

ANÁLISE TECNO-ECONÔMICA DE UMA CSP TORRE CENTRAL NO CHILE COM DIFERENTES NÍVEIS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA E HIBRIDIZAÇÃO

Daniel Las Casas Costa – danlascasas@gmail.com

José Henrique Martins Neto – henrique@des.cefetmg.br

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG

Resumo. Uma análise da influência que o armazenamento térmico e a hibridização têm em uma Concentrated Solar Power (CSP) Torre Central é apresentada. A metodologia consiste em simular a usina diversas vezes, variando a capacidade de armazenamento, o nível de hibridização e as combinações entre eles. Os resultados, gráficos de produção anual, custo nivelado da energia e consumo de combustível fóssil são apresentados em formato tridimensional, contendo os eixos armazenamento e hibridização. Um comparativo entre plantas equipadas com apenas armazenamento e plantas equipadas com apenas hibridização também é apresentado, de forma a se apontar o sistema economicamente mais vantajoso. Apresenta-se também uma análise da quantidade de CO₂ não emitida na atmosfera ao se optar pelo sistema de armazenamento ao invés de hibridização. Um último comparativo é apresentado, com a simulação de uma planta em três localidades distintas, com diferentes valores de Irradiância Direta Normal (DNI), de forma a se avaliar o impacto do fator localidade.

Palavras-chave: Torre Central, Armazenamento Térmico, Hibridização.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com a IEA (*International Energy Agency*), o setor elétrico responde pela parcela de 18% da demanda de energia mundial para consumo final. Devido esta parcela ser tão significativa, o aumento da eficiência do setor e a inclusão de fontes não emissoras de gases do efeito estufa são extremamente necessários para cooperação com os objetivos mundiais de redução de emissões (IEA, 2014; IEA, 2015).

A CSP (*Concentrated Solar Power*) é uma das tecnologias de geração elétrica que, quando provida de armazenamento térmico, pode não emitir gases do efeito estufa. Ela é capaz de fornecer a eletricidade em demanda utilizando o sol como fonte de energia. Esta tecnologia pode desempenhar o papel de uma usina térmica em carga de base, *base load*, ou seja, que supre a demanda mínima de forma contínua. A CSP se distingue das tecnologias de fontes renováveis eólica e fotovoltaica, pois estas normalmente fornecem energia de forma intermitente (US-DOE, 2014).

A CSP usa calor proveniente da irradiação solar concentrando-o em uma área reduzida. A luz do sol é refletida por meio de espelhos em um receptor onde o calor é transferido para o Fluido de Transferência de Calor (HTF) e usado diretamente (no caso de água/vapor), ou então via circuito secundário, antes de alimentar uma turbina de geração de eletricidade. As CSPs são bastante promissoras em regiões de alto índice de Irradiância Direta Normal (DNI) (>2.000 kWh/m²-ano), como ocorre em alguns desertos ao redor do globo terrestre (Zhang et al, 2013; Goebel, 2016).

Há quatro tipos principais de usinas CSP: Torre Central (SPT), Calha Parabólica (PTC), Concentrador Linear de Fresnel (LFR) e Disco Parabólico (PDC). A Torre Central é composta de vários espelhos alocados no campo solar, que refletem os raios solares, concentrando-os em uma única torre receptora. A Calha Parabólica é provida de um espelho refletor curvo em forma de parábola, onde a tubulação receptora dos raios solares fica localizada na linha focal da parábola. O Concentrador Linear de Fresnel também possui uma tubulação receptora no ponto focal, porém a concentração é feita por várias tiras de espelhos refletores. O Disco Parabólico possui um disco em formato paraboloide, com um receptor pontual localizado no foco do disco, e normalmente gera energia por meio de um motor *Stirling*.

Na Fig. 1 mostram-se na ordem da esquerda para direita e de cima para baixo, fotos dos quatro tipos de tecnologia CSP: Torre Central, Calha Parabólica, Concentrador Linear de Fresnel e Disco Parabólico.



Figura 1- Tipos de tecnologia CSP

Fonte: Softpedia, 2012; Caddell, 2016; Energiainteligente, 2014; Solarenergia, 2015.

Devido à fonte solar ser intermitente, afetada pela passagem de nuvens ou pelo período noturno, para que uma usina CSP possa produzir energia de forma contínua é necessário que a mesma seja equipada com um sistema de armazenamento térmico (TES) ou hibridização (HIB).

O TES e HIB de uma CSP fazem com que a usina produza mais energia, porém, quanto mais? E como se comportam os custos?

O motivo deste estudo é a indagação sobre a forma do perfil de comportamento techno-econômico de uma CSP Torre Central em função da capacidade do TES e do nível de HIB. A Torre Central foi a tecnologia CSP escolhida para o presente estudo em função de sua maior temperatura de operação em relação ao PTC e LFR, o que possibilita uma maior eficiência do ciclo de potência e um sistema de armazenamento mais barato e compacto. O PDC possui baixa compatibilidade com TES e HIB (ZHANG et al, 2013).

2. PROCEDIMENTOS

A análise foi feita por meio de simulações no software *System Advisor Model* (SAM), onde uma Torre Central foi simulada diversas vezes, mantendo-se fixos seus parâmetros iniciais, e variando-se, porém, a capacidade do TES (e respectivo campo solar) e o nível da HIB. A instalação possui potência nominal de 110MW_e, localidade Ollagüe no Chile, cuja DNI anual é de 3448,7 kWh/m², HTF quente (sal fundido) a 550°C, HTF frio a 300°C e preço do combustível fóssil de 2,87 US\$/MMBTU (ref. Banco Central de Chile, 2017). Estes parâmetros foram adotados em similaridade à planta Atacama 1, uma Torre Central em construção no município de María Elena no Chile. Ollagüe é uma das localidades com dados meteorológicos disponíveis no *National Solar Radiation Data Base* (NRSDB) mais próximas de María Elena. Os dados de custos foram adotados em conformidade com o relatório técnico *Molten Salt Cost Model for the System Advisor Model* (Turchi e Heath, 2013).

O TES varia de 0h a 24h a cada 0,5h, e a hibridização de 0% a 100% a cada 2%, o que dá um total de 49 x 51 = 2499 usinas diferentes. Os tamanhos dos *steps*, 0,5h para o armazenamento e 2% para a hibridização, foram escolhidos de forma a oferecerem um equilíbrio entre a definição gráfica e o tempo computacional. A porcentagem de hibridização está relacionada à potência nominal de entrada do bloco de potência. Um aumento de 2% de potência híbrida incorre em um aumento de 2% da potência de entrada do bloco.

O processo de simulação é constituído de duas etapas, onde a primeira é a escolha do MS (Múltiplo Solar) das usinas, e a segunda é a simulação definitiva para obtenção dos resultados. O MS define o tamanho do campo solar, ele é a razão entre a potência térmica de projeto de saída do campo solar e a potência térmica de projeto de entrada do bloco de potência. Para o valor unitário significa que a potência nominal do campo solar assume o mesmo valor da potência nominal de entrada do bloco de potência. A inclusão de uma dada capacidade de armazenamento térmico requer um campo solar grande o suficiente para fornecer a energia em excesso que será armazenada.

Quanto maior for o campo solar, mais energia se produzirá, no entanto, um campo solar exagerado irá disponibilizar mais energia que o sistema pode comportar, havendo necessidade momentânea de desfoque de espelhos, elevando o custo final da energia.

Um campo solar otimizado, porém, tende a elevar a quantidade anual de energia gerada, minimizar os custos e fazer com que a capacidade do sistema de armazenamento seja usada de forma eficiente. O LCOE é uma medida muito útil para otimização do campo solar, pois ele contabiliza a quantidade de energia gerada pelo sistema, o custo da

instalação e os custos de operação/manutenção. O LCOE é definido como o custo nivelado da energia que contabiliza todos os custos esperados ao longo da vida útil da usina, incluindo construção, financiamento, combustível, manutenção, impostos, seguros, incentivos e a inflação. O valor total é dividido pela energia elétrica (kWh) que se espera produzir durante a vida útil do sistema. Um campo solar otimizado possui um MS no qual o LCOE é mínimo. Este trabalho adota o MS com LCOE mínimo para todas as capacidades de armazenamento.

3. RESULTADOS

3.1 Influência da variação do armazenamento de energia e hibridização na produção anual de energia

Na Fig. 2 mostra-se a produção anual de energia elétrica da usina de 110MWe de potência nominal considerando diferentes valores de HIB e TES.

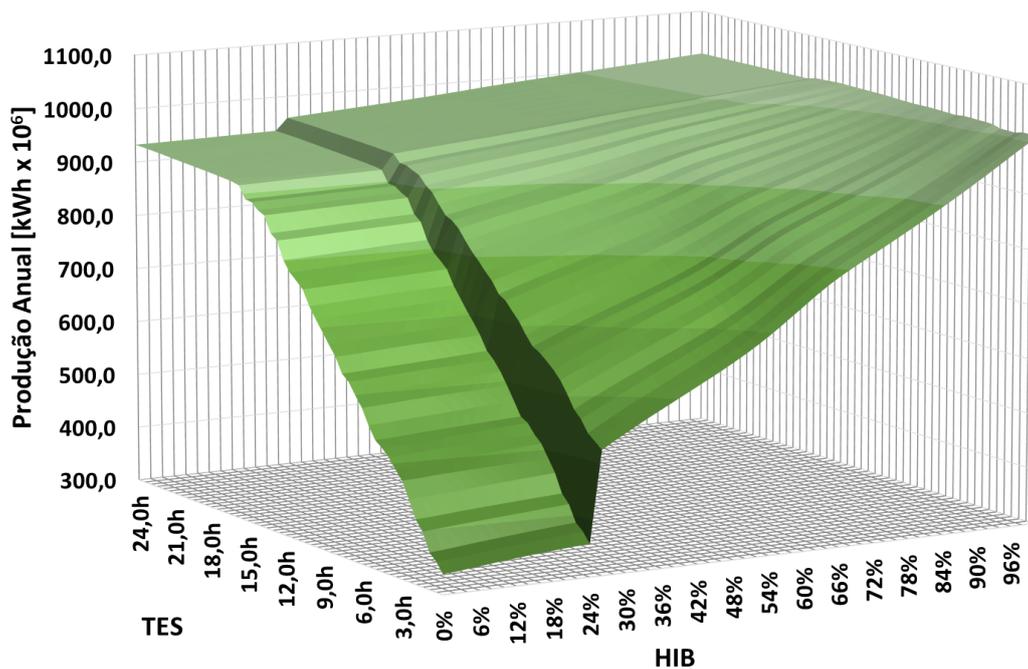


Figura 2 - Gráfico produção anual [Milhões de kWh].

Pelo gráfico da Fig. 2 observa-se que um aumento no TES ou na HIB resulta em aumento da produção anual. Valores percentuais de hibridização inferiores a 25% fazem com que a produção anual esteja em um nível inferior, em um patamar mais baixo. Isto é justificado pois a complementação fóssil opera em um modo chamado *Supplemental Operation*, onde a potência fóssil pré-estabelecida da planta se mantém fixa, independente da potência entregue pelo campo solar. Quando o percentual de hibridização estabelecido é inferior ao MTO (*Minimum Turbine Operation*), cujo valor prático é de 25%, e o fornecimento de potência solar mais híbrida fica abaixo deste MTO, o bloco de potência é desligado. O desligamento ocorre porque a eficiência da turbina é considerada insatisfatória. Neste caso, haverá momentos em que o sistema não produzirá energia, e a produção só retomará quando a energia oferecida ao bloco de potência for superior ao MTO. Quando a complementação fóssil é ajustada para um valor acima de 25%, o bloco de potência opera continuamente. Se a fonte solar parar de fornecer energia, o sistema opera apenas com a fonte fóssil. Caso a soma da fonte híbrida e solar supere a potência máxima permitida de entrada do ciclo, o uso fóssil é restringido.

No gráfico da Fig. 3 mostra-se a produção anual de energia elétrica em função da variação de HIB. Este gráfico contém os mesmos resultados do gráfico da Fig. 2, porém, apenas para as capacidades de TES 0h, 6h, 12h, 18h e 24h.

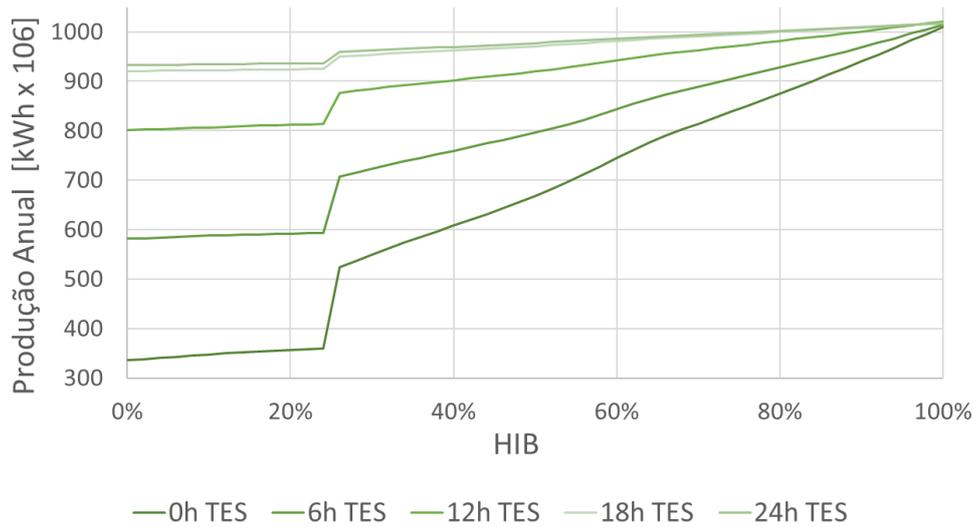


Figura 3 - Gráfico de produção anual em função da hibridização para 0h, 6h, 12h, 18h e 24h de armazenamento.

De acordo com o gráfico da Fig. 3, quanto maior o percentual de hibridização, maior a produção de energia. Para uma hibridização superior a 25% há o funcionamento ininterrupto do bloco de potência, e abaixo desta porcentagem ocorrem momentos de desligamento da turbina, resultando em um patamar de menor produção anual.

No gráfico da Fig. 4 mostra-se a produção anual de energia da usina em função da capacidade de armazenamento térmico. Este gráfico contém os mesmos dados do gráfico da Fig. 2, porém, apenas para os níveis de hibridização 0%, 26%, 50%, 76% e 100%.

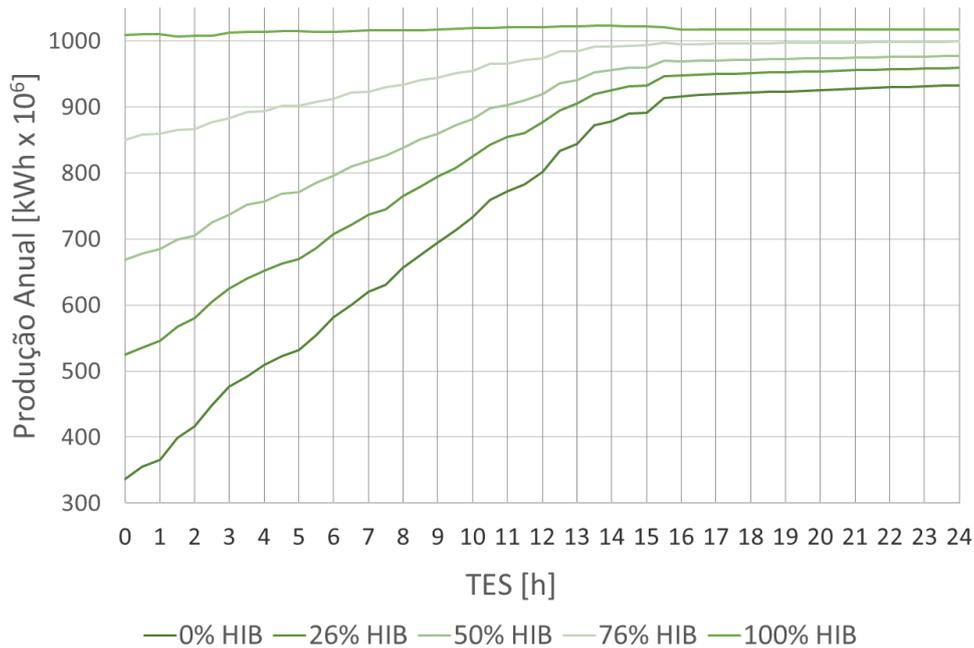


Figura 4 - Gráfico de produção anual em função do TES para hibridizações 0%, 26%, 50%, 76% e 100%.

De acordo com o gráfico da Fig. 4, a produção de energia anual aumenta conforme o aumento do TES, porém, para altos níveis de hibridização este aumento é inexpressivo. Neste caso, um sistema de armazenamento teria pouco impacto no aumento de produção energética, porém diminuiria o uso de combustível fóssil.

Ainda de acordo com o gráfico da Fig. 4, nota-se a presença de algumas acentuadas mudanças de patamar, principalmente para as capacidades de 10,5h, 12,5h e 15,5h. Estas mudanças ocorrem em função de um aumento mais acentuado do campo solar. Com o aumento do campo solar a produção anual de energia elétrica aumenta.

Os degraus no gráfico da Fig. 4 ocorrem exatamente onde há um aumento expressivo do MS (Múltiplo Solar), como mostra a Fig. 5.

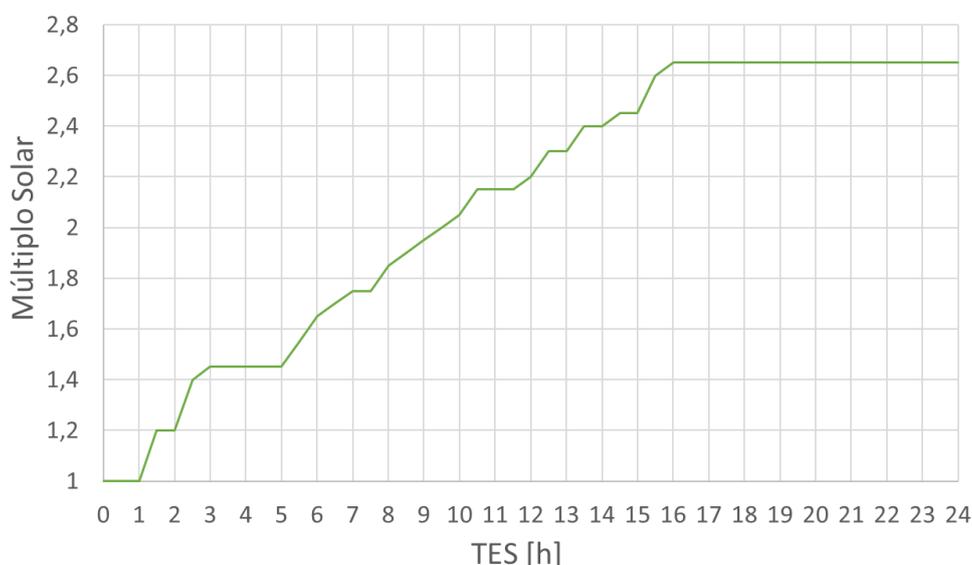


Figura 5 - Gráfico do múltiplo solar em função do TES

Observa-se na Fig. 5 a presença de situações em que o MS não se altera com o aumento do TES, como entre as capacidades de 16h e 24h por exemplo. Isto se deve ao fato de que, se o MS fosse alterado, o LCOE das usinas deixaria de ser o de valor mais baixo, sendo assim, há situações em que o MS não se altera com a mudança de TES, oferecendo sempre a energia com o menor custo.

Um comparativo de equivalência de produção anual de energia elétrica, considerando diferentes níveis de HIB e TES, é apresentado na Tab. 1. Esta tabela contém também uma coluna que apresenta uma alteração no preço do combustível fóssil de forma que o LCOE da HIB seja igual ao LCOE do TES. As capacidades de TES apresentadas nesta tabela são as mesmas citadas no penúltimo parágrafo (10,5h, 12,5h e 15,5h), além da capacidade de 4,5h, que é a capacidade equivalente ao primeiro nível de hibridização com operação ininterrupta do bloco de potência (26%), e também a maior capacidade simulada, de 24h. As capacidades de TES 14h e 17,5h também foram incluídas nesta comparação, sendo elas a de mais baixo LCOE e a capacidade real da usina que está sendo construída, respectivamente.

Tabela 1 - Equivalência de produção anual entre TES e HIB.

Energia Anual [Milhões de kWh]	Somente TES sem HIB		Somente HIB sem TES		Somente HIB sem TES		
	TES	LCOE [US\$/kWh]	HYB	LCOE [US\$/kWh]	HYB	Preço gás natural [US\$/MMBTU]	LCOE [US\$/kWh]
523	4,5h	10,82	26%	10,23	26%	4,16	10,82
760	10,5h	9,46	62%	8,35	62%	4,43	9,46
836	12,5h	9,13	74%	7,96	74%	4,41	9,13
877	14,0h	8,98	80%	7,80	80%	4,38	8,98
913	15,5h	9,04	86%	7,64	86%	4,61	9,04
924	17,5h	9,09	88%	7,59	88%	4,73	9,09
936	24,0h	9,48	90%	7,54	90%	5,26	9,48

A Tab. 1 mostra que uma planta com um TES 4,5h sem hibridização é capaz de produzir a mesma energia anual que uma com HIB 26% sem armazenamento produz. De igual forma, uma planta com um TES 10,5h sem hibridização é capaz de produzir a mesma energia anual que uma com HIB 62% sem armazenamento produz, e assim por diante.

Esta tabela mostra ainda que, para uma dada produção anual da usina, o LCOE para o uso de hibridização seria mais baixo do que para o uso de armazenamento térmico. Isto é função do preço relativamente baixo do gás natural, em comparação com o impacto de custo de investimento em campo solar, torre receptora, bloco de potência e tanques de sal fundido, usados no armazenamento térmico.

A sétima coluna da tabela apresenta o preço do combustível fóssil que torna o LCOE da HIB igual ao LCOE do TES.

3.2 Influência da variação do armazenamento de energia e hibridização no LCOE

Na Fig. 6 mostra-se o LCOE da usina de 110MWe de potência nominal considerando diferentes valores de HIB e TES.

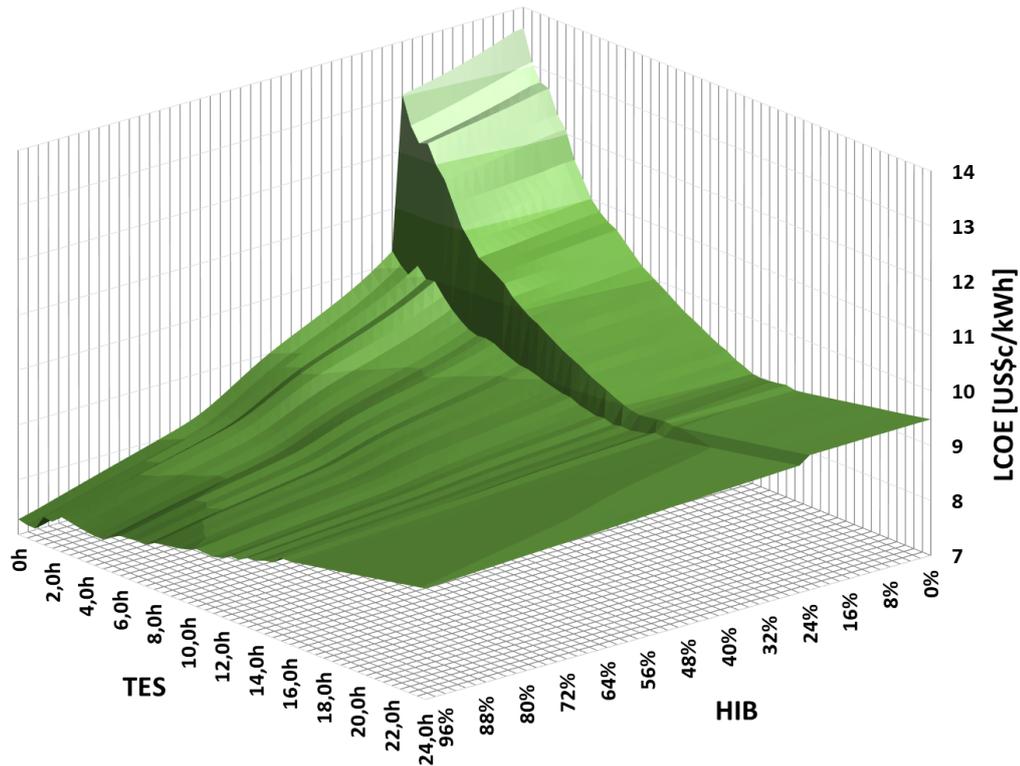


Figura 6 - Gráfico LCOE [US\$/kWh]

O gráfico da Fig. 6 mostra que o LCOE diminui com o aumento do nível de hibridização. Isto revela que o aumento da quantidade de energia produzida em função do aumento da hibridização é maior do que o aumento dos custos de produção.

Quando a hibridização é maior que 25% o LCOE se torna consideravelmente mais baixo (mudança de patamar), em função da operação contínua do bloco de potência, o que gera energia com menor custo.

Para valores baixos de hibridização, como inferiores a 44%, a variação do TES faz o LCOE se comportar como uma curva côncava para cima. Para a HIB de 0% por exemplo, o LCOE inicia no valor de 13,62 US\$/kWh (TES 0h), apresenta o mínimo de 8,98 US\$/kWh (TES 14h), e cresce novamente apresentando o valor final de 9,48 US\$/kWh (TES 24h). Portanto, de acordo com as simulações, o TES 14h é a capacidade de armazenamento sem hibridização com o menor custo de energia oferecido pela Torre Central de 110MW na localidade de Ollagüe.

O gráfico da Fig. 4 mostra que em uma HIB 26% o aumento de TES beneficia a produção anual, porém, para uma HIB próxima a 100% é muito brando este benefício. Isto significa que um alto nível de hibridização é prejudicado pela inclusão de um TES, pois, além de aumentar pouco a produção de energia, faz com que o custo dela seja mais caro.

O menor valor de LCOE é atingido por uma HIB 100% e TES 0h, 7,28 US\$/kWh. A energia produzida auxiliada por hibridização apresenta um custo sempre mais baixo do que quando auxiliada por armazenamento, isto ocorre em função do impacto de custo que o TES tem relacionado ao campo solar, torre receptora, bloco de potência e sistema de armazenamento. A vantagem do uso do TES reside na não emissão de gases do efeito estufa.

3.3 Influência da variação do armazenamento de energia e hibridização no consumo de combustível fóssil

Na Fig. 7 mostra-se o consumo do combustível fóssil da usina de 110MWe de potência nominal considerando diferentes valores de HIB e TES.

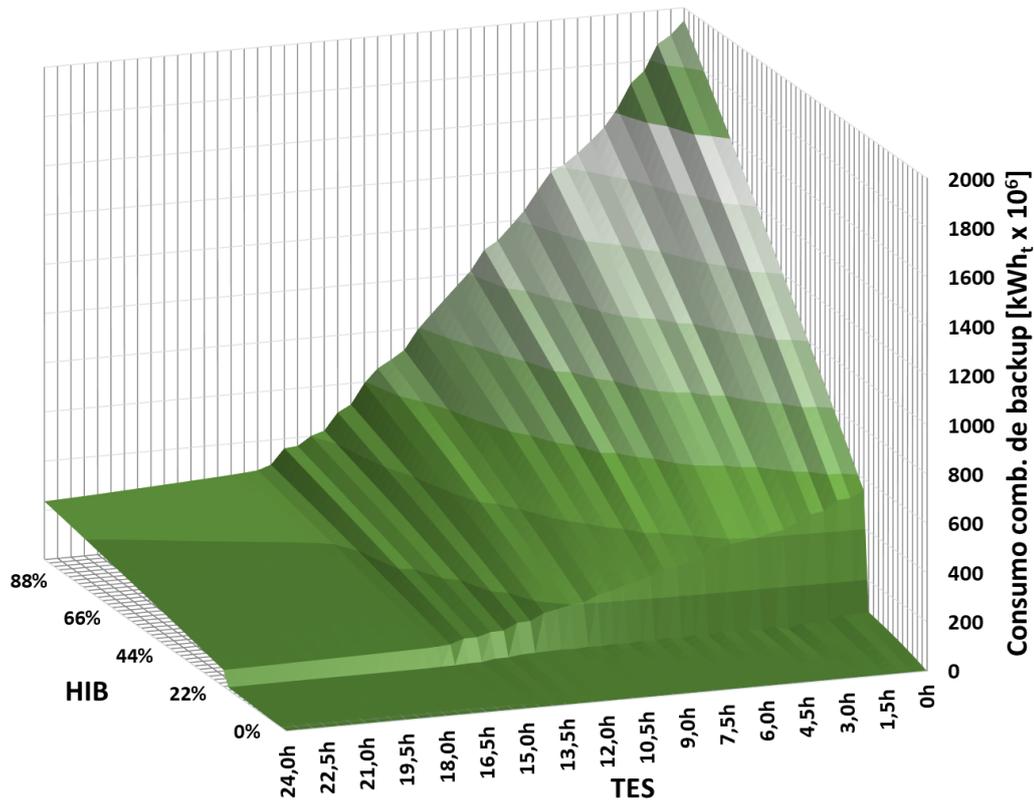


Figura 7 - Gráfico consumo de combustível fóssil [Milhões de kWh_t]

O consumo de combustível fóssil diminui com o aumento da capacidade do TES, pois a disponibilidade de energia armazenada evita o acionamento híbrido. Nas porcentagens de HIB abaixo de 25%, como há constantes desligamentos do bloco de potência em função do MTO, há consideravelmente menor consumo fóssil.

A inclinação máxima do gráfico se dá quando o TES é 0h, e a mínima, quando o TES é 24h, mostrando que a inclusão do armazenamento térmico vem reduzir o consumo fóssil.

3.4 Relação entre armazenamento térmico e supressão de emissões causadas pelo uso de gás natural

Com relação ao impacto ambiental causado por emissões de gás carbônico (CO₂), cada kWh_t de gás natural é responsável pela liberação de 1,21773 libras de CO₂ (EIA, 2016). Uma usina com TES 4,5h sem hibridização, cuja produção anual é a mesma que a de uma usina de HIB 26% sem armazenamento, faz com que se evite o consumo anual de 551 milhões de kWh_t de gás natural, que seriam usados para hibridização. Este valor é responsável pela emissão de $551 \times 10^6 \text{ (kWh}_t) \times 1,21773 \text{ (libras de CO}_2 / \text{kWh}_t) \times 0,45359 \text{ (kg/libra)} = 304 \text{ mil toneladas de CO}_2$. Uma usina com TES de 17,5h sem hibridização, similar à usina Atacama 1, cuja produção anual é equivalente à uma usina com HIB 88% sem armazenamento, evita o consumo anual de gás natural de 1730 milhões de kWh_t, responsáveis pela emissão de 955 mil toneladas de CO₂.

A usina de TES 14h apresenta a produção anual de energia elétrica de $878 \times 10^6 \text{ kWh}$. Para gerar esta energia o ciclo térmico recebeu $2,315 \times 10^6$ de kWh_t de energia do fluido de transferência de calor. Se comparada a uma térmica de gás natural, esta usina solar deixa de emitir anualmente $2,315 \times 10^6 \text{ (kWh}_t) \times 1,21773 \text{ (libras de CO}_2 / \text{kWh}_t) \times 0,45359 \text{ (kg/libra)} = 1279 \text{ mil toneladas de CO}_2$. Com base no mercado de créditos de carbono do Protocolo de Quioto, este quantitativo geraria 1279 mil créditos de carbono passíveis de serem negociados.

Para a usina de TES 17,5h, cuja produção anual é de $924 \times 10^6 \text{ kWh}$, o ciclo recebe $2,433 \times 10^6$ de kWh_t de energia do fluido de transferência de calor, deixando de emitir 1344 mil toneladas de CO₂, o que geraria 1344 mil créditos de carbono.

3.5 Simulação paralela para avaliação do recurso solar em duas localidades no Brasil

A Tab. 2 mostra um estudo comparativo entre três plantas de 110MW_e de potência nominal e TES 17,5h, simuladas para as localidades de Ollagüe (Chile), Petrolina (Brasil) e Bom Jesus da Lapa (Brasil). Petrolina e B. J. da Lapa são duas localidades brasileiras com taxas de DNI razoavelmente altas. De acordo com o NRSDB as DNIs médias anuais são: Ollagüe 3449 kWh/m²/ano, Petrolina 1834 kWh/m²/ano e B. J. da Lapa 2198 kWh/m²/ano.

Tabela 2 - Comparativo entre usinas de 110 MW e TES 17,5h simuladas em Ollagüe, Petrolina e Bom Jesus da Lapa

Local	Ollagüe (Chile)	Petrolina (Brasil)	Bom Jesus da Lapa (Brasil)
TES	17,5h	17,5h	17,5h
HIB	0%	0%	0%
MS (Otimizado)	2,65	3,8	3,75
Produção Anual [kWh x 10 ⁶]	920	617	757
LCOE [cents/kWh]	9,09 ¹	16,11 ¹	13,11 ¹
Fator de Capacidade	95,9 %	64,3%	78,8%
Custo da Instalação	989 ¹ US\$ x 10 ⁶	1245 ¹ US\$ x 10 ⁶	1232 ¹ US\$ x 10 ⁶

Obs. 1: Não nacionalizado

Devido a DNI anual de Ollagüe ser a mais alta dentre as três, sua usina apresentou o mais baixo LCOE e a maior produtividade anual. A usina de Ollagüe requer menos investimento em função do campo solar reduzido, o que resulta no mais baixo LCOE. A usina simulada em Petrolina, localidade com a menor DNI, requer um campo solar maior, demandando o mais alto custo de investimento, apresentando a mais baixa produtividade energética e o mais caro LCOE.

4. CONCLUSÃO

Os resultados revelaram que uma usina SPT de 110MW auxiliada por um sistema de hibridização apresentaria um custo nivelado de energia (LCOE) menor do que se fosse auxiliada por um sistema de armazenamento térmico (considerando dados meteorológicos e de irradiância solar de Ollagüe no Chile, e o preço de referência do gás natural local de 2015, 2,87 US\$/GJ). Isto é decorrente do maior impacto econômico que o armazenamento gera pela necessidade de investimento em campo solar, torre receptora, bloco de potência e sistema de armazenamento. A hibridização, por sua vez, não gera este impacto de investimento e possui o preço do combustível fóssil favorável ao custo da energia.

Caso o armazenamento térmico ou a hibridização sejam analisados separadamente, há diferenças de comportamento entre eles. Entre as capacidades de 0h e 24h de armazenamento existe uma capacidade intermediária, 14h, em que o custo da energia é mínimo. Para a hibridização, o aumento de seu nível faz com que o custo da energia diminua.

A usina simulada com 4,5h de armazenamento sem hibridização apresenta uma produção anual de energia equivalente à uma usina com 26% de hibridização sem armazenamento, e uma usina com 17,5h de armazenamento sem hibridização apresenta uma produção equivalente a uma usina com 88% de hibridização sem armazenamento.

O uso de um sistema de armazenamento de 4,5h em substituição à hibridização evitaria o lançamento anual de 304 mil toneladas de CO₂ na atmosfera, e de um sistema de 17,5h, 955 mil toneladas de CO₂.

A SPT de armazenamento 17,5h apresentou um LCOE de 9,09 cents/kWh, ou seja, 1,22% maior que a de LCOE mais baixo, 14h (8,98 cents/kWh). O custo de investimento da usina com armazenamento 17,5h é 7,09% superior.

A SPT com armazenamento de 14h sem hibridização é capaz de gerar 1279 mil créditos de carbono anuais, enquanto que a SPT com armazenamento de 17,5h é capaz de gerar 1344 mil créditos de carbono anuais, se comparadas a usinas térmicas de gás natural.

O fator de capacidade da usina com 100% de hibridização e sem armazenamento é de 105,1%, e da usina com 24h de armazenamento sem hibridização é de 97,1%. Uma usina com armazenamento térmico pode ter seu fator de capacidade aumentado, bastando incrementar seu campo solar, no entanto, em razão do MS já estar otimizado, esta ação elevaria o LCOE, tornando a usina menos competitiva.

A avaliação de torres centrais com mesma potência nominal, simuladas em diferentes localidades, mostrou que a DNI anual é um fator que altera significativamente o desempenho econômico. Uma baixa DNI impacta no aumento do tamanho do campo solar, elevando o custo de investimento e tornando mais cara a energia. Atesta-se o potencial Chileno na região de María Elena para produção de energia com baixo custo por torres centrais.

REFERÊNCIAS

- Banco Central de Chile, 2017. Base de dados estadísticas. Series del boletín mensual. Chile. Disponível em: <<http://si3.bcentral.cl/Boletin/secure/boletin.aspx?idCanasta=TNJ8Q2067>>. Acesso em: 06 de nov. 2017.
- Caddell, 2016. SEGS. Kramer Junction, Mojave Desert, CA, Estados Unidos. Disponível em: <<http://www.caddell.com/industrial/segs.aspx>>. Acesso em: 25 jan. 2016.
- EIA, 2016. U.S. Energy Information Administration. How Much Carbon Dioxide is Produced per Kilowatthour When Generating Electricity with Fossil Fuels? Washington, DC, Estados Unidos. Disponível em: <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=74&t=11>> Acesso em: 10 mar. 2017.

- Energiainteligente, 2014. Como funciona a energia solar? [s.l.]. Disponível em: <<http://energiainteligenteufjf.com/2014/03/16/como-funciona-a-energia-solar/>>. Acesso em: 25 jan. 2016.
- Goebel, 2016. Prof. Dr. Eng. Olaf Goebel – Concentrated Solar Power Lecture. [s.l.].
- IEA, 2014. Technology Roadmap Solar Thermal Electricity 2014. Ed Paris: IEA Publications. França.
- IEA, 2015. World Energy Outlook 2015. Ed. Paris: IEA Publications. França. ISBN 978-92-64-24365-1.
- Softpedia, 2012. Sunflowers Inspire Innovative Solar Power Plants. [s.l.]. Disponível em: <<http://news.softpedia.com/news/Sunflowers-Inspire-Innovative-Solar-Power-Plants-246005.shtml>>. Acesso em: 25 jan. 2016.
- Solarenergia, 2015. Refletor Parabólico. [s.l.]. Disponível em: <<http://pt.solar-energia.net/solar-termica/temperatura-alta>>. Acesso em: 25 jan. 2016.
- Turchi, C. S., Heath, G. A., 2013. Molten Salt Cost Model for the System Advisor Model. Golden, CO, Estados Unidos.
- US-DOE, 2014. U.S. Department of Energy. Concentrating Solar Power Report: The Year of Concentrating Solar Power. Washington, DC, Estados Unidos. Disponível em: <<http://energy.gov/eere/sunshot/downloads/2014-concentrating-solar-power-report>>. Acesso em: 31 mai. 2016.
- Zhang, H. L., Baeyens, J., Degreève, J., Cacères, G., 2013. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Lovaina, Bélgica, n. 22, p. 466-481.

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF A CENTRAL RECEIVER POWER PLANT IN CHILE WITH VARIOUS LEVELS OF STORAGE CAPACITY AND HYBRIDIZATION

Abstract. *An analysis of the influence of the thermal energy storage system and hybridization system on a Central Receiver Concentrated Solar Power (CSP) plant is presented. The methodology is comprised of various simulations of the plant, varying the thermal storage capacity, the level of hybridization and the combination of them. The results, graphics of annual energy, levelized cost and fossil fuel consumption are presented in the three-dimensional format, with the thermal storage and hybridization axis in them. A comparison between plants with only thermal storage and plants with only hybridization is also made, to highlight the most economically advantageous system. An analysis of the amount of CO₂ not emitted to the atmosphere due to the use of the storage system instead of hybridization is also made. At last, it's presented a comparison, with the simulation of a plant in three distinct locations, with different values of Direct Normal Irradiance (DNI), to evaluate the impact of the location factor.*

Key words: *Central Receiver, Thermal Energy Storage, Hybridization.*