

COMPARAÇÃO DOS SISTEMAS: TERMOSOLAR CONCENTRADO + ARMAZENAMENTO TÉRMICO + SOLAR FOTOVOLTAICO VS SOLAR FOTOVOLTAICO + ARMAZENAMENTO ELÉTRICO VIA BATERIAS

Paulo Marcos Penna de Sena Orsini – paulo.orsini@hotmail.com

Universidade Federal de Minas Gerais - Departamento de Engenharia Elétrica

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

Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Campus II, Departamento de Engenharia Mecânica

Resumo: A transição energética está defasada em relação aos compromissos assumidos pelos países participantes da COP 26 que ratificou o Acordo de Paris. Cada fração de aumento de grau da temperatura ambiente global poderá gerar consequências significativas na natureza, sociedade e economia. Para alcançar correção de rumo são necessárias medidas criativas e transformadoras. A geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos (FV) vem sofrendo redução significativa de custo nos últimos anos tendo se tornado a forma mais acessível de geração de energia elétrica. Entretanto o armazenamento em baterias (BES) de quantidades significativas de energia gerada pelas plantas (FV) ainda é um desafio, demandando mais investigações. Por outro lado, as plantas de energia termo solar concentrada (CSP/PTC), utilizando sistemas de armazenamento de energia térmica (TES) são reconhecidas por promover despachabilidade e confiabilidade na entrega da energia à rede elétrica. Ressalta-se que outra vantagem das plantas (CSP/PTC+TES) é que elas possibilitam gerar energia elétrica durante os períodos noturnos ou de baixa irradiância solar. Este artigo apresenta resultados de simulações computacionais e análises de viabilidade técnica e econômica visando comparar dois sistemas de geração de energia elétrica funcionando de forma contínua para aumento da despachabilidade e confiabilidade: (1) sistema fotovoltaico com armazenamento de energia elétrica via baterias (FV/BES); (2) sistema termo solar com armazenamento de energia térmica integrado com planta solar fotovoltaica (CSP/PTC+TES+FV). Para uma mesma energia elétrica anual gerada o sistema (CSP/PTC+TES+FV) apresentou melhores resultados do que aqueles do sistema (FV/BES), devido principalmente ao custo elevado das baterias elétricas.

Palavras-chave: Heliotérmica, Transição Energética, Energia Solar

1. INTRODUÇÃO

A energia solar tem o potencial de fornecer a maior parte da eletricidade necessária para a humanidade de forma sustentável (Sumayli *et al.*, 2023), o que é importante considerando que cada fração de grau na mudança da temperatura global pode gerar consequências significativas na natureza, na sociedade humana e nas economias (IRENA, World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, 2023).

No passado, (CSP) e (FV) eram vistas como tecnologias concorrentes, entretanto, apesar das reduções nos custos de geração de eletricidade das usinas CSP, a geração de energia via tecnologia solar fotovoltaica é significativamente mais barata durante as horas de disponibilidade de irradiância solar (GEDEL *et al.*, 2022).

A geração fotovoltaica (FV) é uma boa tecnologia para conversão de energia solar em eletricidade de forma renovável, no entanto, essa fonte de energia é variável, tendo como consequência sua intermitência e flutuação durante a geração da energia elétrica. A energia termo solar concentrada (*Concentrated Solar Power* “CSP”) é uma tecnologia promissora para gerar eletricidade devido ao fato do armazenamento de energia ser por via térmica (TES), sendo um elemento crucial das usinas (CSP), pois possibilita armazenar o calor excedente proveniente do campo solar para posterior transformação em energia elétrica quando houver demanda de energia (Abdul *et al.*, 2023).

Sumayli *et al.*, 2023 analisaram para duas cidades da Arábia Saudita quatro casos referentes à diferentes combinações de usinas (CSP e FV) considerando um fator de capacidade igual a 79%. Em todos os casos as usinas (CSP) utilizaram coletores do tipo calha parabólica (*Parabolic Trough Collector* - “PTC”). A potência elétrica nominal dos casos denominados “1”, “2” e “3” foi assumida igual a 45 MWe, enquanto no caso denominado “4” foi igual a 80MWe. Para os casos “2” e “3” toda a energia elétrica gerada pela planta (FV) foi injetada na rede, enquanto no caso “4” o excesso da energia foi transformado em energia térmica por meio de resistências elétricas contribuindo para aumentar a capacidade da energia térmica armazenada. O caso “1”, denominado “caso base”, consistiu em uma única usina do tipo (CSP/PTC+TES) com um campo solar dimensionado para um múltiplo solar igual a 6, tendo uma capacidade de armazenamento térmico (TES) igual a 18 horas por dia. O caso “2” utilizou uma combinação do tipo (CSP/PTC+TES+ FV) com fatores de capacidade de 34% e 45% para as plantas (CSP/PTC+TES) e (FV), respectivamente, sendo o campo solar dimensionado para um múltiplo solar igual a 3. Neste caso um sistema de rastreamento de um eixo (eixo “Norte – Sul”) foi utilizado nos módulos fotovoltaicos. O caso “3” foi similar ao caso “2”, tendo como diferença a ausência de um sistema de rastreamento adotado para os módulos, além de um múltiplo solar igual a 2,9. Neste caso os módulos foram posicionados fixos e inclinados 15° acima da latitude local. O caso “4” foi similar ao caso “3”, entretanto como a potência elétrica da planta (FV) aumentou para 45 MW (total 80 MW), o múltiplo solar diminuiu e foi igual a 1,95. Os resultados mostraram valores de (Custo Nivelado de Energia “LCOE”) para os casos “1”, “2”, “3” e “4”, respectivamente, iguais a USD 0,177/kWh; USD 0,148/kWh, USD 0,145/kWh e USD 0,140/kWh. No referido trabalho, os autores não analisaram o caso de se ter um sistema (FV) com armazenamento via baterias elétricas (BES).

Portanto, a integração das tecnologias (CSP/PTC+TES+FV) se torna um tema atraente para ser investigado visando analisar, dentre outras variáveis, o custo nivelado de produção da energia elétrica (*Levelized Cost of Electricity* “LCOE”).

O objetivo deste trabalho investigativo foi analisar a viabilidade técnica e econômica da geração de energia elétrica despachável e renovável, considerando um regime de operação diário contínuo, com o uso de radiação solar, e considerando a integração das tecnologias (CSP/PTC+TES) e (FV+BES) como sendo uma abordagem atraente para a otimização da utilização da energia de origem solar (Bravo, 2018), podendo contribuir para o processo global de transição energética e redução da emissão de gases de efeito estufa.

Neste artigo são apresentados resultados de simulações computacionais e análises de viabilidade técnica e econômica visando comparar um sistema solar fotovoltaico com armazenamento de energia elétrica via baterias (FV+BES) com um sistema termo solar utilizando armazenamento de energia térmica e integrado com uma planta solar fotovoltaica (CSP/PTC+TES+FV), sendo que ambos os sistemas operam em regime diário contínuo.

A justificativa da integração da geração de energia elétrica via heliotérmica com a geração solar fotovoltaica deve-se à seguinte hipótese: como ambas as configurações necessitam de armazenamento de energia para despacho após o pôr do sol, o sistema integrado que utiliza armazenamento de energia térmica pode apresentar custo inferior ao do sistema solar fotovoltaico que utiliza armazenamento de energia elétrica via baterias e desta forma, este fato pode demonstrar a viabilidade da integração dos dois sistemas.

2. METODOLOGIA

Neste trabalho foram realizadas várias simulações computacionais utilizando o software (*SAM - System Advisor Model*), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, que possibilita tomada de decisões relacionadas ao setor de energia renovável. O (SAM) apresenta modelos para as várias tecnologias consagradas e utilizadas atualmente para geração de potência elétrica por meio de fontes renováveis. Interfaces gráficas são disponibilizadas para a entrada de parâmetros e variáveis técnicas e financeiras. O software realiza um dimensionamento básico da planta e, posteriormente, realiza simulação horária ao longo do ano. Adicionalmente, o software apresenta os parâmetros e variáveis de saída nas formas tabular e gráfica, o que possibilita análises detalhadas dos resultados. Todos os custos apresentados neste trabalho foram extraídos da base de dados do NREL e SAM e são valores vigentes no local das simulações, com base em aplicações reais.

2.1 Seleção da localização das plantas

O Deserto de Mojave (Latitude: 33,77 N; Longitude: -116,34 O), no estado da Califórnia, nos Estados Unidos, foi selecionado como o local para simulação das plantas (CSP/PTC+TES) e Solar Fotovoltaico (FV+BES). A justificativa para a seleção deste local, e não de um local no Brasil, deve-se ao fato dos Estados Unidos, ao contrário do Brasil, possuir várias plantas comerciais instaladas de ambos os tipos, disponibilizando parâmetros econômicos mais confiáveis. Foram utilizados dados das irradiâncias solar direta normal (*DNI*), global no plano horizontal (*GHI*), e difusa no plano horizontal (*DHI*), temperatura do bulbo seco, umidade relativa do ar ambiente, e velocidade do vento disponíveis na base de dados do (SAM). Os valores anuais das radiações direta normal, global no plano horizontal e difusa no plano horizontal, são respectivamente, 2,756 MWh/m².ano, 2,135 MWh/m².ano e 0,482 MWh/m².ano. A temperatura média anual do ar ambiente e a velocidade média anual do vento são, respectivamente, 22,5°C e 2,29 m/s.

2.2 Configurações analisadas

Configuração 1 => Planta Heliotérmica do tipo (CSP/PTC+TES) com armazenamento de energia térmica + Planta Solar Fotovoltaica (FV). Esta configuração não tem armazenamento de energia elétrica via baterias. A seleção de uma planta CSP utilizando coletores concentradores do tipo “Calha Parabólica (*Parabolic Trough Collector* – “PTC”), deve-se ao fato desta tecnologia ser a mais consolidada e implementada na maioria das plantas termo solares de geração de potência elétrica. Essa configuração contempla a integração das plantas (CSP/PTC+TES+FV) em uma condição na qual a usina (CSP/PTC+TES) gera e armazena energia térmica no período diurno para conversão em energia elétrica no período noturno, enquanto a usina (FV) gera energia elétrica no período diurno para injeção na rede elétrica. Nesta configuração as duas plantas operam de forma integrada sendo responsáveis pela geração de energia elétrica em regime diário contínuo. O esquema desta configuração é apresentado na Fig. 1.

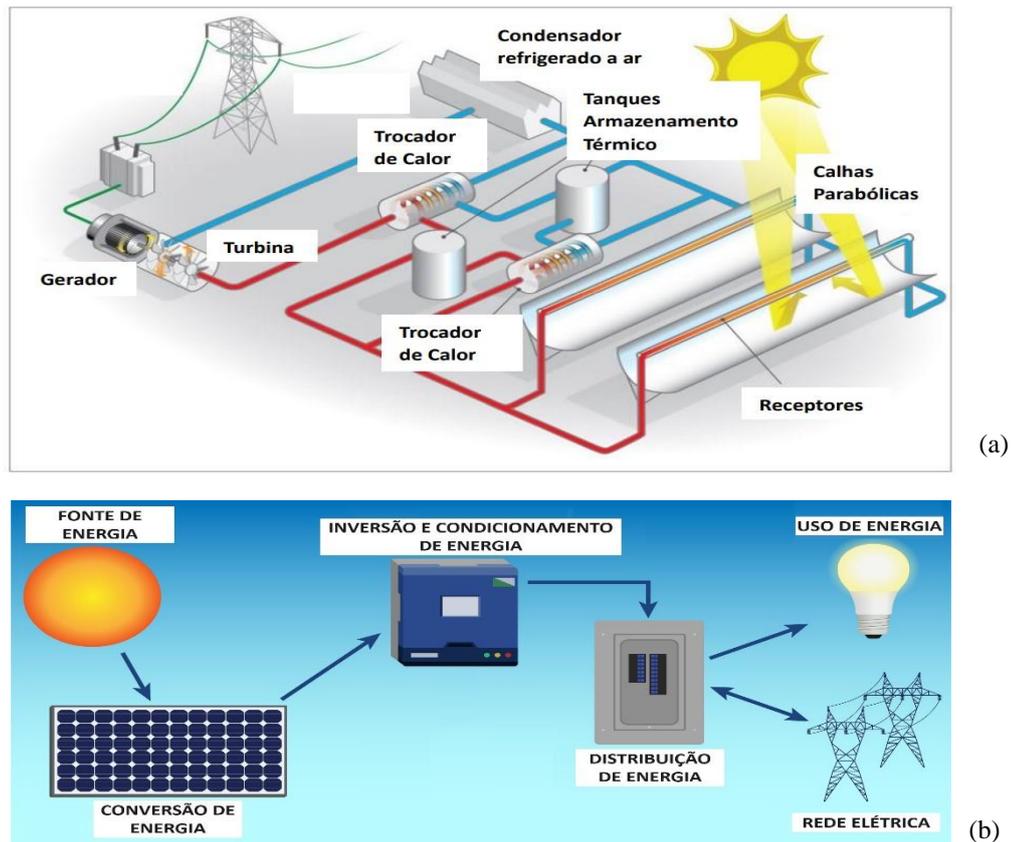


Figura 1 - Configuração 1: (a) planta termo solar CSP/PTC com sistema de armazenamento térmico TES; (b) planta FV sem armazenamento de energia elétrica. Fonte: Software SAM.

Configuração 2 => Planta Solar Fotovoltaica (FV+BES) com armazenamento de energia elétrica via baterias. A configuração proposta neste caso é de uma usina fotovoltaica (FV) utilizando módulos solares padrão, com rastreamento no eixo (Norte – Sul) e com armazenamento de energia elétrica em baterias de lítio. O esquema desta configuração é apresentado na Fig. 2.



Figura 2 - Configuração 2: Planta solar fotovoltaica (FV) com armazenamento de energia via baterias (BES). Fonte: Software SAM.

2.3 Critérios de comparação

Para fins de análise e comparação foram consideradas as seguintes características: (i) potência nominal total igual à 100 MWe das duas configurações; (ii) ambas configurações têm uma produção anual de energia elétrica de aproximadamente 656 GWh, equivalente a um fator de capacidade de 75% da energia máxima possível de ser gerada com a potência e de 100 MWe durante as 8.760 horas por ano; (iii) disponibilidade média anual de 12 horas de irradiação solar por dia foi considerada para o local selecionado, com base em informações fornecidas pelo *Global Monitoring Laboratory* (NOAA Solar Calculator - <https://gml.noaa.gov/grad/solcalc/>).

2.4 Parâmetros e variáveis de entrada

Os seguintes parâmetros e variáveis gerais foram utilizados nas simulações realizadas com o software (SAM): (i) Local: Deserto de Mojave, California, Estados Unidos; (ii) Latitude do local: 33,77 N; Longitude: -116,34 O; (iii) Potência total igual das configurações igual à 100MWe; (iv) número médio diário de horas de irradiação solar igual à 12 horas; (v) número médio diário de horas de armazenamento de energia igual a 12 horas; (vi) período de análise financeira igual a 25 anos; (vii) taxa de inflação anual igual a 2,5%; (viii) taxa de desconto real anual igual a 6,4% (medida do valor temporal do dinheiro expresso em percentagem anual); (ix) taxa de contingência (valor para cobrir custos não previstos inicialmente) igual a 5%; (x) custos de operação e manutenção das plantas (FV) e (CSP/PTC+TES), respectivamente, iguais à USD 75/kW e USD 66/kW; (xi) custo de operação e manutenção das baterias responsáveis pelo armazenamento de energia elétrica da configuração 2 igual à USD 282/kWh_{dc}.

Os parâmetros e variáveis de entrada do (SAM) utilizados para o dimensionamento das plantas (CSP/PTC+TES) e (FV+BES) são apresentados nas Tabs. 1 e 2.

Tabela 1 - Parâmetros e variáveis utilizadas para projeto da configuração 1 (CSP/PTC + TES).

Campo Solar	
Múltiplo Solar	3
Irradiância do ponto de projeto (DNI) (W/m ²)	950
Temperatura de entrada do fluido de transferência de calor - HTF (°C)	292
Temperatura de saída do fluido de transferência de calor - HTF (°C)	392
Quantidade de loops	542
Quantidade de coletores solares (SCA) e receptores (HCE) por loop	4
Área total refletiva de abertura (m ²)	1.422.208
Espaçamento entre filas (m)	15
Área de abertura por loop (m ²)	2.624
Eficiência ótica dos loops	0,721
Coletores Solares (SCA)	SkyFuel Sky Trough
Receptores (Elemento coletor de calor - HCE)	Schott PTR80
Armazenamento de Energia	
Tempo de armazenamento de energia térmica (hs)	12
Altura tanque de armazenamento térmico (m)	12
Diâmetro tanque de armazenamento térmico (m)	74,5
Fluido de transferência de calor	Hitec Solar Salt
Temperatura de entrada do fluido de transferência de calor - HTF (°C)	292
Temperatura de saída do fluido de transferência de calor - HTF (°C)	392
Perda Térmica no armazenamento (MWt)	1,85
Ciclo de Potência (Rankine)	
Potência de saída (MWe)	100
Fator de conversão da potência bruta em líquida (perdas parasitas), (adm)	0,9
Eficiência térmica do ciclo	0,356
Potência térmica do ciclo (MWt)	312,11
Tipo de condensador	A ar

Tabela 2 - Parâmetros e variáveis utilizadas para projeto da configuração 2 (FV + BES).

Sistema FV	
Potência de saída (MWe)	100
Área de módulos (m ²)	1.482.650
Quantidade de strings	24.069
Quantidade de subarrays	1
Rastreamento de eixo (Norte – Sul)	Sim
Módulos FV	
Modelo	Jiangsu Xiehang FE78-18X-600
Tipo	Mono-c-Si
Largura (m)	1,00
Comprimento (m)	2,80
Quantidade	529.518
Potência (kWdc)	0,600
Eficiência na condição de referência (%)	21,45

Inversores	
Modelo	Yaskawa Solectria Solar: XGI1500
Quantidade	1.927
Potência individual (kWdc)	1.250
Eficiência (%)	98,47
Baterias	
Tipo	Lithium Ion: NMC/Graphite
Potência do banco (MW)	100
Capacidade do banco (horas)	12
Tensão do banco (Vdc)	500
Tensão por célula (Vdc)	3,6
Capacidade por célula (Ah)	3,2
Vida útil (substituição em % da capacidade)	50

2.5 Parâmetros e variáveis de saída

Os seguintes parâmetros e variáveis referentes às duas configurações simuladas foram selecionados para serem analisados e comparados: (i) área total dos coletores solares do campo solar da configuração 1 (milhões de m²); (ii) área dos módulos fotovoltaicos da configuração 2 (milhões de m²); (iii) Energia elétrica produzida por ano “EEA” (GWh/ano); (iv) Custo nivelado da energia elétrica produzida “LCOE” (centavo de USD/kWh); (v) investimento inicial “CAPEX” (*Capital Expenditure* - milhões USD); (vi) Valor Presente Líquido “VPL” (milhões de USD).

O custo nivelado de energia elétrica “LCOE”, Eq. (1), é o custo anualizado da geração da energia elétrica de um sistema, ou seja, é um valor fixo que representa o custo anual ao longo de todo o período da análise financeira, que também pode ser considerado o período da vida útil do sistema. O parâmetro econômico “FRC” (Fator de Recuperação de Capital) - Eq. (2) depende da taxa de desconto “*i*” e do período em anos da análise financeira “*n*”. O “FRC”, serve para transformar o investimento inicial “*I*” em parcelas fixas ao longo do período da análise financeira. O parâmetro “*j*” representa o percentual anual do investimento “*I*”, sendo destinado aos custos operacionais e de manutenção. A variável “*E_{ele,anual}*” representa a produção fixa anual de energia elétrica. As equações utilizadas pelo software SAM são as seguintes:

$$LCOE = \frac{(FRC + j)}{E_{ele,anual}} \cdot I \quad (1)$$

$$FRC = \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2)$$

O Valor Presente Líquido “VPL” Eq. (3), é uma variável financeira que demonstra se um projeto é ou não viável do ponto de vista econômico e inclui todas as receitas e despesas ocorridas ao longo do período da análise financeira. Um “VPL” positivo indica que o projeto é economicamente viável, enquanto um “VPL” negativo indica que o projeto em questão é inviável do ponto de vista econômico. As equações utilizadas pelo software SAM são as seguintes:

$$VPL = \sum_1^n E_{ele,anual} - I \therefore VPL = E_{ele,anual} \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} - I \quad (3)$$

3. RESULTADOS

Uma análise de viabilidade técnica e econômica foi realizada para as duas configurações apresentadas nas seções anteriores deste artigo. A seguir são apresentadas os resultados obtidos e as comparações pertinentes entre as configurações analisadas.

3.1 Configuração 1 => Sistema Integrado CSP/PTC+TES+FV (SEM Baterias)

A planta CSP/PTC+TES gera e armazena energia térmica no período diurno para conversão em energia elétrica durante o período noturno, enquanto a planta FV gera energia elétrica no período diurno para ser injetada diretamente na rede elétrica neste período. As duas plantas operam de forma integrada sendo responsáveis pela geração de energia elétrica em regime diário contínuo. Entre os vários parâmetros e variáveis técnicas e econômicas de saída que o software SAM disponibiliza como resultado das simulações, foram selecionados os mais importantes que são apresentados na Tab. 3.

Tabela 3 – Parâmetros e variáveis de saída da Configuração 1.

CONFIGURAÇÃO 1: CSP / PTC + TES + FV SEM Bateria	
Energia Elétrica Anual Gerada “EEA”, (GWh)	656
Eficiência global (conversão solar – elétrica líquida), η_g (%)	16
Custo Nivelado de Energia Elétrica “LCOE” (¢USD/kWh)	12,34
Investimento Inicial “CAPEX” (Milhões de USD)	983
Investimento Inicial “CAPEX”/ MWe (Milhões de USD)	9,83
Valor Presente Líquido “VPL” (Milhões de USD)	672
Área Campo Solar (Milhões de m ²)	1,42
Área Módulos Fotovoltaicos (Milhões de m ²)	0,68

Analisando a Tab. 3 constata-se o seguinte: (i) a “EEA” gerada foi de 656 GWh, valor que corresponde à 99,8% do critério estabelecido na seção 2.3; (ii) o custo nivelado da energia elétrica “LCOE” foi igual à ¢USD12,34/KWh_e; (iii) o “CAPEX” foi igual à USD 983 milhões e o VPL foi positivo e igual à USD 672 milhões, (iv) a área de abertura do campo solar (área de abertura real de todas os coletores de calhas parabólicas) foi igual a 1,42 milhões de m².

Os valores da potência elétrica gerada pelo sistema em função da irradiação solar, para todas as horas do dia, e para todos os meses do ano, são mostrados no mapa de calor (Fig. 3).

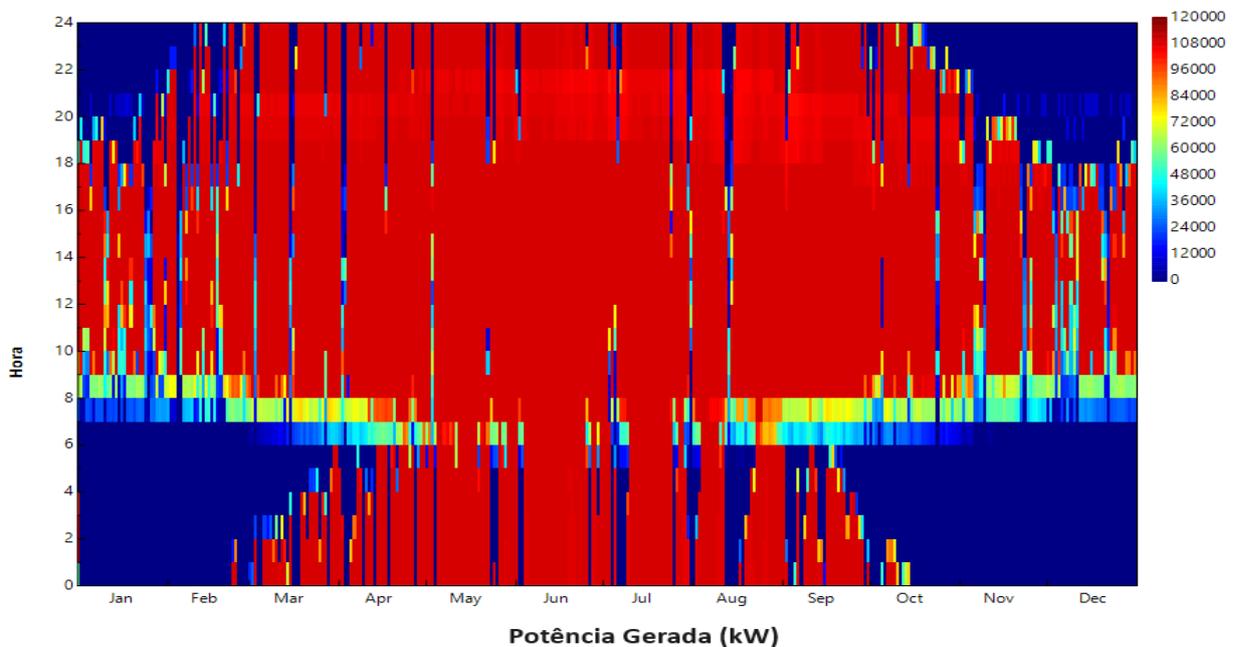


Figura 3 (Software SAM) – Perfil de potência elétrica horária ao longo do ano para a Configuração 1.

Observa-se da Fig. 3 o seguinte: (i) A potência elétrica gerada em um mesmo horário varia de acordo com o mês do ano, sendo que esta variação se deve às irradiações solares variarem conforme o dia do ano devido à declinação solar e a fatores climáticos específicos; (ii) no período de outubro a fevereiro, entre 20h às 6hs a configuração proposta não é capaz de gerar potência elétrica, devido aos baixos níveis de irradiação solar na estação de inverno do hemisfério norte; (iii) nos demais períodos e horários a configuração atende à demanda estabelecida, gerando em torno de 100 MWe; (iv) a potência elétrica média diária anual (Fig. 3) fica constante em 100 MWe no período das 9hs às 17hs, iniciando então uma queda lenta e progressiva até às 24hs. No período das 24hs até às 6hs verificou-se que a potência elétrica média anual caiu de forma mais acentuada alcançando um valor mínimo de cerca de 35 MWe; (v) Durante o período das 6hs às 24h ocorreu para todos os meses uma retomada de crescimento da potência elétrica devido ao nascer do sol e à disponibilidade crescente da irradiação solar.

3.2 Configuração 2 => Sistema FV + BES (COM baterias elétricas)

A planta fotovoltaica (FV) gera energia elétrica no período diurno, sendo que parte dela é injetada diretamente na rede elétrica e a outra parte armazenada em baterias de lítio para injeção na rede elétrica no período noturno, possibilitando

desta forma geração de energia elétrica em regime contínuo. Os parâmetros e variáveis de saída do SAM da configuração 2 são apresentadas na Tab. 4.

Tabela 4 – Parâmetros e variáveis de saída da Configuração 2.

CONFIGURAÇÃO 2: FV + BES COM Bateria	
Energia Elétrica Anual Gerada “EEA”, (GWh)	656
Eficiência global (conversão solar – elétrica líquida), η_g (%)	16
Custo Nivelado de Energia Elétrica “LCOE” (¢USD/kWh)	24,06
Investimento Inicial “CAPEX” (Milhões de USD)	1.062
Investimento Inicial “CAPEX”/ MWe (USD/MWe)	10,62
Investimento Inicial BES “CAPEX”/ MWh (USD/MWh)	1.444
Valor Presente Líquido “VPL” (Milhões de USD)	-1.372
Área Módulos Fotovoltaicos (Milhões de m ²)	1,48

Analisando a Tab. 4 constata-se o seguinte: (i) A “EEA” gerada foi de 656 GWh que correspondem a 99,8% do critério estabelecido na seção 2.3; (ii) o custo nivelado da energia elétrica “LCOE” foi igual à ¢USD 24,06 por kWh; (iii) o “CAPEX” foi igual à USD 1.062 milhões e o VPL foi negativo e igual a USD 1.372 milhões, indicando a não atratividade do projeto, (iv) a área de módulos fotovoltaicos foi igual à 1,48 milhões de m².

Os valores da potência elétrica gerada pelo sistema em função da irradiação solar, para todas as horas do dia, e para todos os meses do ano, são mostrados no mapa de calor (Fig. 4).

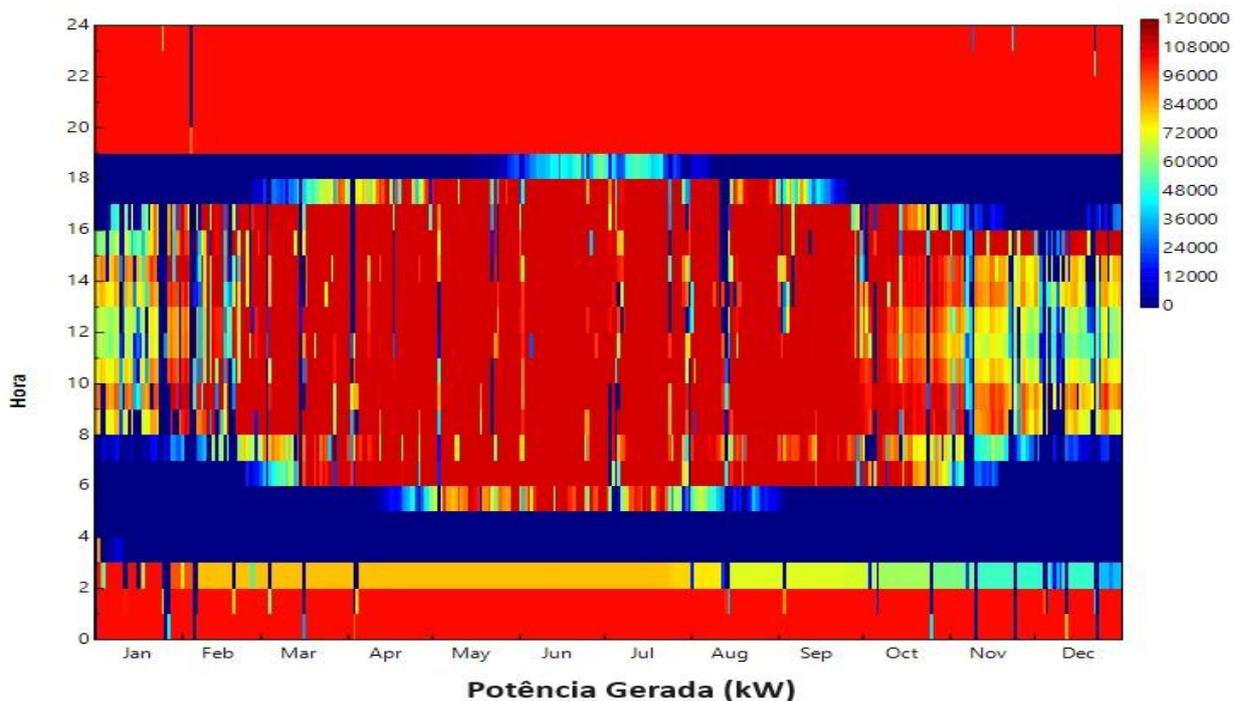


Figura 4 (Software SAM) – Perfil de potência elétrica horária ao longo do ano do ano para a configuração 2.

Observa-se das Fig. 4 o seguinte: (i) A potência elétrica gerada em um mesmo horário varia de acordo com o mês do ano, sendo que esta variação se deve às irradiações solares variarem conforme o dia do ano devido à declinação solar e à fatores climáticos específicos; (ii) nos meses de novembro, dezembro, janeiro e meados de fevereiro, a configuração gera potências elétricas inferiores a potência de 100MW_e, devido aos baixos níveis de irradiação solar nesses meses de inverno do hemisfério norte; (iii) para todos os meses do ano, no período noturno compreendido entre 20h e 24h o sistema de armazenamento de energia elétrica via baterias opera de forma satisfatória mantendo a potência elétrica igual à 100 MW_e; (iv) no período compreendido entre meados do mês de Fevereiro à Outubro a configuração consegue atender à demanda estabelecida gerando potência em torno de 100 MW_e no período das 8hs às 17hs, havendo até um pequeno excesso de geração nos meses de maio à setembro; (v) a potência elétrica média diária anual fica praticamente constante em 100 MW_e no período das 9hs às 16hs, iniciando então uma queda acentuada até às 18hs, horário em que o sistema de armazenamento inicia a sua operação.

3.3 Produção mensal de energia elétrica

Os valores da energia elétrica gerada mensalmente (GWh) para as duas configurações é apresentado na Fig. 5

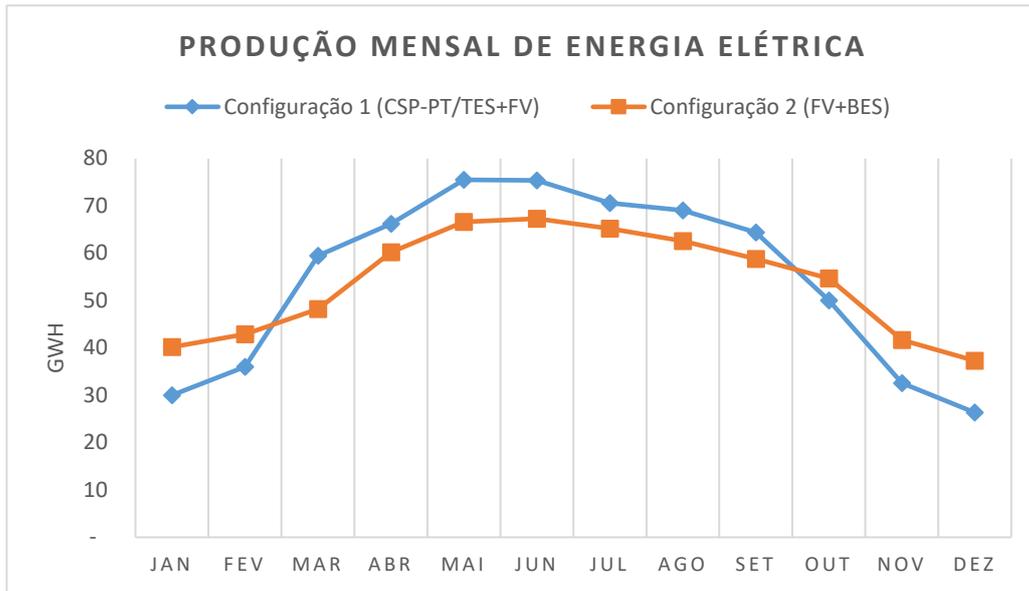


Figura 5– Energia Elétrica mensal para as duas configurações. Fonte: Software SAM.

Analisando a Fig. 5 observa-se o seguinte: (i) o valor anual de energia elétrica gerada foi igual para as duas configurações por ter sido este o critério estabelecido (seção 2.3), e ser adotado como variável de entrada para ambas as configurações simuladas; (ii) quanto aos valores mensais, percebe-se que a configuração 1 gera mais energia elétrica durante o período de março a setembro, ou seja, fora do período de inverno no hemisfério norte, enquanto a configuração 2 tem comportamento inverso.

A eficiência global mensal para as duas configurações é apresentada na figura 8, indicando valores maiores para a configuração 2 no período entre novembro e fevereiro, o que coincide com a entrega de uma maior quantidade de energia.

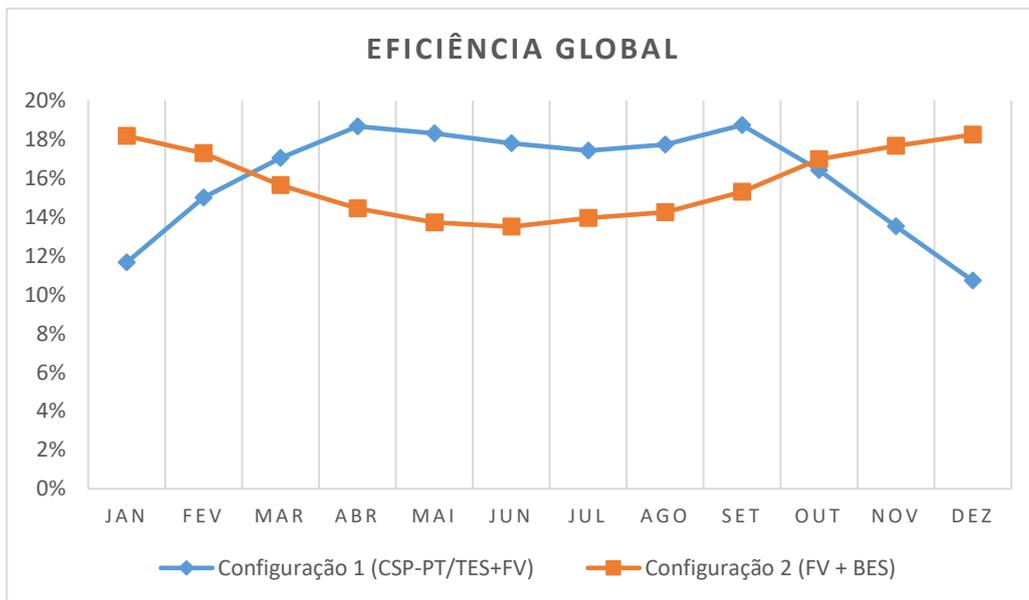


Figura 6 – Eficiência global mensal para as duas configurações. Fonte: Software SAM.

Analisando conjuntamente as Figuras 5 e 6, pode-se atribuir o aumento da produção mensal da energia elétrica da configuração 2 no período de Novembro a Fevereiro ao aumento do rendimento global causado pelas baixas temperaturas da estação de inverno, o que favorece o aumento do rendimento elétrico dos módulos fotovoltaicos. A mesma justificativa pode ser dada para o período de Abril a Setembro, no qual as temperaturas são mais levadas havendo queda do rendimento.

A energia elétrica mensal injetada na rede durante o período diurno (energia dos módulos fotovoltaicos) denominada “Sistema” e durante o período noturno (energia proveniente do sistema de armazenamento via baterias) denominada “Bateria” para a configuração 2 é apresentada na Figura 7.

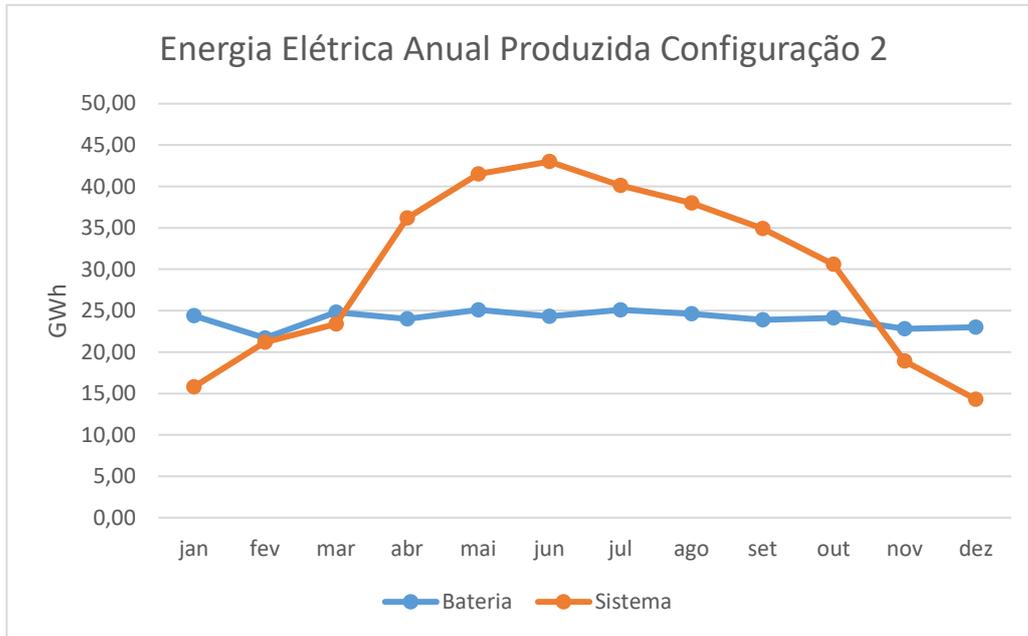


Figura 7– Distribuição da energia elétrica mensal gerada nos períodos diurno e noturno pela configuração 2. Fonte: Software SAM.

Analisando a Fig. 7 observa-se que a geração de energia elétrica mensal pelos módulos fotovoltaicos (“Sistema”) acompanha o perfil anual da irradiância solar, sendo maior nos meses de verão (hemisfério norte), enquanto a energia elétrica gerada pelas baterias apresenta regularidade ao longo do ano, pois a configuração 2 contempla o carregamento completo das baterias 12hs /dia para todos os dias do ano.

3.4 Comparação das configurações 1 e 2

Valores das variáveis técnicas e econômicas de saída das simulações realizadas para as configurações # 1 (CSP/PTC +TES+FV SEM bateria) e # 2 (FV+BES COM bateria) são resumidas na Tab. 5.

Tabela 5 – Valores obtidos para ambas as configurações

CONFIGURAÇÃO	# 1: CSP / PTC + TES + FV SEM Bateria	# 2: FV + BES COM Bateria
Energia Elétrica Anual Gerada “EEA”, (GWh)	656	656
Eficiência global (conversão solar – elétrica líquida), η_g (%)	16	16
Custo Nivelado de Energia Elétrica “LCOE” (¢USD/kWh)	12,34	24,06
Investimento Inicial “CAPEX” (Milhões de USD)	983	1.062
Investimento Inicial “CAPEX”/ MWe (Milhões de USD)	9,83	10,62
Valor Presente Líquido “VPL” (Milhões de USD)	672	-1.372
Área Campo Solar (Milhões de m ²)	1,42	0,00
Área Módulos Fotovoltaicos (Milhões de m ²)	0,68	1,48

Da Tab. 5 verifica-se o seguinte: (i) o “LCOE”, o “CAPEX” e “área dos coletores ou módulos solares” da configuração 2, são respectivamente, 95%, 8% e 4% maiores que aqueles da configuração 1; (ii) o “VPL” das configurações 1 e 2 apresentam, respectivamente, valores positivo e negativo indicando a inviabilidade econômica do último. Ressalta-se que o custo das baterias, incluindo suas substituições ao longo da vida útil de 25 anos associado aos maiores custos de operação e manutenção são os principais fatores responsáveis pela inviabilidade econômica da configuração 2.

4. CONCLUSÃO

Este artigo propõe a comparação de duas configurações para geração de energia elétrica despachável e renovável, com o uso de radiação solar, em regime contínuo de operação.

A Configuração 1, considera uma solução integrada sendo composta por uma planta (CSP / PTC / TES) gerando e armazenando energia térmica para ser convertida em energia elétrica no período noturno, e por outra planta do tipo (FV) gerando energia elétrica apenas no período diurno. Esta configuração se mostrou técnica e economicamente viável, apresentando vantagens significativas em relação a outra configuração (FV com baterias) em todos os aspectos analisados, conforme descrito nas seções anteriores.

Concluímos que a solução integrada é uma boa opção, a nível de custos e flexibilidade, podendo ser uma boa solução para geração da energia elétrica proveniente da energia solar em regime de operação diário contínuo para aumento da despachabilidade e confiabilidade.

Uma desvantagem constatada para a configuração 2, fotovoltaica com baterias, é o alto custo requerido pelo sistema de armazenamento de grande capacidade utilizando baterias.

REFERÊNCIAS

- Abdul Hai Alami *et al.* Concentrating solar power (CSP) technologies: Status and analysis - International Journal of Thermofluids - 2023
- Bravo, R.; Friederich, D. Integration of energy storage with hybrid solar power plants. Energy Procedia, v. 151, p. 182–186, out. 2018.
- Gedle, Y. *et al.* Analysis of an integrated CSP-PV hybrid power plant. NASA ADS, v. 2445, p. 030009, 01 Maio 2022.
- IRENA - International Renewable Energy Agency. World Energy Transitions Outlook 2023. Disponível em www.irena.org.
- NOAA SOLAR CALCULATOR - <https://gml.noaa.gov/grad/solcalc/>
- Sumayli, H. *et al.* Integrated CSP-PV hybrid solar power plant for two cities in Saudi Arabia. Case Studies in Thermal Engineering, v. 44, p. 102835, 1 abr. 2023.

COMPARISON OF SYSTEMS: CONCENTRATED SOLAR POWER + THERMAL STORAGE + SOLAR PHOTOVOLTAIC VS SOLAR PHOTOVOLTAIC + ELECTRICAL STORAGE VIA BATTERIES

Abstract: *The energy transition is lagging behind the commitments made by the countries participating in COP 26, which ratified the Paris Agreement. Every fraction of a degree increase in global ambient temperature could have significant consequences for nature, society and the economy. To achieve course correction, creative and transformative measures are needed. The generation of electricity through photovoltaic (PV) systems has suffered a significant reduction in cost in recent years, having become the most accessible form of electricity generation. However, the storage in batteries (BES) of significant amounts of energy generated by plants (PV) is still a challenge, requiring further investigation. On the other hand, concentrated solar thermal power (CSP) plants, using thermal energy storage systems (TES) are recognized for promoting dispatchability and reliability in the delivery of energy to the power grid. It should be noted that another advantage of plants (CSP/TES) is that they make it possible to generate electricity during the night periods and low solar irradiance. This article presents the results of computer simulations and technical and economic feasibility analyses in order to compare two electric power generation systems running continuously to increase dispatchability and reliability: (1) photovoltaic system with electric energy storage via batteries (PV+BES); (2) solar thermal system with thermal energy storage integrated with solar photovoltaic plant (CSP/TES+PV). For the same annual electric energy generated, the system (CSP/TES+FV) presented better results than those of the system (PV/BES), mainly due to the high cost of electric batteries.*

Key words: *Heliothermic, Energy Transition, Solar Energy*