

# **Análise de competitividade e penetração de plantas CSP de coletores cilindro-parabólicos no mercado de energia brasileiro**

**Rodrigo Milani** (Facto Energy) - rodrigo.milani@factoenergy.com

**João Humberto Serafim Martins** (UFSC) - joaohumbertosm@gmail.com

**Roberto Miguel Velasquez** (Facto Energy) - roberto.velasquez@factoenergy.com

**Luis Felipe Pozzatti** (Eletrosul) - luis.pozzatti@eletrosul.gov.br

**Breno Torres Meyer** (Eletrosul) - bmeyer@eletrosul.gov.br

## **Resumo:**

*A energia heliotérmica tem se tornado um tema de grande interesse em todo o mundo, entretanto, devido à sua baixa maturação tecnológica frente outras fontes renováveis, como a hidráulica e a solar fotovoltaica, a tecnologia CSP apresenta elevados custos de investimento e geração, o que dificulta a sua inserção na matriz energética mundial. Nesse contexto, este estudo avalia a competitividade da energia heliotérmica no mercado nacional. Para isso, são realizadas simulações em plantas de coletores cilindro-parabólicos em 20 localidades brasileiras com auxílio do programa System Advisor Model. Primeiramente os LCOEs obtidos nas simulações são comparados com os custos de geração relacionados no último leilão de energia alternativa realizado no País. Uma vez que os custos nivelados resultantes se situam entre 22,73 e 45,05 ctv.USD/kWh e o maior custo de geração contratado na ocasião, o da usina de Potirendaba (SP), é 7,35 ctv.USD/kWh, é possível concluir que as plantas CSP não são competitivas economicamente. Para contornar isso, sugere-se a utilização do mecanismo de depreciação de ativos. Com o método de depreciação linear, considerando o horizonte de tempo do Plano Decenal de Expansão Energética 2027, nove localidades não possuem LCOE inferior ao CME, enquanto que para a depreciação acelerada, todas as localidades apresentam LCOE inferior ao CME na projeção para 2027. Isso indica que as centrais heliotérmicas ainda não são competitivas no sistema de leilões brasileiro, mas há uma forte tendência de queda nos custos relacionados à tecnologia para os próximos anos, o que pode trazer grande competitividade. Além disso, é mostrada a influência do método de depreciação na redução dos LCOEs, o que sugere que essa ferramenta pode ser interessante para incentivar a concorrência da geração CSP no sistema de leilões brasileiro.*

**Palavras-chave:** *Energia heliotérmica, Coletores cilindro-parabólicos, System Advisor Model, Depreciação*

**Área temática:** *Conversão Térmica com Concentradores*

**Subárea temática:** *Equipamentos e sistemas de conversão heliotérmica para eletricidade*

# ANÁLISE DE COMPETITIVIDADE E PENETRAÇÃO DE PLANTAS CSP DE COLETORES CILINDRO-PARABÓLICOS NO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

Rodrigo Fonseca Araujo Milani Tavares<sup>a</sup> – rodrigo.milani@factoenergy.com

João Humberto Serafim Martins<sup>a,b</sup> – joao.martins@factoenergy.com

Roberto Miguel Gutierrez Velasquez<sup>a</sup> – roberto.velasquez@factoenergy.com

Luís Felipe Pozzatti<sup>c</sup> – luis.pozzatti@eletrosul.gov.br

Breno Torres Meyer<sup>c</sup> – bmeyer@eletrosul.gov.br

<sup>a</sup> Facto Energy

<sup>b</sup> LEPTEN – Laboratórios de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia  
Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

<sup>c</sup> CGT Eletrosul

**Resumo.** A energia heliotérmica tem se tornado um tema de grande interesse em todo o mundo, entretanto, devido à sua baixa maturação tecnológica frente outras fontes renováveis, como a hidráulica e a solar fotovoltaica, a tecnologia CSP apresenta elevados custos de investimento e geração, o que dificulta a sua inserção na matriz energética mundial. Nesse contexto, este estudo avalia a competitividade da energia heliotérmica no mercado nacional. Para isso, são realizadas simulações em plantas de coletores cilindro-parabólicos em 20 localidades brasileiras com auxílio do programa System Advisor Model. Primeiramente os LCOEs obtidos nas simulações são comparados com os custos de geração relacionados no último leilão de energia alternativa realizado no País. Uma vez que os custos nivelados resultantes se situam entre 22,73 e 45,05 ctv.USD/kWh e o maior custo de geração contratado na ocasião, o da usina de Potirendaba (SP), é 7,35 ctv.USD/kWh, é possível concluir que as plantas CSP não são competitivas economicamente. Para contornar isso, sugere-se a utilização do mecanismo de depreciação de ativos. Com o método de depreciação linear, considerando o horizonte de tempo do Plano Decenal de Expansão Energética 2027, nove localidades não possuem LCOE inferior ao CME, enquanto que para a depreciação acelerada, todas as localidades apresentam LCOE inferior ao CME na projeção para 2027. Isso indica que as centrais heliotérmicas ainda não são competitivas no sistema de leilões brasileiro, mas há uma forte tendência de queda nos custos relacionados à tecnologia para os próximos anos, o que pode trazer grande competitividade. Além disso, é mostrada a influência do método de depreciação na redução dos LCOEs, o que sugere que essa ferramenta pode ser interessante para incentivar a concorrência da geração CSP no sistema de leilões brasileiro.

**Palavras-chave:** Energia heliotérmica, Coletores cilindro-parabólicos, System Advisor Model, Depreciação

## 1. INTRODUÇÃO

No Brasil, a energia heliotérmica ou energia solar concentrada (em inglês, *Concentrated Solar Power* – CSP) não é aplicada em nenhum empreendimento de escala comercial. Apesar disso, essa tecnologia está sendo implementada em pequenas plantas piloto para geração de energia elétrica, como é o caso das usinas promovidas pela Chamada Nº 019/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atualmente em fase de desenvolvimento, bem como na unidade da Kraft Foods de Vitória de Santo Antão (PE), cuja finalidade é a geração de calor de processo, aplicação conhecida como SHIP – *Solar Heat for Industrial Processes* (Bezerra, 2017).

A energia heliotérmica possui desenvolvimento tecnológico relativamente recente quando comparada com fontes renováveis mais tradicionais e maduras, como hidroelétrica, fotovoltaica e eólica. Em detrimento disso e de questões intrínsecas à tecnologia, os custos da geração heliotérmica são elevados, o que lhe proporciona dificuldade na concorrência direta com as demais fontes energéticas. Em virtude de seu caráter renovável, é usual que a tecnologia CSP concorra, em um primeiro momento, em leilões de energia alternativa, o que torna essa modalidade a mais indicada para a análise de competitividade. O último leilão dessa categoria realizado no Brasil ocorreu em abril de 2015, quando foi contratado um montante de cerca de 90 MW de parques eólicos e 389 MW de termelétricas, todas utilizando bagaço de cana-de-açúcar como combustível (ANEEL, 2019).

Nessa oportunidade, a usina de Potirendaba (SP) apresentou o maior custo de geração e, por conta disso, foi considerada como planta marginal, utilizada na comparação com os custos nivelados de energia (em inglês, *Levelized Cost of Energy* – LCOE) de plantas CSP. Para isso, foram simuladas centrais heliotérmicas em 20 localidades ao longo do território brasileiro utilizando a tecnologia de coletores cilindro-parabólicos (em inglês, *Parabolic Trough Collectors* – PTC), a fim de determinar a sua competitividade econômica no Brasil. Além disso, foi analisado o método de

incentivo de depreciação, com o objetivo de avaliar seu impacto sobre o LCOE e, conseqüentemente, a competitividade da geração CSP no mercado de energia brasileiro.

Este trabalho faz parte do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da ANEEL e da CGT Eletrosul intitulado “Desenvolvimento e Implantação de planta termossolar de 0,25 MW<sub>e</sub>”. Por meio da realização de estudos técnicos, acadêmicos e da construção de uma planta piloto, o projeto visa analisar o comportamento e a viabilidade de uma central heliotérmica localizada na região Sul do País e estudar as alternativas para viabilizar sua inserção na matriz energética nacional.

## 2. MECANISMOS DE INCENTIVO À TECNOLOGIA HELIOTÉRMICA

Conforme IEA e IRENA (2011), são três as políticas mais relevantes para o desenvolvimento da tecnologia CSP. As duas primeiras, *feed-in tariff* (FIT) e o sistema de cotas obrigatórias, são adotados pela Espanha e pelos Estados Unidos da América (EUA), os dois países com a maior capacidade instalada de centrais heliotérmicas (NREL, 2018a). A terceira política, sistema de leilões, é o modelo atualmente adotado no Brasil.

### 2.1 *Feed-in Tariff*

A *Feed-in Tariff* (FIT), é um mecanismo econômico que garante a compra da energia gerada a partir de determinada fonte durante um longo prazo por uma tarifa pré-determinada, o que promove estabilidade ao gerador (IEA; IRENA, 2011). Essa tarifa pode ser definida de forma dependente ou independente do mercado, considerando ou não o preço da energia praticado, sendo os métodos independentes os mais empregados (Couture et al., 2010).

De acordo com Malagueta et al. (2013), existem quatro formas de tarifação independentes: preço fixado, na qual o preço pago ao gerador se mantém constante ao longo de toda a vigência da FIT, sem ocorrer ajuste pela inflação; ajuste de acordo com a inflação, em que, como o nome sugere, o preço é inicialmente fixado e sofre ajustes ao longo do tempo para acompanhar a variação de preços da economia; *front end*, em que a tarifa é reduzida ao longo do tempo de forma a refletir a redução nos custos, decorrente do aprendizado tecnológico; por fim, o modelo *spot market gap model*, no qual a tarifa é pré-determinada, porém, o incentivo pago é a diferença entre o preço do mercado *spot* e a tarifa pré-determinada.

Por sua vez, os modelos de tarifação dependentes são três: preço *premium*, na qual a FIT é determinada através de um bônus com referência no preço de mercado; preço percentual, em que é estabelecida uma porcentagem em relação ao preço de mercado; preço variável, no qual são estabelecidos valores de limite inferior e superior para as tarifas, o que evita que o gerador tenha lucros e prejuízos excessivos (Malagueta et al., 2013).

Conforme já mencionado, a *Feed-in Tariff* foi utilizada na Espanha para desenvolver a tecnologia CSP. Sua implementação iniciou-se em 1997 por meio de tarifas pré-fixadas, modificadas em 2004 para o modelo de preço percentual, (González, 2008). Apesar de ter sido bem-sucedida em promover fontes de energia renovável, a FIT espanhola foi bastante criticada por não promover eficiência energética, o que acarretou maiores custos da energia gerada a partir das fontes contratadas (Malagueta et al., 2013).

### 2.2 Sistema de cotas obrigatórias

O sistema de cotas obrigatórias é classificado como um instrumento regulatório. Neste sistema são estabelecidas cotas para os geradores de energia, que podem ser calculadas com base na emissão de gases de efeito estufa ou na geração de energia a partir de fontes renováveis. Neste mecanismo é comum que se crie um mercado de certificados verdes, no qual geradores podem negociar cotas e cujo descumprimento leva a aplicação de multas. Com isso, um gerador que tenha uma geração de energia renovável considerável pode negociar cotas excedentes com outros geradores que não as tenham atingido. Esse mecanismo possui grande complexidade, uma vez que há a necessidade de um órgão regulador para acompanhar o desempenho dos agentes e aplicar multas, além da necessidade da criação de um mercado de certificados verdes (IEA; IRENA, 2011).

O sistema de cotas é utilizado nos EUA, onde inicialmente fazia parte do *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA), criado em 1978. No PURPA, as distribuidoras eram obrigadas a comprar parte da sua energia de geradores qualificados (Hirsh, 1999; Taylor, 2008). Atualmente, nos EUA, a maioria das políticas de incentivo à geração de energia renovável é determinada na esfera estadual, e não federal. Não obstante, uma das políticas adotadas com mais frequência é o *Renewable Portfolio Standard*. Nesse modelo, especificam-se cotas para fontes de geração específica. Assim, o sistema de cotas passa a ser aplicado para os geradores, e não para a distribuidora (Solangi et al., 2011; Fernández-García et al., 2010). As cotas também foram adotadas na Espanha, porém de forma não obrigatória. Em 1999, o governo espanhol lançou o Plano de Fomento às Energias Renováveis, cujo principal objetivo era atender cerca de 25% da demanda de eletricidade do país a partir dessas fontes (González, 2008).

### 2.3 Sistema de leilão

O sistema de leilão, a princípio, não é um mecanismo de incentivo às fontes de energia renovável, mas um sistema de expansão do parque gerador de energia elétrica. Neste mecanismo, as distribuidoras fazem uma previsão de demanda

e as geradoras indicam o custo para atender parte da demanda prevista. Os projetos de geração são contratados por ordem crescente de custo de geração (Tolmasquim, 2011). Dessa forma, sua principal vantagem é a promoção da modicidade tarifária, o que não ocorre ao utilizar os outros dois mecanismos (Dobrotkova; Surana; Audinet, 2018). À primeira vista, pode parecer que contratar empreendimentos com base no menor custo não promove a diversificação da matriz energética, porém, este sistema possui flexibilidade por apresentar diversos tipos de leilão.

No Brasil, de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2019), existem nove modalidades de leilão: de venda; de fontes alternativas; de excedentes; estruturante; de energia reserva; de energia nova; de energia existente; de compra; de ajuste. Desta forma, é possível promover leilões específicos para determinados tipos de fontes, o que possibilita a diversificação da matriz energética (IRENA, 2016).

## 2.4 Depreciação

Uma outra forma de incentivo é permitir que tecnologias com o custo elevado possam se inscrever em leilões com algumas condições diferenciadas para torná-las competitivas, sendo que essas devem ser avaliadas para cada fonte energética em especial. De acordo com o estudo de Szklo, Soares e Tolmasquim (2004), tecnologias com alto custo de capital, como a CSP, podem se tornar competitivas através de um regime especial de depreciação.

A depreciação de um ativo é a sua perda de valor ao longo tempo devido à obsolescência. Porém, apesar de reduzir o valor de mercado de uma organização, a depreciação também pode trazer benefícios. Com um menor valor de ativos, o lucro contábil diminui, o que resulta na redução de impostos incidentes sobre os ativos e os dividendos distribuídos aos acionistas. Esse processo promove redução de despesas e permite que a empresa se capitalize, garantindo que os ativos depreciáveis sejam substituídos (Peterson, 2002).

A perda de valor dos ativos depreciáveis pode ocorrer forma constante ou variável no tempo, sendo a segunda geralmente acelerada nos primeiros anos de forma a promover a maior capitalização da empresa (Soares; Szklo Tolmasquim, 2006). Em uma depreciação acelerada em 5 anos, por exemplo, uma empresa perderia 70% do valor de seus ativos no primeiro ano, 20% no segundo, 5% no terceiro, 3% no quarto e 2% no quinto. Ou seja, a partir do segundo ano os impostos já incidiram em apenas 30% do valor da empresa. Já no caso de uma depreciação linear, nos mesmos 5 anos, a empresa perderia 20% no primeiro ano, 20% no segundo e assim sucessivamente até o quinto ano. A incidência de impostos, nesse caso, só chegaria ao patamar de 30% do valor da empresa na metade do quarto ano.

## 3. METODOLOGIA

Na análise de competitividade de centrais heliotérmicas, foram avaliadas plantas com a tecnologia PTC. Essa tecnologia é uma escolha comum para as primeiras plantas de ponte comercial de um país, uma vez que é a mais madura e utilizada internacionalmente (NREL, 2018a).

O programa System Advisor Model – SAM (NREL, 2017) – foi empregado na modelagem de plantas nas 20 localidades brasileiras disponíveis em sua biblioteca, que podem ser observadas na Figura 1. Isso foi realizado a fim de analisar o desempenho da tecnologia para diversas regiões, que representam diferentes faixas de irradiância direta normal (em inglês, *Direct Normal Irradiance* – DNI).

O principal indicador utilizado nas comparações foi o custo nivelado de energia, comparado primeiramente com o custo marginal do último leilão de energia alternativa da ANEEL, com o intuito de avaliar se as plantas CSP simuladas possuem capacidade de competir com as usinas listadas na ocasião. Além disso, os valores de LCOE para as 20 localidades foram projetados para os anos da próxima década com base no Annual Technology Baseline do NREL (2018b) para comparação com o Custo Marginal de Expansão (CME), a fim de avaliar o ganho de competitividade das centrais heliotérmicas ao longo dos próximos anos.

Tabela 1 – Parâmetros técnicos utilizados na modelagem das plantas CSP.

PARÂMETRO	VALOR
<b>Campo solar</b>	
Tecnologia	Coletores cilindro-parabólicos
Múltiplo solar	Otimizado para a localidade
DNI de projeto	Função da localidade
Coletores por loop	8
Número de loops	Depende da localidade
Fluido de trabalho	Therminol VP-1
Modelo do coletor	Skyfuel SkyTrough
Modelo do receptor	Schott PTR80
<b>Sistema de armazenamento</b>	
Tipo de sistema	Dois tanques de sal fundido
Horas de armazenamento	7
<b>Bloco de potência</b>	
Potência instalada	50 MW <sub>e</sub>

### 3.1 Parâmetros técnicos

Um padrão internacional para as futuras plantas de PTC foi definido, contendo valores representativos de potência instalada e capacidade do sistema de armazenamento de energia térmica (em inglês, *Thermal Energy Storage* – TES). Com base no banco de dados do National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2018a), foram levantados os empreendimentos em construção (10 usinas) e em desenvolvimento (8 usinas). Desta forma, foi obtido um padrão de 50 MW<sub>e</sub> de capacidade instalada e TES com 7 horas equivalentes de armazenamento. Os demais parâmetros empregados na modelagem das plantas podem ser encontrados na Tabela 1.

### 3.2 Irradiância de projeto

A irradiância de projeto pode ser definida por meio de diferentes métodos. Conforme NREL (2017), é a taxa com que a radiação incide no campo solar projetado capaz de acionar o bloco de potência com sua capacidade nominal, para um Múltiplo Solar (MS) igual a 1. Nesse sentido, para cada localidade, é indicado escolher a moda da DNI nas horas de recurso solar disponível. Ocorre que o valor mais frequente da irradiância do local está próximo da média, uma vez que a amostra geralmente é horária, ou seja, de 8760 dados em um ano. Com isso, caso esse valor seja adotado, toda vez que a DNI for maior que a média, haverá desperdício de energia. Por outro lado, na hipótese de adoção da máxima DNI anual como valor de projeto, a fim de evitar desperdícios, o campo solar é significativamente ampliado, o que implica em um maior LCOE, além de tornar o campo solar subaproveitado na maior parte do ano (IEA, 2014).

Uma metodologia utilizada por estudos como o de Malagueta et al. (2013) utiliza a média das máximas diárias como a DNI de projeto. Assim, evita-se o sub e superdimensionamento do campo solar, diminuindo o LCOE. Portanto, para as simulações deste estudo, foi considerada como DNI de projeto de cada localidade a média das máximas diárias. Tais valores podem ser observados na Figura 1.

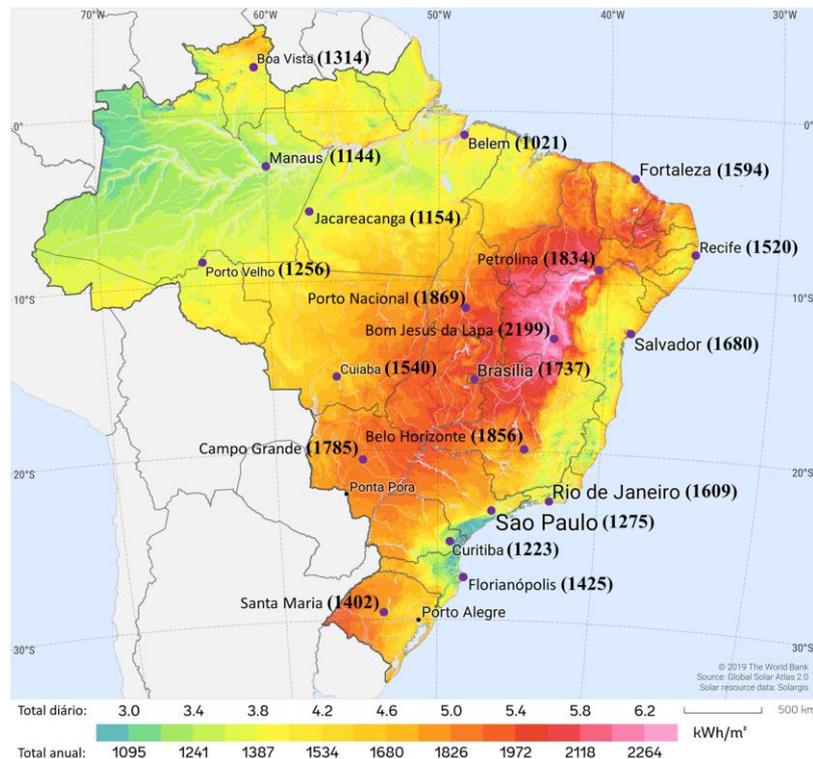


Figura 1 – Irradiância Direta Normal no território brasileiro, em kWh/m<sup>2</sup>.ano<sup>-1</sup>, com destaque para as 20 localidades analisadas. Adaptada de Solargis (2019).

### 3.3 Determinação de custos

**Custo nivelado de energia.** O LCOE é o principal indicador para avaliar a competitividade de uma planta de geração de energia elétrica, por levar em consideração aspectos técnicos e econômicos. Conforme Pawel (2014), o LCOE pode ser interpretado como o preço médio de comercialização da eletricidade gerada pelo empreendimento ao longo de sua vida útil para que se atinja um Valor Presente Líquido (VPL) nulo. O custo nivelado também permite que tecnologias sejam comparadas em circunstâncias em que há distintos períodos de investimento, tempos de análise e escalas de operação ou em cenários com uma combinação desses fatores (NREL, 1995). Além disso, variações do LCOE de uma tecnologia em relação à outra podem ser utilizadas como medida de ganho de competitividade e usualmente refletem reduções nos

custos devido a fatores como desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala e redução nos custos de fabricação (IRENA, 2019).

Uma vantagem desse indicador é considerar tanto os Custos de Capital (em inglês, *Capital Expenditure* – CAPEX) quanto os Custos de Operação e Manutenção da planta (em inglês, *Operational Expenditure* – OPEX). De acordo com NREL (2017), o CAPEX representa os valores de aquisição de equipamento ou determinado serviço no ano zero do fluxo de caixa. Eles incluem todos os custos de construção, mesmo que ocorram em um período anterior a este. O OPEX tem características diferentes e expressa despesas anuais, relacionadas a equipamentos e serviços que ocorrem ao longo da vida útil da planta (SAM, 2017).

O LCOE pode ser calculado conforme a Eq. (1), na qual  $I_t$  são os custos de investimento da planta,  $M_t$  os custos de operação e manutenção,  $F_t$  as despesas com combustíveis,  $E_t$  a eletricidade gerada,  $r$  a taxa de desconto e  $n$  a vida útil do sistema (NREL, 1995).

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

A partir da definição da irradiância de projeto e do MS, que representa a relação entre a área do campo solar projetado e a área do campo solar requerida para operar o ciclo de potência em condições nominais (Cardemil; Colle, 2010), são calculadas a área de campo solar e a área total de reflexão. Para PTC, a área de reflexão é maior que a do campo solar, uma vez que os espelhos são curvos. Assim, a razão área de reflexão por área de campo é maior que 1.

**Parâmetros econômicos.** Além dos parâmetros técnicos, é necessário definir os parâmetros econômicos e financeiros. Os dados econômicos devem ser os mesmos para todas as plantas e cenários, uma vez que refletem a realidade brasileira. Nesse sentido, foram adotados os apresentados na Tabela 2. Os custos variam de acordo com a tecnologia empregada. Já os valores específicos para PTC são mostrados na Tabela 3.

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

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 relacionados a Coletores Cilindro-Parabólicos utilizados nas simulações. Baseada em NREL (2017).

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
Melhorias no terreno	25	USD/m <sup>2</sup>
Campo solar	150	USD/m <sup>2</sup>
Sistemas de HTF	60	USD/m <sup>2</sup>
Sistema de armazenamento	65	USD/kW <sub>th</sub>
Bloco de potência	1150	USD/kW <sub>e</sub>
Balanço da planta	120	USD/kW <sub>e</sub>
Contingência	7	%
Custo fixo de O&M	66	USD/kWh
Custo variável de O&M	4	USD/kWano

**Análise paramétrica.** Uma análise paramétrica foi conduzida com a finalidade de calcular o MS que minimiza o LCOE em cada uma das 20 localidades. Para isso, variou-se o MS entre 1,8 e 3,5 com passo de 0,1 e foram efetuadas simulações das plantas para configuração resultante. O MS selecionado foi o que apresentou o menor custo nivelado.

Após o processo de otimização, foi possível notar que os sítios que resultaram nos menores LCOEs são os que apresentam maiores valores de DNI: Bom Jesus da Lapa, em seguida Porto Nacional e Petrolina, como pode ser observado na Figura 1.

**Custo marginal.** Conforme já mencionado, o último leilão de energia alternativa do País foi realizado em abril de 2015, quando foi contratado um montante de 90 MW de parques eólicos e 389 MW de Usinas Termelétricas (UTES), todas utilizando bagaço de cana-de-açúcar como combustível. Na ocasião, a geração termelétrica a biomassa teve custo de geração mais elevado, por conta disso será usada na comparação com CSP. Comparar a UTH de custo mais elevado significa, na prática, equivaler as plantas CSP simuladas à planta marginal selecionada no leilão. A Tabela 4 resume as térmicas a bagaço contratadas em abril de 2015.

Tabela 4 – Usinas termelétricas contratadas no leilão de energia alternativas de 2015. Extraída de ANEEL (2019).

Empreendimento	Potência [MW]	Geração anual [GWh]	Custo de geração [ctv.BRL/kWh]
UTE Ituiutaba (MG)	53,2	1.630,5	20,49
UTE Clealco Queiroz (SP)	45,0	981,8	20,65
UTE Tropical Bioenergia (GO)	70,0	3.068,1	20,71
UTE Iacanga Ampliação (SP)	30,6	613,6	20,94
UTE Rio Pardo (SP)	60,0	1.648,0	21,20
UTE Vale do Rosário (SP)	69,7	911,7	21,39
UTE Jalles Machado (GO)	20,7	1.174,6	21,43
UTE Potirendaba (SP)	40,2	1.753,2	21,46
<b>Total</b>	<b>389,4</b>	<b>11781,5</b>	-

O custo marginal, referente à usina de Potirendaba (SP), com capacidade de 40,2 MW<sub>e</sub>, é de 7,35 ctv.USD/kWh (para uma taxa de câmbio de 2,92 BRL/USD, referente a 27 de abril de 2015).

**Depreciação.** Na análise de inserção da tecnologia CSP, foram realizadas simulações no SAM empregando os dois modelos de permitidos pela ferramenta, avaliando a influência de cada tipo no LCOE. O sistema foi ajustado entre 0 e 100% dos ativos depreciáveis em cada um dos métodos de depreciação. Vale salientar que a soma das porcentagens nos dois regimes deve ser sempre 100% e que os modelos de depreciação disponíveis no SAM são o *Straight Line*, para depreciação linear, e o *Modified Accelerated Cost Recovery System* (MACRS), para depreciação acelerada. Segundo Soares, Szklo e Tolmasquim (2006), o Brasil exige em sua legislação que a depreciação de ativos de geração de energia seja do tipo linear, com prazo mínimo de 10 anos. Uma vez que o programa fornece as opções de depreciação em 5 e 15 anos, foi utilizado o prazo de 15 anos.

**Custo Marginal de Expansão.** De acordo com EPE (2018a), o CME é o custo do investimento necessário para atender uma unidade adicional de demanda energética. Conforme o método de cálculo utilizado pela EPE, o CME para os próximos cinco anos encontra-se definido pela capacidade já contratada em leilão, dessa forma são calculados valores a partir de 2023. Como pode ser observado na Figura 2, o maior CME ocorre em 2025, com o valor de 196 BRL/MWh (6,71 ctv.USD/kWh) e média de 154 BRL/MWh no período (5,27 ctv.USD/kWh). Em outra seção do PDE é apresentado o valor de 234 BRL/MWh (8.01 ctv.USD/kWh), entretanto, de forma conservadora, foi utilizado o menor valor de CME, que implica em uma menor competitividade da geração CSP.

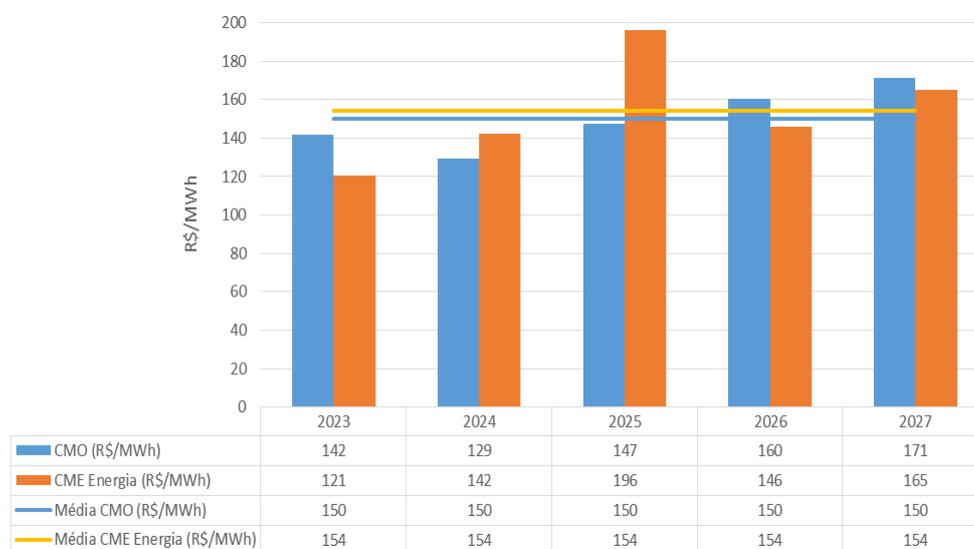


Figura 2 – Custo Marginal de Operação (CMO) e CME para o horizonte do Plano de Decenal de Expansão de Energia. Extraída de EPE (2018a).

Após a realização das simulações e da análise de competitividade através da comparação dos LCOEs de CSP com o custo da geração a biomassa, é possível traçar cenários de inserção a partir da comparação entre o CME e LCOE das plantas heliotérmicas. Uma vez que o CME varia ao longo do horizonte do PDE, como apresentado na Figura 2, também se faz necessário a variação do custo nivelado das plantas simuladas.

Para a variação do LCOE, recorreu-se ao *Annual Technology Baseline* (ATB) elaborado pelo NREL (2018b). Essa base de dados faz projeções com horizonte 2050 dos custos de diversas tecnologias de geração de energia renovável, incluindo CSP. Os dados são atualizados anualmente, de forma a incluir mudanças ocorridas no período. O ATB realiza projeções para diferentes configurações de plantas CSP em diferentes DNIs. Para uma planta com 10 horas de armazenamento em local com 2040 kWh/m<sup>2</sup>.ano<sup>-1</sup> de DNI é estimada uma redução de 20,5% no LCOE entre 2017 e 2027, como apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Variação do Custo Nivelado de Energia para uma planta CSP com 10 horas de armazenamento em local com Irradiância Direta Normal de 2040 kWh/m<sup>2</sup>.ano<sup>-1</sup> no horizonte do PDE 2027. Baseada em NREL (2018b).

ANO	LCOE [ctv.USD/kWh]	VARIAÇÃO [%]
2017	14,67	-3,53
2018	14,13	-3,65
2019	13,60	-3,77
2020	13,02	-4,28
2021	12,82	-1,50
2022	12,63	-1,52
2023	12,43	-1,54
2024	12,24	-1,56
2025	12,05	-1,58
2026	11,86	-1,60
2027	11,66	-1,62

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações de plantas de PTC para as 20 localidades brasileiras presentes no banco de dados SAM. O valor apresentado para cada localidade é referente à simulação com o MS ótimo local obtido a partir de uma análise paramétrica, realizada com o intuito de minimizar o LCOE.

##### 4.1 Análise de competitividade da tecnologia CSP

As análises realizadas mostram que a UTE com o maior custo de geração – 7,35 ctv.USD/kWh, situada em Potirendaba (SP), possui custo de geração inferior às plantas CSP padrão de coletores cilindro-parabólicos em todos os locais estudados, que apresentaram LCOE entre 22,73 e 45,05 ctv.USD/kWh, conforme mostrado na Figura 3. É válido ressaltar que as localidades estão classificadas em ordem decrescente de acordo com a DNI de projeto.

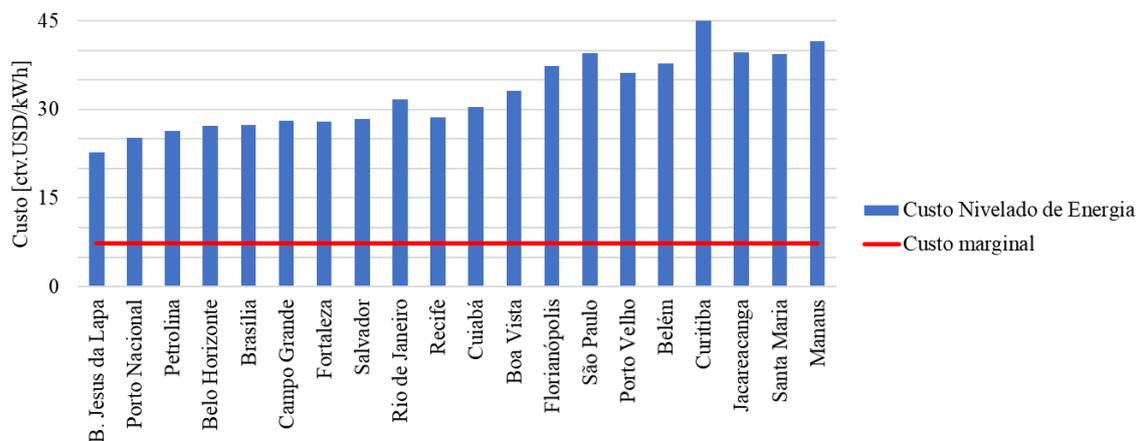


Figura 3 – Custo nivelado de plantas CSP em localidades brasileiras em comparação com o custo de geração da usina termelétrica de Potirendaba (SP).

## 4.2 Análise de inserção da tecnologia CSP

Na análise de inserção da tecnologia CSP na matriz energética brasileira, foi avaliado a evolução dos custos nivelados de energia de plantas CSP em 20 localidades. A variação desses custos foi efetuada utilizando as projeções do ATB, apresentadas na Tabela 5, e os métodos de depreciação já mencionados. Os resultados obtidos para o LCOE entre os diferentes modelos de depreciação podem ser observados na Figura 4. Para o método de depreciação acelerada foram obtidos LCOEs na faixa entre 14,33 e 28,77 ctv.USD/kWh, enquanto a projeção do ATB para 2027, tal faixa ficou restrita ao intervalo entre 2,80 e 5.62 ctv.USD/kWh. Por sua vez, os custos nivelados referentes ao método de depreciação linear projetados para 2027 estão contidos no intervalo entre 4,44 e 8.81 ctv.USD/kWh.

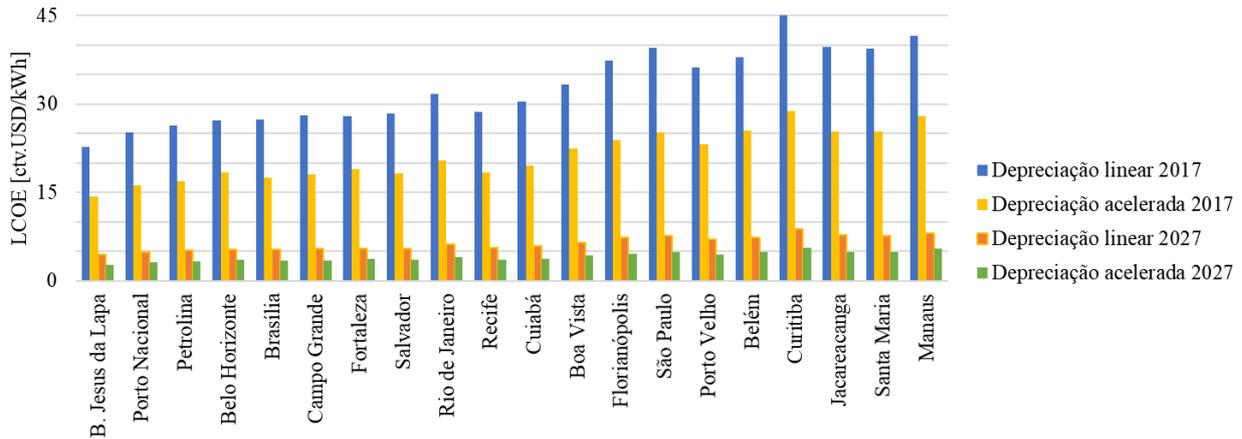


Figura 4 – Custo Nivelado de Energia nos cenários de depreciação para as localidades brasileiras.

A partir de 2027, para plantas simuladas sob o regime de depreciação linear de 15 anos, a geração CSP possui LCOE inferior ao CME em 9 localidades: Bom Jesus da Lapa (BA), Porto Nacional (TO), Petrolina (PE), Belo Horizonte (MG), Brasília (DF), Fortaleza (CE), Campo Grande (MS), Salvador (BA) e Recife (PE), em ordem decrescente de deságio, como mostra a Figura 5-a. Isso indica que nesses locais poderão ser efetuados empreendimentos de energia solar concentrada com capacidade de competir economicamente com as demais fontes de energia. Em contrapartida, a análise de depreciação acelerada, mostrada na Figura 5-b, indicou que para 2025 os custos nivelados da geração heliotérmica são superiores ao CME em 11 localidades: Bom Jesus da Lapa (BA), Porto Nacional (TO), Petrolina (PE), Brasília (DF), Campo Grande (MS), Salvador (BA), Recife (PE), Belo Horizonte (MG), Fortaleza (CE), Cuiabá (MS) e Rio de Janeiro (RJ). Já em 2027 o LCOE é inferior ao CME em todos os locais estudados.

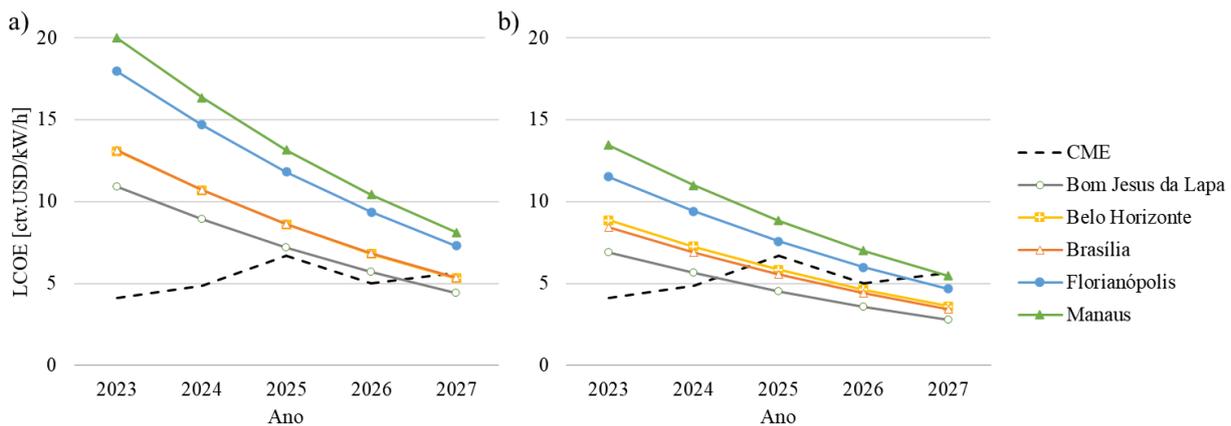


Figura 5 – Comparação entre o Custo Nivelado de Energia e o Custo Marginal de Expansão para os métodos de: a) Depreciação linear; b) Depreciação acelerada

## 5. CONCLUSÕES

Este estudo analisou a competitividade da energia heliotérmica em comparação com outras fontes de energia em leilões de energia alternativa, bem como conduziu uma análise de penetração da tecnologia CSP na matriz energética brasileira. Para isso, foram realizadas análises computacionais para plantas CSP de coletores cilindro-parabólicos em 20

localidades no território brasileiro, em que foram estimados os custos nivelados de energia. Foi definida uma planta-padrão, de 50 MW<sub>e</sub> e 7 horas de armazenamento térmico, baseada em centrais de PTC em construção e desenvolvimento no mundo.

A análise de competitividade foi realizada com referência no leilão de fontes alternativas da ANEEL de 2015, que dentre as usinas contratadas, teve o custo de geração mais elevado de 7,35 ctv.USD/kWh, proveniente da UTE de Potirendaba (SP), utilizado como custo marginal. Os LCOEs obtidos foram na faixa de 22,73 a 45,05 ctv.USD/kWh, sendo o menor e maior referentes à Bom Jesus da Lapa (BA) e Manaus (AM), respectivamente. Com isso, a planta-padrão não se mostrou competitiva, sendo necessário avaliar a possibilidade de um mecanismo de incentivo. Foi sugerida, então, a utilização do método de depreciação linear e acelerada de ativos, com o qual foi realizada a análise de penetração da tecnologia CSP. Nesse método os LCOEs foram comparados com o CME, levando em consideração as projeções de redução de custos para a tecnologia CSP. Tal procedimento comprovou sua influência na diminuição dos LCOEs, sendo uma alternativa de fomento compatível com o sistema de leilões e importante a ser considerada. Com a aplicação da metodologia proposta, todas as plantas apresentaram redução expressiva de LCOE e para o método de depreciação acelerada foram competitivas quando comparadas ao CME na projeção para 2027, enquanto que para a depreciação linear, 9 das 20 localidades apresentaram viabilidade. Tais resultados sugerem que a geração heliotérmica ainda não é capaz de competir com as demais fontes renováveis nas atuais regras do sistema de leilão brasileiro, entretanto há uma forte tendência redução de custos para os próximos anos, que pode torná-la competitiva e atrativa aos investidores.

### **Agradecimentos**

Os autores reconhecem o apoio da CGT Eletrosul e da ANEEL que, por meio de projetos de P&D, têm incentivado a pesquisa e a implementação da energia heliotérmica no Brasil.

### **REFERÊNCIAS**

- ANEEL, 2019. Resultados de Leilões. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acesso em: 23 nov. 2019.
- Bezerra, P. H. S., 2017. Energia solar concentrada: Simulação do desempenho de heliostatos de pequeno porte. Tese de Doutorado, Curso de Agronomia, Universidade Estadual Paulista, Botucatu.
- Cardemil, J. M., Colle, S., 2010. A base de dados SWERA como suporte para análises técnico-econômicas de plantas termo-solares. III CBENS - III Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belém.
- CCEE, 2019. Tipos de Leilões. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/tipos\\_leiloes\\_n\\_logado](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado). Acesso em: 23 nov. 2019.
- Couture, T. D. et al., 2010. A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2019.
- Dobrotkova, Z., Surana, K., Audinet, P., 2018. The price of solar energy: Comparing competitive auctions for utility-scale solar PV in developing countries. *Energy Policy*, vol. 118, pp. 133-148. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.036>.
- EPE, 2018a. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027\\_aprovado\\_OFICIAL.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202027_aprovado_OFICIAL.pdf). Acesso em: 23 nov. 2019.
- EPE, 2018b. Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica: no horizonte 2050. Disponível em: <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>. Acesso em: 23 nov. 2019.
- Fernández-García, A. et al., 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n. 7, pp. 1695-1721. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.012>.
- González, P. R., 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy*, vol. 36, n. 8, pp. 2917-2929. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.025>.
- Hirsh, R. F., 1999. PURPA. *The Electricity Journal*, vol. 12, n. 7, pp. 60-72. [http://dx.doi.org/10.1016/s1040-6190\(99\)00060-3](http://dx.doi.org/10.1016/s1040-6190(99)00060-3).
- IEA, IRENA, 2011. IEA/IRENA Joint Policies and Measures database. Disponível em: <http://www.iea.org/policiesandmeasures/renewableenergy/>. Acesso em: 24 abr. 2015.
- IEA, 2014. Technology Roadmap Solar Thermal Electricity. Disponível em: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity\\_2014\\_edition.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarThermalElectricity_2014_edition.pdf). Acesso em: 23 nov. 2019.
- IRENA, 2017. Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Auctions\\_2017](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017). Acesso em: 23 nov. 2019.

- IRENA, 2019. Renewable Power Generation Costs in 2018. Disponível em: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA\\_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf). Acesso em: 23 nov. 2019.
- Malagueta, D. et al., 2013. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the Brazilian electric power system. *Energy Policy*, vol. 59, pp. 198-212. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.029>.
- Milani, R., 2014. Geração Heliotérmica: Avaliação do impacto da utilização de novos fluidos no custo da energia gerada. 2014. 106 f. Trabalho de Conclusão, Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Milani, R., Szklo, A., Hoffmann, B. S., 2017. Hybridization of concentrated solar power with biomass gasification in Brazil's semiarid region. *Energy Conversion and Management*, vol. 143, pp. 522-537. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.015>.
- NREL, 1995. A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>. Acesso em: 23 nov. 2019.
- NREL, 2017. System Advisor Model. Versão 2017.9.5. [s.l.].
- NREL, 2018a. Concentrating Solar Power Projects. Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/>. Acesso em: 17 maio 2018.
- NREL, 2018b. Annual Technology Baseline 2018: Basis year 2016. 2018b. Disponível em: <https://atb.nrel.gov/electricity/archives.html>. Acesso em: 23 maio 2019.
- 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*, vol. 46, pp. 68-77. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>.
- Peterson, R. H., 2002. Accounting for fixed assets. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons.
- Schaeffer, R. et al., 2012. Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy*, vol. 38, n. 1, pp. 1-12, fev. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.056>.
- Soares, J. B., Szklo, A. S., Tolmasquim, M. T., 2006. Alternative depreciation policies for promoting combined heat and power (CHP) development in Brazil. *Energy*, vol. 31, n. 8-9, pp. 1151-1166. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2005.05.004>.
- Solangi, K. H. et al., 2011. A review on global solar energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n. 4, pp. 2149-2163, maio 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.01.007>.
- Solargis, 2019. Solar resource maps of Brazil. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/brazil>. Acesso em: 14 out. 2019
- 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*, vol. 86, pp. 57-72. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.028>.
- Szklo, A. S.; Soares, JB; Tolmasquim, MT, 2004. Economic potential of natural gas-fired cogeneration—analysis of Brazil's chemical industry. *Energy Policy*, vol. 32, n. 12, pp. 1415-1428. [http://dx.doi.org/10.1016/s0301-4215\(03\)00109-5](http://dx.doi.org/10.1016/s0301-4215(03)00109-5).
- Taylor, M., 2008. Beyond technology-push and demand-pull: Lessons from California's solar policy. *Energy Economics*, vol. 30, n. 6, pp. 2829-2854. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2008.06.004>.
- Tolmasquim, M., 2011. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. Synergia Editora.

## COMPETITIVENESS ANALYSIS OF THE CSP TECHNOLOGIES IN THE BRAZILIAN MARKET

**Abstract.** Concentrated Solar Power has become a topic of great interest worldwide, however, due to its low technological maturity concerning other renewable sources such as hydropower or solar photovoltaic, CSP technology has high costs of investment and generation, which slows its insertion in the global energy matrix. In this context, this study evaluates the competitiveness of CSP technology in the national scenario. For this, simulations are performed using the System Advisor Model software in Parabolic Trough Collectors powerplants in 20 Brazilian locations. First, a comparison is made between the Leveled Cost of Energy Cost obtained from the simulations and the higher cost of generating in the last alternative energy auction of the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL). Since the LCOEs for the 20 locations are between 22.73 and 45.05 ctv.USD/kWh and the generation cost of the Potirendaba (SP) powerplant is 7.35 ctv.USD/kWh, it can be concluded that CSP plants were not competitive. Thus, the use of the depreciation element to increase the competitiveness of the CSP generation is suggested. Using the time horizon of the 2027 Decennial Energy Expansion Plan, it was seen in the linear depreciation method that eleven locations does not present an LCOE lower than the Marginal Expansion Cost, whereas using accelerated depreciation, all locations present values of LCOE lower than the CME in the 2027 projection. This indicates that the CSP plants are not yet competitive in the Brazilian auction system, however, for the next years, there is a strong downward trend in costs involving this technology, which may make it competitive. Lastly, the influence of the depreciation methods on the reduction of LCOE is shown, suggesting that this may be an interesting incentive for CSP generation competition in the Brazilian auction system.

**Key words:** Concentrated Solar Power, Parabolic Trough Collector, System Advisor Model, Depreciation