

## HIBRIDACIÓN BIOMASA-TERMOSOLAR CON BATERÍA DE CARNOT PARA CICLOS BRAYTON DE s-CO<sub>2</sub>

**Robert Valencia-Chapi**<sup>\*,\*\*\*</sup>, **Miguel López-Guillem**<sup>\*</sup>, **Luis Coco-Enríquez**<sup>\*</sup> and **Javier Muñoz-Antón**<sup>\*</sup>

\* Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid. C/ José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid, España. [robert.valencia.chapi@upm.es](mailto:robert.valencia.chapi@upm.es)

\*\* Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas, Universidad Técnica del Norte. Av. 17 de Julio, 5-21, 100105 Ibarra, Ecuador.

\*\*\* Investigación, Desarrollo e Innovación energética S.L. C/ Oria, 16. 28002, Madrid, España.

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2017>

### RESUMEN

Las baterías de Carnot son tecnología de vanguardia basadas en el almacenamiento de energía térmica y la gestionabilidad de la generación de electricidad. El presente estudio analiza y optimiza una central híbrida biomasa-solar térmica de torre central acoplada a un ciclo Brayton de dióxido de carbono en estado supercrítico (s-CO<sub>2</sub>) mediante almacenamiento térmico de sales fundidas, configurando una batería Carnot. Se ha realizado la optimización térmica y económica de los principales parámetros del ciclo de potencia, almacenamiento térmico, biomasa y planta termosolar para obtener el Payback Period mínimo disponible actual. La planta óptima presenta un Payback Period de 8.08 años con una capacidad de almacenamiento de 14 horas aplicando el escenario de ingresos relativo a la Ley Española.

**PALABRAS CLAVE:** Energía Solar, Biomasa, Torre Central, Almacenamiento Térmico, Batería de Carnot, sCO<sub>2</sub>, Ciclo de Potencia

### ABSTRACT

Carnot Batteries are state-of-the-art technology based on thermal energy storage and dispatchable electricity generation. The present study analyzes and optimizes a hybrid biomass-solar thermal central tower power plant coupled to a carbon dioxide Brayton cycle at supercritical state (s- CO<sub>2</sub>) through a molten salt thermal storage, configuring a Carnot battery. A thermal and economic optimization was carried out for the power cycle, thermal storage, and biomass and solar thermal power plant main parameters to obtain the current available minimum Payback Period. The optimum plant presents a Payback Period of 8.08 years with a storage capacity of 14 hours applying the Spanish Law revenue scenario.

**KEYWORDS:** Solar Energy, Biomass, Central Tower, Thermal Storage, Carnot Battery, sCO<sub>2</sub>, Power Cycle

## INTRODUCCIÓN

El escenario climático global requiere la implementación de tecnologías de generación eléctrica libres de emisiones de gases de efecto invernadero. Las energías renovables aparecen como una alternativa de generación nula o casi neutra de CO<sub>2</sub> durante la operación. El mayor problema asociado con las energías renovables es la generación de energía no gestionable. Sin embargo, existen alternativas térmicas dotadas de mayor capacidad de gestionabilidad.

Las más obvias son las plantas de biomasa y termosolar con almacenamiento térmico. Teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada tecnología, la hibridación entre las dos es de particular interés. Esta solución permite reducir la cantidad de biomasa necesaria para operar la planta de biomasa con elevadas potencias al tiempo que reduce el tamaño de la planta termosolar y, en consecuencia, el coste. De esta forma, cuando no hay radiación solar, se quema biomasa para suplir esta falta de energía. Las dos tecnologías anteriores, al ser térmicas, requieren un ciclo de potencia que transforme la energía térmica en energía eléctrica. Convencionalmente, las centrales térmicas han funcionado con ciclos de vapor Rankine. Sin embargo, en este trabajo se opta por diseñar un ciclo de potencia Brayton de CO<sub>2</sub> supercrítico, que presenta un excelente rendimiento a un coste comparativamente menor.

Varios estudios han analizado la hibridación de la energía solar térmica y la biomasa. Ejemplos son las investigaciones sobre planta de torre solar - biomasa sólida con ciclo Rankine (Peterseim, y otros, 2014), planta de cilindro parabólico - gasificación de biomasa con ciclo combinado (Sarkis & Zare, 2018), y planta de biomasa sólida y torre solar sin almacenamiento térmico trabajando con ciclos en cascada de CO<sub>2</sub> supercrítico (Wang, Liu, Bai, Lei, & Jin, 2017). El presente trabajo analiza una planta híbrida de biomasa sólida y termosolar de torre solar con un solo ciclo de CO<sub>2</sub> supercrítico y un sistema de almacenamiento térmico, configurando la denominada “Batería de Carnot” (Kraemer, 2019).

## OBJETIVOS

Por lo anterior, se han definido los siguientes objetivos:

- Dado que la planta opera con un ciclo de potencia de CO<sub>2</sub> supercrítico, algo novedoso y poco convencional, se requiere realizar un estudio exhaustivo de esta tecnología y diseñar y optimizar diferentes configuraciones del ciclo de potencia.
- Para la generación de energía térmica, es necesario diseñar los grupos de biomasa y solar térmica y almacenamiento térmico.
- El proceso de optimización final de la planta se realiza en base al Payback Period.
- De acuerdo con los resultados, se puede determinar si es necesario implementar un sistema de almacenamiento térmico en este tipo de instalación híbrida, teniendo en cuenta el carácter gestionable de la biomasa.

## METODOLOGÍA

La metodología seguida para el desarrollo del trabajo es la siguiente:

1. Definir la central híbrida de referencia, sus parámetros eléctricos y características operativas.
2. Para producir la electricidad definida a partir de una fuente térmica, es necesario diseñar el ciclo de potencia de CO<sub>2</sub> supercrítico, que permitirá obtener la eficiencia y potencia térmica requerida por el ciclo. Este proceso se lleva a cabo en el programa informático SCSP (Supercritical Concentrated Solar Power Plant) (Coco-Enriquez, 2017).
3. A partir de la potencia térmica determinada previamente, se puede proceder al diseño de los grupos de almacenamiento de biomasa, solar y térmico. Este diseño se realiza mediante correlaciones obtenidas de SAM (NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020) y ecuaciones propias detalladas más adelante.
4. Una vez diseñados los grupos de biomasa, solar térmica y de almacenamiento térmico, es necesario combinarlos para determinar su producción y costes para un año típico. La producción y los costes se consiguen mediante el uso de un algoritmo propio desarrollado en MATLAB (MathWorks, 2020).
5. De esta manera, se prediseñan 600 plantas híbridas, sobre las que se introducen las funciones de costes e ingresos correspondientes para permitir la optimización económica de la planta, en base al Payback Period.

### Planta Híbrida de Referencia

Los parámetros eléctricos principales de la planta son potencia nominal eléctrica de 50 MW<sub>e</sub> con factor de capacidad teórico del 100%.

Como características operativas tenemos que los grupos termosolares y de biomasa trabajarán con sales fundidas - SOLAR SALT (Romero & Gonzalez-Aguilar, 2017) como fluido caloportador y de almacenamiento térmico. Las principales ventajas de esta elección son el mantenimiento de la temperatura de las sales fundidas siempre por encima

de su punto de fusión, 220 °C (Romero & Gonzalez-Aguilar, 2017), evitando la necesidad de implementar sistemas de control de temperatura o calentadores, ya sean de gas o eléctricos. Además, al trabajar a una temperatura óptima, se evita el estrés térmico generado por la no operación de la planta y los arranques y paradas del receptor solar y la caldera de biomasa se pueden realizar más rápidamente.

El grupo termosolar es del tipo Torre Central, compuesto por un campo de helióstatos y un receptor central en la parte superior de la torre. Por otro lado, el grupo de biomasa comprende la caldera de biomasa y otros sistemas auxiliares de tratamiento de combustible y depuración de gases de escape. La planta híbrida también cuenta con un sistema de almacenamiento térmico basado en tecnología de sales fundidas. Este almacenamiento permite almacenar el exceso de energía producido por la central termosolar. Finalmente, la energía térmica de cualquiera de los anteriores sistemas se transforma en energía eléctrica a través de un ciclo de potencia Brayton de CO<sub>2</sub> supercrítico.

Como ubicación de la planta se ha seleccionado una localización en Écija, España, que coincide con la ubicación actual de una planta termosolar.

Diseño de los Ciclos de Potencia de CO<sub>2</sub> supercrítico

En el presente estudio, las siguientes configuraciones de ciclos de potencia han sido (Fig. 1):

- Recuperación.
- Recuperación con recalentamiento.
- Recompresión.
- Recompresión con recalentamiento.

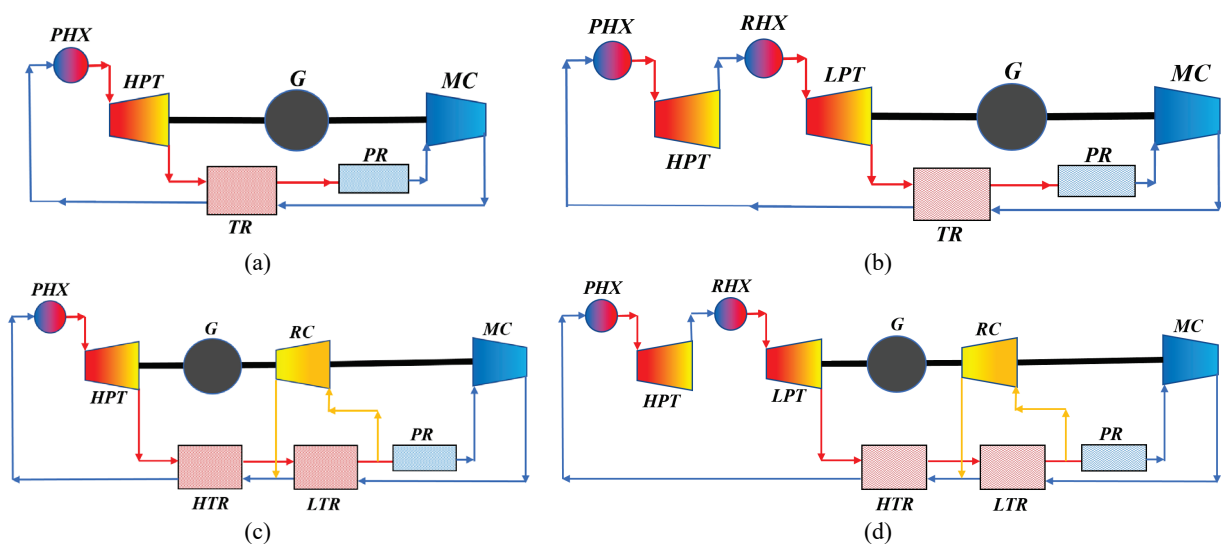


Fig. 1. sCO<sub>2</sub> Ciclos de Potencia. (a) Ciclo de Recuperación. (b) Ciclo de Recuperación con Recalentamiento. (c) Ciclo de Recompresión. (d) Ciclo de Recompresión con Recalentamiento. PHX (Intercambiador de Calor Principal); RHX (Intercambiador de Calor de Recalentamiento); HPT (Turbina de Alta Presión); LPT (Turbina de Baja Presión); HTR (Recuperador de Alta Temperatura); LTR (Recuperador de Baja Temperatura); TR (Recuperador de Temperatura); PR (Precooler); G (Generador); RC (Compresor de Recompresión); MC (Compresor Principal).

Las dos primeras configuraciones de recuperación presentan un peor rendimiento que las de recompresión. Sin embargo, su estudio es interesante desde un punto de vista económico, ya que al requerir menos equipos se reducirá la inversión inicial en el ciclo de potencia. Por otro lado, su peor rendimiento requerirá mayores inversiones en los grupos térmicos ya que una menor eficiencia de ciclo, para la misma potencia eléctrica (50 MWe), requerirá de ellos más potencia térmica. Por lo tanto, aumentará el coste total de capital.

Las cuatro configuraciones nombradas anteriormente son las seleccionadas para realizar la optimización. Para ello se utiliza el programa SCPS (Coco-Enriquez, 2017) desarrollado en el Grupo de Investigación Termoenergética, que permite optimizar diferentes parámetros del ciclo en función del tamaño de los recuperadores de calor presentes en las configuraciones anterior. El parámetro de diseño de los ciclos se basa en la conductancia de los recuperadores de calor (UA) medido en W/K. Un valor más alto de UA implica un mayor rendimiento del ciclo, ya que permite recuperar una cantidad más significativa de calor y reduce la necesidad de calor por parte del ciclo. Sin embargo, UAs más altos implican un Pinch Point más bajo y se debe alcanzar un compromiso de Pinch mínimo entre 5°C y 10°C. Además, los UAs más altos también encarecen la instalación, por lo que encontrar un óptimo económico es un punto crucial.

De esta forma, los principales parámetros para la optimización del ciclo se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de entrada para la optimización de los ciclos de potencia.

Parámetro	Nomenclatura	Valor	Unidades
Potencia eléctrica	$P_n$	50	MW
Temperatura de entrada al compresor	CIT	Optimizado	K
Presión de entrada al compresor	CIP	Optimizado	MPa
Temperatura de entrada a turbina	TIT	823.15	K
Presión de entrada a turbina de alta	TIHP	25	MPa
Presión de entrada a turbina de baja	TILP	Optimizado	MPa
Rendimiento isentrópico del compresor (Coco-Enriquez, 2017)	$\eta_c$	0.89	-
Rendimiento isentrópico de la turbina (Coco-Enriquez, 2017)	$\eta_t$	0.93	-
Conductancia del recuperador de baja temperatura (LTR) (Wang, Li, Guo, Li, & Liu, 2018) (Kulhánek & Dostál, 2011)	$U_{ALTR}$	2.5→15.0	MW/K
Conductancia del recuperador de alta temperatura (HTR) (Wang, Li, Guo, Li, & Liu, 2018) (Kulhánek & Dostál, 2011)	$U_{AHTR}$	2.5→15.0	MW/K
Fracción a recompresión	$\gamma$	Optimizado	%

El proceso de optimización de los ciclos de potencia se lleva a cabo aplicando los algoritmos matemáticos SUBPLEX (Rowan, 1990), BOBYQA (Powell, The BOBYQA Algorithm for Bound Constrained Optimization without Derivatives, 2009), NEWUOA (Powell, The NEWUOA Software for Unconstrained Optimization without Derivatives, 2006). Estos permiten obtener 24 ciclos de potencia optimizados, cuyas eficiencias y potencia térmica requerida se han presentado en la Fig. 2 (a) y (b), respectivamente, en función de los recuperadores UA.

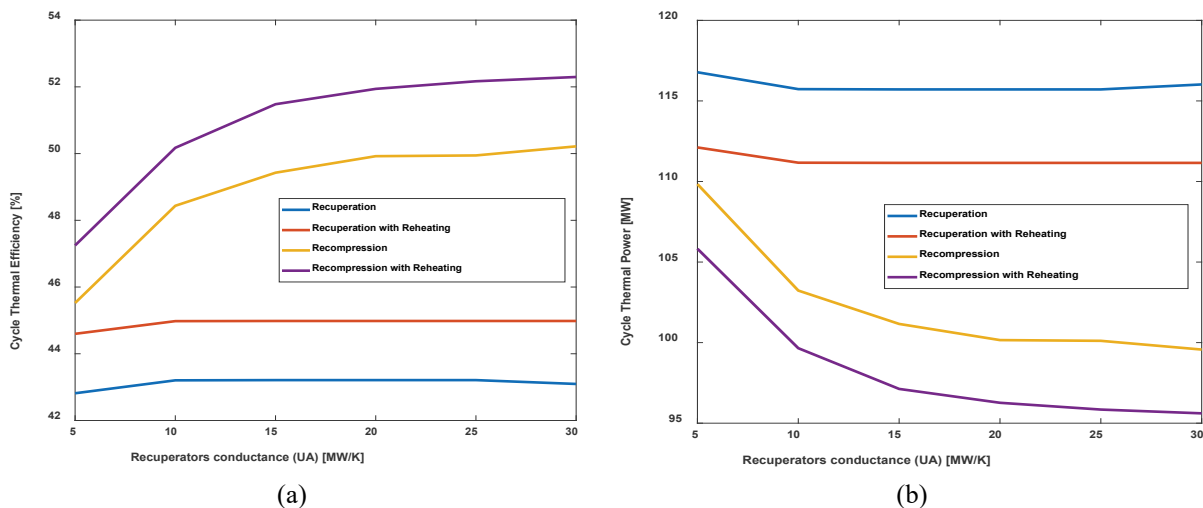


Fig. 2. Resultados de la optimización del ciclo de potencia para diferentes tamaños de UA y configuraciones. (a) Eficiencia térmica frente a la conductancia de los recuperadores (UA). (b) Potencia térmica frente a la conductancia de recuperadores (UA).

Una vez se ha calculado la potencia térmica requerida por los ciclos de potencia, es posible diseñar los grupos de biomasa, termosolar y almacenamiento térmico.

### Diseño del Grupo de Biomasa

El diseño del grupo de biomasa está influenciado por la ubicación de la planta y el recurso de biomasa disponible en su entorno. En la ubicación seleccionada, a partir de los datos de BIORAISE (CIEMAT, CEDER, 2020), se elige como combustible de referencia de la planta el recurso agrícola del olivar, resultante de la poda de los olivos, por ser el de mayor abundancia.

En este punto surge un problema fundamental. Los combustibles de biomasa, provenientes de materia vegetal, tienen cloro, resultado de los procesos metabólicos en las plantas. Este cloro reacciona con los materiales de la caldera generando corrosión e incrustaciones, lo que dificulta la transferencia de calor y reduce la vida útil de la caldera. Estos procesos generalmente ocurren a altas temperaturas, por encima de los 500°C. Dado que nuestro ciclo ha sido

optimizado para trabajar a 550°C, es necesario determinar, a partir del ciclo optimizado, cuál sería el rendimiento y la potencia térmica requerida por el ciclo de potencia trabajando a 500°C de temperatura.

El dimensionamiento de las centrales eléctricas de biomasa requiere definir la potencia de la caldera y los secadores de combustible ya que la biomasa suele tener un alto contenido de agua, que suele limitarse al 5% para el correcto funcionamiento de la caldera. Sin embargo, según los datos aportados por la base de datos PHYLLIS 2 (www.phyllis.nl, 2020), los residuos de la poda del olivo presentan una humedad del 4,8%, por lo que no es necesario implementar un secador de combustible. De esta forma, solo queda definir la caldera.

Con la potencia térmica calculada en las condiciones especificadas, la potencia de la caldera se puede determinar con la Ec. 1, basada en una eficiencia de la caldera del 90%.

$$P_b = \frac{P_{th}}{\eta_b} \quad (1)$$

Donde:

- $P_b$ : potencia térmica de la caldera [MW]
- $P_{th}$ : potencia térmica requerida por el ciclo de potencia a 500 °C [MW]
- $\eta_{rc}$ : eficiencia de la caldera [-]

### Diseño del Grupo Termosolar y Almacenamiento Térmico

La capacidad de almacenamiento térmico determina la cantidad máxima de energía térmica proveniente del receptor solar que se puede almacenar. Esta capacidad se define como el número de horas que la producción del ciclo de potencia puede mantenerse a una capacidad nominal. El ciclo de potencia requiere una potencia térmica específica para poder producir los 50 MWe nominales. El sistema de almacenamiento térmico se dimensiona de acuerdo con las horas de almacenamiento deseadas, definidas como el número de horas que la planta produce de almacenamiento a potencia nominal. Las horas de almacenamiento contempladas en el presente estudio varían entre 0 y 24 horas.

El diseño del grupo termosolar también está muy influenciado por la ubicación. Una ubicación con valores de radiación más altos reducirá el tamaño de la planta y, en consecuencia, el coste. Para la ubicación seleccionada, los valores de DNI por hora para un año típico se pueden extraer del sitio web de PVGIS (JRC, 2020).

Los principales sistemas a dimensionar son el receptor solar, la altura de la torre y el área de espejos. El cálculo del tamaño del receptor y de la torre central se realiza a partir de funciones dependientes del área del campo solar, desarrolladas a partir de estudios paramétricos realizados en el software SAM (NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020). Por tanto, definir el área del campo solar es un parámetro crítico para dimensionar la planta.

El área se calcula a partir de la Ec. 2, como el cociente de la energía requerida por el ciclo de potencia y la energía generada por metro cuadrado por el campo solar.

$$A_{SF} = \frac{P_{th} \cdot (h + mh)}{\eta_{SF} \cdot \eta_{rc} \cdot mh \cdot DNI_{ave}} \quad (2)$$

Donde:

- $A_{SF}$ : área del campo solar [m<sup>2</sup>]
- $P_{th}$ : potencia térmica requerida por el ciclo de potencia a 550 °C [W]
- $h$ : horas de almacenamiento [h]
- $mh$ : horas medias de radiación al día [h]
- $\eta_{SF}$ : eficiencia del campo solar [-]
- $\eta_{rc}$ : eficiencia del receptor solar [-]
- $DNI_{ave}$ : DNI media [W/m<sup>2</sup>]

### Combinación Técnica de los Sistemas

A partir de los datos del TMY para la localización seleccionada, se extrae la DNI para cada hora del año. Con este valor de DNI se determina la producción horaria del grupo de biomasa, solar térmica y almacenamiento térmico. El algoritmo de selección de tecnología de generación, así como el proceso de carga y descarga del almacenamiento térmico, ha sido desarrollado en MATLAB. Este algoritmo considera las siguientes simplificaciones:

- Factor de capacidad del 100%, cuando en funcionamiento real pueden surgir problemas de mantenimiento y averías.
- Los tiempos de arranque de los grupos son inmediatos.

- Los consumos auxiliares de la planta no están desarrollados en detalle.

Se han aplicado tres medidas para compensar las anteriores simplificaciones: para tener en cuenta los procesos de arranque y parada y stand-by de los grupos, se ha incrementado la DNI de inicio operación y se ha aumentado el consumo de combustible de biomasa. Por otro lado, para los consumos auxiliares, se ha aplicado una eficiencia eléctrica de la planta del 90%.

A continuación, se muestran las estrategias de generación diseñadas:

- Cuando hay suficiente radiación solar, como en la Fig. 3 (a), y se produce más energía térmica (línea azul) que la demandada por el ciclo de potencia (línea amarilla), el resto se envía al almacenamiento térmico. Al producir energía con almacenamiento térmico o el grupo termosolar, la energía aportada por el grupo de biomasa es nula. Por otro lado, cuando se alcanzan las horas de almacenamiento deseadas, el almacenamiento deja de llenarse.
- Finalmente, si no hay suficiente radiación solar o almacenamiento térmico, como en la Fig. 3 (b), la biomasa entra en funcionamiento para suplir esta falta de energía. Se puede apreciar como la biomasa, al trabajar con una temperatura más baja, el ciclo de potencia presenta un peor rendimiento y por lo tanto requiere una mayor potencia térmica. Este comportamiento se puede observar porque cuando actúa la biomasa, la energía demandada por el ciclo aumenta ligeramente.

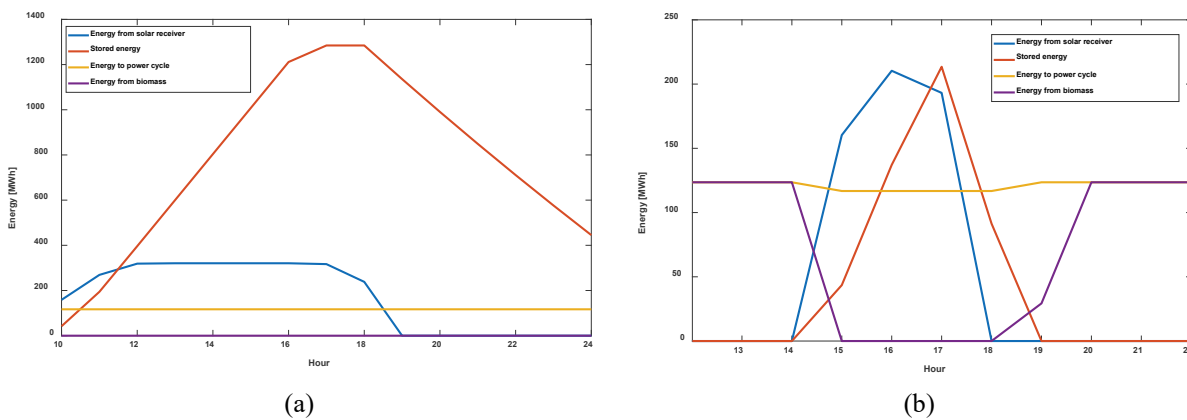


Fig. 3. Escenarios de despacho de energía para diferentes modos operativos. (a) Exceso de energía térmica del receptor solar y almacenamiento térmico y no generación a partir de biomasa. (b) Falta de energía suficiente del receptor solar y del almacenamiento térmico y la generación de energía requerida a la biomasa.

### OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA

Para realizar la optimización de la planta, se han analizado 600 casos. Para cada uno de los 24 ciclos de potencia prediseñados, se calcularán 25 grupos de biomasa y termosolar, correspondientes a horas de almacenamiento de 0 a 24. Cada uno de los casos se diseña por separado en un algoritmo propio desarrollado en MATLAB en el que se introducen las funciones de coste de los diferentes elementos.

La optimización se ha realizado en base al Payback Period. Para este parámetro económico, se aplican las funciones de costes e ingresos. Los costes introducidos son los asociados a los grupos térmicos, gastos de combustible y O&M, EPC, y terrenos y contingencias, según datos de SAM (NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2020) y (Weiland, Lance, & Pidaparti, 2019). Los ingresos de la planta híbrida se determinan a partir del precio de venta de la electricidad. En el presente estudio se estudia una ubicación en el país de España. Es, por tanto, necesario un estudio de la normativa española sobre venta de energía (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2014), así como un análisis de los precios del mercado eléctrico (OMIE, 2018). Por otro lado, también se deben analizar los diferentes precios determinados a partir de Contratos Forward. La Tabla 2 resume los diferentes escenarios de ingresos considerados en el presente estudio.

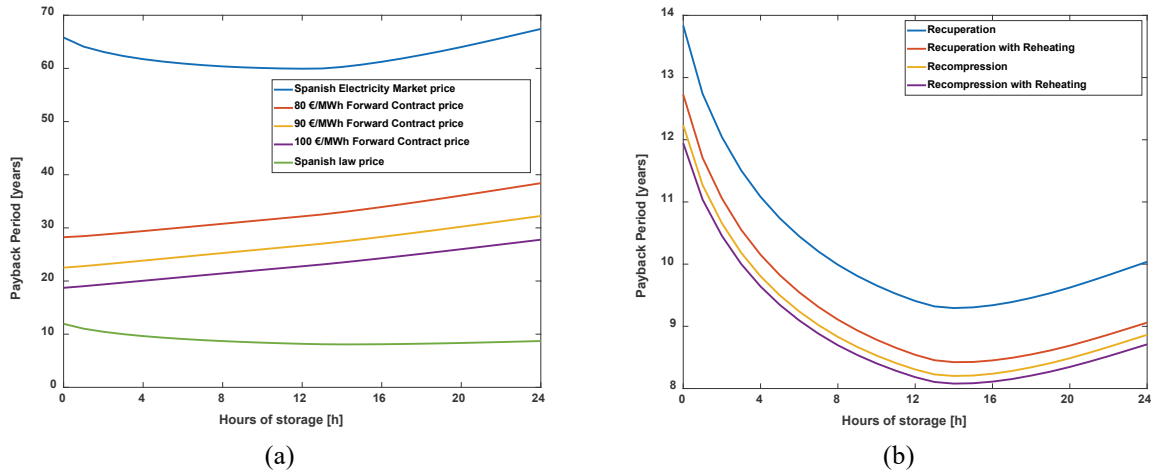


Fig. 4. (a) Resultados de optimización de la central híbrida para diferentes escenarios de ingresos y horas de almacenamiento trabajando con un ciclo de recompresión con un UA de 15 MW/K. (b) Resultados de optimización de la central híbrida para diferentes configuraciones de ciclo de potencia y horas de almacenamiento aplicando el escenario de ingresos de la ley española.

Tabla 2. Escenarios de ingresos considerados para el cálculo del Payback Period.

Política de ingresos	Tecnología	Valor	Unidad
Mercado Eléctrico Español	Biomasa, termosolar y almacenamiento	Precio horario (2018)	
Contrato Forward	Biomasa, termosolar y almacenamiento	80	€/MWh
	Biomasa, termosolar y almacenamiento	90	
	Biomasa, termosolar y almacenamiento	100	
Ley Española	Biomasa	Mercado eléctrico español	
	Termosolar y almacenamiento	239.61 + Mercado eléctrico español	

De los 600 casos analizados y las diferentes políticas de ingresos consideradas, se ha seleccionado como planta optimizada la que presenta el mínimo Payback Period. Este se ha obtenido aplicando el escenario de ingresos de la ley española y sus principales parámetros se muestran en la Tabla 3. La Fig. 4 (b) muestra la evolución del Payback Period para diferentes configuraciones de horas de almacenamiento y ciclo de potencia para el escenario de ingresos de la ley española.

Tabla 3. Parámetros de planta optimizados para el mínimo Payback Period.

Parámetro	Nomenclatura	Valor	Unidades
Potencia Nominal	$P_N$	50	MW
Potencia Nominal Neta	$P_e$	45	MW
Tipo de ciclo	-	Recompresión con un recalentamiento	-
Potencia Térmica del Ciclo	$P_{th}$	96.27	MW <sub>th</sub>
Eficiencia Térmica del Ciclo	$\eta_{th}$	51.94	%
Conductancia de los recuperadores	UA	20	MW/K
Horas de almacenamiento térmico	h	14	horas
Area del Campo Solar	$A_{SF}$	682937	m <sup>2</sup>
Múltiplo Solar	SM	3.16	-
Potencia de la Caldera de Biomasa	$P_b$	112.53	MW <sub>th</sub>
Payback Period	-	8.08	años
Política de ingresos	-	Ley española	-

## ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Uno de los principales objetivos del trabajo es determinar la necesidad de implementar un sistema de almacenamiento térmico en una planta híbrida de estas características. Los resultados, como se muestra en la Tabla 3 y la Fig. 4 (a) y (b), evidencian que se obtiene un Payback Period mínimo de 8 años por 14 horas de almacenamiento térmico.

En la Fig. 4 (a) se puede apreciar como para todos los escenarios de ingresos considerados, excepto el escenario de la ley española y el mercado eléctrico español, el Payback Period más bajo ocurre a las 0 horas de almacenamiento.

Esto significa que, si se aplica un precio igual para la generación de electricidad, independientemente de la tecnología de generación y la hora del día, no se requiere almacenamiento térmico, ya que proporcionar calor con combustible de biomasa es más económico que tener un campo solar y un sistema de almacenamiento térmico más grandes. Además, para el escenario de ingresos del mercado eléctrico español, un cambio de 0 a más horas óptimas de almacenamiento se justifica porque los precios durante el día son más altos, cuando el almacenamiento térmico y la termosolar pueden estar funcionando. Por la noche, cuando no hay recurso solar y el grupo de biomasa está operando, los precios suelen ser más bajos, por lo que implementar más almacenamiento térmico puede reducir el Payback Period. El paso de las 0 horas a las 14 horas de almacenamiento para el caso óptimo, con el escenario de la ley española, se debe a las políticas de ingresos aplicadas por normativa española, donde el precio que se paga por la electricidad generada a partir del almacenamiento térmico y solar térmica es mayor que el pagado por la generación de biomasa. Por lo tanto, el Payback Period depende en gran medida de las políticas de precios del país y se puede dar bajo determinadas condiciones una planta óptima que implemente un sistema de almacenamiento térmico.

La configuración óptima del ciclo de potencia es de recompresión con un recalentamiento, con un UA de 20 MW/K, menor que el máximo estudiado de 30 MW/K, lo que significa que UA mayores no se justifican económicamente a pesar de las mayores eficiencias.

## REFERENCIAS

- CIEMAT, CEDER. (2020, julio). BIORAISE. Retrieved junio 14, 2020, from <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise>
- Coco-Enriquez, L. (2017). NUEVA GENERACION DE CENTRALES TERMOSOLARES CON COLECTORES SOLARES LINEALES ACOPLADOS A CICLOS SUPERCRITICOS DE POTENCIA. Tesis (Doctoral), Universidad Politécnica de Madrid.
- JRC. (2020, Julio). PVGIS. Retrieved junio 14, 2020, from [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html)
- Kraemer, S. (2019, April 16). Retrieved from <https://www.solarpaces.org/make-carnot-batteries-with-molten-salt-thermal-energy-storage-from-ex-coal-plants/>
- Kulhánek, M., & Dostál, V. (2011). Thermodynamic analysis and comparison of supercritical carbon dioxide cycles. Proceedings of Supercritical CO<sub>2</sub> Power Cycle Symposium.
- MathWorks. (2020, julio). MATLAB R2019B. Retrieved junio 14, 2020, from <https://es.mathworks.com/>
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). BOE-A-2014-6123. Recuperado el 14 de junio de 2020, de [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123)
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2014). BOE-A-2014-6495. Retrieved junio 14, 2020, from <https://www.boe.es/eli/es/o/2014/06/16/iet1045>
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). (2020, julio). SAM (System Advisor Model). Retrieved junio 14, 2020, from <https://sam.nrel.gov/>
- OMIE. (2018). Precios horarios del mercado diario en España. Recuperado el 14 de junio de 2020, de <https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=Precios&dir=Precios%20horarios%20del%20mercado%20diario%20en%20Espa%C3%B1a&realdir=marginalpdbc>
- Peterseim, J., Tadros, A., White, S., Hellwig, U., Landler, J., & Galang, K. (2014). Solar Tower-biomass Hybrid Plants – Maximizing Plant Performance. *Energy Procedia*, 49, 1197-1206.
- Powell, M. (2006). The NEWUOA Software for Unconstrained Optimization without Derivatives.
- Powell, M. (2009). The BOBYQA Algorithm for Bound Constrained Optimization without Derivatives,.
- Romero, M., & Gonzalez-Aguilar, J. (2017). 7 - Next generation of liquid metal and other high-performance receiver designs for concentrating solar thermal (CST) central tower systems. *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*, 129-154.
- Rowan, T. (1990). Thesis: Functional Stability Analysis of Numerical Algorithms SUBPLEX.



Sarkis, R., & Zare, V. (2018). Proposal and analysis of two novel integrated configurations for hybrid solar-biomass power generation systems: Thermodynamic and economic evaluation. *Energy Conversion and Management*, 160, 411-425.

Wang, K., Li, M.-J., Guo, J.-Q., Li, P., & Liu, Z.-B. (2018). A Systematic Comparison of Different S-CO<sub>2</sub> Brayton Cycle Layouts Based on Multi-Objective Optimization for Applications in Solar Power Tower Plants. *Applied Energy*, 212, 109-121.

Wang, X., Liu, Q., Bai, Z., Lei, J., & Jin, H. (2017). Thermodynamic Analysis of the Cascaded Supercritical CO<sub>2</sub> Cycle Integrated with Solar and Biomass Energy. *Energy Procedia*, 105, 445-452.

Weiland, N., Lance, B., & Pidaparti, S. (2019). SCO<sub>2</sub> POWER CYCLE COMPONENT COST CORRELATIONS FROM DOE DATA. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2019: Turbomachinery Technical Conference and Exposition*.

www.phyllis.nl. (2020, julio). Retrieved junio 14, 2020, from <https://phyllis.nl/Biomass/View/2294>