

## ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR CON COLECTORES CILINDROPABÓLICOS Y ALMACENAMIENTO CON MATERIALES DE CAMBIO DE FASE

**Cristina Prieto\*, Luisa F. Cabeza\*\***

\* University of Seville, Department of Energy Engineering, Camino de Los Descubrimientos S/n, 41092, Seville, Spain, cprieto@us.es

\*\*GREiA Research Group, Universitat de Lleida, Pere de Cabrera s/n, 25001 Lleida, Spain, luisaf.cabeza@udl.cat

### RESUMEN

La necesidad de mejorar la gestionabilidad de la energía renovable, hace que el almacenamiento de energía térmica (TES) de las plantas de concentración de energía solar (CSP) sea un elemento clave. La necesidad de disponer de dicho almacenamiento permite aumentar el factor de capacidad de las plantas de CSP pero sigue siendo necesario reducir el coste asociado a la tecnología. Este estudio presenta un nuevo concepto TES para plantas de CSP que utilizan materiales de cambio de fase (PCM) en forma de cascada. Las simulaciones transitorias diarias, mensuales y anuales del rendimiento de la planta muestran un rendimiento similar del nuevo concepto al del sistema comercial indirecto de sales fundidas de dos tanques que se usa hoy en día en las plantas comerciales de CSP cilindroparábolicas. La evaluación económica del sistema mostró a su vez una reducción del 1,8% en LCoE, lo que llevó a un análisis más detallado. Por lo tanto, se analizaron diferentes alternativas (es decir, mejora de la conductividad térmica, encapsulación del PCM, modificación del material para mejorar sus propiedades térmicas), alcanzando reducciones de costes en el cociente de rendimiento de costes (CPQ) de hasta el 80 % y en el LCoE de hasta el 10 %, lo que representa una vía valiosa y sin precedentes para la reducción de costes de las plantas de CSP.

**PALABRAS CLAVE:** Plantas termosolares, electricidad solar térmica, almacenamiento de energía térmica, materiales de cambio de fase, costo nivelado de la energía

### ABSTRACT

The need to improve the dispatchability of renewable energy makes the thermal energy storage (TES) of concentrating solar power (CSP) plants a key element. The need to have such storage makes it possible to increase the capacity factor of CSP plants, but it is still necessary to reduce the cost associated with the technology. This study presents a new TES concept for CSP plants using phase change materials (PCM) in a cascade way. Daily, monthly, and annual transient simulations of the plant performance show a similar performance of the new concept to that of commercial two-tank indirect molten salts system used today in commercial parabolic trough CSP plants. The economic evaluation of the system showed 1.8% reduction in LCoE, which asked for a more detailed analysis. Therefore, different alternatives were also analyzed (i.e., thermal conductivity enhancement, encapsulation of the PCM, modification of the material to improve its thermal properties), reaching cost reductions in cost performance quotient (CPQ) as high as 80% and in LCOE as high as 10%, representing an unprecedented and valuable avenue of CSP plant cost reduction.

**KEYWORDS:** Concentrating solar power (CSP), solar thermal electricity (STE), thermal energy storage (TES), phase change materials (PCM), leveled cost of energy (LCoE)

## INTRODUCCIÓN

Las centrales termosolares (CSP plants, del inglés *concentrating solar power plants*) son únicas en la producción de electricidad renovable que ofrece una completa gestionabilidad gracias al almacenamiento de energía térmica (TES, del inglés *thermal energy storage*) (González-Roubaud, Pérez-Osorio and Prieto, 2017). Las plantas CSP comerciales emplean principalmente la tecnología de colectores solar cilindro-parabólicos que incluyen un sistema TES indirecto con sales fundidas que puede cubrir la demanda de red en condiciones de consumo pico o carga base. Sin embargo, sigue siendo necesario mejorar la competitividad de dicha tecnología. Por ello otros sistemas TES se están evaluando con el claro objetivo de disminuir el costo nivelado de la energía (LCoE, del inglés *levelized costo of energy*). En este trabajo se presenta un nuevo concepto basado en TES con calor latente, con materiales de cambio de fase (PCM, del inglés *phase change materials*). Para este estudio se ha desarrollado un modelo tecno-económico que permite evaluar el nuevo concepto desde el punto de vista de eficiencia energética y rendimiento de la planta, así como desde el punto de vista económico, comparando el LCoE con el de una planta comercial con sales fundidas. En este desarrollo se han analizado el impacto de diferentes parámetros de interés tales como, mejora de la conductividad térmica, encapsulación del PCM, modificación del material para mejorar sus propiedades térmicas (Prieto and Cabeza, 2019, 2021).

## DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO, MATERIALES Y MÉTODO

El concepto propuesto utiliza materiales de cambio de fase (PCM, del inglés *phase change materials*) para almacenar la energía térmica generada en el campo solar de una planta CSP. El concepto está basado en un sistema en cascada, con PCM con diferentes temperaturas de fusión que trabajan de forma pasiva (Fig. 1). El fluido caloportador (HTF, del inglés *heat transfer fluid*) se bombea para que intercambie calor en el PCM, cargando o descargando el sistema de almacenamiento. El sistema se configura con varios intercambiadores de calor que se organizan en paralelo y en serie para lograr las tasas de flujo, las temperaturas de salida y el rendimiento necesario para la optimización del almacenamiento. El número en serie se basa en la longitud efectiva requerida del tubo y el número en paralelo se basa el método del Número de Unidades de Transferencia (NTU). Para cumplir con las temperaturas de salida requeridas, se deben colocar varios PCM, ordenados por su temperatura de fusión, de cara a aumentar la temperatura del HTF al nivel adecuado.

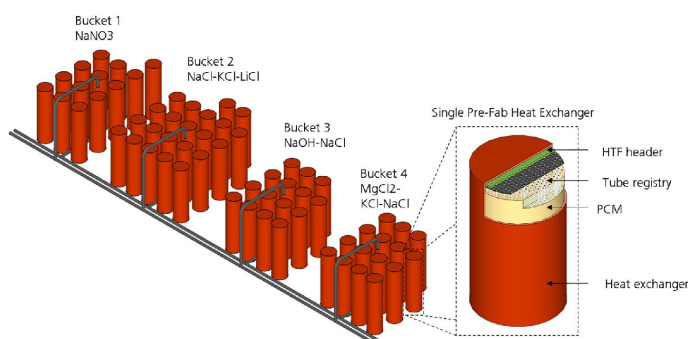


Fig. 1. Sistema de almacenamiento con PCM en cascada (Prieto and Cabeza, 2019)

Los PCM se seleccionan de entre los disponibles en la literatura (Janz *et al.*, 1978), con las propiedades presentadas en la Tabla 1.

Para poder realizar el estudio tecno-económico, se desarrolló un modelo en transitorio del almacenamiento de PCM. Si comparamos con el estado del arte (González-Roubaud, Pérez-Osorio and Prieto, 2017), el sistema de doble tanques puede controlarse en gran medida sin tener en cuenta los días y semanas venideros. Sin embargo, el sistema de cambio de fase debe controlarse con una perspectiva más amplia debido a su naturaleza transitoria, ya que es mucho más probable que el sistema de cambio de fase, en el transcurso de días o semanas, migre a un estado termodinámico promedio que es desfavorable. Este podría provocar que el sistema migre hacia una operación totalmente líquida o totalmente sólida de forma no controlada. Dicho problema se ha abordado mediante la implementación de una estrategia de control con un enfoque de estabilidad día a día.

Además de desarrollar la modelización anual, se recibieron estimaciones de costos detalladas de una empresa epcista, una empresa de ingeniería y compras con experiencia en el desarrollo de costos para plantas solares. Estas cotizaciones de costos se usaron para generar funciones de costos aplicables a sistemas con un rango de dimensiones. Se implementó una campaña de mejora paramétrica para generar el sistema de menor costo y mayor rendimiento y se integró en un modelo de planta CSP disponible. Para desarrollar el modelo del almacenamiento, las suposiciones

que se realizaron son: se desestimó la conducción axial, se consideró solo un nodo por grupo de fase, se consideró una tolerancia metaestable de 1 °C, el cambio de fase se consideró completo cuando la fase original de masa es menor que 1% de masa del nódulo PCM 100% sólido original, se usaron correlaciones de números de Nusselt basadas en factores de fricción, se consideró propiedades termofísicas constantes, no se consideró cambio de volumen durante la fusión o congelación, las propiedades del sistema en coeficientes se basaron en el tiempo anterior paso, algunas propiedades térmicas de las mezclas se calcularon como el molar promedio de sus constituyentes, y se consideró temperatura constante de la superficie del tanque exterior.

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los PCM considerados

Parámetro	Bucket 1	Bucket 2	Bucket 3	Bucket 4
Producto químico*	NaNO <sub>3</sub>	33% NaCl + 24% KCl + 43% LiCl	80% NaOH + 20% NaCl	60% MgCl <sub>2</sub> + 20,4% KCl + 19,6% NaCl
Temperatura de fusión	310 °C	346 °C	370 °C	380 °C
Entalpía de fusión	172 kJ/kg	280 kJ/kg	370 kJ/kg	400 kJ/kg
Conductividad térmica	0,56 W/m·K	0,68 W/m·K (liq) 2,65 W/m·K (sol)	0,87 W/m·K (liq) 2,35 W/m·K (sol)	1,08 W/m·K (liq) 2,29 W/m·K (sol)
Densidad	1882 kg/m <sup>3</sup> (liq) 1929 kg/m <sup>3</sup> (sol)	1512 kg/m <sup>3</sup> (liq) 1897 kg/m <sup>3</sup> (sol)	1743 kg/m <sup>3</sup> (liq) 2104 kg/m <sup>3</sup> (sol)	1609 kg/m <sup>3</sup> (liq) 2055 kg/m <sup>3</sup> (sol)
Calor específico	1,82 kJ/kg·K	1,34 kJ/kg·K	2,01 kJ/kg·K	1,04 kJ/kg·K
Viscosidad cinemática	1,51·10 <sup>-6</sup> m <sup>2</sup> /s	7,94·10 <sup>-7</sup> m <sup>2</sup> /s	1,92·10 <sup>-6</sup> m <sup>2</sup> /s	9,63·10 <sup>-7</sup> m <sup>2</sup> /s
Expansión volumétrica	2,5%	25,5%	20,7%	27,7%

\*Porcentajes en masa

El nuevo concepto de almacenamiento con PCM se comparó con el sistema de referencia de sales fundidas comercial hoy día (González-Roubaud, Pérez-Osorio and Prieto, 2017). La planta considerada tiene una capacidad nominal de turbina de 144 MWe y una capacidad nominal de 125 MWe, con un múltiple solar de 2. La capacidad de almacenamiento es de 6 horas equivalentes de capacidad total (864 MWh).

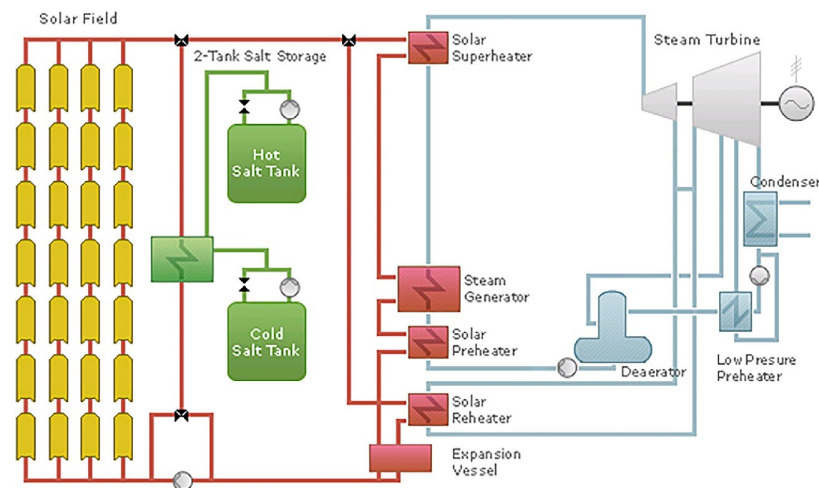


Fig. 2. Planta referencia con sales fundidas (Prieto and Cabeza, 2019)

Los principales componentes en el sistema en cascada de PCM son los intercambiadores de calor, ya que no solo facilitan la transferencia de energía del HTF al PCM, sino que también contienen el PCM. Los intercambiadores de calor utilizados en este proyecto se basan en intercambiadores de calor prefabricados que se pueden enviar al sitio. Como tal, el diámetro y la longitud se restringieron a un tamaño transportable. El resto de los componentes modelados son la válvula de carga/descarga y el equipo de fusión de sal. Dada la naturaleza pasiva del sistema se eliminan las estructuras de bombeo, tubería, válvulas y elevación que se requieren para operar un sistema activo como los dos tanques.

Los dos sistemas de almacenamiento a comparar se integran en el mismo modelo de planta de energía transitoria creado e implementado en TRNSYS (Tabla 2).

Tabla 2. Configuración de la planta de referencia

Constante	Descripción	Valor	Unidad
$W_{turb,gross}$	Potencia nominal de la turbina	144.1	kWhth
$t_{store}$	Tiempo nominal del TES	6	hr
$A_{col}$	Área del colector	681.16	m <sup>2</sup>
$n_{loops}$	Número de lazos	432	---
$A_{pp,col}$	Apertura del colector	5.76	m <sup>2</sup>
$n_{col,loop}$	Número de colectores por lazo	4	---
$m_{sf,design}$	Flujo másico de diseño al campo solar	12,641,558	kg/h
$m_{st,min}$	Flujo mínimo al campo solar	3,160,390	kg/h
$av_{l_{sf}}$	Disponibilidad del campo solar	1	---
HTF	Fluido caloportador del campo	VP1	---
$m_{pb,design}$	Flujo másico de diseño al bloque de potencia	5,459,400	kg/h
$T_{setpoint,hot}$	Temperatura de entrada al campo	393	°C
$T_{setpoint,cold}$	Temperatura de salida del campo	311	°C
Ubicación	---	Phoenix, AZ	---

## RESULTADOS

La Fig. 3 muestra el comportamiento diario de ambos sistemas, donde se aprecia que la electricidad neta producida por la planta con un sistema de almacenamiento con PCM es parecido al sistema de referencia de sales fundidas, pero con un comportamiento ligeramente diferente. Al inicio, la planta con PCM produce más electricidad que la planta referencia, pero al final del proceso, cuando los depósitos de PCM empiezan a estar descargados, la planta no puede mantener la producción y disminuye progresivamente. Además recoge el hecho de que el sistema PCM puede cargarse parcialmente durante todo el día.

También se puede observar un día de mala insolación, el 4 de agosto como con una insolación baja y muy transitoria, y que muestra resultados similares.

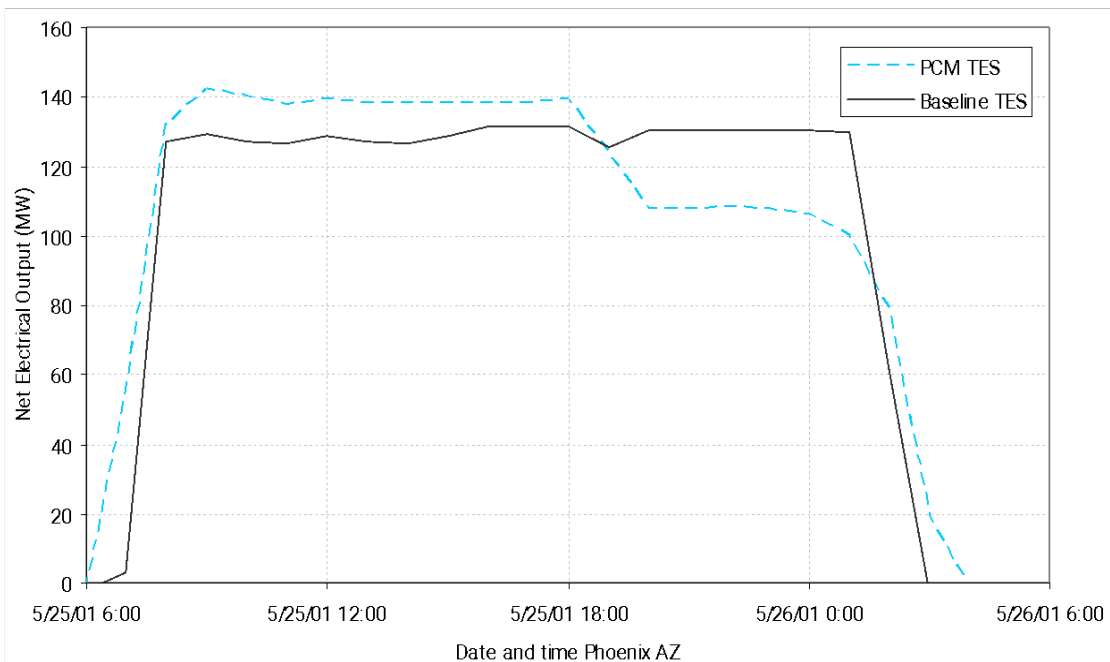


Fig. 3. Resultados un 25 de mayo en Phoenix, AZ: electricidad neta producida

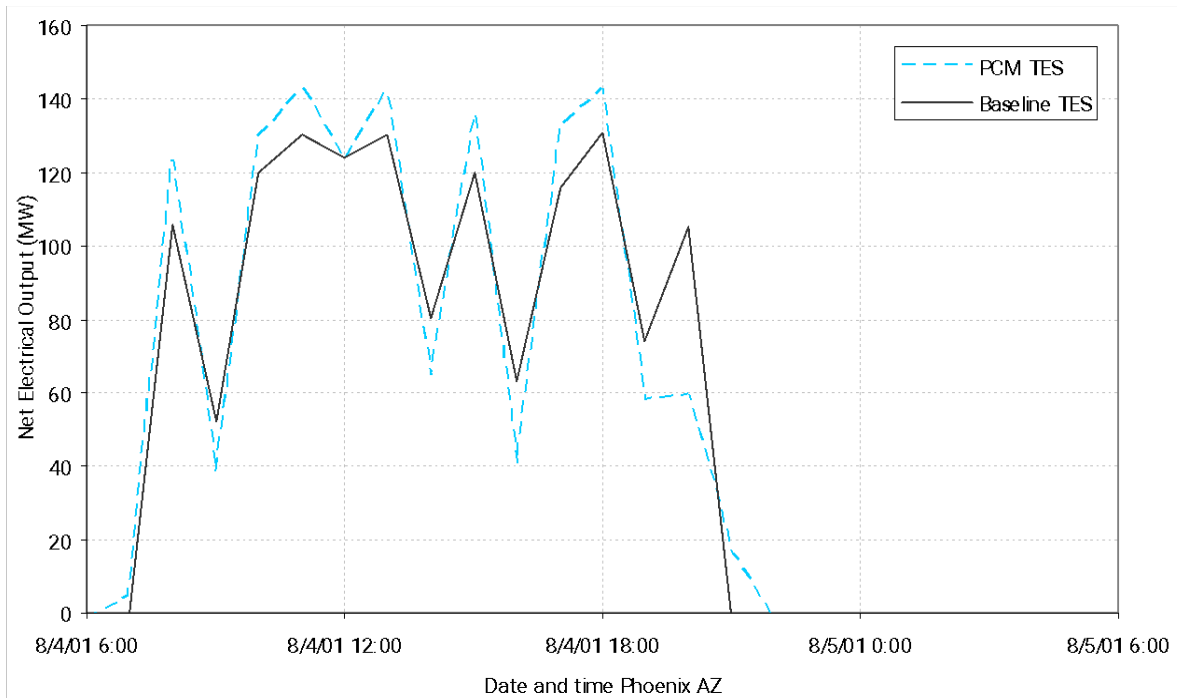


Fig. 4. Resultados un 4 de agosto con transitorio en Phoenix, AZ: electricidad neta producida

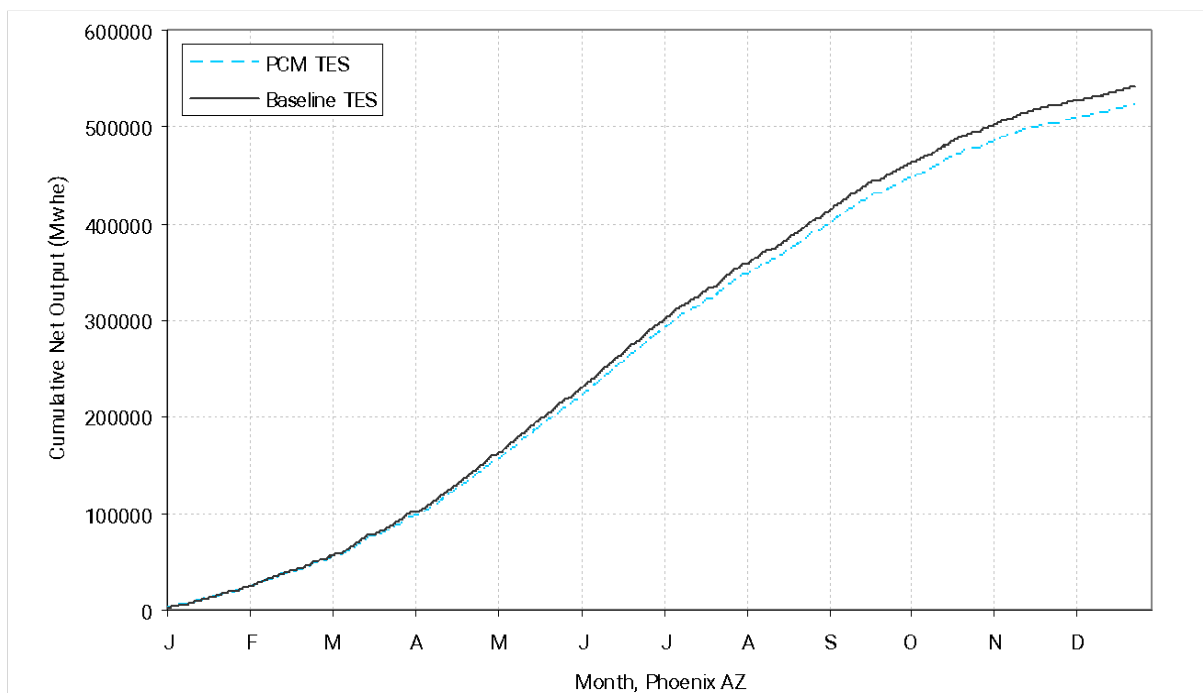


Fig. 5. Producción acumulada anual

La conclusión global final del análisis técnico del sistema es la similitud de las dos tecnologías. Aunque los sistemas en una comparación diaria parecen diferentes, la producción de energía acumulada durante el año es similar. Según el tamaño, ambos sistemas responden de manera similar a los cambios diurnos y, en general, la producción neta de ambos sistemas parece estar bien adaptada.

A continuación, se realizó el análisis económico utilizando el Solar Advisor Model (SAM) para calcular el costo nivelado de energía (LCOE) de los diversos conceptos. Debido a que SAM no está equipado para analizar el rendimiento de estos nuevos esquemas de almacenamiento, en SAM se utiliza el tipo de planta "Generic Fossil, Utility IPP", que requiere la reducción de los resultados de rendimiento de TRNSYS a un solo factor de capacidad anual.

La evaluación económica realizada demuestra que el coste de inversión del sistema de PCM es menor que el del sistema de referencia con sales fundidas debido básicamente a que se trata de un sistema más simple y pasivo. Los intercambiadores de calor/depósitos de PCM son los componentes con un mayor coste económico. Otro componente que encarece el sistema es el sistema de fusión de los PCM para la carga inicial de los intercambiadores de calor/depósitos de PCM.

La evaluación económica se realizó para diferentes escenarios. Estos escenarios son:

- Mejora de la conductividad térmica del PCM
- Uso del PCM con la temperatura de fusión ideal
- Uso de propiedades ideales del PCM
- Mejora del encapsulamiento del PCM
- Uso de un intercambiador de calor/depósito de PCM compacto
- Propiedades ideales de PCM mejoradas

Los resultados (Fig. 6) muestran que el sistema de almacenamiento con PCM “básico” tiene un menor LCoE que el sistema de almacenamiento con sales fundidas de referencia. El almacenamiento de PCM de carcasa y tubos ofrece una reducción en el capital y el costo nivelado. Además, se analizan el resto de los escenarios considerados concluyendo que, todos los otros escenarios llevan de PCM optimizado implican LCoE menores salvo el ir a un sistema más compacto de intercambiador. El escenario más atractivo es el que utiliza propiedades ideales del PCM mejoradas, lo que indica que en este nuevo concepto es realmente importante trabajar en los materiales disponibles para conseguir mejorar sus propiedades termofísicas, ya que esto es lo que llevará a un sistema más atractivo económicamente.

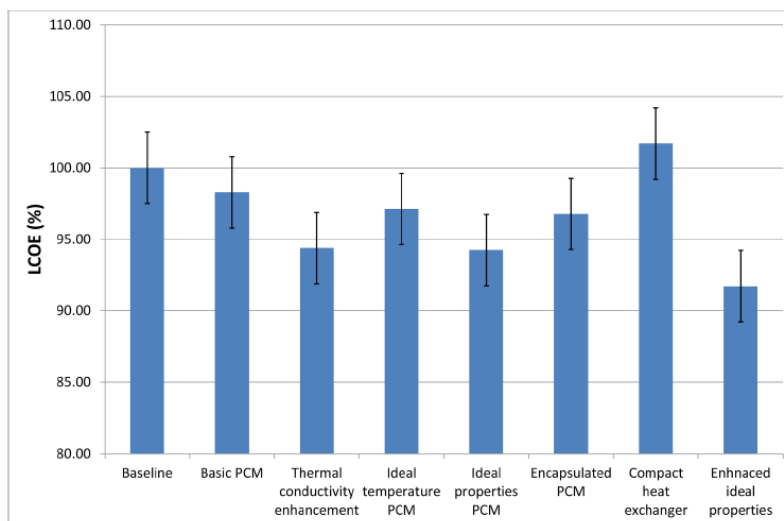


Fig. 6. Resultados de la evaluación económica de los diferentes escenarios considerados

## CONCLUSIONES

Este trabajo demuestra que este nuevo sistema de almacenamiento con PCM para centrales termosolares tiene un gran potencial técnico y económico. Aunque el sistema pueda parecer complejo, su comportamiento de producción de electricidad es muy atractivo. Además, su coste de inversión y su comportamiento económico a largo plazo son competitivos comparados con el sistema de sales fundidas utilizado hoy día. Además, para conseguir costes lo más bajos posibles, se debe trabajar en desarrollar PCM con propiedades termofísicas mejoradas.

## AGRADECIMIENTOS

Este estudio está parcialmente financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades de España (RTI2018-093849-B-C31 - MCIU/AEI/FEDER, UE) and por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades - Agencia Estatal de Investigación (AEI) (RED2018-102431-T). La Dra. Cabeza agradece al Gobierno de Cataluña por la acreditación de calidad concedida al grupo de investigación GREiA (2017 SGR 1537). GREiA es un agente certificado TECNIO en la categoría de desarrolladores tecnológicos del Gobierno de Cataluña. Este trabajo está parcialmente apoyado con ICREA dentro del programa ICREA Academia.

## REFERENCIAS

González-Roubaud E., Pérez-Osorio D. and Prieto C. (2017). Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: Steam vs. molten salts, *Renew. Sust. Energ. Rev.* 80, 133–148.

Janz G.J., Allen C. B., Bansal N.P., Murphy R.M. and Tomkins R.P.T. (1978) Physical Properties Data Compilations Relevant to Energy Storage. II. Molten Salts: Data on Single and Multi-Component Salt Systems, 1<sup>st</sup> edn. pp. 114-145. Department of Commerce / National Bureau of Standards. U.S.

Prieto C. and Cabeza L. F. (2019) Thermal energy storage (TES) with phase change materials (PCM) in solar power plants (CSP). Concept and plant performance *Appl. Energy.* 254, 113646.

Prieto, C. and Cabeza, L. F. (2021) ‘Thermal energy storage with phase change materials in solar power plants. Economic analysis’, *J. Energy Storage* . 43, 103184.