

CONFIGURAÇÕES PARA OPERAÇÃO DE PLANTAS HELIOTÉRMICAS CSP COM ARMAZENAMENTO DE CALOR E HIBRIDIZAÇÃO NO BRASIL

Rafael Soria – rafael.soria.energia@gmail.com

Roberto Schaeffer – roberto@ppe.ufrj.br

Alexandre Szklo – szklo@ppe.ufrj.br

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Planejamento Energético-COPPE/UFRJ

Resumo. A energia solar de concentração (CSP), embora não seja aplicada em larga escala no Brasil, tem um potencial importante em zonas específicas do território. Este trabalho analisa as diversas configurações de plantas centralizadas CSP com armazenamento de calor e hibridização, e as vantagens da sua operação no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dois cenários foram analisados: base e alternativo. O cenário base está associado ao atual contexto de incentivos, que inclui o regime fiscal atual e as regras dos órgãos financiadores; o cenário alternativo incorpora propostas de incentivos fiscais e financeiros. Usando o software SAM, é analisada a influência da variação na capacidade de armazenamento de calor e de hibridização sobre os custos nivelados da energia (LCOE), o fator de capacidade e a produção anual de energia. O estudo de caso foi desenvolvido em Campo Grande-Brasil, onde foram simuladas cinco tipos de plantas CSP de cilindro parabólico (combinações de armazenamento de calor e hibridização) para cada cenário. Conforme os dados de entrada e as configurações de planta para cada cenário, os valores de LCOE variaram numa ampla faixa entre 39,9 – 82,9 cent. USD/kWh no cenário base e entre 19,7 – 39,1 cent. USD/kWh no cenário alternativo.

Palavras-chave: CSP, Plantas Heliotérmicas, Armazenamento de Calor, Hibridização

1. INTRODUÇÃO

1.1 Plantas CSP

As usinas termelétricas heliotérmicas, ou de concentração solar (*Concentrated Solar Power* - CSP), usam a irradiação solar direta normal (DNI) para o aquecimento de um fluido que posteriormente se expande em uma turbina ou num gerador eletromecânico no caso de um ciclo Stirling, tanto diretamente usando uma configuração de um só circuito primário, quanto indiretamente através de trocadores de calor usando a configuração circuito primário-secundário. Após as etapas combinadas propriamente solares (coletor com concentrador óptico e receptor solar), o esquema de uma planta CSP tem muitas similaridades com as termelétricas convencionais, que usam ciclos termodinâmicos conhecidos (Rankine, Bryton e Stirling), baseados na conversão mecânica do calor em trabalho, e posteriormente, em energia elétrica, usando um gerador eletromecânico.

A tecnologia CSP usa coletores concentradores, que possuem em geral uma superfície refletora (espelho) com forma parabólica que direciona a irradiação direta incidente a um ponto focal, onde está instalado um receptor pelo qual escoam o fluido absorvedor de calor (Kalogirou, 2009). A superfície do receptor é revestida por uma cobertura com alta absorvância a radiação solar e baixa emitância para radiação térmica (infravermelho) (Palgrave, 2008; Kalogirou, 2009). Atualmente a família CSP é formada por quatro tecnologias: cilindro parabólico, torre solar, refletor lineal *Fresnel* e disco com motor *Stirling*.

1.2 Armazenamento de calor

A tecnologia de armazenamento de calor baseia-se em um sistema de tanques, trocadores de calor, fluido de transferência de calor, meio de armazenamento de calor e um sistema de controle apropriado. Por um lado, o armazenamento de calor representa custos de capital maiores, mas por outro lado assegura o incremento do fator de capacidade da planta (Arvizu et al., 2011) e também permite um maior controle da sua operação (despacho). É de especial interesse a análise da relação entre os custos de capital adicionais por armazenamento de calor e a produção anual de energia, o fator de capacidade e o custo nivelado da energia LCOE. É também de interesse a análise da quantidade adicional de eletricidade gerada conforme a capacidade de armazenamento incremental.

A planta SEGS I, que entrou em operação em 1985, já incluiu um sistema de armazenamento de calor ativo direto com dois tanques despressurizados, calculados para uma capacidade máxima de 3 horas. No sistema de armazenamento de calor direto, o fluido de transferência de calor que circula pelo campo solar é o mesmo que recebe o calor nos tanques de armazenamento. Desta forma elimina-se a necessidade de trocadores de calor. Este sistema, que operou até 1999, usou óleo mineral (seu nome comercialmente era “*Caloria*”) como fluido de transferência de calor e também como meio de armazenamento.

Após, dada a evolução da tecnologia CSP, orientada a operar com temperaturas maiores para melhorar a eficiência do ciclo de potência, foram desenvolvidos novos fluidos de transferência de calor com base em misturas de óxido *biphenyl-diphenyl*, comercialmente conhecidos como *Terminol VP-1* e *Dowtherm-A*, para operar em sistemas de armazenamento de calor indiretos (NREL, 2010; Arvizu et al., 2011). Um sistema indireto usa um fluido para transportar o calor proveniente do campo solar e outro fluido como meio de armazenamento de calor, ganhado através de um trocador de calor (NREL, 2010a).

Esses fluidos de armazenamento necessitam de tanques pressurizados, fato que encarece o sistema e dificulta a manufatura dos tanques para o tamanho requerido.

Posteriormente, foram desenvolvidos sistemas de armazenamento de calor com sais fundidos, mistura de 60% de NaNO_3 e 40% KNO_3 (Viebahn et al., 2008; Fernández-García et al., 2010). O projeto *Archimede* (planta ISCC) na Itália, operando desde 2010, de 5 MWe, é a primeira planta de cilindro parabólico a usar sais fundidos como fluido de transferência de calor além de usá-los como meio de armazenamento de calor num sistema direto de dois tanques (NREL, 2011a). Essa planta é unicamente demonstrativa.

O uso de sais fundidos tanto no campo solar, quanto no sistema de armazenamento térmico, elimina a necessidade de trocadores de calor caros e diminui os custos da planta (NREL, 2010). Contudo, os sais fundidos fundem-se a temperaturas relativamente altas, de 120 – 220 °C, indicando que devem ser tomadas precauções especiais (penalidade energética) para evitar que isso aconteça no interior da tubulação ao longo da noite (NREL, 2010).

O aquecimento direto de sais fundidos ainda não está disponível comercialmente (Arvizu et al., 2011). Assim, continua sendo o óleo sintético o fluido de transferência de calor mais usado no campo solar (NREL, 2011b), enquanto os sais fundidos são cada vez mais usados como meio de armazenamento em sistemas indiretos de armazenamento de calor de dois tanques, como acontece em plantas operando na Espanha (Arvizu et al., 2011).

O limite superior de temperatura dos sais fundidos, ainda hoje em pesquisa, é 600 °C, temperatura que permitirá a operação de turbinas de vapor supercríticas ou inclusive plantas híbridas de ciclo combinado gás solar (ISCC) (Arvizu et al., 2011). A usina “*Solana Generating Station*” de 280 MWe, no Arizona - Estados Unidos, que entrou em operação em 2013, é a maior do mundo. Ela foi projetada para 6 horas de armazenamento de calor usando sais fundidos num sistema de armazenamento de calor indireto.

O dimensionamento de um sistema de armazenamento de calor pode ser dividido em três tipos (DGS, 2005): 1) armazenamento de curto prazo, com capacidade de algumas horas, para atendimento das flutuações diárias; 2) armazenamento com capacidade de alguns dias; e, 3) ou sazonal.

Segundo DGS, (2005), o melhor arranjo de armazenamento de calor é usando dois tanques, um a baixa temperatura e outro a alta temperatura. Em momentos de excesso de calor, parte do calor é transferida para um meio de armazenamento de calor (sal fundido, óleo, concreto, etc.), através de um trocador de calor. Após, aquece-se o fluido do tanque mais frio e se o dirige ao tanque mais quente. Em momentos de baixa irradiação, períodos nublados ou mesmo a noite, o fluido quente do tanque de armazenamento pode ser reconduzido ao trocador de calor, para desta vez transferir calor ao sistema de geração de trabalho. O esboço de um sistema solar de geração de energia elétrica com dois tanques reservatórios para armazenamento de calor é apresentado na Figura 1.

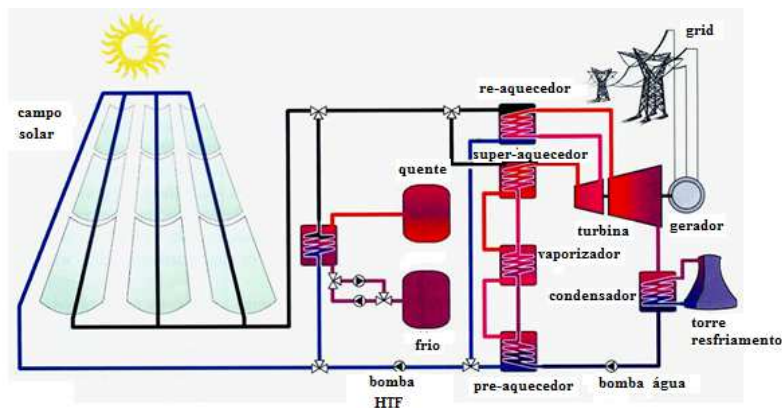


Figura 1 - Sistema solar de geração de eletricidade com armazenamento de calor. Fonte: DGS (2005), traduzido do inglês.

Quanto ao dimensionamento da planta, para um mesmo tamanho de campo solar, a proporção entre o campo, os tanques de armazenamento e a turbina do bloco de potência pode variar em função da aplicação e do regime de operação desejados (IEA, 2010). Assim, pode operar tanto como uma usina de carga intermediária, de base ou de pico, segundo o desenho e dimensionamento do campo solar, armazenamento de calor e bloco de potência.

1.3 Híbridização

Outro arranjo é mostrado na Figura 2 no qual ao invés de um sistema de armazenamento de calor, há uma caldeira auxiliar para complementar o calor gerado nos coletores. A caldeira geralmente utiliza combustível fóssil (gás

natural é o mais frequente), entretanto nada impede, conforme citado por DGS (2005), que seja utilizada uma caldeira capaz de operar com biomassa ou hidrogênio, evitando assim emissões adicionais de CO₂.

É ainda possível um sistema que contenha tanto o sistema auxiliar com caldeira quanto o armazenamento de calor (DGS, 2005). Há várias formas de compor um sistema híbrido solar, por exemplo, é analisada a possibilidade de um sistema integrado solar ciclo combinado (ISCC), onde o vapor seria gerado diretamente no campo solar de cilindro parabólico e posteriormente associado ao ciclo de vapor do ciclo combinado (Montes et al., 2011). (Malagueta, 2013) também simulou plantas CSP em sistemas IGCC para trigeração em um hospital hipotético a ser construído no semi-árido do Brasil.

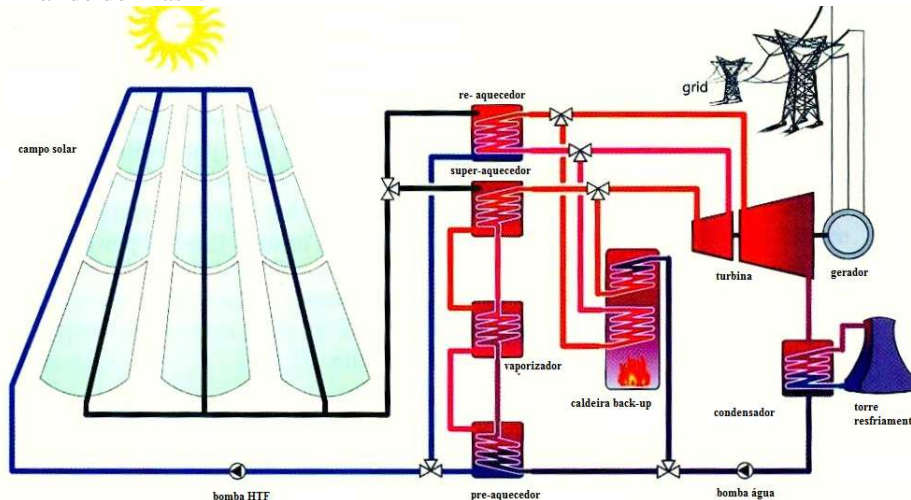


Figura 2 - Sistema solar de geração de eletricidade com caldeira auxiliar. Fonte: DGS, (2005), traduzido do inglês.

A hibridização pode ser feita com combustíveis fósseis (geralmente com gás natural) ou não fósseis (biomassa ou biogás) (Arvizu et al., 2011), e visa a melhoria das propriedades de despachabilidade ao incrementar o fator de capacidade (Fernández-García et al., 2010; Arvizu et al., 2011). A hibridização traz também benefícios para a operação da turbina e otimiza o tamanho do campo solar.

A hibridização tem diferentes objetivos dependendo da quantidade (%). Num caso, o consumo de combustíveis de *back-up* em quantidades consideráveis (25 - 30% do total de energia primária que entra na planta) tem como objetivo a geração de energia elétrica durante horas da noite, horários de pico ao longo do dia, dias nublados e, além disso, visa ajustar a quantidade de energia fornecida segundo a demanda “instantânea” do sistema, melhorando assim as propriedades de despachabilidade e o fator de capacidade (IEA, 2008, IEA, 2010; Fernández-García et al., 2010; NREL, 2005; etc.). No caso da hibridização com gás natural, as plantas têm um tempo de resposta rápido com relação à mudança da quantidade de energia demandada. O uso de gás natural fornece flexibilidade para atender rapidamente variações na carga. Num outro caso, o consumo de combustível de *back-up* em quantidade baixa (aproximadamente 2%) procura manter a temperatura mínima no sistema térmico da planta, evitando que o fluido de transferência de calor (água, óleo sintético, etc.) congele-se durante a noite e em dias frios (IEA, 2010; NREL, 2005; Larraín et al., 2010; Fernández-García et al., 2010; etc.).

2. OBJETIVO

O principal objetivo do trabalho foi analisar os principais fatores que podem conduzir a entrada da tecnologia CSP no Brasil, de forma a avaliar a relevância e grau de influência que aspectos técnicos, econômicos e financeiros próprios desta tecnologia têm sobre o custo da energia (LCOE), o custo de capital, a produção anual de energia e o fator de capacidade. Especificamente analisaram-se os pormenores dos sistemas de armazenamento de calor e de hibridização, e a forma com que eles podem melhorar as propriedades de despachabilidade da usina CSP padrão no Brasil.

3. METODOLOGIA

Este trabalho usa o modelo *System Advisor Model (SAM)* como principal ferramenta, tanto para a análise dos parâmetros climatológicos, tecnológicos, econômicos e financeiros que norteiam a produção de eletricidade com CSP, como para a simulação do funcionamento dos componentes da planta física ao longo do tempo. Descrevem-se e comparam-se dois cenários: o primeiro, de referência, baseado no atual contexto brasileiro de incentivo, que inclui o regime fiscal atual, as regras dos órgãos financiadores e as características técnicas mais básicas para uma planta CSP; e o segundo cenário, alternativo, que incorpora propostas de incentivos fiscais e financeiros, e também, diante destes incentivos, a possibilidade de implantação de plantas com características técnicas mais arrojadas como o armazenamento de calor por 12 horas e a hibridização com combustível suplementar (Schaeffer et al., 2011a). Neste caso o combustível suplementar considerado foi o bagaço da cana de açúcar.

Usando o modelo SAM e os dois cenários descritos, foram avaliadas várias tecnologias de CSP para comparar os custos nivelados de energia, produção anual de energia elétrica, fator de capacidade, entre outros dados importantes. As tecnologias analisadas são: a) CSP básica; b) CSP com 6 horas de armazenamento de calor; c) CSP com hibridização igual a 25% da potência elétrica bruta nominal; d) CSP com 6 horas de armazenamento de calor e hibridização, e, finalmente, e) CSP com 12 horas de armazenamento de calor, que pode vir acontecer a partir da próxima década, segundo Arvizu et. al. (2011).

Usando a ferramenta de otimização do SAM, simula-se cada planta usando seu múltiplo solar ótimo, que minimiza o LCOE. Posteriormente, usando a ferramenta de análise paramétrica, desenvolve-se uma análise de sensibilidade sobre o desempenho da tecnologia CSP com cilindro parabólico, de forma a avaliar os efeitos das interações entre o múltiplo solar (MS) e a capacidade de armazenamento de calor (h) sobre a energia elétrica gerada por unidade de área do campo solar (ES), sobre o fator de capacidade (FC) e sobre os custos nivelados da energia (LCOE).

Este trabalho desenvolve o estudo de caso para uma zona de alto potencial CSP, diferente da região Nordeste (onde é conhecido o alto potencial para CSP). Foi escolhida a cidade de Campo Grande, capital do Estado de Mato Grosso do Sul, por ser uma das cidades que está localizada numa zona com irradiação DNI de 6 kWh/m²/dia, e que dispõe de dados climatológicos no formato apropriado para o uso no SAM.

Os parâmetros financeiros estão definidos na Tab. 1. A Tab. 2 apresenta a seleção da tecnologia, caracterizada pelo estado da arte para coletores, receptores, fluido de transferência de calor, sistema de armazenamento e bloco de potência. A Tab. 3 apresenta os custos usados. Os custos padrões que o SAM traz foram tomados como base, mas determinados fatores foram alterados, como o valor da terra, o valor da contingência e o custo de O&M por potência instalada, onde foi alocado o valor da taxa TUSD.

Tabela 1 - Parâmetros financeiros usados como entrada no SAM

PARÂMETRO:		CENÁRIO			
		BASE	ALTERNATIVO		
Financiamento	Geral	Período de análise	30 anos		
		Taxa real de desconto (a.a.)	10%		
	Taxas e garantias	Tributo Federal	34%	27%	
		Seguro	0,5% do custo total instalado		
	Valor residual	Valor residual líquido	0% do custo total instalado		
	Parâmetros do empréstimo	Prazo de amortização	*	16 anos	
		Taxa de juros	*	7,4% a.a.	
		Fração de dívida	*	70%	
	Modo de solução		Especificar a TIR e calcular o preço da energia (PPA)		
	Meta de TIR específico	TIR mínima requerida	15% (a.a.)		
	Depreciação Federal	Depreciação Federal	Linear 10 anos	MACRS 5 anos	

*: O cenário base não considera financiamento

Após rodar a simulação para cada tecnologia modelada, tanto no cenário base como no alternativo, foram obtidos os resultados que na sequência serão apresentados. Os resultados serão analisados graficamente fazendo uso das ferramentas de análise paramétrica e de otimização que o SAM incorpora (NREL, 2011b). Assim é possível cumprir com o objetivo de determinar a influência das variáveis mais importantes (tamanho do campo solar, capacidade do sistema de armazenamento de calor e quantidade de hibridização) no desempenho técnico da planta e nos custos da energia elétrica produzida.

3.1 Otimização do múltiplo solar

Segundo Quaschnig (2004) *apud*. Lodi (2011), o múltiplo solar (MS) é uma variável importante a analisar, tanto para avaliação de desempenho da planta como para determinar sua viabilidade econômica. Dado que o campo solar representa a maior parte do investimento em capital (entre 33 – 39% do custo da potência instalada) (Montes et al., 2009; Lodi, 2011), a otimização do campo solar seguindo critérios econômicos tem sido uma prática comum por vários autores (Montes et al., 2009; Montes et al., 2011; Lodi, 2011; Izquierdo et al., 2010).

O cálculo de otimização geralmente tem como função objetivo a minimização dos custos nivelados da energia (LCOE) (Montes et al., 2009; Lodi, 2011).

O correto dimensionamento do tamanho do campo solar deve considerar a relação existente entre o múltiplo solar (MS) e a potência térmica nominal da planta (“*gross output*”). Um campo solar grande demais pode ser parcialmente útil em condições de alta irradiação solar DNI, mas por outro lado, um campo pequeno principalmente provocará que o bloco de potência não opere em condições de plena carga (“*part-load*”) (Montes et al., 2009).

O múltiplo solar para plantas CSP simples é sempre maior do que a unidade, para atingir condições nominais no bloco de potência durante um intervalo de tempo maior do que seria obtido com um múltiplo solar igual à unidade. No entanto, um valor de múltiplo solar maior em plantas sem armazenamento térmico conduz à sobreprodução de calor

que não poderá ser utilizado na geração elétrica. Embora essa configuração permita ao bloco de potência trabalhar em condições nominais por períodos de tempo longos, o custo do kWh será mais caro devido à existência de investimento sem lucratividade (Montes et al., 2009).

O valor ótimo de múltiplo solar não depende só da superfície do campo solar, mas também da localização da planta, das condições de projeto (temperatura ambiente, velocidade do vento, DNI, etc.) e dos parâmetros do bloco de potência em condições normais (Montes et al., 2009).

4. RESULTADOS

Os resultados definitivos, usando o MS otimizado, para cada tecnologia e cada cenário, são apresentados na Tabela 4. Com base nos resultados apresentados, na sequência é analisada a influência do múltiplo solar, da capacidade do sistema de armazenamento de calor e da quantidade de hibridização sobre o custo nivelado da energia (LCOE), o fator de capacidade (FC) e a energia elétrica produzida por unidade de área do campo solar (ES).

A Figura 3 mostra, para o cenário base, a influência do múltiplo solar (MS) sobre o custo nivelado da energia (LCOE) para várias capacidades de armazenamento de calor. Segundo esses resultados para uma mesma capacidade de armazenamento, enquanto o MS cresce, a curva de LCOE decresce progressivamente até chegar ao valor mínimo (para valores de MS de 1,5 – 2,5, dependendo da capacidade de armazenamento). Por exemplo, para um sistema de 6 horas de armazenamento de calor, os valores otimizados do MS são 2,05 e 2,24 para o cenário base e alternativo respectivamente. O LCOE no cenário alternativo (37,14 cent. USD/kWh) é aproximadamente 47% menor do que o LCOE respectivo no cenário base (78,68 cent. USD/kWh), indicando o impacto relevante de políticas fiscais e de financiamento para o sistema CSP.

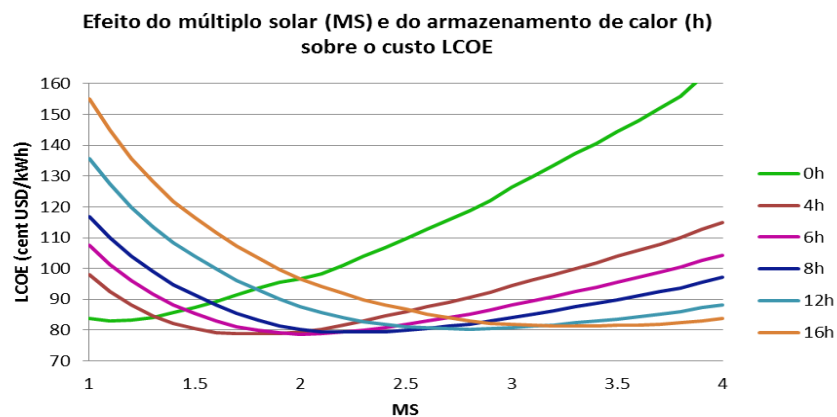


Figura 3 - Efeito do múltiplo solar (MS) e do armazenamento térmico (h) no custo nivelado da energia, no cenário base. Fonte: Elaboração própria, resultado do SAM.

A Figura 4 resume o desempenho das plantas CSP para uma faixa de valores de MS e de capacidade de armazenamento de calor (horas), ao representar o fator de capacidade (FC) versus a energia elétrica gerada por unidade de área do campo solar (ES). Os custos mínimos estão projetados na Fig. 4, correspondendo às áreas sombreadas. Isto permite verificar não só como os custos são afetados pelo MS e o tempo de armazenamento de calor, como também averiguar como eles estão relacionados ao FC e a ES. Os custos mínimos implicam em uma quantidade ES aproximadamente constante (86 - 87 kWh/m²/ano) e um FC crescente, enquanto a capacidade do sistema de armazenamento cresce. Assim, podemos definir o ponto ótimo de trabalho escolhendo, para uma determinada ES, o custo mínimo para a capacidade de armazenamento e o MS dado. Uma vez definida a ES, a otimização pode ainda incrementar o tempo de armazenamento térmico e, assim, atingir maiores FC. Embora a hibridização não esteja representada implicitamente na Figura 4, ela é um indicativo da importância do suporte de um sistema de back-up na planta. A Figura 4 indica a fração de tempo no ano em que a hibridização deveria operar para atingir um FC de 100%. Assim, o limite superior da zona sombreada projetado no eixo de FC, indica quanto de hibridização é necessário (Izquierdo et al., 2010). Por exemplo, para gerar uma ES de 86 kWh/m²/ano, com 6 horas de armazenamento de calor, a um custo mínimo LCOE de 37,08 cent. USD/kWh no cenário alternativo, a hibridização deve operar aproximadamente 63% do ano, desta forma se atingiria um fator de capacidade igual à unidade. Se o objetivo é ter altos FC, a instalação do sistema de hibridização tem que ser obrigatório se não houver um sistema significativo de armazenamento de calor que permita fornecer a energia requerida nas horas do pico, quando as plantas CSP simples não estão disponíveis (Izquierdo et al., 2010).

Uma maior hibridização numa planta CSP evita o sobredimensionamento do campo solar e do sistema de armazenamento de calor. Dado que a quantidade de hibridização com bagaço permitida, nos cenários estudados, está definida como 25% da potência elétrica bruta nominal, não é preciso otimizar a quantidade de hibridização. Por outro

lado, uma vez definido o montante da hibridização, é importante otimizar o múltiplo solar (MS) e a capacidade de armazenamento do sistema, pois ambos representam 39% e 14% do total de custos por potência instalada da planta, respectivamente. Contudo, a capacidade de armazenamento de calor também está definida pelas premissas expostas neste artigo (6 horas de armazenamento). Assim, deve-se otimizar o MS para minimizar o LCOE, mantendo constante a hibridização e o armazenamento de calor.

A alternativa de hibridização apresenta duas variáveis de custo importantes: o custo da caldeira para bagaço e o custo do bagaço. Dado que, por um lado, os custos de capital do campo solar são altos e, por outro, o preço do bagaço para uso combustível em usinas termelétricas é baixo (1,47 USD/MMBTU), quando o SAM opera para minimizar o LCOE obtém resultados de MS muito baixos (inclusive menores a 0,5), que resultam ser incoerentes ao propósito de uma planta CSP. Devido a que a geração elétrica com hibridização ao longo do ano é constante no modo suplementar (mesmo que seja pouco), os resultados do SAM mostram que é preferível não gerar eletricidade com a componente solar, mantendo unicamente a geração com bagaço.

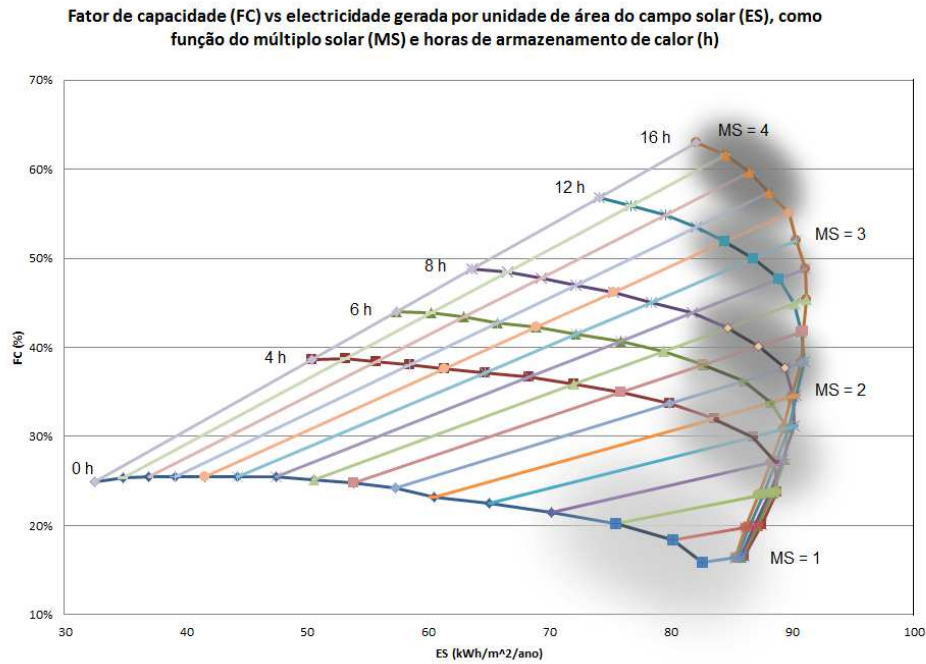


Figura 4 - Fator de capacidade (FC) vs. eletricidade gerada por unidade de área do campo solar (ES), como função do múltiplo solar (MS) e da capacidade de armazenamento de calor (horas). A região cinza mostra os pontos onde o custo LCOE é mínimo, áreas mais escuras apresentam menor custo. Fonte: Elaboração própria, resultado do SAM.

A Figura5, mostra curvas com inclinação quase constante para preços de combustível menores a 7 USD/MMBTU, mostrando que nesses casos não faz sentido otimizar o MS. Para combustíveis de *back-up* mais caros, como gás natural que tem um preço de, pelo menos, 8 USD/MMBTU, os resultados de otimização do SAM são coerentes, apresentando valores de MS de 0,7-0,9.

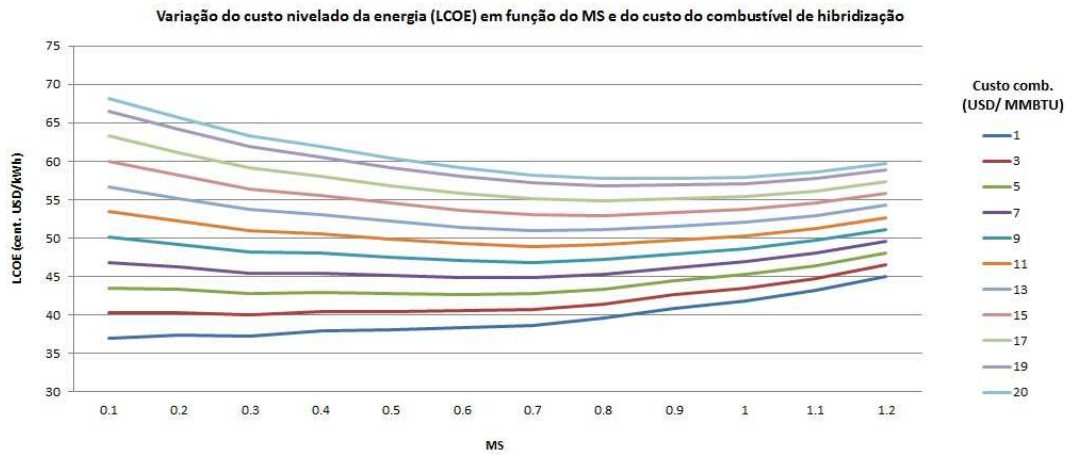


Figura 5 - Variação do custo nivelado da energia (LCOE) em função do múltiplo solar e do custo do combustível de hibridização. Fonte: Elaboração própria, resultado do SAM.

5. CONCLUSÕES

Com relação ao MS, valores próximos à unidade não são desejáveis, devido a que, embora a energia gerada por unidade de área do campo solar (ES) seja máxima, fatores de capacidade muito baixos podem acontecer quando a irradiação diminuir de intensidade. Pelo contrário, se um MS muito grande for escolhido, altos fatores de capacidade podem ser atingidos, mas muita energia solar (ES) será desperdiçada no caso de não se contar com um sistema de armazenamento de calor. Para a planta CSP simples (sem armazenamento térmico) simulada em Campo Grande, usando-se o critério de otimização econômica foram encontrados valores de MS de 1,1 - 1,3. Em geral, o valor ótimo de MS dependerá da capacidade de armazenamento de calor do sistema. Aliás, quando a influência de maior armazenamento de calor é avaliada, encontra-se que ela permite atingir fatores de capacidade maiores, com múltiplos solares relativamente altos, fazendo uso da maior parte da energia solar incidente a menores custos.

A hibridização pode ajudar a planta CSP a atingir fatores de capacidade maiores, ao fornecer para o bloco de potência calor adicional ao gerado no campo solar. Especialmente, no modo de operação suplementar, o *back-up* opera quase as 24 h do dia durante a maior parte do ano, contribuindo com energia firme ao sistema (aproximadamente 49% do total de energia elétrica produzida por ano).

Só faz sentido aplicar a metodologia de otimização para escolher o MS apropriado quando o custo do combustível de *back-up*, neste caso de bagaço de cana, superar o valor de 7 USD/MMBTU. Abaixo desse valor, a otimização do SAM sugere a redução máxima do campo solar (MS muito menor à unidade), fazendo com que a planta opere apenas como uma termelétrica convencional. Para valores de combustível maiores, como 8 USD/MMBTU (tipicamente o preço do gás natural), o valor ótimo de MS é 0,7 - 0,9.

Agradecimentos

Agradecemos ao Programa Novas Parcerias (i-NoPa) desenvolvido pela CAPES do Brasil e pelo DAAD e GIZ da Alemanha. Também agradecemos ao CNPq e ANP pelo apoio às pesquisas desenvolvidas na COPPE/UFRJ.

Tabela 2 - Características técnicas usadas no SAM para as plantas CSP modeladas.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS		TECNOLOGIAS MODELADAS					
		CSP simples	CSP_CAC*	CSP_HIB**	CSP_CAC_HIB	CSP_avançada	
Campo Solar	Parâmetros do campo solar	Campo Solar	1,13	2,05 -2,24	0,8	1,7	2,9
		Irradiação direta normal para o desenho	688,8 W/m ²				
	Fluido de transferência de calor	Tipo	VP-1			Hitec XL	
		Tilt	-20°				
Orientação do coletor	Azimute	0					
	Nome da configuração	Solargenix SGX-1					
Receptores	Nome da configuração	Tipo do receptor	Schott PTR70			Schott PTR70 Vacuum	
		Fração de receptores com vazio	98,5%				
Bloco de potência	Capacidade da planta	Potência líquida (de placa) da turbina	100 MWe				
		Potência de projeto	111 MWe				
		Perdas parasíticas	10% (valor padrão SAM)				
	Ponto de desenho do bloco de potência	Eficiência de conversão do ciclo termodinâmico	37,7%				
		Pressão de operação da caldeira de <i>back-up</i>	80 bar				
		Eficiência LHV da caldeira de <i>back-up</i>	-	65%	65%	-	
		Fração de reposição de água no ciclo	0,013				
	Controle da planta	Vários parâmetros	Valores por defeito				
		Tipo de condensador	Evaporativo (torre úmida)				
	Sistema de resfriamento	Temperatura ambiente de desenho	17°C				
Sistema de armazenamento de calor		Número de horas do armazenamento de calor	0h	6h	0h	6h	12h
	Fluido de armazenamento de calor	VP-1			Hitec XL		
Armazenamento térmico	Sistema de hibridização	Fração de potência de saída na turbina	1,1				
		Fração de complementariedade de <i>back-up</i>	0%	0%	25%	25%	0%

*CAC: Com armazenamento de calor; **HIB: Hibridização

Tabela 3 - Custos usados na simulação de plantas CSP no Brasil

DETALHE DOS CUSTOS:		TECNOLOGIA (cenários base e alternativo)					
		CSP_simples	CSP_CAC*	CSP_HIB**	CSP_CAC_HIB	CSP_avançada	
Custos do sistema com cilindro parabólico	Custos diretos de capital	Obras de melhoria do sítio	25 USD/m ²				
		Campo solar	295 USD/m ²				260 USD/m ²
		Fluido de transferência de calor	90 USD/m ²				84,6 USD/m ²
		Armazenamento térmico	0 USD/kWh	80 USD/kWh	0 USD/kWh	80 USD/kWh	70,4 USD/kWh
		Sistema de hibridização	0 USD/kWe		420 USD/kWe		0 USD/kWe
		Bloco de potência	940 USD/kWe				893 USD/kWe
	Custos indiretos de capital	Contingencia	20%				10%
		EPC e custos do proprietário	11% dos custos diretos				
	Custos de operação e manutenção	Terra	3.100 USD/ha				
		Custo fixo por potência	139 USD/kW-ano no cenário base e 70 USD/kW-ano no cenário alternativo				70 USD/kW-ano, só é simulado no cenário alternativo
		Custo variável por geração	3 USD/MWh				
		Custo do combustível de hibridização	0 USD/MMBTU		1,47 USD/MMBTU		0 USD/MMBTU

*CAC: Com armazenamento de calor; **HIB: Hibridização

Tabela 4 - Resultados por cenário e tecnologia modelada

PLANTA CSP cilindro parabólico, 100 MWe

Tecnologia modelada:		SIMPLES	SIMPLES	CAC_6h	CAC_6h	CAC_12h	SAC_HIB	SAC_HIB	CAC_6h_HIB	CAC_6h_HIB	CAC_12h_HIB
Cenário		BASE	ALT.	BASE	ALT.	ALT.	BASE	ALT.	BASE	ALT.	ALT.
Múltiplo solar (MS)		1,13	1,13	2,04	2,24	2,9	0,8*	0,8*	1,7*	1,7*	2,8*
Fator de capacidade (FC)	%	18,8	18,8	36,9	36,6	54,1	37,3	37,1	48,7	48,7	64,6
Energia elétrica anual (líquida)	GWh	165	165	323	321	473	326	324	426	426	565
Custo nivelado da energia (LCOE)	cent. USD/kWh	82,94	39,06	78,68	37,14	30,01	39,86	19,72	57,41	27,40	26,06
Custo total por potência instalada	USD/kW	5.184	5.184	10.156	10.138	12.191	4.692	4.692	9.606	9.604	12.461
Área total	km ²	2,9	2,9	5,2	5,3	7,4	2,1	2,1	4,4	4,4	7,1

Notas: 1) Os valores de MS são otimizados, exceto os marcados com *. 2) CAC: com armazenamento de calor; SAC: sem armazenamento de calor; HIB: hibridização; ALT: alternativo. 3) A área total é 1,4 vezes maior do que a área do campo solar .

REFERÊNCIAS

- Arvizu, D., Balaya, P., Cabeza, L., Hollands, T., Jäger-Waldau, A., Kondo, M., Konseivo, V., 2011. Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation SRREN (Special Report of IPCC), Chapter 3. Direct Solar Energy. IPCC, Cambridge e New York.
- DGS, 2005. Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects and engineers. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (German Solar Energy Society), United Kingdom.
- Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L., Pérez, M., 2010. Parabolic-trough solar collectors and their applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews 14, 1695–1721.
- IEA, 2010. Technology Roadmap: Concentrating Solar Power (Paper No. Roadmap Technology). International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA, C., 2008. Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies to 2050, Energy Technology Perspectives. International Energy Agency, Paris.
- Izquierdo, S., Montañés, C., Dopazo, C., Fueyo, N., 2010. Analysis of CSP plants for the definition of energy policies: The influence on electricity cost of solar multiples, capacity factors and energy storage. Energy Policy 38, 6215–6221.
- Kalogirou, S., 2009. Solar Energy Engineering: Processes and Systems, 1 st ed. ed. Academic Press - Elsevier, California.
- Larraín, T., Escobar, R., Vergara, J., 2010. Performance model to assist solar thermal power plant siting in northern Chile based on backup fuel consumption. Renewable Energy 35, 1632–1643.
- Lodi, C., 2011. Perspectivas para a Geração de Energia Elétrica no Brasil utilizando a Tecnologia Solar Térmica Concentrada (Tese de Mestrado de Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Malagueta, D., 2013. Avaliação de Alternativas para Aproveitamento de Geração Elétrica Termossolar (CSP) a partir de Plantas Cilindro-parabólicos no Brasil (Tese de Doutorado de Planejamento Energético COPPE/UFRJ). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Montes, M.J., Abánades, A., Martínez-Val, J.M., 2009. Performance of a direct steam generation solar thermal power plant for electricity production as a function of the solar multiple. Solar Energy 83, 679–689.
- Montes, M.J., Rovira, A., Muñoz, M., Martínez-Val, J.M., 2011. Performance analysis of an Integrated Solar Combined Cycle using Direct Steam Generation in parabolic trough collectors. Applied Energy 88, 3228–3238.
- NREL, 2005. Potential for Renewable Energy in the San Diego Region. National Renewable Energy Laboratory NREL, San Diego, California.
- NREL, 2010. Parabolic Trough Thermal Energy Storage Technology (Online), TroughNet Parabolic Trough Solar Power Network. NREL.
- NREL, 2011a. Concentrating Solar Power Projects (Online), Solarspaces. NREL.
- NREL, 2011b. Help do SAM 2011.6.30.
- Palgrave, R., 2008. Innovation in CSP. Renewable Energy Focus 9, 44–49.
- Schaeffer, R., Szklo, A.S., Soria, R., Cuna, D., 2011a. Projeto de Pesquisa da COPPE/UFRJ sobre Políticas de Incentivo para Energia CSP no Brasil.
- Viebahn, P., Kronshage, S., Trieb, F., Lechon, Y., 2008. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. (Paper No. Deliverable n° 12.2 - RS Ia), Sixth Framework Programme. DLR/CIEMAT, Germany.

CONFIGURATIONS FOR OPERATION OF CONCENTRATED SOLAR POWER PLANTS (CSP) WITH HEAT STORAGE AND HYBRIDIZATION IN BRAZIL

Abstract. *Although Concentrated Solar Power (CSP) is not large scale deployed in Brazil, it has an important potential in specific regions of the territory. This work analyzes the range of centralized CSP plant configurations with heating storage and hybridization, as well as the advantages of its operation in the National Interconnected System. Two scenarios were analyzed: base and an alternative. The base one is associated to the actual context of incentives, that includes current fiscal scheme and the rules of financiers; the alternative scenario incorporates proposals of fiscal and financial incentives. Using the SAM software, it is analyzed the influence of the variation in the heating storage capacity and the annual energy production. The study case was developed in Campo Grande, Brazil, where five CSP plants were simulated (combinations of heating storage and hybridization) for each scenario. According to the input data and to the plant configurations in each scenario, the LCOE values varied between the range of 39.9 – 82.9 cent. USD/kWh in the base scenario and between 19.7 and 39.1 cent. USD/kWh in the alternative scenario.*

Key words: CSP, Concentrated Solar Power, Heating Storage, Hybridization