

A INFLUÊNCIA DE POLÍTICAS PÚBLICAS EM MÉTRICAS ECONÔMICAS DE UM SISTEMA DE CALHAS PARABÓLICAS

Renan de Souza Carvalho – renan2.carvalho@usp.br

Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Biosistemas

Pedro Henrique Bezerra Silva – bezerra_ph@hotmail.com

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Departamento de Engenharia Rural

Odivaldo José Seraphim – seraphim@fca.unesp.br

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Departamento de Engenharia Rural

Celso Eduardo Lins de Oliveira – celsooli@usp.br

Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Biosistemas

Resumo. *Mediante a necessidade de diversificação da matriz elétrica nacional, as buscas por novas tecnologias capazes de auxiliar a suprir a demanda nacional são imprescindíveis. Neste escopo, a chamada energia solar concentrada, ou heliotérmica, se mostra como uma possibilidade aprazível, devido a sua possibilidade de modulação do despacho através do armazenamento de calor, porém um dos principais empasses desta tecnologia se encontra no alto custo inicial de investimento. O Brasil possui um alto potencial para a inserção da tecnologia heliotérmica em seu território, porém ainda não existem usinas em funcionamento. Neste âmbito, o presente trabalho teve como objetivo aplicar políticas públicas de incentivo a geração verde, voltadas atualmente para sistemas fotovoltaicos na ferramenta de simulação SAM, utilizando-se como base meteorológica os valores de radiação solar da cidade de Pirassununga – SP, através de um cenário base de incentivos federais, estaduais e de financiamento proposto. Outros cenários alternativos, com incentivos ainda mais atraentes também foram conjecturados. O sistema foi configurado com tecnologia de calhas parabólicas, com capacidade instalada de geração $30MW_{el}$ e 3 horas de armazenamento térmico. Os resultados demonstraram viabilidade econômica em todos os cenários, com uma maior influência de incentivos federais, seguida de incentivos estaduais e financiamento. De mesma maneira, os incentivos federais e estaduais geraram maiores valores de PPA e também LCoE, o que aumentou o VPL nos cenários analisados. No entanto, a ocorrência de leilões específicos se mostrou uma estratégia primordial na obtenção dos melhores custos da energia gerada e na estratégia de financiamento adotado.*

Palavras-chave: Energia Heliotérmica, Políticas Públicas, Métricas Econômicas

1. INTRODUÇÃO

1.1 Matriz elétrica nacional

A matriz elétrica brasileira é caracterizada, em um aspecto histórico, pela predominância de geração hidrelétrica. Em junho de 2017 a geração hidrelétrica compôs 61,3% de toda matriz elétrica nacional, seguida por gás natural (8,5%), biomassa (9,2%) e eólica com 7,4% (EM, 2017). Porém, cada vez mais é possível perceber o início de uma profunda transição nos atuais sistemas de geração, impulsionado pela preocupação na questão do planejamento de operação e expansão energética, que no atual sistema está relacionado à disponibilidade de água nos reservatórios, em um horizonte de médio prazo, onde o atendimento à demanda era realizado pelas hidrelétricas. Entretanto, com o aumento gradativo da demanda, auxiliado pela inserção de fontes intermitentes de geração de energia, como solar fotovoltaica e eólica, as hidrelétricas sozinhas não mais atendem à mesma. Todavia, as formas de contratação de novos empreendimentos de energia elétrica não consideram características de curto prazo (Castro, 2015). Nessa ótica, surgem como possibilidade de integração e diversificação da matriz energética as tecnologias de concentração solar, também conhecidas como heliotérmicas, ou da sigla CSP, “*Concentrated Solar Power*”.

1.2 Energia heliotérmica

As tecnologias heliotérmicas concentram a radiação normal direta (“*Direct Normal Irradiation*” – DNI) em um receptor, o qual pode ser longitudinal no caso das tecnologias de calhas parabólicas ou lineares Fresnel, ou pontual, no caso dos sistemas de torre central ou disco parabólico. A energia do sol, aquece um fluido de trabalho (“*Heat Transfer Fluid*” – HTF) que pode ser direcionado para um bloco de potência visando geração de eletricidade imediata, ou para um sistema de armazenamento de calor, no qual pode ser posteriormente direcionado ao bloco de potência para geração de eletricidade em períodos intermitentes ou sem sol (Lovegrove; Stein, 2012; Müller; Rau; Schrüfer, 2014). Um

importante aspecto desta tecnologia se encontra na possibilidade de modulação de geração ao longo do dia (Castro, 2015), garantindo assim uma maior segurança operacional devido ao despacho proveniente do armazenamento térmico (Lovegrove; Stein, 2012; Soria; Schaeffer; Szklo, 2014).

Dentre as tecnologias heliotérmicas, as calhas parabólicas são as mais conhecidas e maduras, possuindo como princípio a concentração de DNI em um tubo receptor longitudinal através de espelhos com formato parabólico. Podem também ser utilizadas com sistemas de armazenamento térmico para aumentar o número de horas de operação. Atualmente, existem mais de 70 projetos em operação ou em desenvolvimento ao redor do globo, com capacidades que variam entre 50MW_{el} a 250MW_{el} (Schneider, 2015; NREL, 2017a).

Sistemas de armazenamento possuem um papel essencial em quaisquer sistemas elétricos. Uma vez que a energia elétrica deve ser consumida no momento que é produzida, todos os sistemas energéticos necessitam de unidades de geração de energia flexíveis e confiáveis, controladas por seu despacho, e, por conseguinte, faz-se necessário um sistema de armazenamento adicional para auxiliar no fornecimento energético para a rede nacional. No caso da energia heliotérmica, metade das usinas em operação e praticamente todas as usinas em desenvolvimento possuem sistema de armazenamento (Schlipf; Stenglein; Schneider, 2014). Tais sistemas são compostos por tanques de armazenamento, HTF, trocadores de calor e sistema de controle para despacho, com intermitências causadas por nuvens. Essa característica operacional, torna importante uma análise dos custos adicionados devido ao sistema de armazenamento, que proporciona um aumento do fator de capacidade da usina e consequente redução do custo nivelado de energia (“*Levelized Cost of Energy*” – *LCoE*) (Soria; Schaeffer; Szklo, 2014).

Baseando-se na estabilidade térmica, sistemas com óleo térmico como HTF são limitados a temperaturas minimamente superiores a 400°C (Müller; Rau; Schrüfer, 2014; Schlipf; Stenglein; Schneider, 2014). A usina heliotérmica SEGS I, cuja tecnologia são calhas parabólicas, utilizou óleo térmico (comercialmente chamado “*Caloria*”) como HTF desde seu início de operação em 1985, acrescido de um sistema de armazenamento direto, isto é, o HTF do campo solar é o mesmo do sistema de armazenamento, operando desta maneira até 1999 (Schlipf; Stenglein; Schneider, 2014; Soria; Schaeffer; Szklo, 2014). Posteriormente, visando uma maior eficiência do ciclo de potência (temperaturas superiores), foram desenvolvidos novos HTF baseados em *biophenyl-diphenyl*, comercialmente conhecidos como *Therminol VP-1* e *Downtherm-A*, operados em sistemas de armazenamento indiretos, ou seja, o HTF do campo solar é diferente do presente no armazenamento (NREL, 2010) *apud* (Soria; Schaeffer; Szklo, 2014).

Em seguida, novos fluidos capazes de alcançar temperaturas superiores aos anteriormente citados foram desenvolvidos, dentre eles o armazenamento com sais fundidos, que consistem em uma mistura de 60% de NaNO_3 e 40% KNO_3 (Fernández-García et al., 2010), o qual vem sendo usado em grandes usinas comerciais, principalmente em altas temperaturas, visto que os sais fundidos são estáveis a temperaturas superiores a 500°C , podendo ser usado diretamente no campo solar ou como HTF de armazenamento (Müller; Rau; Schrüfer, 2014; Schlipf; Stenglein; Schneider, 2014). Porém, um dos desafios dos sais fundidos está na solidificação à 270°C . O primeiro método de armazenamento utilizando sais fundidos foi implementado na usina “*Solar Two*”, em 1999, na qual o HTF era bombeado do tanque frio para o receptor, aquecido a 565°C e armazenado posteriormente no tanque quente (Schlipf; Stenglein; Schneider, 2014).

O sistema de armazenamento térmico de uma usina de escala comercial representa uma fração de 10% a 18% do custo total, dependendo fortemente da tecnologia utilizada e tamanho de armazenamento. Não obstante, quando dimensionados corretamente, os sistemas são capazes de melhorar a eficiência de custo da usina, aumentando o fator de capacidade e reduzindo os custos específicos de produção de energia (LCoE). Assim, a usina CSP se beneficia de diversas maneiras, pois reduz o período de *startup*, melhora a eficiência evitando transientes no ciclo de potência, reduz uma demanda por *backup*, os quais possuem um custo de investimento significativo, e a geração de eletricidade pode ser modulada para períodos com maior demanda (Lovegrove; Stein, 2012; Schlipf; Stenglein; Schneider, 2014).

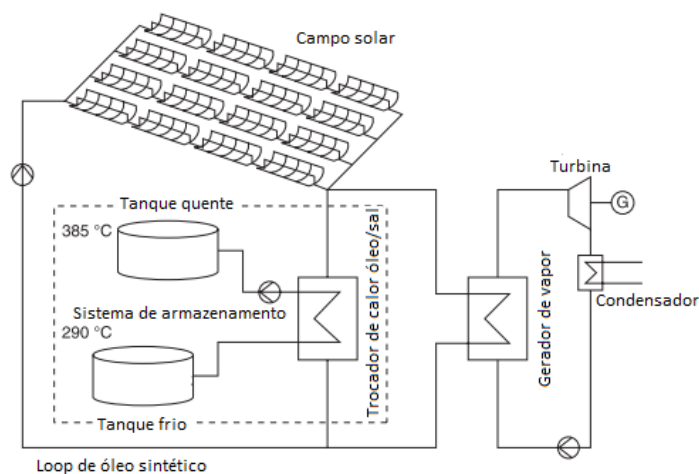


Figura 1 – Sistema heliotérmico de geração de eletricidade com óleo sintético e tanques de armazenamento com sais fundidos. Fonte: Lovegrove; Stein (2012), traduzido do inglês.

Devido à pluralidade das tecnologias heliotérmicas, não existe um sistema de armazenamento considerado como solução ideal para todas aplicações, pois a solução depende fortemente dos requerimentos específicos da usina, como por exemplo o tipo de fluido utilizado, os limites de temperatura, o ciclo de potência e até mesmo a estrutura tarifária do projeto (Lovegrove; Stein, 2012).

1.3 Políticas de incentivo para energia heliotérmica

Políticas públicas energéticas são estratégias governamentais para uma promoção sustentável de crescimento ou mudança/transição da matriz elétrica nacional em um âmbito de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Elas são essenciais para um mitigar os efeitos da utilização de combustíveis fósseis, garantindo também uma maior confiabilidade ao sistema nacional de energia elétrica (Soria, 2011).

Em um âmbito global, diversas políticas de incentivo foram propostas, garantindo uma alta inserção de fontes renováveis na geração de eletricidade. O primeiro exemplo de impacto ocorreu na década de 70 nos EUA com o então presidente Carter durante a chamada “crise do petróleo”, com a introdução política regulatória abrangente dividida em cinco partes, na qual existia o chamado Ato de Políticas Regulatórias para Empresas de Energia (“*Public Utilities Regulatory Policies Act*” – PURPA), o qual objetivava constituir uma estrutura de tributação que desestimulasse o desperdício de energia elétrica. Outro fator diferencial do Ato PURPA foi a introdução de princípios de custo marginal para a elaboração das cargas tributárias por parte das geradoras de energia elétrica. Uma das excepcionalidades do Ato PURPA foi o estímulo a geração por pequenos produtores a partir de cogeração ou fontes renováveis de energia, onde grandes empresas de energia deveriam comprar energia de tais produtores, chamados “usinas elétricas qualificadas” (“*Qualifying Facilities*” - QFs), dando início à geração distribuída; e para que os produtores fossem categorizados como QFs no mínimo 75% de sua geração elétrica deveria provir de fontes renováveis. O valor pago aos mesmos era baseado no custo evitado de geração a partir de fontes convencionais. (Hirsch, 1999) *apud* (Soria, 2011). Desta maneira, o Ato PURPA pode ser considerado uma política de definição da conhecida tarifação “*feed-in-tariff*”, sendo também a base do desenvolvimento de energias provenientes de fontes renováveis nos EUA, como por exemplo a aplicação de usinas heliotérmicas com hibridização (Fernández-García et al., 2010) *apud* (Soria, 2011).

Outro exemplo de semelhante efeito ocorreu na Espanha, a qual adotou as metas europeias contida no Plano de Energias Renováveis aprovado em 1999, iniciando com uma meta de 200MW_{el} de usinas heliotérmicas instaladas até o fim de 2010. O Plano foi, então, atualizado em 2005, com uma expansão da meta heliotérmica para 500 MW_{el}. A Lei Espanhola 54/1997 para o setor elétrico provinha um “Regime Especial” para autoprodutores ou usinas com capacidade instalada de 50MW_{el} ou menos baseadas em cogeração a partir de fontes renováveis não-consumíveis como biomassa, biocombustíveis ou demais resíduos, o que garantiu uma maior competitividade dentro do setor elétrico espanhol. Após, ocorreu a vigência do Decreto Real 2818/1998, o qual iniciou uma espécie de tarifa *premium* para usinas 0,18€/kW acima do preço de mercado, porém apenas usinas fotovoltaicas receberam a tarifa, o que fez com que usinas heliotérmicas não prosperassem. Assim, no Decreto Real 841/2002, ambas usinas foram consideradas separadamente, com a inserção de uma taxa *premium* de 0,12€/kW acima do preço de mercado para plantas heliotérmicas com capacidade entre 50MW_{el} e 100MW_{el}, o que ainda foi capaz de cobrir os riscos contidos nos projetos, tornando-os viáveis. Novamente, a tarifa *premium* foi aumentada, primeiramente pelo Decreto Real 436/2004, e após pelo Decreto Real 661/2007, tornando, assim, os projetos heliotérmicos financiáveis e atrativos para investidores (Fernández-García et al., 2010).

1.4 Políticas de incentivo nacionais para fontes alternativas

Atualmente inexistem usinas heliotérmicas em funcionamento no Brasil. Portanto, para uma análise de incentivos faz-se necessária explanar sobre políticas de incentivo voltadas para fontes alternativas. De acordo com o artigo 24 pertencente à Lei 9427/1996 são consideradas fontes alternativas empreendimentos com base solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), biomassa ou cogeração qualificada com capacidade instalada menor que 30MW (Soria, 2011). Dentre tais exemplos apresentados, é possível perceber a importância de contratos de compra de energia de longo-prazo, os chamados “*Power Purchase Agreements*” ou PPAs, visto que os principais problemas de geradores a partir de fontes renováveis é a incerteza da venda em mercados futuros, ou seja, são projetos com um custo fixo com uma questão de venda variável, o que atenua a atratividade de tais projetos para investidores. Dentro deste escopo, o método de PPAs de longo-prazo capaz de cobrir investimentos, financiamentos, seguros, operação e manutenção, e que ainda sejam capazes de prover um lucro razoável aos investidores, ou seja, garantem um fluxo de receitas aceitável em função da energia produzida e comercializada pela planta, se mostrando como possibilidade de inserção de tecnologias heliotérmicas na matriz elétrica, já que um dos principais entraves de tal tecnologia é o alto investimento inicial necessário (Gov. do Ceará, 2009; Trieb; Müller-Steinhagen; Kern, 2011).

Em um âmbito nacional é possível observar cada vez mais o surgimento de políticas que visam uma diversificação das fontes de geração da matriz elétrica nacional. Um bom exemplo é o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), o qual teve como objetivo aumentar a participação da energia elétrica gerada por Produtores Independentes Autônomos a partir de fontes eólica, PCHs e biomassa (Aneel, 2002). Os contratos de energia são celebrados pela Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), assegurando a compra de energia a ser produzida no prazo de 20 anos, a partir da data de entrada em operação no contrato dentro do ACR. Ainda dentro do Proinfa, foi

criada a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que se destina à captação de recursos para remunerar o próprio crédito complementar ao produtor de energia (Gov. do Estado do Ceará, 2009; Aneel, 2002).

Entretanto, tomando como exemplo a energia eólica, a atual ausência de contratações em circunstância da queda na economia e conseqüente queda na demanda elétrica acarreta uma busca por alternativas, dentre uma delas a adoção do PPA parcialmente em dólar, facilitando o acesso do dinheiro de fora e aumentando formas de financiamento, visto que o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) anunciou que pretende reduzir sua participação em empréstimos. Esta forma de captação de recursos aumentaria a competitividade e possibilidade de inserção de um polo exportador de energia para outros países (Moreira, 2017).

Seguindo a mesma finalidade, porém agora voltada para energia solar, alguns incentivos tributários já estão em prática, dentre os quais (Nascimento, 2017):

- Descontos nas tarifas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) para projetos cuja potência injetada seja menor ou igual a 30MW, com descontos de 80% para empreendimentos que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017, e 50% para empreendimentos que entrarem em operação após 31 de dezembro de 2017;
- Convênio nº 101 do Conselho Nacional de Política Fazendária, de 1997, o qual isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações que envolvem equipamentos voltados para a geração de eletricidade fotovoltaica (não abrange todos equipamentos, como, por exemplo, inversores);
- Lei nº 11.488/2007 - Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REDI), o qual suspende por cinco anos após a habilitação do projeto as contribuições para PIS/PASEPE e COFINS;
- Redução no Imposto de Renda (IR) para projetos em setores prioritários, dentre os quais energia, implantados nas áreas de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM), e Superintendência do Desenvolvimento do Centro-Oeste (SUDECO);
- Condições diferenciadas de Financiamento através do BNDES, Ministério de Minas e Energia, e Caixa Econômica Federal;
- Leilões específicos para energia fotovoltaica, como o 6º Leilão de Energia Reserva – LER 2014 (Leilão nº 008/2014), com produto específico a energia solar fotovoltaica.

2. OBJEITVO

O objetivo do trabalho foi analisar a viabilidade de inserção da tecnologia heliotérmica na matriz elétrica nacional, focando *a priori* no sistema de calhas parabólicas, por meio da influência de parâmetros econômicos e financeiros, incentivados por medidas de políticas públicas, dentro das métricas econômicas do projeto.

3. METODOLOGIA

O presente trabalho utilizou a ferramenta SAM (“*System Advisor Model*”) como base para analisar a viabilidade econômico-financeira de um sistema de calhas parabólicas com capacidade de 30MW_{el} para geração de eletricidade, a partir de uma simulação transiente horária, tomando-se como base um ano meteorológico típico da cidade de Pirassununga, com dados da estação do Laboratório de Eficiência Energética e Simulação de Processes (LEESP).

O LCoE representa os custos nivelado da energia gerada oriunda do projeto ao longo de sua vida útil, sendo representado em centavos por quilowatt-hora. Tal valor se forma em função do investimento capital, das despesas operacionais, do financiamento e reservas de desembolso, de taxas estaduais e federais, juntamente com outras premissas como a quantidade de energia gerada, custos de instalação e operação, incentivos, premissas financeiras e de depreciação (NREL, 2017; Short; Packey; Holt, 1995). Portanto, tomando-se como base as políticas públicas já existentes para a tecnologia fotovoltaica citadas anteriormente, foram criados cenários variando os parâmetros financeiros, visualizando a influência de cada um dentro dos LCoE nominais e preços de PPA nominais (sem influências inflacionárias), e Valor Presente Líquido (VPL) de cada cenário ao fim de 25 anos de análise.

Tabela 1 – Cenário base

Cenário 1		
Encargos Federais: <ul style="list-style-type: none"> • PIS/PASEP e Cofins: 2,92%* • IRPJ: 8% • CSLL: 12% 	Encargos Estaduais: <ul style="list-style-type: none"> • ICMS: 9% 	Financiamento: <ul style="list-style-type: none"> • BNDES Finem: 11,3%

*PIS/PASEP & Cofins considerando 5 primeiros anos isentos dentro dos 25 anos de análise

No cenário 1, categorizado como ponto base de partida, a tecnologia heliotérmica assumiu os atuais incentivos do setor fotovoltaico, levando-se em conta PIS/PASEP e Cofins, Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) como principais encargos federais (Min. da Fazenda, 2016) e ICMS como principal encargo estadual (Sec. da Fazenda, 2017) (Tab. 1).

Nos demais cenários analisados (2 a 7), os encargos e taxas de financiamento foram variados, reduzindo-os pela metade, com o intuito de se analisar a influência destes parâmetros no retorno financeiro de cada cenário proposto (Tab. 2).

Tabela 2 – Variações dos parâmetros financeiros de entrada no SAM

Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Encargos Federais: 22,92% Encargos Estaduais: 9% Financiamento: 11,3%	Encargos Federais: 11,46% Encargos Estaduais: 9% Financiamento: 11,3%	Encargos Federais: 22,92% Encargos Estaduais: 4,5% Financiamento: 11,3%	Encargos Federais: 22,92% Encargos Estaduais: 9% Financiamento: 5,65%
Cenário 5	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8
Encargos Federais: 11,46% Encargos Estaduais: 4,5% Financiamento: 11,3%	Encargos Federais: 11,46% Encargos Estaduais: 9% Financiamento: 5,65%	Encargos Federais: 22,92% Encargos Estaduais: 4,5% Financiamento: 5,65%	Encargos Federais: 11,46% Encargos Estaduais: 4,5% Financiamento: 5,65%

Os principais encargos aplicados ao setor elétrico no âmbito de geração de eletricidade, os quais entram como parâmetros de custo fixo anual na aba de “Custos de Sistema” - “Custos fixos por capacidade”, dentro do SAM, são:

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), no qual de acordo com o Anexo contido no Despacho nº 88 de janeiro de 2017 atribui-se uma taxa de R\$2,55/kW (ANEEL, 2017);
- Tarifas de Transmissão e Distribuição (TUSD e TUST) com encargo de R\$6,36/kW, com desconto de 50% em tal valor, considerando empreendimentos com potência injetada menor ou igual a 30MW_{el} em operação após 31 de dezembro de 2017 (ANEEL, 2012);

Os parâmetros financeiros invariáveis dentro dos cenários estão representados a seguir na Tab. 3. A taxa de despacho foi escolhida como uniforme, visto que o valor dos contratos de longo prazo possui um valor constante (apenas indexado à inflação para uma análise a longo prazo), sem variações sazonais. As depreciações Federais e Estaduais utilizam o método 5-y MACRS, com a adoção de um valor de contingência de 10%, semelhante ao utilizado por Soria (2011).

Tabela 3 – Parâmetros financeiros constantes de entrada no SAM

Modo de solução	Especificar meta de TIR: 10%	Ano da meta TIR: 10 anos	Aumento de PPA: 6,79% (indexado à inflação)
Parâmetros de análise	Período de análise: 25 anos	Inflação: 6,79%*	Taxa real de desconto: 12%**
Taxas de seguro e prazo de débito	Taxa de seguro: 0,5% a.a.	Taxa de cobertura da dívida (DSCR): 1,1	Prazo de amortização: 10 anos

*inflação média decorrente dos últimos 5 anos

**taxa real de desconto utilizada nos modelos do planejamento do setor elétrico (CESP, 2014)

O dimensionamento do múltiplo solar, ou seja, da fração da área de reflexão do campo solar, em relação à potência nominal da turbina, foi uma importante premissa na obtenção do LCoE, nas condições determinadas para o projeto. Assim, o LCoE foi uma métrica útil para otimizar o tamanho de campo solar, uma vez que envolve os valores de geração elétrica do sistema, os custos de instalação e os custos de operação e manutenção durante sua vida útil (Montes; Abánades; Martínez-Val, 2009; NREL, 2011).

As características técnicas e de custos do sistema estão dispostos nas Tab. 4 e Tab. 5, respectivamente.

Tabela 4 – Características técnicas do sistema simulado no SAM

Campo solar	Parâmetros do campo solar	Múltiplo solar	1,72
		DNI de desenho	850 W/m ²
	Fluido de transferência de calor	VP-1	
	Orientação do coletor	Inclinação	0°
		Azimute	0°
Tamanho do campo solar	222 acres (89,84 ha)		
Coletores	Nome do coletor	SkyFuel SkyTrough (com receptor OD 80-mm)*	

Receptores	Nome do receptor	Schott PTR80	
Bloco de potência	Tipo de ciclo e resfriamento	Ciclo Rankine e Resfriamento Híbrido	
	Potência bruta	33MW	
	Potência líquida	30MW	
	Perdas parasíticas	10% (valor padrão)	
	Eficiência de conversão do ciclo termodinâmico	37,4%	
	Sistema de resfriamento	Tipo de condensador	Evaporativo
	Temperatura de desenho	25°	
Armazenamento térmico	Número de horas de armazenamento	3 horas	
	Fluido de armazenamento	Hitec Solar Salt	

*Coletor com menor custo/m² (Kurup; Turchi, 2015)

Tabela 5 – Custos do sistema simulado no SAM

Custos diretos de capital (valores padrão)	Obras de melhoria do local	25 USD/m ² *
	Campo solar	170 USD/m ²
	Fluido de transferência de calor	70 USD/m ²
	Armazenamento térmico	75 USD/m ²
	Bloco de potência	940 USD/m ² *
	Balanco da planta	120 USD/m ²
Custos indiretos de capital	EPC e custos do proprietário	11% dos custos diretos (valor padrão)
	Custos de terra	580 USD/acre**
Operação e Manutenção	Custo fixo por capacidade	2,58 USD/kW-ano

*Valores adaptados de Soria; Schaeffer; Szklo (2014)

**Valores de terra utilizados para cidades próximas a Pirassununga

4. RESULTADOS

O múltiplo solar foi otimizado, tendo-se como base a obtenção do menor LCoE, alcançado através de simulações paramétricas no SAM. O resultado ideal obtido foi um múltiplo solar de 1,72 (Tab. 4). Aplicando-se este valor na simulação, resultados de performance do sistema foram alcançados, estando dispostos na Tab. 6, invariáveis em relação às variações financeiras. Como o presente trabalho possui um foco financeiro, tais métricas foram fixadas nas simulações subsequentes, a fim de analisar a influência sensível dos incentivos financeiros propostos no caso da usina dimensionada.

Tabela 6 – Resultados de performance do sistema simulado no SAM

	Métrica de performance
Produção de energia anual	65.030.520 kWh
Conversão de geração bruta para líquida	90,7%
Fator de capacidade	25,0%

Os resultados financeiros foram demonstrados na Tab. 7. Realizando-se uma rápida análise de viabilidade dos projetos, pode-se notar que em todos os cenários ele se mostrou viável, uma vez que os valores de venda de energia (PPA) sempre foram superiores ao valor de custo de energia (LCoE).

Tabela 7 – Resultados financeiros dos diferentes cenários simulados no SAM

Métrica Financeira	PPA _{nominal} (USD ¢/kWh)	LCoE _{nominal} (USD ¢/kWh)	VPL (USD \$)
Cenário 1	46.10	38.60	24,565,686
Cenário 2	47.22	38.57	28,379,180
Cenário 3	46.49	38.61	25,841,154
Cenário 4	36.08	30.16	19,430,702
Cenário 5	47.61	38.52	29,820,402

Cenário 6	36.83	30.07	22,174,664
Cenário 7	36.34	30.14	20,352,170
Cenário 8	37.09	30.02	23,203,482

Outra métrica importante de análise de viabilidade econômica é o VPL, o qual toma como base o valor do capital durante o tempo em relação aos fluxos de caixa. Tal parâmetro é capaz de auxiliar significativamente em uma análise de viabilidade econômica de um projeto.

Pela Fig. 2, é possível notar que as variações de fluxo de caixa dos diferentes cenários durante os anos de análise do projeto possuíram um comportamento semelhante até o ano 10, coincidente com o prazo de amortização determinado na simulação, variando de acordo com suas características individuais posteriormente.

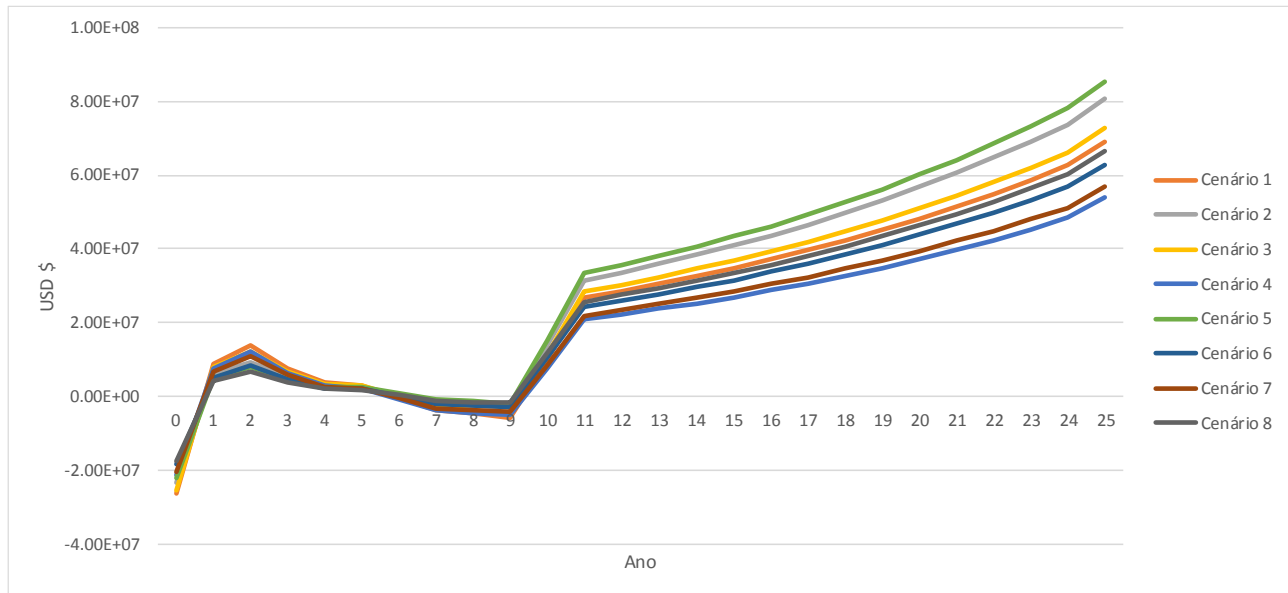


Figura 2 – Variações de fluxo de caixa dos diferentes cenários durante a análise do projeto.

Ainda pela Tab. 7, como também pela Fig.2, pode-se notar que o cenário de maior representatividade monetária foi o cenário 5, no qual foram modificadas as taxas federal e estadual. Neste caso, o VPL alcançou o maior índice, como também a margem de lucro entre vendas (PPA) e custos (LCoE), com um retorno 53,5% superior ao cenário 4, com a menor margem de lucro, por exemplo.

Os cenários 2 e cenário 3 apresentaram resultados elevados, tanto se tratando de PPA quanto LCoE e VPL, dentre os quais pode-se inferir uma maior influência do incentivo federal (cenário 2) no retorno de capital, seguido pelo incentivo estadual (cenário 3). Estes cenários, devido aos altos valores de custo nivelado de energia, tendem a possuir uma dificuldade se tratando de uma possível entrada no mercado nacional. Porém, em relação ao fluxo de caixa, quando voltados para visão de investidores, se tornam parâmetros interessantes devido a seus altos valores. Porém, assim como o cenário 5, valores tão elevados de contratos de venda de energia seriam problemáticos quando se tratando de Ambientes de Contratação Regulados (ACR), dentro dos leilões de energia, nos quais os menores preços são contratados; ou em contratos bilaterais entre gerador e consumidor no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O cenário base (cenário 1), sem aplicação de incentivos, se mostrou interessante em uma análise de VPL, com um fluxo de caixa próximo ao cenário 8. Porém, analisando o LCoE, a diferença entre o cenário 1 e cenário 8 foi de 8,58 USD ¢/kWh . Tal fato condiz com a improbabilidade de competitividade do cenário base no mercado de energia, assim como os cenários citados no parágrafo anterior.

Pode-se constatar que nos cenários nos quais aplicou-se uma redução nos juros do financiamento (cenários 4, 6, 7 e 8), tanto os valores de PPA quanto de LCoE se mantiveram abaixo de 40 USD ¢/kWh . Isso demonstra que neste caso ocorreu uma relação direta entre o financiamento e a redução de ambas métricas econômicas, uma vez que o valor de débito será menor que os demais casos. Este é um fator importante porque, no caso de uma tecnologia como a heliotérmica, ainda inexistente em território nacional, uma diminuição nos custos de projeto torna-os mais atrativos e conseqüentemente mais propícios a serem incluídos no mercado. Isso faz com que os contratos de venda de energia sejam firmados com valores reduzidos, tornando-os mais competitivos em relação a outras fontes de geração. Dentre estes cenários, o com menor margem de lucro, podendo-se analisar também pelo VPL (Tab. 7), foi o cenário 4, no qual apenas uma redução do financiamento foi aplicada.

Um detalhe importante é a relação de linearidade entre a redução de todos os parâmetros financeiros considerados, apresentado no cenário 8, o qual apresentou o menor LCoE dentre todos, aprazível para inclusão no mercado de energia. Já se tratando de fluxo de caixa, tal cenário apresentou VPL razoavelmente superiores aos cenários 6 (VPL de 4,6%), cenário 7 (VPL de 14,0%) e cenário 4 (VPL de 19,4%). Em decorrência, pode-se estabelecer que os resultados do cenário 8 o caracterizam como um ponto ótimo, do ponto de vista da viabilidade do investimento, pois possui uma margem razoável de retorno do capital, dentre os possíveis cenários estudados. Bem como também apresentou um resultado de custo nivelado da energia gerada baixo, em comparação aos demais. Tal fato permite a participação num horizonte maior de comércio de energia, aumenta a possibilidade de viabilidade do projeto e contribui para o processo de inserção na matriz elétrica nacional.

5. CONCLUSÕES

Pelos resultados obtidos pôde-se concluir que os incentivos federais e estaduais proporcionaram um retorno de capital superior ao financiamento, com maiores índices de VPL, PPA como também LCoE. Assim, do ponto de vista de um investidor, os valores alcançados pelos cenários com modificações em tais incentivos são mais atrativos, já que garantem, como mencionado, um retorno financeiro maior. Porém, tais circunstâncias podem dificultar a inserção da tecnologia na matriz devido ao custo e preço de contratos de venda de energia elevados, uma vez que tais fatores causam uma menor competitividade em relação as outras fontes de geração.

Em contrapartida, os resultados de redução de taxas de financiamento demonstraram baixos custos nivelados de energia e preços de venda de energia. Esses fatores são mais atraentes quando se trata da inserção no mercado de energia. Ainda dentro deste âmbito, o cenário 8, com a redução de todas as métricas econômicas alcançou um resultado significativo dentro da análise do projeto, o que poderia ser considerado como um cenário ideal de políticas públicas, em virtude dos valores de custo nivelado competitivos com uma margem de lucro significativa, sendo, portanto, aprazível para ambos os focos de investimento e introdução tecnológica.

O objetivo do trabalho foi uma análise sistemática da influência de políticas públicas para sistemas fotovoltaicos apenas, não abordando, assim, outros parâmetros financeiros importantes dentro de um projeto, como por exemplo a “taxa real de desconto” anexada a uma análise de sensibilidade da mesma, a qual é uma métrica impactante no retorno financeiro de uma proposta. Outros fatores de grande influência no custo nivelado de energia são os custos diretos do projeto, os quais se referem a diminuições de custos de campo solar, bloco de potência, dentre os demais componentes; como também diferentes horas de armazenamento térmico, os quais influenciam na despachabilidade da usina solar e, portanto, na venda de energia. Desta maneira, um ensaio futuro de componentes mais baratos e com maior desempenho, como também variações de armazenamento térmico seriam importantes para uma análise mais detalhada de custos de energia.

Agradecimentos

Agradecemos à Fundação de Apoio à Universidade e São Paulo (FUSP) pelo apoio às pesquisas desenvolvidas na Faculdade de Zootecnia e Engenharia de Alimentos da Universidade de São Paulo (USP/FZEA).

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002. v. 180, p. 1–19, 2002.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 481 de 17 de Abril de 2012. n. D, p. 1, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **DESPACHO Nº 88**. [s.l: s.n.].
- CASTRO, G. M. **AVALIAÇÃO DO VALOR DA ENERGIA PROVENIENTE DE USINAS HELIOTÉRMICAS COM ARMAZENAMENTO NO ÂMBITO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**. [s.l: s.n.].
- COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO (CESP). **CONSIDERAÇÕES SOBRE A TAXA DE DESCONTO NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO**. São Paulo: [s.n.]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/CESP_CP_006_2014.pdf>.
- ELETRICIDADE MODERNA - EM. **Perfil do setor de energia elétrica 2017**. 2017. Disponível em: <<http://www.arandnet.com.br/assets/revistas/em/2017/julho/index.php>>. Acesso em: 08 out. 2017.
- FERNÁNDEZ-GARCÍA, A. et al. Parabolic-trough solar collectors and their applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 1695–1721, 2010.
- GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ (GOV. ESTADO DO CEARÁ). **Energia Eólica: Atração de Investimentos no Estado do Ceará**. [s.l: s.n.].
- HIRSH, R. PURPA: The Spur to Competition and Utility Restructuring. **The Electricity Journal**, v. 12, n. 7, p. 60–72,

1999.

- KURUP, P.; TURCHI, C. S. **Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM) Technical Report NREL/TP-6A20-65228 National Renewable Energy Laboratory**. Oak Ridge: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65228.pdf>>.
- LOVEGROVE, K.; STEIN, W. **Concentrating solar power technology - Principles, developments and applications**. 1. ed. Oxford: Woodhead, 2012. v. 21
- MINISTÉRIO DA FAZENDA (MIN. DA FAZENDA). **Perguntas e Respostas: Pessoa Jurídica**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf-escrituracao-contabil-fiscal/perguntas-e-respostas-pessoa-juridica-2017-arquivos/perguntas-e-respostas-irpj-2017.pdf/view>>.
- MONTEZ, M. J.; ABÁNADES, A.; MARTÍNEZ-VAL, J. M. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 679–689, 2009.
- MÜLLER, C.; RAU, C.; SCHRÜFER, J. **CSP in Non-Electrical Application**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_muller_csp_in_non-electrical_application_1.pdf>.
- NASCIMENTO, R. L. **ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://bd.camara.gov.br/bd/bitstream/handle/bdcamara/32259/energia_solar_limp.pdf?sequence=1>.
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **System Advisor Model (SAM) National Renewable Laboratory**, , 2017.
- SCHLIPF, D.; STENGLIN, M.; SCHNEIDER, G. **THERMAL STORAGE CSP TECHNOLOGY: STATE OF THE ART AND MARKET OVERVIEW**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_schlipf_thermal_storage_csp_technology.pdf>.
- SCHNEIDER, G. **Modus Operandi - Commercialization and Financing of Concentrating Solar Power (CSP) Plants**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2014_schneider_modus_operandi_commercialization_financing.pdf>.
- SECRETARIA DA FAZENDA (SEC. DA FAZENDA). **Sobre o ICMS**. Disponível em: <<https://portal.fazenda.sp.gov.br/servicos/isencao-icms-veiculos/Paginas/Sobre.aspx>>. Acesso em: 12 out. 2017.
- SHORT, W.; PACKKEY, D.; HOLT, T. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. Golden: [s.n.]. Disponível em: <<http://large.stanford.edu/publications/coal/references/troughnet/market/docs/5173.pdf>>.
- SORIA, R. **Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil: A influência do armazenamento de calor e da hibridização**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- SORIA, R.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. **CONFIGURAÇÕES PARA OPERAÇÃO DE PLANTAS HELIOTÉRMICAS CSP COM ARMAZENAMENTO DE CALOR E HIBRIDIZAÇÃO NO BRASIL**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais...**Recife: Plataforma Energia Heliotérmica, 2014Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/system/files/papers/2017_ramirez_road_map_for_creation_of_advanced_meteorological_data_sets.pdf>
- TRIEB, F.; MÜLLER-STEINHAGEN, H.; KERN, J. Financing concentrating solar power in the Middle East and North Africa-Subsidy or investment? **Energy Policy**, v. 39, n. 1, p. 307–317, 2011.

THE INFLUENCE OF PUBLIC POLICIES IN ECONOMIC METRICS OF A PARABOLIC TROUGH SYSTEM

Abstract. *Due to the need to diversify the national electric matrix, the search for new technologies capable of helping to supply the national demand is essential. In this scope, the so-called concentrated or heliothermic solar energy is shown as a pleasant option, due to its possibility of modulating dispatch through thermal storage. However, one of the main hindrances of this technology is the high initial cost of investment. Brazil has a high potential for the insertion of heliothermic technology in its territory, but plants in operation still do not exist. In this context, the present work aimed to apply public policies to encourage green generation, currently focused on photovoltaic systems in the SAM simulation tool, using as a meteorological base the solar radiation values of the city of Pirassununga - SP, through a base scenario of federal, state and financing incentives proposed. Other alternative scenarios, with even more attractive incentives, were also conjectured. The system was configured with parabolic trough technology, with an installed capacity of 30MWel and 3 hours of thermal storage. The results showed economic viability in all scenarios, with a greater influence of federal incentives, followed by state incentives and financing. Likewise, the federal and state incentives generated higher PPA as well as LCoE values, which increased the NPV in the analyzed scenarios. However, the occurrence of specific auctions proved to be a primary strategy in obtaining the best energy costs generated and in the financing strategy adopted.*

Key words: *Heliothermic, Public Policies, Economic Metrics*