



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Uso de Bombas de Calor de alta temperatura para su integración con energías renovables eléctricas en combinación con TES en calor de proceso industrial

Autor: Ignacio Aguilar Escribano

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Codirector: Raúl Robledo Cabezuela

Madrid

Agosto, 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título: **Uso de Bombas de Calor de alta temperatura para su integración con energías renovables eléctricas en combinación con TES en calor de proceso industrial**

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Ignacio Aguilar Escribano

Fecha: 18/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Uso de Bombas de Calor de alta temperatura
para su integración con energías renovables
eléctricas en combinación con TES en calor de
proceso industrial**

Autor: Ignacio Aguilar Escribano

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Codirector: Raúl Robledo Cabezuela

Madrid

Agosto, 2025

Agradecimientos

A mis padres, Antonio y Estrella, por su apoyo incondicional y por siempre alentarme en cada paso de mi educación. Gracias por enseñarme el valor del esfuerzo, la dedicación y por mostrarme que nunca debo rendirme.

A mi hermano, Borja, por ser una fuente constante de inspiración, por ayudarme a canalizar la energía que me caracteriza y por ser un gran referente en el desarrollo de mi paciencia.

A Yaiza, a quien agradezco profundamente su comprensión, paciencia, apoyo y amor durante este proceso académico. Gracias por estar siempre a mi lado, por tu capacidad para escucharme, por tu confianza inquebrantable en mí y por hacer que cada momento, incluso los más difíciles, sea más llevadero. Tu apoyo ha sido mi mayor fortaleza y, sin duda, gran parte de este logro es gracias a ti. Este proyecto cierra una etapa, también en lo personal. Gracias por tu luz durante el camino. Te recordaré siempre con cariño.

A mis amigos, aunque durante estos años os haya tenido algo descuidados, siempre me reconforta saber que tengo un lugar al que volver y el consuelo de un cálido abrazo de bienvenida.

Uso de Bombas de Calor de alta temperatura para su integración con energías renovables eléctricas en combinación con TES en calor de proceso industrial.

Autor: Aguilar Escribano, Ignacio.

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Codirector: Raúl Robledo Cabezuela

Entidad Colaboradora: CADE Soluciones

RESUMEN DEL PROYECTO

Se valida una bomba de calor modular de alta temperatura que combina un ciclo Brayton inverso con CO₂ y almacenamiento térmico en lecho de rocas, alimentada solo con electricidad renovable; el modelo identifica operación óptima a 20 bar, 120–210 °C, logrando COP > 1,68 y LCOH < 90 €/MWh para ≥ 6 MWt y 12 h diarias.

Palabras clave: High-Temperature Heat Pump, Brayton inverso con CO₂, Thermal Energy Storage, LCOH, TES, HTHP, proceso industrial, renovables

1. Introducción

El calor de proceso industrial supone cerca de un cuarto del consumo energético del sector y hoy se cubre, en su mayoría, con gas o gasóleo, generando emisiones directas de CO₂ y vulnerabilidad ante mercados volátiles. Las bombas de calor de alta temperatura accionadas con electricidad renovable emergen como alternativa, siempre que alcancen rendimientos aceptables con fuentes térmicas moderadas y no disparen la potencia eléctrica contratada.

Integrar un almacenamiento en lecho de rocas, el sistema desacopla generación y consumo, suaviza picos y maximiza el uso de energía fotovoltaica o eólica fuera de horas punta.

Este estudio desarrolla un modelo termodinámico-económico que dimensiona la instalación, optimiza saltos térmicos y calcula inversión y costes operativos, generando un mapa de decisión para sustituir calderas fósiles por una solución renovable de alto rendimiento.

2. Definición del proyecto

El sistema se basa en un ciclo Brayton inverso regenerativo con CO₂, un lazo de aire intermedio y un almacenamiento térmico en lecho de rocas (TES) que actúa como pulmón energético. La clave de diseño es la presión en la rama de baja:

- Si la presión está por debajo de la crítica (20 bar), el COP mejora al disminuir la presión y el salto térmico del agua residual se mantiene elevado.
- Si la presión es supercrítica (\approx 88 bar), el COP también aumenta con la presión, pero el salto térmico disponible en la corriente residual desciende rápidamente cuando la temperatura de la fuente es baja.

El estudio paramétrico indica que por debajo de 80 °C de temperatura de la fuente la mejor opción es operar a 20 bar, mientras que por encima de ese umbral conviene subir a 85 bar o

ubicar el TES en el lado de alta para mantener un salto entálpico amplio. Las tres variantes comparten tubería a 20 bar en baja y solo difieren en la posición del TES y la presión de alta. Se analizaron potencias de 1–10 MWt y jornadas de 7 h y 12 h, abarcando procesos discontinuos (alimentación, textil) y continuos (papel, química). El modelo, implementado en EES, considera balances energéticos, pérdidas de carga y correlaciones de coste para calcular CAPEX, OPEX y LCOH.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El modelo se ha desarrollado íntegramente en EES. Las propiedades termofísicas de CO₂ y aire se calculan con las funciones internas del software, mientras que las del agua se obtienen mediante las rutinas IAPWS. Se considera una eficiencia del 85 % en el compresor, del 90 % en la turbina y pérdidas de carga del 2 % en los intercambiadores. Los intercambiadores se dimensionan con el método ε -NTU, imponiendo un salto térmico mínimo de 10 K y ajustando el UA hasta cumplirlo; el recuperador equilibra la energía entre las dos ramas del ciclo para maximizar la recuperación sensible. El almacenamiento se modela como un lecho de rocas isóbaro, con un rendimiento del 95 % en carga y descarga y un coste específico de 100 €/kWh_t.

El bloque económico emplea correlaciones de coste actualizadas a 2020, un WACC del 7,5 % y una vida útil de 20 años; se suponen PPAs de 40 €/MWh para fotovoltaica y 55 €/MWh para eólica, y un O&M fijo del 2,5 % de la inversión. La validación del modelo arroja cierres energéticos inferiores al 0,5 % y concordancia con datos experimentales de CADE. Con estas bases, la herramienta permite barrer automáticamente temperatura de fuente, potencia y horario, y devuelve COP, inversión, LCOH y superficies de intercambio para cada escenario.

4. Resultados

Se presentan los resultados en la siguiente tabla. Los valores corresponden al caso base de 6 MWt, 12 h al día de operación y fuente residual a 50 °C.

TES	Presión en baja	ΔT intercambios	COP	CAPEX [€/MWh]
En baja	20 bar	10	1,6	100
En baja	20 bar	25	1,25	78
En baja	88,54 bar	10	1,5	100
En baja	88,54 bar	25	1,1	78
En alta	20 bar	10	1,69	100
En alta	20 bar	25	1,46	78

Tabla 1: resumen de resultados

Con fuente residual a 50 °C, la configuración con TES en baja y 20 bar marca el equilibrio base: con $\Delta T = 10$ K ofrece COP = 1,60 y CAPEX = 100 €/MWh, adecuada cuando se prioriza robustez térmica y hay espacio para los intercambiadores. Si se mantiene la presión y se eleva el salto térmico a 25 K, el CAPEX baja a 78 €/MWh (-22 %) por la menor UA,

pero el COP cae a 1,25; el LCOH mejora solo si la electricidad renovable es barata o la planta funciona muchas horas.

Subir la presión de baja a 88,54 bar resulta poco atractivo con una fuente templada: el COP baja a 1,10 con $\Delta T = 10$ K y solo alcanza 1,50 con $\Delta T = 25$ K, empeorando el LCOH salvo que la fuente exceda 80 °C. Desplazar el TES al lado de alta, manteniendo 20 bar y $\Delta T = 25$ K, combina un gran salto térmico con densidades energéticas altas; se logra el mejor COP (1,69) y el menor CAPEX (78 €/MWh), situando el LCOH por debajo de 90 €/MWh en operación de 12 h diarias, por lo que es la opción preferente cuando la superficie de intercambio está limitada.

5. Conclusiones

El ciclo Brayton inverso con CO₂ demuestra plenamente su viabilidad técnica: con fuente residual a 50 °C, 20 bar en la rama de baja y $\Delta T = 10$ K se alcanzan COP de 1,6; el máximo rendimiento (1,69) se logra al colocar el TES en alta y ampliar el salto térmico a 25 K sin aumentar la presión de baja.

Mantener 20 bar garantiza un salto térmico elevado en el agua residual y simplifica el diseño mecánico; subir a 88,54 bar sólo compensa cuando la fuente supera 80 °C o se admiten saltos térmicos muy amplios, pues a 50 °C el COP se reduce hasta un 30 %.

El salto térmico actúa como palanca económica: pasar de 10 K a 25 K recorta el CAPEX específico de 100 a 78 €/MWh (-22 %), aunque sacrifica cerca del 20 % de eficiencia en la configuración de 20 bar; esta flexibilidad permite adaptar la inversión al caso de negocio.

Con un diseño de 6 MWt y 12 h diarias, las dos configuraciones más eficientes—TES en baja con 20 bar y $\Delta T = 10$ K, y TES en alta con 20 bar y $\Delta T = 25$ K—arrojaron LCOH inferiores a 90 €/MWh, ya por debajo del coste típico de las calderas de gas (100-120 €/MWh en 2025).

El almacenamiento en lecho de rocas desacopla producción y demanda, facilita el uso de electricidad renovable barata y permite escalar la solución de 1 a 10 MWt sin modificar la presión de baja ni el esquema mecánico principal.

Las próximas mejoras pasan por optimizar la doble regeneración para superar COP = 1,8; evaluar TES alternativos (hormigón o sales) para demandas superiores a 150 °C; y explorar la hibridación con solar térmica de concentración para ampliar la ventana de operación renovable.

USE OF HIGH TEMPERATURE HEAT PUMPS FOR INTEGRATION WITH RENEWABLE ELECTRIC ENERGY IN COMBINATION WITH TES IN INDUSTRIAL PROCESS HEAT.

Author: Aguilar Escribano, Ignacio.

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Codirector: Raúl Robledo Cabezuela

Collaborating Entity: CADE Soluciones

ABSTRACT

A modular high-temperature heat pump that couples an inverse Brayton cycle with CO₂ and a rock-bed thermal store is validated for operation exclusively with renewable electricity; the model identifies an optimal window at 20 bar and 120–210 °C, delivering COP > 1.68 and LCOH < 90 €/MWh at ≥ 6 MW_t and 12 h day.

Keywords: High-temperature heat pump; inverse Brayton with CO₂; thermal energy storage; LCOH; TES; HTHP; industrial heat; renewables

1. Introduction

Industrial process heat accounts for roughly one quarter of the sector's energy demand and is still met mainly with gas or oil, producing direct CO₂ emissions and exposure to volatile fuel markets. High-temperature heat pumps driven by renewable electricity emerge as an alternative, provided they keep acceptable efficiency with moderate sources and avoid excessive electrical peaks.

Integrating a rock-bed thermal store decouples generation and demand, smooths peaks and maximises off-peak photovoltaic or wind energy.

This study develops a thermo-economic model that sizes the installation, optimises temperature approaches and calculates investment and operating costs, producing a decision map to replace fossil boilers with a high-performance renewable solution.

2. Project definition

The system combines a regenerative inverse Brayton cycle with CO₂, an intermediate air loop and a rock-bed TES that acts as an energy buffer. The key design variable is the low-side pressure:

- If the pressure is sub-critical (20 bar), the COP rises as the pressure falls and the residual-water temperature drop remains high.
- If the pressure is super-critical (≈ 88 bar), the COP also increases with pressure, but the available temperature drop in the residual stream falls rapidly when the source temperature is low.

The parametric study shows that below a source temperature of 80 °C the best option is 20 bar, whereas above that threshold it is preferable to raise the pressure to 85 bar or place the TES on the high side to keep a large enthalpy lift. The three variants share 20 bar pipework on the cold branch and differ only in TES location and high-side pressure. Powers of 1–10 MW_t and shifts of 7 h and 12 h were analysed, covering batch (food, textile) and continuous (paper, chemicals) plants. The EES model includes energy balances, pressure drops and cost correlations to obtain CAPEX, OPEX and LCOH.

3. Model description

The model is built entirely in EES. Thermophysical properties of CO₂ and air use the program's internal routines, while water relies on IAPWS. Compressor and turbine efficiencies are set at 85 % and 90 %, with 2 % pressure loss per exchanger. Heat exchangers follow the ϵ -NTU method, enforcing a 10 K minimum approach and adjusting UA until it is met; the recuperator balances energy between the two CO₂ branches to maximise sensible recovery. The TES is modelled as an isobaric rock bed with 95 % round-trip efficiency and a specific cost of 100 €/kWh_t.

The economic block applies 2020 cost curves, WACC = 7.5 % and a 20-year lifetime; PPAs of 40 €/MWh for PV and 55 €/MWh for wind are assumed, with fixed O&M equal to 2.5 % of CAPEX. Model validation yields energy imbalances below 0.5 % and agreement with CADE experimental data. On this basis, the tool sweeps source temperature, capacity and schedule, returning COP, investment, LCOH and exchanger areas for each scenario.

4. Results

The following table shows the results for the reference case of 6 MW_t, 12 h day and a 50 °C source.

TES	Presión en baja	ΔT intercambios	COP	CAPEX [€/MWh]
En baja	20 bar	10	1,6	100
En baja	20 bar	25	1,25	78
En baja	88,54 bar	10	1,1	100
En baja	88,54 bar	25	1,5	78
En alta	20 bar	10	1,46	100
En alta	20 bar	25	1,69	78

Table 1: Summary of results

With a 50 °C source, the TES-in-low / 20 bar configuration is the baseline balance: at $\Delta T = 10$ K it delivers COP = 1.60 and CAPEX = 100 €/MWh, suitable when thermal robustness and exchanger space are priorities. Keeping the pressure and increasing the temperature approach to 25 K lowers CAPEX to 78 €/MWh (-22 %) due to a smaller UA, but COP falls to 1.25; the LCOH improves only if renewable electricity is cheap or the plant runs many hours.

Raising the low side to 88.54 bar is unattractive for a cool source: COP drops to 1.10 at $\Delta T = 10$ K and only reaches 1.50 at $\Delta T = 25$ K, worsening LCOH unless the source exceeds 80 °C. Moving the TES to the high side, keeping 20 bar and $\Delta T = 25$ K, combines a wide temperature lift with higher air energy densities; it achieves the best COP (1.69) and the lowest CAPEX (78 €/MWh), pushing LCOH below 90 €/MWh at 12 h a day and becoming the preferred option when exchanger area is limited.

5. Conclusiones

The reverse Brayton cycle with CO₂ fully demonstrates its technical feasibility: with a waste source at 50 °C, 20 bar in the low branch, and $\Delta T = 10$ K, COPs of 1.6 are achieved; maximum performance (1.69) is achieved by placing the TES in high and extending the thermal jump to 25 K without increasing the low pressure.

Maintaining 20 bar guarantees a high thermal jump in the waste water and simplifies the mechanical design; increasing to 88.54 bar only pays off when the source exceeds 80 °C or very wide thermal jumps are allowed, as at 50 °C the COP is reduced by up to 30%.

The temperature difference acts as an economic lever: going from 10 K to 25 K cuts the specific CAPEX from €100 to €78/MWh (-22%), although it sacrifices about 20% efficiency in the 20 bar configuration; this flexibility allows the investment to be adapted to the business case.

With a design of 6 MWt and 12 hours per day, the two most efficient configurations—low TES with 20 bar and $\Delta T = 10$ K, and high TES with 20 bar and $\Delta T = 25$ K—yielded LCOH below €90/MWh, already below the typical cost of gas boilers (€100-120/MWh in 2025).

Rock bed storage decouples production and demand, facilitates the use of cheap renewable electricity, and allows the solution to be scaled from 1 to 10 MWt without modifying the low pressure or the main mechanical scheme.

Upcoming improvements include optimizing double regeneration to exceed COP = 1.8; evaluating alternative TES (concrete or salts) for demands above 150 °C; and exploring hybridization with concentrated solar thermal to expand the renewable operating window.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Contexto del Proyecto	7
1.2 Definición y Motivación del Proyecto	11
1.3 Objetivos del Proyecto	12
1.4 Estructura del proyecto.....	14
Capítulo 2. Estado del Arte	15
2.1 Demanda de Calor Industrial y la Transición Energética.....	15
2.1.1 <i>Análisis de la demanda térmica industrial</i>	16
2.1.2 <i>La transición energética en la industria</i>	19
2.2 Tecnologías Convencionales de Generación de Calor	21
2.2.1 <i>Calderas de Combustibles Fósiles</i>	22
2.2.2 <i>Comparativa con Tecnologías Eléctricas de Generación de Calor</i>	24
2.3 Bombas de Calor de Alta Temperatura (HTHP)	26
2.3.1 <i>Principios de Funcionamiento de las HTHP</i>	26
2.3.2 <i>Tipos de HTHP y Configuraciones Comunes</i>	31
2.3.3 <i>Avances Tecnológicos en HTHP</i>	33
2.4 Integración de HTHP con Almacenamiento Térmico (TES)	35
2.4.1 <i>Tipos de Tecnologías TES: Características y Aplicaciones</i>	36
2.4.2 <i>Implementación en la Industria</i>	38
2.4.3 <i>Retos, Soluciones y Acciones Propuestas</i>	39
2.4.4 <i>Sinergia entre HTHP y TES</i>	41
Capítulo 3. Metodología	43
3.1 Introducción.....	43
3.2 Condiciones de contorno	44
3.3 Desarrollo del modelo termodinámico	45
3.3.1 <i>Ciclo Rankine transcrito multiproducto (fase exploratoria)</i>	45
3.3.2 <i>Modelo final: ciclo Brayton inverso regenerativo</i>	47
3.4 Modelado del sistema de almacenamiento térmico	48
3.4.1 <i>TES con lecho de rocas: modelo y condiciones</i>	48
3.5 Simulación paramétrica en EES	49
3.5.1 <i>Variables y rangos de simulación</i>	49

3.5.2 Escenarios industriales evaluados	51
3.6 Cálculo de indicadores técnicos y económicos	51
3.6.1 COP, potencias térmicas y eficiencia global.....	51
3.6.2 Cálculo del LCOH.....	53
Capítulo 4. Resultados.....	57
4.1 Introducción.....	57
4.2 Análisis técnico de las configuraciones.....	58
4.2.1 Modelo Brayton baja presión.....	58
4.2.2 Brayton alta presión.....	65
Capítulo 5. Análisis económico.....	70
5.1 Introducción.....	70
5.2 Metodología del análisis económico	71
5.3 Resultados técnico–económicos del sistema Brayton	71
5.3.1 Influencia del tamaño de planta	71
5.4 Discusión económico-financiera y viabilidad del sistema	77
Capítulo 6. Análisis de Mercado y Empresas Objetivo	80
6.1.1 Introducción	80
6.2 Evaluación del mercado potencial.....	81
6.3 Comparación con tecnologías alternativas	82
6.3.1 Calderas de gas natural y biometano.....	82
6.3.2 Resistencias eléctricas (calefacción directa)	83
6.3.3 Bombas de calor industriales convencionales.....	83
6.3.4 Sistema Brayton con CO ₂ + TES (propuesto)	84
6.4 Barreras y factores condicionantes para la adopción.....	85
6.4.1 Barreras económicas.....	85
6.4.2 Barreras técnicas.....	85
6.4.3 Barreras regulatorias y de mercado	86
6.5 Empresas objetivo y estrategia de entrada al mercado	86
6.6 Implicaciones industriales y de sostenibilidad	88
Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones	90
7.1 Conclusiones generales del estudio	90
7.2 Recomendaciones para la aplicación industrial.....	91
7.3 Lecciones aprendidas y barreras detectadas	92

7.4 Líneas futuras de desarrollo	93
Capítulo 8. Bibliografía.....	97
ANEXOS 101	

Lista de siglas y acrónimos

- AHX – Air–CO₂ Heat Exchanger (intercambiador aire–CO₂)
- REC – Regenerator (regenerador)
- WHX – Water–CO₂ Heat Exchanger (intercambiador agua–CO₂)
- TES – Thermal Energy Storage (almacenamiento de energía térmica)
- HTHP – High-Temperature Heat Pump (bomba de calor de alta temperatura)
- COP – Coefficient of Performance (coeficiente de rendimiento)
- LCOH – Levelized Cost of Heat (coste nivelado de calor)
- CAPEX – Capital Expenditure (inversión de capital)
- OPEX – Operating Expenditure (costes de operación)
- PPA – Power Purchase Agreement (contrato de compraventa de electricidad)
- CEPCI – Chemical Engineering Plant Cost Index
- CRF – Capital Recovery Factor (factor de recuperación de capital)
- O&M – Operation and Maintenance (operación y mantenimiento)
- CO₂ – Dióxido de carbono
- sCO₂ – Supercritical CO₂ (CO₂ supercrítico)
- EES – Engineering Equation Solver
- REFPROP – Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database
- NTU – Number of Transfer Units (método de cálculo en intercambiadores)
- LMTD – Logarithmic Mean Temperature Difference (diferencia de temperatura media logarítmica)
- LTNE – Local Thermal Non-Equilibrium (modelo de no equilibrio térmico local)
- PCI – Poder Calorífico Inferior
- ETS – Emissions Trading System (sistema europeo de comercio de emisiones)
- RED III – Renewable Energy Directive III (Directiva Europea de Energías Renovables III)
- PERTE – Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica
- IDAE – Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- CAE – Certificados de Ahorro Energético
- MWt – Megavatio térmico

kWt – Kilovatio térmico

RES – Renewable Energy Sources (fuentes de energía renovable)

ESCO – Energy Service Company (empresa de servicios energéticos)

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO DEL PROYECTO

La transición energética representa un proceso integral que implica la reestructuración global de los sistemas energéticos hacia fuentes más sostenibles, con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y maximizar el aprovechamiento de energías renovables. Este proceso es esencial no solo para mitigar el cambio climático, sino también para hacer frente a la creciente demanda mundial de fuentes de energía más limpias y accesibles[1]. Los compromisos internacionales como el Acuerdo de París y las iniciativas de la Unión Europea, que incluyen alcanzar la neutralidad climática para 2050 y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55 % para 2030, han impulsado esta transición a nivel global[2]. El sector industrial, siendo uno de los mayores consumidores de energía y emisores de CO₂, se encuentra en el centro de esta transformación[3].

A nivel mundial, el sector industrial consume aproximadamente un tercio de toda la energía, y más del 66 % de esta demanda energética se destina a la generación de calor, indispensable para una amplia variedad de procesos productivos[4]. En Europa y particularmente en España, los sectores que dependen de este calor incluyen la metalurgia, la química, la alimentación y el papel, entre otros. Estos sectores requieren calor a temperaturas que van desde los 100 °C, en procesos como la pasteurización, hasta los más de 1500 °C necesarios para la fundición de metales[5]. Esta amplia gama de temperaturas hace que el calor industrial sea un recurso esencial no solo para mantener la competitividad de estos sectores, sino también para garantizar la eficiencia operativa.

El calor industrial tradicionalmente ha sido generado mediante calderas que queman combustibles fósiles, como gas natural y petróleo. Estas tecnologías han sido ampliamente adoptadas debido a su fiabilidad y capacidad de generación de calor a gran escala. Sin embargo, estas tecnologías presentan importantes limitaciones desde el punto de vista energético y ambiental. La eficiencia de estas calderas se encuentra en un rango de entre el 85 % y el 90 %, lo que implica que una parte significativa de la energía se pierde durante la

combustión y la transferencia de calor[6]. Además, las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes generados en la combustión representan una barrera significativa para cumplir con los objetivos de descarbonización establecidos por los acuerdos internacionales.

Por otro lado, la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, así como las incertidumbres geopolíticas asociadas a la cadena de suministro de estos recursos, afectan directamente la competitividad económica de las industrias que dependen de ellos. Este entorno económico incierto ha generado un fuerte incentivo para la adopción de alternativas energéticas más estables y sostenibles[7].

En este contexto, el reto de la transición energética industrial va más allá de la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables. Requiere también una modernización de los sistemas de generación de calor, con un enfoque hacia la electrificación de procesos industriales y la mejora de la eficiencia energética. Este es el punto donde tecnologías como las bombas de calor de alta temperatura (HTHP) y los sistemas de almacenamiento térmico (TES) juegan un papel clave.

Las bombas de calor de alta temperatura son sistemas termodinámicos que permiten generar calor mediante un ciclo inverso, donde un fluido de trabajo se comprime y expande para transferir calor de una fuente a baja temperatura hacia un proceso que requiere temperaturas más altas. Las HTHP permiten alcanzar temperaturas de hasta 300 °C [8], lo que las hace aptas para una amplia gama de aplicaciones industriales. Estas bombas ofrecen una alta eficiencia energética, con un coeficiente de rendimiento (COP) que puede superar el valor de 5 en aplicaciones donde la temperatura del sumidero (demanda) es inferior a 120°C. Esto implica que, por cada unidad de electricidad consumida, se pueden generar 5 unidades de calor útil. Sin embargo, el COP depende del *lift*, es decir, de la diferencia de temperatura entre la fuente y el sumidero. En aplicaciones de climatización geotérmica, es posible alcanzar un COP de 5 debido a las condiciones favorables. No obstante, en aplicaciones industriales, los valores suelen ser menores porque la fuente de calor no suele ser de muy alta temperatura (menos de 100°C). Cuando se requiere alcanzar temperaturas superiores a 200°C, el COP puede caer por debajo de 3, y normalmente se sitúa por debajo de 2. Por lo

tanto, aunque un COP de 5 es posible en sistemas geotérmicos y de climatización, en aplicaciones industriales típicamente se obtienen valores más bajos debido a las mayores exigencias de temperatura.

Esta eficiencia es significativamente mayor que la de las calderas de combustión tradicionales, que generalmente tienen un rendimiento de entre el 85 % y el 90 % [9]. La alta eficiencia de las bombas de calor se logra al aprovechar calor residual de los procesos industriales o del ambiente para elevarlo a las temperaturas necesarias sin recurrir a combustibles fósiles. Además, las HTHP eliminan las emisiones directas de CO₂, lo que las convierte en una opción clave para la descarbonización de la industria, siendo una vía para integrar la generación eléctrica renovable en la producción térmica.

Por otro lado, los TES permiten almacenar el calor generado en momentos de baja demanda o cuando hay un exceso de generación de energía renovable, como durante los picos de producción eólica o solar. El TES almacena este calor en diversos materiales y lo libera cuando es necesario para satisfacer la demanda térmica de los procesos industriales. Esta capacidad de desacoplar la generación de calor de su consumo mejora la resiliencia de los sistemas industriales y optimiza el uso de fuentes renovables intermitentes, lo que aumenta la estabilidad energética de las operaciones. Esto es particularmente relevante en un entorno donde la generación de energía renovable, como la solar y la eólica, es variable y puede no coincidir con los picos de demanda térmica de la industria.

La adopción de HTHP y TES, sin embargo, presenta varios desafíos técnicos y económicos. La inversión inicial para instalar bombas de calor de alta temperatura y sistemas de almacenamiento térmico es significativamente más alta que la de las calderas tradicionales, lo que representa una barrera económica importante para las pequeñas y medianas empresas (PYMES). Además, la integración de estas tecnologías en infraestructuras industriales existentes requiere modificaciones sustanciales en los sistemas de generación y distribución de calor. Sin embargo, los beneficios operativos, como los costes más bajos, la reducción de emisiones de GEI, y la optimización del uso de recursos renovables hacen que estas tecnologías sean atractivas a largo plazo.

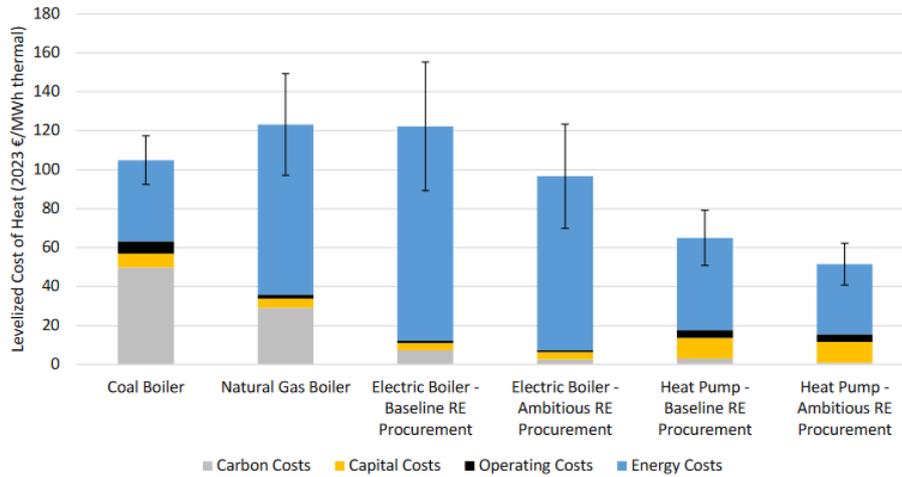


Figura 1: Coste normalizado del calor para la producción de vapor para las tecnologías y escenarios de electricidad, EU27[10]

En términos económicos, las HTHP y los TES permiten una reducción significativa de los costes de energía a lo largo de su ciclo de vida, gracias a su alta eficiencia y a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles. Además, al estar basados en electricidad, estos sistemas pueden integrarse con fuentes de energía renovable locales, reduciendo la vulnerabilidad a las fluctuaciones de precios de los combustibles fósiles.

Este proyecto se centra en evaluar la viabilidad técnica y económica de la integración de HTHP y TES en los procesos industriales clave, con un énfasis particular en el sector industrial español. A través de la modelización y simulación de estas tecnologías, se identificará el potencial de descarbonización y la optimización operativa de las industrias españolas, proporcionando una hoja de ruta detallada para la implementación escalable de estas soluciones. Este estudio abordará tanto los aspectos técnicos como los económicos, incluyendo el análisis de costes y la identificación de barreras de adopción, para apoyar la transición energética hacia un modelo más sostenible, competitivo y eficiente en el ámbito industrial.

1.2 DEFINICIÓN Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El sector industrial es uno de los mayores emisores de CO₂, principalmente debido a la dependencia histórica de combustibles fósiles para satisfacer las necesidades energéticas, especialmente en la generación de calor para procesos productivos[11]. Estos procesos industriales requieren temperaturas elevadas que no pueden alcanzarse con la mayoría de las fuentes de energía renovables convencionales. Como consecuencia, las industrias han dependido en gran medida de calderas y sistemas basados en combustibles fósiles, los cuales, aunque confiables, generan un impacto ambiental negativo. Con la creciente presión para reducir la huella de carbono, se ha vuelto evidente la necesidad de adoptar soluciones más limpias y eficientes que permitan mitigar las emisiones, mejorar la eficiencia energética y asegurar la competitividad industrial en un mercado cada vez más regulado y enfocado en la sostenibilidad.

Este cambio no solo responde a los compromisos climáticos globales, como los establecidos en el Pacto Verde Europeo[12] y la Agenda 2030[13], sino también a las necesidades de las industrias de optimizar sus costes operativos. La transición hacia tecnologías limpias permite a las empresas adaptarse a las nuevas normativas ambientales y al mismo tiempo reducir su dependencia de los recursos fósiles, lo cual, en el contexto de la volatilidad de los precios de los combustibles, se traduce en una mejora de la competitividad y la estabilidad operativa.

En este contexto, las HTHP emergen como una alternativa tecnológica clave. Estas bombas permiten generar calor de manera eficiente, alcanzando temperaturas de hasta 300 °C[8], lo cual es esencial para sectores industriales de alta demanda térmica, como la industria química, alimentaria y metalúrgica. Su integración con energías renovables como la solar y eólica, y el respaldo de los TES, ofrece una solución integral que no solo reduce las emisiones de CO₂, sino que también mejora la eficiencia energética y disminuye los costes operativos. La capacidad de las HTHP para operar de manera eficiente a temperaturas elevadas las convierte en una opción viable para sustituir tecnologías convencionales que dependen de combustibles fósiles.

La transición energética en España, apoyada por su alto potencial solar y eólico, posiciona al país como un referente para la implementación de estas tecnologías en la industria. La reducción de los costes asociados con las bombas de calor de alta temperatura y el almacenamiento térmico hace que esta solución sea cada vez más atractiva, permitiendo que las industrias españolas avancen hacia una mayor eficiencia, sostenibilidad y competitividad.

Este proyecto tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica y económica de integrar estas tecnologías en procesos industriales, con el fin de avanzar hacia una industria más eficiente, sostenible y competitiva.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objetivo principal analizar la viabilidad técnica, energética y económica de integrar las HTHP con los TES y generación renovable para aplicaciones industriales. Para ello, los objetivos se dividen en tres áreas principales: la evaluación de la eficiencia energética, el análisis de la viabilidad técnica y económica, y la identificación de mercados potenciales y empresas clave para la implementación.

En el primer objetivo, se busca evaluar la eficiencia de la generación de calor eléctrica, comparando las bombas de calor de alta temperatura con las tecnologías basadas en combustibles fósiles. Esto incluye una revisión exhaustiva de las configuraciones típicas, el funcionamiento y los avances tecnológicos en las bombas de calor de alta temperatura. Además, se llevará a cabo una comparativa energética, en la que se analizará la eficiencia de los sistemas eléctricos frente a las alternativas fósiles, considerando factores como el consumo energético, el aprovechamiento de energía residual y las pérdidas térmicas. También se evaluarán las emisiones de CO₂ asociadas a cada sistema y se destacarán los beneficios potenciales de la transición hacia fuentes renovables.

El segundo objetivo se enfoca en analizar la viabilidad técnica y económica de integrar las bombas de calor de alta temperatura con sistemas de almacenamiento térmico y generación renovable, como la fotovoltaica o la generación de red. Se desarrollarán y evaluarán configuraciones avanzadas de HTHP combinadas con TES y fuentes renovables. En cuanto a la viabilidad técnica, se analizará la compatibilidad y el desempeño de las HTHP cuando se integran con TES y generación renovable, comparando estas configuraciones con sistemas basados en efecto Joule. Se calculará el COP de las bombas de calor de alta temperatura bajo diferentes condiciones operativas, incluyendo variaciones de temperatura, demanda térmica y generación eléctrica. Desde un punto de vista económico, se determinará el coste normalizado de calor (LCOH) del sistema propuesto y se comparará con tecnologías convencionales. Además, se realizará un análisis de sensibilidad económica para identificar los factores más relevantes que impactan la rentabilidad del sistema, como los costes de inversión, los precios de la energía y los períodos de amortización. También se propondrán estrategias para maximizar el aprovechamiento de recursos renovables, optimizar la operación del sistema y reducir los costes operativos. Como estrategia de financiación, se dará prioridad a los contratos por diferencia de carbono (CCFD), enfocándose en identificar un "strike price" adecuado que garantice la viabilidad económica del proyecto mientras se promueve la descarbonización.

El tercer objetivo se centra en identificar los sectores industriales con mayor potencial para adoptar esta tecnología, así como las empresas "puerta de entrada" que podrían actuar como casos piloto. Se realizará un mapeo de los sectores industriales con alta demanda de calor en rangos de 90 a 250 °C, priorizando industrias como la alimentaria, química, papelera y farmacéutica. Luego, se seleccionarán empresas clave que cuenten con capacidad de inversión, objetivos claros de sostenibilidad y procesos industriales adecuados para integrar las HTHP. A continuación, se establecerá contacto con estas empresas para comprender sus necesidades específicas, identificar barreras de implementación y validar los resultados del estudio. Finalmente, se desarrollarán propuestas de valor personalizadas, destacando los beneficios técnicos, económicos y ambientales de la tecnología.

Este proyecto tiene como fin proporcionar una evaluación integral sobre cómo las bombas de calor de alta temperatura y los sistemas de almacenamiento térmico pueden transformar los procesos industriales, mejorando la eficiencia energética y reduciendo las emisiones de CO₂, al tiempo que se identifican las oportunidades de implementación en sectores industriales clave.

1.4 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

El proyecto está organizado en cinco capítulos principales. El primero introduce el proyecto, establece los objetivos y proporciona el contexto necesario para entender la relevancia de la investigación. El segundo capítulo revisa la literatura existente sobre las tecnologías que se están explorando, especialmente las bombas de calor de alta temperatura y los sistemas de almacenamiento térmico, destacando su potencial en la transición energética de la industria. En el tercer capítulo se describe la metodología utilizada, explicando cómo se abordarán las simulaciones y el análisis económico para evaluar la viabilidad de las tecnologías en el entorno industrial. El cuarto capítulo presenta los resultados obtenidos, discutiendo los hallazgos en relación con las expectativas y comparando las tecnologías propuestas con las soluciones tradicionales. Finalmente, el último capítulo ofrece las conclusiones principales del estudio y propone recomendaciones para la implementación de estas tecnologías, además de señalar posibles áreas para futuras investigaciones.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 DEMANDA DE CALOR INDUSTRIAL Y LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La industria es uno de los sectores con mayor consumo energético a nivel global, destacando el calor industrial como responsable de una proporción significativa de esta demanda. En Europa, el 66% de la energía requerida por los procesos industriales se destina a la generación de calor, tendencia que se mantiene en España.[4] Este calor es indispensable para una amplia variedad de procesos industriales que abarcan desde el secado de materiales hasta la fundición de metales, y es particularmente relevante en sectores clave como la metalurgia, la química, la alimentación y el papel. Sin embargo, el carácter intensivo en carbono de los sistemas térmicos basados en combustibles fósiles representa un desafío significativo para alcanzar los objetivos de sostenibilidad establecidos en el marco del Pacto Verde Europeo[12] y otros compromisos internacionales.

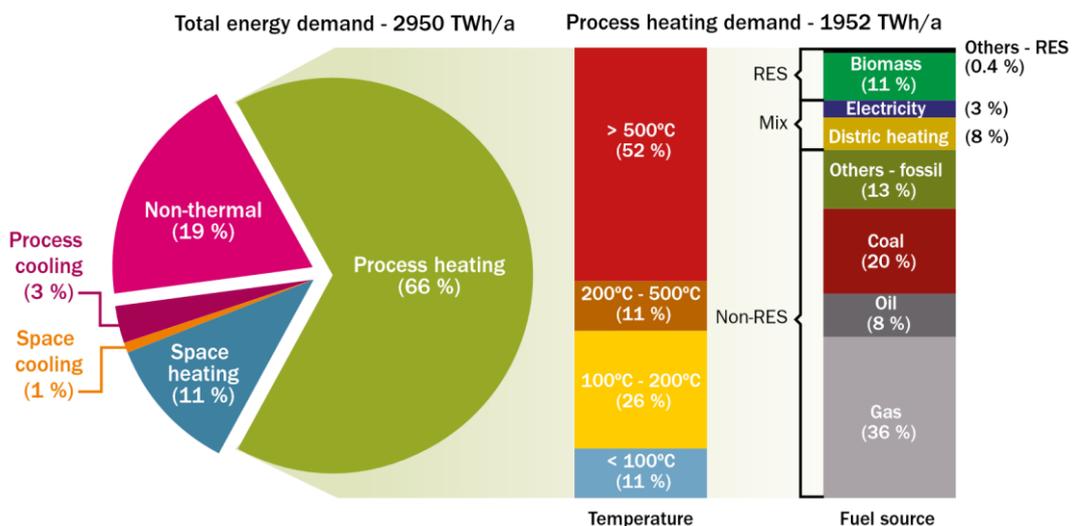


Figura 2: Desglose de la demanda de energía final en la industria europea por aplicaciones generales (izquierda) y demanda de calefacción de procesos por nivel de temperatura (centro) y fuente de energía (derecha) (RES = fuentes de energía renovables)[4]

La transición energética en la industria no solo implica la sustitución de fuentes fósiles por energías renovables, sino también la adopción de tecnologías innovadoras que mejoren la eficiencia y reduzcan las emisiones de carbono asociadas a la producción de calor. En este contexto, las HTHP y los TES surgen como soluciones tecnológicas clave para la descarbonización. Este apartado analiza, en primer lugar, la naturaleza de la demanda térmica industrial y, en segundo lugar, las estrategias tecnológicas y normativas que están marcando el camino hacia una transición energética sostenible.

2.1.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA TÉRMICA INDUSTRIAL

El calor industrial constituye un pilar fundamental para sectores como la metalurgia, la química, la alimentación y el papel, que en conjunto representan más del 50 % del consumo energético industrial en España. Según el indicador IRE,[14] estos sectores experimentaron en 2024 incrementos significativos en su demanda eléctrica, reflejo de su alta dependencia energética para garantizar la continuidad de los procesos productivos.

En el caso de la metalurgia, la necesidad de altas temperaturas, que oscilan entre los 1000 °C y los 1500 °C, posiciona a este sector como uno de los principales consumidores de calor[5]. Los procesos de fundición, laminación y tratamiento térmico dependen de un suministro energético constante y fiable. En 2024, el consumo eléctrico del sector metalúrgico en España creció un 5,1 %, reflejando tanto la recuperación económica como el incremento de la producción[15].

El sector químico presenta una demanda energética considerable, aunque menor en comparación con la metalurgia (del 24,4% al 8,6% de peso en el mercado). Aun así, se mantiene como el segundo más alto en consumo energético. Este sector utiliza el calor principalmente para procesos como destilación, síntesis química y secado, generalmente en rangos de temperatura entre 100 °C y 400 °C. La dependencia de procesos continuos y la necesidad de mantener un calor uniforme representan desafíos clave para la integración de tecnologías sostenibles[15].

En el caso del sector de alimentación, aunque las temperaturas requeridas suelen ser inferiores a 200 °C, su dependencia de procesos térmicos como la pasteurización, la cocción y el secado lo convierten en un sector especialmente sensible a los costes energéticos[16]. La implementación de tecnologías eficientes podría representar una ventaja competitiva significativa en términos de reducción de costes operativos y huella de carbono.

Por último, la industria del papel depende en gran medida de la energía térmica para los procesos de secado, los cuales constituyen una parte considerable de los costes de producción.

orden	Actividad	Peso	%Δ Mes	%Δ 12 m.
1º	Metalurgia; fabricación de productos de hierro, acero y ferroaleaciones	24,4%	12,1	5,1
2º	Industria química	8,6%	10,4	-0,0
3º	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	5,7%	3,3	-3,2
4º	Industria de la alimentación	6,5%	1,8	0,4
5º	Industria del papel	5,5%	4,7	-5,6
6º	Fabricación de productos de caucho y plásticos	4,4%	-1,6	-1,2
7º	Comercio al por menor, excepto de vehículos de motor y motocicletas	5,7%	-2,9	-4,5
8º	Almacenamiento y actividades anexas al transporte	3,3%	-0,1	-2,8
9º	Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques	2,7%	-9,6	-1,6
10º	Captación, depuración y distribución de agua	3,0%	9,0	5,7

Figura 3: Mayores consumidores por ramas de actividad en España [15]

La industria enfrenta importantes desafíos relacionados con la demanda térmica, especialmente en sectores como la metalurgia, la refinación de acero y la síntesis química, que requieren alcanzar temperaturas superiores a los 1000°C[5]. Las tecnologías actuales, como las bombas de calor y los colectores solares térmicos, son eficaces solo a temperaturas moderadas, lo que limita la integración de fuentes renovables en estos procesos de alto

consumo térmico. A pesar de los esfuerzos por descarbonizar, el uso de combustibles fósiles como el gas natural sigue siendo predominante, contribuyendo significativamente al impacto ambiental. Sin embargo, los gases renovables, como el biometano, presentan una alternativa viable, ya que pueden reemplazar directamente al gas natural. Esta solución descarbonizada permite alcanzar las altas temperaturas necesarias en procesos industriales extremos, reduciendo así la dependencia de combustibles fósiles y mitigando el impacto ambiental.

La variabilidad en la demanda térmica es otro desafío crítico, ya que los procesos industriales experimentan fluctuaciones en función de los ciclos de producción, como se puede comprobar en la Figura 4, lo que dificulta la integración de fuentes renovables intermitentes como la solar o la eólica. Durante los picos de demanda, la necesidad de calor aumenta considerablemente, mientras que, en períodos de baja actividad, la demanda disminuye. El almacenamiento térmico (TES) ofrece una posible solución, permitiendo almacenar energía en momentos de baja demanda para su uso posterior, aunque su implementación sigue siendo costosa y requiere adaptarse a las características específicas de cada proceso industrial.

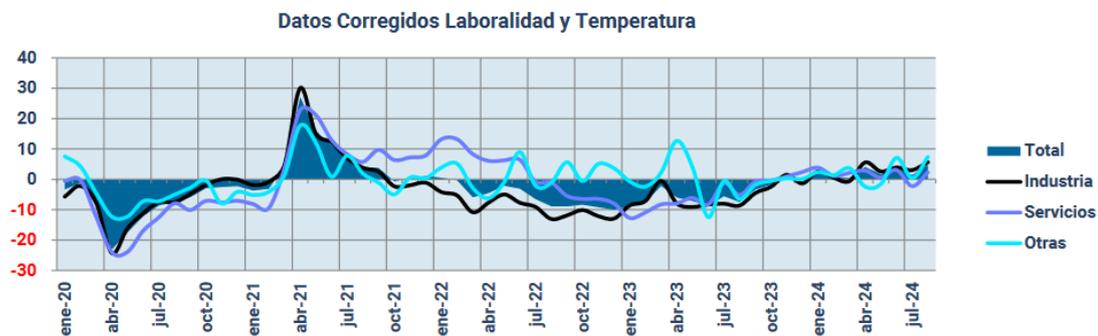


Figura 4: Porcentaje de la tasa de variación interanual[15]

La eficiencia energética en los procesos industriales también presenta un gran margen de mejora. Aunque la recuperación de calor residual es común, gran parte de la energía térmica disponible sigue sin aprovecharse, lo que incrementa los costes operativos y el impacto ambiental. Mejorar la eficiencia energética mediante tecnologías como las bombas de calor de alta temperatura o sistemas de almacenamiento térmico podría reducir las emisiones y

optimizar el consumo de calor, aunque las barreras económicas y la necesidad de modificar los sistemas existentes dificultan su adopción generalizada.

2.1.2 LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LA INDUSTRIA

La transición energética en la industria es un proceso complejo que requiere la integración de soluciones tecnológicas innovadoras y la adaptación a un entorno regulatorio cada vez más exigente. Políticas como el Pacto Verde Europeo y la Directiva RED III establecen metas ambiciosas de descarbonización, incluyendo una reducción del 55 % en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para 2030 y la neutralidad climática para 2050[17].

En este contexto, la HTHP y los TES se presentan como herramientas fundamentales para la electrificación del calor industrial. Las HTHP, capaces de alcanzar temperaturas superiores a 150 °C y hasta 300 °C, [5] ofrecen una solución viable para sustituir calderas de combustibles fósiles en aplicaciones de calor medio y bajo. Estas tecnologías se caracterizan por su alta eficiencia energética, con un COP por debajo de 3, y normalmente se sitúa por debajo de 2[8].

El almacenamiento térmico, por su parte, complementa a las HTHP al permitir desacoplar la generación y el consumo de calor. Esto es particularmente relevante en sistemas que integran fuentes de energía renovable intermitente, como la solar fotovoltaica o la eólica. El TES no solo mejora la resiliencia energética de los procesos industriales, sino que también optimiza el uso de recursos renovables, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.

Sin embargo, la adopción de estas tecnologías enfrenta barreras significativas, entre las que destacan los altos costes iniciales de inversión y la necesidad de adaptar infraestructuras existentes. A pesar de ello, las proyecciones indican que la electrificación del calor industrial podría cubrir hasta el 50 % de la demanda energética industrial para 2050, reduciendo las emisiones de GEI en hasta un 60 % en sectores clave[18].

En España, el coste final de la electricidad para la industria es significativamente más elevado que en otros países europeos clave, como Francia y Alemania, según se observa en la Tabla 1. Mientras las empresas españolas afrontan un coste de 62,54 €/MWh, en Francia es de tan solo 21,76 €/MWh y en Alemania, 35,70 €/MWh. Esta diferencia se debe principalmente a los mayores ajustes asociados a la alta penetración renovable y a la menor compensación por CO₂ indirecto en España, en comparación con los importantes descuentos aplicados en Francia y Alemania.

A pesar de este panorama, España tiene la oportunidad de revertir esta desventaja si implementa medidas estratégicas. Destinar parte de los ingresos generados por el mercado de carbono (ETS) a la subvención de los sectores electrointensivos, como hacen otros países, sería una herramienta clave. En este contexto, los Contratos por Diferencia de Carbono (CCfD) ofrecen una solución eficaz. Estos contratos garantizan un precio estable del CO₂ (strike price), incentivando tecnologías limpias y permitiendo que las alternativas más coste-efectivas, como el biometano o los sistemas de almacenamiento térmico, se adopten primero. Además, este mecanismo asegura una transición ordenada y económicamente eficiente, evitando que la competitividad industrial de España quede rezagada frente a sus competidores europeos.

Así, con una política de apoyo bien diseñada, España podría no solo reducir los costes eléctricos de su industria, sino también acelerar la descarbonización, atrayendo inversiones y fortaleciendo su posición en el mercado europeo.

Tabla 1: Comparativa de precios eléctricos finales en la industria electrointensiva en 2024[19].

Foto a 25/11/24

€/MWh	ESPAÑA	FRANCIA	ALEMANIA
2024	Tarifa 6.4	Tarifa HTB3 (350kV 500kV)	Tarifa MAT (380kV o 220kV)
MERCADO ⁽¹⁾	62,04	48,07	79,56
SERVICIOS DE AJUSTE Y OTROS	12,17	0,00	0,25
PEAJES DE ACCESO ⁽²⁾	2,04	0,90	6,51
CARGOS E IMPUESTOS ⁽³⁾	4,29	0,89	1,38
GESTIÓN DE LA DEMANDA	-2,40	-2,50	-3,40
CO ₂ INDIRECTO ⁽⁴⁾	-15,60	-25,60	-48,60
COSTE FINAL (€/MWh)	62,54	21,76	35,70

Consumo: 500GWh/año.

⁽¹⁾ Ese valor es la composición del valor medio del mercado hasta la fecha con el promedio de los futuros del resto del año

⁽²⁾ Peajes de red + pérdidas

⁽³⁾ Impuestos para España: Impuesto Eléctrico (IE) + Tasa Municipal (TM) + Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE). No se incluye en ningún caso el IVA

⁽⁴⁾ Para Francia se consideran las compensaciones previstas en la normativa europea sobre CO₂ indirecto para 2024 limitada al 75%. En Alemania se permiten compensaciones adicionales por encima del 75%, el denominado supercap.

2.2 TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES DE GENERACIÓN DE CALOR

Tradicionalmente, las calderas de combustión de combustibles fósiles han dominado el sector industrial debido a su capacidad para generar grandes cantidades de calor a temperaturas elevadas. Estas tecnologías han sido fundamentales para procesos industriales que requieren calor de manera constante y a gran escala. No obstante, en los últimos años, el modelo de generación térmica basado en combustibles fósiles ha comenzado a enfrentar varios desafíos, particularmente en términos de sostenibilidad, eficiencia energética y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), que han impulsado la búsqueda de alternativas más limpias y eficientes, como las HTHP.

Como se muestra en la Figura 5, el desarrollo potencial del rango de temperatura adecuado para tecnologías de calefacción eléctrica hasta 2035 es relevante para esta transición.

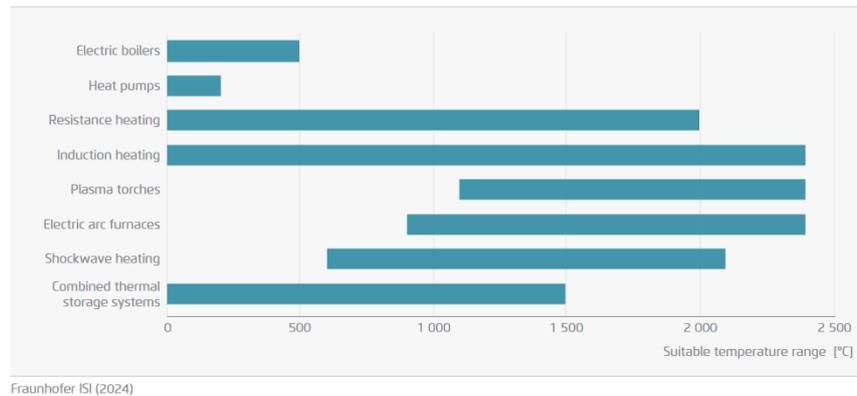


Figura 5: Desarrollo potencial del rango de temperatura adecuado de tecnologías de calefacción eléctrica hasta 2035 [11].

2.2.1 CALDERAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

Las calderas de combustión de combustibles fósiles son dispositivos que convierten la energía química contenida en los combustibles, como gas natural, carbón y petróleo, en calor mediante el proceso de combustión. Este calor es luego transferido a un fluido térmico, generalmente agua o vapor, que se utiliza en una variedad de aplicaciones industriales. Dependiendo de la capacidad y el tipo de instalación, existen diferentes configuraciones de calderas, siendo las más comunes las calderas pirotubulares, calderas acuotubulares y calderas de recuperación de calor residual (HRSG).

Las calderas pirotubulares son comúnmente utilizadas en instalaciones de menor capacidad, ya que presentan una estructura relativamente simple y requieren menores inversiones iniciales. En estas calderas, los gases de combustión fluyen a través de los tubos rodeados de agua, lo que transfiere el calor al fluido térmico. Sin embargo, estas calderas tienen limitaciones en cuanto a su capacidad de operación a altas presiones y temperaturas, lo que las hace menos eficaces en aplicaciones industriales de gran escala.

Por otro lado, las calderas acuotubulares están diseñadas para aplicaciones industriales de mayor capacidad, y son más adecuadas para procesos que requieren mayores presiones y temperaturas. En este tipo de calderas, el agua fluye a través de los tubos que están rodeados por los gases de combustión, lo que mejora la transferencia de calor y aumenta la eficiencia

térmica. Este diseño permite generar mayores cantidades de vapor a alta presión, lo que es fundamental en sectores como la generación de electricidad, la industria química y la metalurgia.

Las HRSG, por su parte, son utilizadas en sistemas de cogeneración y en plantas de ciclo combinado. Estas calderas aprovechan el calor residual de los gases de escape de turbinas de gas o motores de combustión, recuperando energía que de otro modo se desperdiciaría. Esto mejora la eficiencia global del sistema, aunque la capacidad de recuperación está limitada por la temperatura y la calidad de los gases de escape.

El papel de las calderas de combustión fósil en la industria sigue siendo crucial, especialmente en sectores que requieren grandes cantidades de calor, como la industria química, la industria alimentaria, la fabricación de productos metálicos y el tratamiento térmico de materiales. Las calderas continúan siendo la solución preferida en muchas aplicaciones industriales debido a su capacidad para generar calor a alta temperatura y su fiabilidad a largo plazo.

Sin embargo, las calderas de combustión fósil enfrentan varios retos y limitaciones. En primer lugar, el impacto ambiental de la quema de combustibles fósiles es significativo, ya que las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), como CO₂, NO_x y SO₂, son responsables del cambio climático. Estas emisiones están siendo cada vez más reguladas por normativas ambientales, como el Acuerdo de París, lo que plantea desafíos para las industrias que dependen de estas tecnologías.

Además, las calderas de combustión fósil operan con una eficiencia energética limitada, alcanzando valores como máximo del 90%[6]. Las pérdidas de calor durante la combustión y la necesidad de mantener altas temperaturas para garantizar la transferencia de calor generan ineficiencias en el sistema. Las pérdidas térmicas en los gases de escape, así como las dificultades para gestionar el calor en instalaciones de gran escala, son problemas que siguen limitando la eficiencia de estas tecnologías.

La dependencia de los combustibles fósiles también representa un desafío económico. Las fluctuaciones en los precios de los combustibles, como el gas natural o el carbón, generan incertidumbre en los costes operativos de las instalaciones industriales. Además, la escasez a largo plazo de recursos fósiles y las crecientes restricciones a su uso debido a la transición energética hacen que las calderas de combustión fósil sean una opción cada vez menos sostenible.

Una alternativa viable a los combustibles fósiles son los gases renovables, especialmente el biometano, que pueden sustituir eficazmente a los combustibles fósiles, evitando las emisiones fósiles de CO₂. Sin embargo, es importante destacar que las emisiones de otros contaminantes serían similares a las de los combustibles fósiles.

Por último, las calderas de combustión fósil requieren un mantenimiento constante para garantizar su seguridad operativa y eficiencia. Los costes de mantenimiento son elevados debido al desgaste de los componentes del sistema, como los intercambiadores de calor y las válvulas de presión, que deben ser limpiados y reemplazados con regularidad.

2.2.2 COMPARATIVA CON TECNOLOGÍAS ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN DE CALOR

En un contexto de transición energética, las bombas de calor de alta temperatura (HTHP) se presentan como una alternativa tecnológica más eficiente y menos contaminante en comparación con las calderas de combustión fósil. Las bombas de calor operan utilizando un ciclo termodinámico de refrigeración, que permite extraer calor del entorno o de fuentes a baja temperatura y transferirlo a un proceso industrial a temperaturas mucho más altas. Este ciclo, que implica la compresión y expansión de un fluido refrigerante, ofrece una alta eficiencia en la generación de calor, con un COP que puede llegar a 3, lo que significa que, por cada unidad de electricidad consumida, se pueden generar hasta 3 unidades de calor útil[8].

En términos de eficiencia energética, las bombas de calor superan con creces a las calderas de combustión fósil. Mientras que estas últimas operan con una eficiencia que rara vez supera el 90%, [6] las bombas de calor pueden alcanzar un rendimiento mucho mayor debido

a su capacidad para aprovechar de manera más eficiente la energía disponible. Las pérdidas térmicas son mínimas, ya que el proceso no involucra la quema de combustibles ni la producción de gases de escape contaminantes. Sin embargo, una alternativa relevante en ciertas circunstancias es el uso del efecto Joule (ETES: electro-termal energy storage), especialmente cuando la electricidad es barata o excedentaria. Este proceso convierte directamente la electricidad en calor mediante resistencias eléctricas, lo que lo hace sencillo y rápido en comparación con las bombas de calor. Aunque su eficiencia es menor, el efecto Joule permite aprovechar momentos de baja demanda y energía barata, como en la generación renovable intermitente. Además, su simplicidad operativa, menores costes de mantenimiento e inversión, y su rápida respuesta, lo hacen ideal en situaciones donde la electricidad renovable es abundante.

En cuanto a su impacto ambiental, las bombas de calor tienen la ventaja de no generar emisiones directas de gases contaminantes, lo que las convierte en una opción limpia y sostenible. Si las bombas de calor se alimentan con electricidad de fuentes renovables como solar o eólica, su huella de carbono se reduce significativamente, alineándose con los objetivos globales de descarbonización y sostenibilidad.

En cuanto a los costes, aunque la inversión inicial en una bomba de calor puede ser mayor que en una caldera convencional, los costes de operación a largo plazo son mucho más bajos debido a la alta eficiencia energética de las bombas de calor. Además, las bombas de calor requieren un mantenimiento mucho menos frecuente y costoso en comparación con las calderas de combustión fósil, lo que contribuye a una mayor rentabilidad a largo plazo.

Como se muestra en la Figura 6, que resume los resultados para calderas eléctricas y bombas de calor en toda la UE27 en el marco de la Electrificación avanzada para 2050, las bombas de calor ofrecen ventajas significativas tanto en términos de eficiencia energética como de sostenibilidad.

Potential Impacts of Industrial Electrification in the EU27

Advanced electrification scenario, 2050

ELECTRIC STEAM BOILERS VS. CONVENTIONAL STEAM BOILERS



INDUSTRIAL HEAT PUMPS VS. CONVENTIONAL STEAM BOILERS



ADDITIONAL ELECTRIC LOAD (GW) FROM ELECTRIFICATION

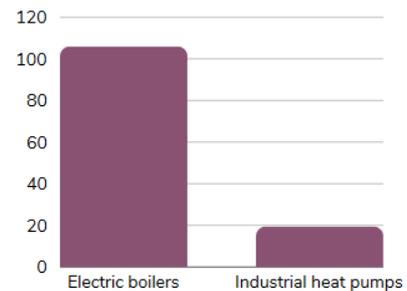


Figura 6: Resumen de resultados para calderas eléctricas y bombas de calor en toda la UE27, Electrificación avanzada para 2050[10].

En conclusión, aunque las calderas de combustión fósil han sido durante mucho tiempo la tecnología dominante en la generación de calor industrial, su dependencia de los combustibles fósiles, las emisiones contaminantes y las limitaciones de eficiencia hacen que su viabilidad se vea cada vez más cuestionada en un contexto de transición hacia un modelo energético más limpio. Las bombas de calor de alta temperatura, por su parte, emergen como una alternativa tecnológica que ofrece una mejor eficiencia, menores emisiones y costes operativos más bajos, posicionándose como una solución clave para la descarbonización de los procesos industriales en el futuro.

2.3 BOMBAS DE CALOR DE ALTA TEMPERATURA (HTHP)

2.3.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS HTHP

Para el diseño y operación de las HTHP, es fundamental seleccionar el ciclo termodinámico adecuado para maximizar la eficiencia según el rango de temperaturas de operación. En este contexto, el ciclo Rankine inverso y el ciclo Brayton inverso se emplean de manera complementaria debido a sus características inherentes, optimizando su uso en configuraciones en cascada para abarcar rangos amplios de temperaturas[20].

El ciclo Rankine inverso es un proceso termodinámico utilizado en sistemas de bombas de calor para transferir calor en rangos de temperatura moderados, típicamente entre 80 °C y 150 °C. Aprovecha el principio del cambio de fase del fluido de trabajo, un mecanismo altamente eficiente para absorber y liberar calor, lo que lo convierte en una opción adecuada para aplicaciones industriales, como calefacción de agua, secado de productos o recuperación de calor residual. Consta de los siguientes procesos:

- **Evaporación:** En esta fase, el fluido de trabajo se encuentra en estado líquido a baja presión. Absorbe calor de una fuente fría (como un fluido residual o el aire) y, debido a este aporte térmico, el fluido cambia de fase, pasando de líquido a vapor. Este proceso ocurre a presión constante, y el calor absorbido aumenta la energía interna del fluido, convirtiéndolo en vapor saturado.
- **Compresión adiabática:** El vapor generado en la fase anterior entra en un compresor, donde se somete a una compresión. Esta compresión aumenta significativamente la presión y la temperatura del fluido. Dependiendo del tipo de compresor, el proceso puede ser adiabático (en el caso de los turbocompresores) o refrigerado (en el caso de los compresores volumétricos). Los compresores volumétricos pueden tener un montaje hermético, semihermético o abierto. En los dos primeros, el propio refrigerante se lleva el calor del compresor, entendiendo el conjunto motor-compresor encerrado en una carcasa como adiabático. Por el contrario, en los compresores abiertos el motor está fuera de la carcasa del compresor.
- **Condensación:** El vapor comprimido, a alta presión y temperatura, se dirige a un condensador donde cede calor a un foco caliente. Al liberar este calor, el vapor se condensa, volviendo a su estado líquido. Este proceso se realiza a presión constante, y la temperatura del fluido disminuye hasta desrecalentarse, continuando cediendo calor en la condensación.
- **Expansión:** Finalmente, el fluido líquido a alta presión pasa a través de una válvula de expansión, donde su presión y temperatura se reducen. Este proceso se lleva a cabo de forma adiabática (sin intercambio de calor), permitiendo que el fluido se

expanda y se enfríe, lo que lo prepara para comenzar de nuevo el ciclo en la fase de evaporación. Esta fase aumenta la capacidad del fluido para absorber calor al iniciar el ciclo nuevamente.

El ciclo Brayton inverso es el proceso termodinámico clave en sistemas de bombas de calor que operan a altas temperaturas, típicamente superiores a los 150 °C, pudiendo llegar a alcanzar los 300 °C. A diferencia del ciclo Rankine inverso, el ciclo Brayton utiliza un gas como fluido de trabajo y es más adecuado para aplicaciones que requieren transferencias de calor a temperaturas elevadas. Este ciclo es fundamental cuando se busca maximizar la eficiencia en el manejo de calor en procesos industriales de alta temperatura, como la generación de vapor a partir de fuentes térmicas elevadas o la recaptura de calor residual a alta temperatura[20].

El ciclo Brayton inverso opera de forma similar al ciclo de turbinas a gas, pero en lugar de generar energía a partir de la expansión del gas, utiliza la compresión y expansión para transferir calor en un proceso de refrigeración o calefacción. Se puede describir a través de los siguientes pasos:

1. **Compresión adiabática:** El ciclo comienza con un gas a baja presión que entra en el compresor. En este proceso, el gas se comprime de forma adiabática, lo que significa que se incrementa su presión y temperatura sin intercambio de calor con el entorno. El trabajo realizado por el compresor aumenta la energía interna del gas, dejándolo en un estado de alta presión y temperatura. Este es un paso esencial para preparar el gas para la siguiente fase de transferencia de calor a alta temperatura.
2. **Transferencia de Calor:** El gas comprimido y caliente se dirige a un intercambiador de calor, donde transfiere calor al foco caliente. El calor se transfiere hacia un fluido de trabajo externo, generalmente agua o aire, a temperaturas más altas. A medida que el gas cede calor, su temperatura disminuye, pero mantiene una alta presión. El gas se enfriará parcialmente, pero no cambiará de fase, ya que está a temperaturas que aún no alcanzan el punto de condensación.

3. **Expansión adiabática:** Una vez que el gas ha cedido el calor al foco caliente, pasa a través de una turbina de expansión, donde se reduce su presión y temperatura. Este proceso se lleva a cabo de manera adiabática, lo que significa que no se produce intercambio de calor con el entorno. La expansión reduce la temperatura y presión del gas, y este proceso permite que el gas se "enfríe" antes de ser recirculado en el sistema. La expansión permite realizar trabajo útil, y es el proceso contrario a la compresión.
4. **Transferencia de Calor:** Finalmente, el gas expandido pasa por un intercambiador de calor donde puede absorber calor de una fuente externa a baja temperatura. Este paso cierra el ciclo al permitir que el gas recupere la capacidad de absorber más calor, reiniciando el proceso.

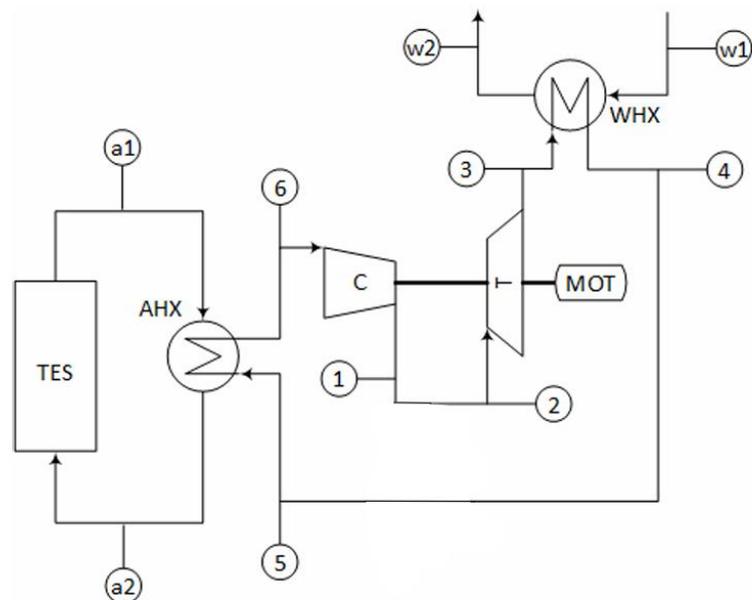


Figura 7: Ciclo Brayton inverso. Elaboración propia.

El ciclo Brayton inverso es particularmente adecuado para aplicaciones de altas temperaturas, donde se requiere una transferencia de calor eficiente. En sistemas de energía térmica avanzada, se emplea con frecuencia en configuraciones en cascada con el ciclo Rankine inverso. En este tipo de configuración, el ciclo Rankine se encarga de manejar

temperaturas moderadas (80 °C a 150 °C), mientras que el ciclo Brayton, con su capacidad para operar a altas presiones y temperaturas, se destina a los rangos térmicos más elevados.

Para que la integración sea óptima, es deseable que el ciclo Rankine sea transcrito, es decir, que tenga evaporación, pero que la presión alta sea superior a la crítica. De este modo, la cesión de calor se realiza sin cambio de fase, con una variación de temperatura, lo que permite que el ciclo Rankine se adapte bien a la absorción de calor sensible proveniente del ciclo Brayton.

La configuración en cascada permite que ambos ciclos trabajen de manera complementaria, maximizando la eficiencia global del sistema. El ciclo Rankine optimiza la captura de calor a temperaturas más bajas, mientras que el ciclo Brayton, al operar en temperaturas más altas, se adapta mejor a la entrega de calor a la demanda, reduciendo las pérdidas de eficiencia que se producirían si ambos ciclos operaran por separado.

El Ciclo Brayton Inverso Regenerativo es una variante avanzada del ciclo Brayton inverso, diseñada para mejorar aún más la eficiencia térmica del sistema mediante la incorporación de un regenerador. Este ciclo se emplea principalmente en aplicaciones de bombas de calor de alta temperatura donde se requiere un control más preciso sobre las temperaturas de entrada y salida del intercambiador de calor.

económicas, su rendimiento disminuye cuando las demandas térmicas superan los 150°C, debido a la menor eficiencia de los compresores y el aumento de la presión. En aplicaciones de baja demanda como la industria alimentaria y textil, su fiabilidad y bajo costo operativo son claves, pero no son viables en procesos industriales de alta temperatura debido a limitaciones termodinámicas y de materiales.

- Bombas de Calor de Media Temperatura:** Las bombas de calor de media temperatura operan en un rango térmico de 150°C a 250°C y están destinadas a procesos industriales intermedios que requieren una mayor capacidad de calefacción. Utilizan ciclos combinados o de doble etapa, con refrigerantes como CO₂ o HFOs como el R-1234ze, que mantienen una eficiencia térmica adecuada a estas temperaturas. Este tipo de bombas se utiliza en aplicaciones como secado industrial, cocción de alimentos y procesos en la industria farmacéutica, donde se requiere un control preciso de la temperatura sin llegar a las exigencias de las bombas de alta temperatura. La eficiencia se maximiza al combinar diferentes etapas de compresión y expansión, permitiendo una mayor adaptabilidad a distintos rangos térmicos y mejor aprovechamiento de la energía térmica disponible[21].
- Bombas de Calor de Alta Temperatura:** Las bombas de calor de alta temperatura están diseñadas para trabajar a temperaturas superiores a los 250°C, utilizando ciclos avanzados como el ciclo Brayton inverso o configuraciones en cascada, así como ciclos transcíticos, que utilizan refrigerantes avanzados como CO₂ o amoníaco. Estos sistemas operan a altas presiones y temperaturas, lo que permite una alta transferencia de calor en sectores como la industria metalúrgica, petroquímica y tratamiento térmico de materiales. La tecnología empleada en estas bombas requiere componentes de alta resistencia (turbinas, compresores y válvulas de expansión), lo que incrementa el coste inicial y el mantenimiento. Sin embargo, estas bombas ofrecen alta eficiencia en aplicaciones de fundición, tratamiento de metales y otros procesos industriales extremos. Es preciso disponer de una fuente térmica adecuada para su activación, como energía solar concentrada, biomasa u otras fuentes

renovables, lo que permite mejorar la eficiencia energética y reducir el impacto ambiental, justificando el coste elevado de inversión inicial [21].

Las tendencias actuales de mercado se muestran en le Figura 9.

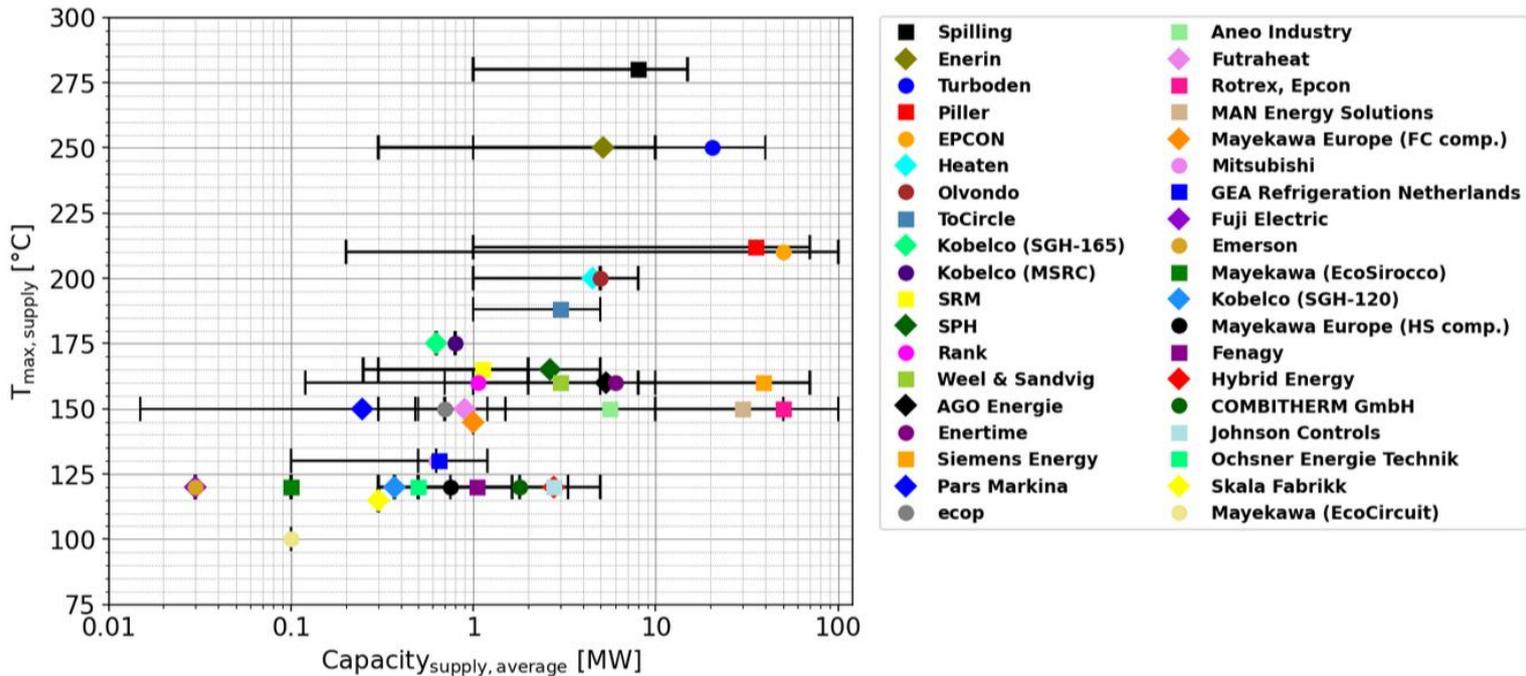


Figura 9: Temperatura máxima de alimentación en función de la capacidad[8].

2.3.3 AVANCES TECNOLÓGICOS EN HTHP

El desarrollo de las bombas de calor de alta temperatura (HTHP) ha estado marcado por la necesidad de mejorar su eficiencia y ampliar su rango de aplicaciones en procesos industriales. Un aspecto clave en este avance ha sido la incorporación de materiales avanzados para componentes críticos, como aleaciones de alto rendimiento y recubrimientos cerámicos, que ofrecen una mayor resistencia al desgaste y a las condiciones extremas de temperatura y presión. Estos materiales no solo incrementan la durabilidad y confiabilidad del sistema, sino que también contribuyen a reducir los costes asociados al mantenimiento y a prolongar la vida útil del equipo.

En paralelo, los compresores de alta eficiencia y velocidad variable han transformado la capacidad de las HTHP para adaptarse a cargas térmicas fluctuantes, optimizando el consumo energético y mejorando el rendimiento general del sistema. Los diseños avanzados de compresores minimizan las pérdidas internas de calor, lo que resulta fundamental para mantener una alta eficiencia incluso en rangos de temperaturas elevadas.

Además, los sistemas de control inteligentes y la gestión de energía han potenciado significativamente la funcionalidad de estas bombas de calor. La incorporación de sensores avanzados y algoritmos de optimización permite una supervisión térmica dinámica en tiempo real, ajustando automáticamente las operaciones para maximizar el rendimiento del sistema. Esta capacidad de monitoreo predictivo reduce los tiempos de inactividad, mejora la fiabilidad operativa y minimiza los riesgos de fallas prematuras.

Por otro lado, la transición hacia refrigerantes naturales, como el CO₂ y el amoníaco, ha sido un avance crucial. Estos refrigerantes no solo presentan un bajo impacto ambiental, al evitar problemas como el agotamiento de la capa de ozono y el calentamiento global, sino que también mejoran la eficiencia térmica de las HTHP, permitiendo su operación en rangos de temperatura elevados de forma sostenible[22].

Finalmente, los avances en el diseño de intercambiadores de calor han sido determinantes para optimizar la transferencia térmica en aplicaciones industriales. El uso de intercambiadores compactos y de alta eficiencia ha permitido maximizar la superficie de contacto y minimizar las pérdidas de calor, logrando satisfacer las exigencias de los procesos más críticos en términos de rendimiento térmico. Estos desarrollos tecnológicos, en su conjunto, han consolidado a las HTHP como una solución robusta y sostenible para la descarbonización de la industria, posicionándolas como una alternativa viable para atender las demandas de calor industrial a altas temperaturas.

Un aspecto clave para comprender la adopción de las HTHP es el impacto de los costes específicos de inversión, especialmente en relación con la temperatura máxima de suministro. La Figura 10 permite visualizar esta dependencia, proporcionando una

perspectiva clara sobre la viabilidad económica y las oportunidades de mejora tecnológica en estas aplicaciones.

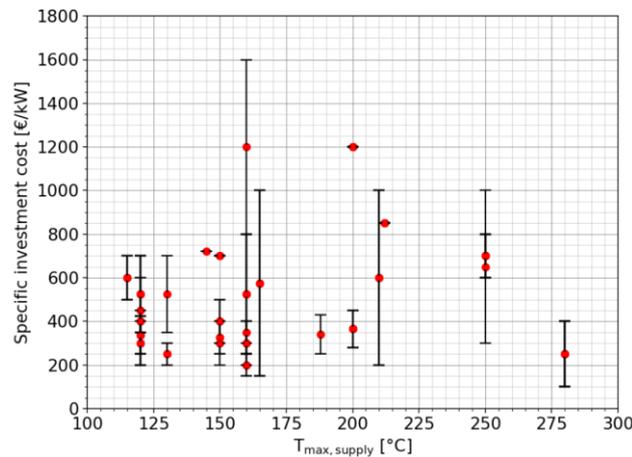


Figura 10: Coste de inversión específico en función de la temperatura máxima de suministro[8].

2.4 INTEGRACIÓN DE HTHP CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO (TES)

La integración de HTHP con TES representa una solución clave para mejorar la eficiencia energética en procesos industriales que requieren grandes cantidades de calor. Esta sinergia permite maximizar el aprovechamiento de la energía térmica generada, al tiempo que optimiza el uso de fuentes renovables intermitentes, como la solar y la eólica, que están sujetas a fluctuaciones en la disponibilidad. Los sistemas TES permiten almacenar el exceso de calor cuando la demanda es baja o cuando la producción de energía renovable supera la demanda, y utilizar este calor almacenado cuando la demanda es alta o cuando la energía renovable no está disponible. Esta capacidad de desacoplar la generación de calor de su consumo temporal ofrece beneficios sustanciales en términos de eficiencia y sostenibilidad.

El TES permite capturar y almacenar hasta 1,793 TWh/año de energía térmica en la UE, reemplazando combustibles fósiles por fuentes renovables y recuperando calor residual, con una reducción potencial de 513 Mt CO₂/año.[23].

2.4.1 TIPOS DE TECNOLOGÍAS TES: CARACTERÍSTICAS Y APLICACIONES

El almacenamiento térmico de energía (TES) se divide en tres categorías principales: almacenamiento sensible, almacenamiento latente y almacenamiento termoquímico. Estas tecnologías se diferencian por los principios físicos y químicos que emplean, así como por sus capacidades de almacenamiento y rangos de aplicación. Su uso adecuado depende de factores como la temperatura requerida, el espacio disponible, los costes asociados y la eficiencia energética deseada. A continuación, se describen las características y aplicaciones de cada tecnología. La potencia de carga/descarga también puede ser una limitación en los casos de materiales o configuraciones con mucha inercia térmica [24].

El almacenamiento sensible es la tecnología más sencilla y ampliamente utilizada. Se basa en el cambio de temperatura de un material sin alterar su estado físico. La energía térmica almacenada depende del calor específico, la masa del material y el rango de temperatura disponible. Los materiales más comunes incluyen agua, aceites térmicos, arena, hormigón, rocas y sales fundidas[24]. Esta tecnología tiene varias ventajas, como su bajo costo, la simplicidad técnica y la flexibilidad para adaptarse a diversas aplicaciones industriales. Sin embargo, presenta limitaciones como la baja densidad energética, que requiere grandes volúmenes de material, y la pérdida de calor si no se implementa un aislamiento adecuado. Es ideal para aplicaciones de baja y media temperatura, como sistemas de calefacción urbana, procesos industriales básicos y plantas solares térmicas concentradas (CSP), donde las sales fundidas permiten almacenar grandes cantidades de calor para generación eléctrica continua[25].

El almacenamiento latente, por otro lado, utiliza materiales de cambio de fase (PCMs) que almacenan calor durante una transición de fase, como la fusión o la solidificación. Esta tecnología permite almacenar mayores cantidades de energía en un volumen reducido y ofrece la ventaja de mantener una temperatura constante durante el cambio de fase, lo que la hace adecuada para aplicaciones que requieren un suministro térmico controlado. Los PCMs incluyen parafinas, sales hidratadas, ácidos grasos y sales inorgánicas como nitratos y cloruros. Aunque tienen una alta densidad energética y son compactos, los PCMs enfrentan desafíos como la baja conductividad térmica, los costes elevados y la degradación del

material tras ciclos repetidos[24]. Estas características los hacen ideales para procesos industriales específicos, como la pasteurización y esterilización en la industria alimentaria, sistemas de calefacción y refrigeración en edificios inteligentes, y almacenamiento de calor solar para liberarlo en horarios de baja generación[26].

El almacenamiento termoquímico utiliza reacciones químicas reversibles para almacenar y liberar energía térmica. Este sistema aprovecha el almacenamiento en enlaces químicos, ofreciendo una densidad energética significativamente mayor que las tecnologías anteriores. Los materiales utilizados incluyen óxidos metálicos, carbonatos y sales inorgánicas[24]. Las principales ventajas del almacenamiento termoquímico son su capacidad para almacenar calor sin pérdidas durante largos períodos y su aplicabilidad a procesos de alta temperatura, como la producción de acero, cemento y vidrio. Sin embargo, su implementación enfrenta desafíos técnicos debido a la complejidad de controlar las reacciones químicas y los costes iniciales elevados asociados con la investigación y desarrollo de materiales avanzados[26]. A pesar de estas limitaciones, su alta densidad energética y su adaptabilidad a procesos industriales de gran escala lo convierten en una solución estratégica para sectores con alta demanda de energía térmica.

Como se muestra en la Tabla 2, las densidades volumétricas de energía, los rangos de temperatura de aplicación y los niveles de madurez tecnológica (TRLs) varían significativamente entre las distintas tecnologías de almacenamiento térmico de energía (TES).

Tabla 2: Densidades volumétricas de energía, rangos de temperatura de aplicación y niveles de preparación tecnológica (TRLs) de diferentes tecnologías de almacenamiento térmico de energía (TES)[26].

TES Medium	Temperature Range (°C)	Volumetric Energy Density (MJ/m ³)	TRL	
Sensible ($\Delta T = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$)	Water	0-100	<210	High
	Steam	>100	<125	High
	Stones/ceramic/sand	<1,400	<110	High
	Concrete	<400	<125	High
	Molten salt, e.g. NaNO ₃ , KNO ₃ mixtures	150-560	<180	High
Latent ($\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ around melting point)	Aqueous solution, e.g. CaCl ₂ solution, ethylene glycol aqueous solution	<0	<150	High
	Ice	0	330	High
	Organic PCMs, e.g. paraffin, fatty acids	0-100	<200	Medium-High
	High-temperature organic PCMs, e.g. sugar alcohol, dicarboxylic acids	100-200	<200	Low-Medium
	Salt hydrate	0-100	<350	Medium
	Inorganic salt and metals	<1,000	<430	Medium
	Sorption	Absorption, e.g. NaOH solution-water	80-150	900-1,370
Adsorption, e.g. zeolite-water		80-200	170-650	Low-Medium
Chemical Reaction (Thermochemical)	Type I, e.g. CaCl ₂ -H ₂ O, SrCl ₂ -NH ₃	50-200	500-1,500	Low-Medium
	Type II, e.g. CaO/Ca(OH) ₂	<1,000	1,000-2,500	Low-Medium
	Type III, e.g. Fe/Fe ₃ O ₄	<1,800	3,000-26,000	Low-Medium

2.4.2 IMPLEMENTACIÓN EN LA INDUSTRIA

El almacenamiento térmico de energía (TES) ha demostrado su efectividad en múltiples aplicaciones industriales y energéticas, consolidándose como una herramienta clave para optimizar procesos, reducir costes operativos y disminuir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). A continuación, se describen tres ejemplos representativos que ilustran su impacto en distintos sectores industriales.

En el sector del reciclaje de acero, el TES ha sido implementado para recuperar el calor residual de los gases de escape generados en hornos de arco eléctrico. Por ejemplo, el proyecto RESlag en ArcelorMittal España utilizó un sistema de lechos empacados compuesto por escoria reciclada como material de almacenamiento. Este sistema permitió capturar calor residual de gases a 1.200 °C, que fue almacenado a 700 °C y posteriormente

reutilizado para precalentar materiales o generar vapor. Esta tecnología demostró una reducción del 4% en las emisiones de CO₂ por tonelada de acero producido, subrayando su relevancia en la descarbonización de este sector intensivo en energía.[27].

Finalmente, un ejemplo avanzado de TES es la planta solar térmica Andasol en España, que utiliza sales fundidas (mezcla de nitrato de sodio y potasio) para almacenar energía térmica a temperaturas de hasta 565 °C. Este sistema permite la generación de electricidad durante la noche o en periodos de baja radiación solar, garantizando un suministro constante de energía. La capacidad de almacenamiento de 7.5 horas ha mejorado la viabilidad económica de estas plantas al extender sus horas operativas y reducir la intermitencia asociada a la energía solar[28], [29].

2.4.3 RETOS, SOLUCIONES Y ACCIONES PROPUESTAS

Los TES enfrenta varios retos técnicos que limitan su implementación a gran escala en la industria. Un desafío primordial es la baja densidad energética asociada con las tecnologías de almacenamiento sensible. Estas tecnologías requieren grandes volúmenes de material para almacenar cantidades significativas de calor, lo que plantea problemas de espacio y escalabilidad en aplicaciones industriales de mayor tamaño[24]. Para superar estas limitaciones, la investigación se ha centrado en optimizar la conductividad térmica de los materiales utilizados, así como en el desarrollo de materiales compuestos avanzados como el grafeno y otras nanotecnologías. Estos materiales tienen el potencial de aumentar la eficiencia de los sistemas de almacenamiento sensible sin incrementar excesivamente los volúmenes necesarios para el almacenamiento[25]. Además, se están investigando diseños modulares que permiten adaptar los sistemas TES a instalaciones industriales de diferentes tamaños, optimizando la capacidad de almacenamiento según las fluctuaciones de la demanda energética.

En el caso de tecnologías más avanzadas como los PCMs y los sistemas termoquímicos, aunque ofrecen una mayor densidad energética, presentan problemas de degradación durante los ciclos de carga y descarga térmica[24]. Los PCMs sufren una pérdida de propiedades físicas debido a la degradación de la encapsulación, lo que compromete su eficiencia a largo

plazo. Los sistemas termoquímicos, por otro lado, pueden experimentar aglomeración de reactivos, lo que limita su desempeño[25]. Para mitigar estos problemas, se están desarrollando soluciones como el uso de materiales autocurativos que mejoran la durabilidad de los PCMs, y catalizadores avanzados para optimizar los ciclos termoquímicos, prolongando su vida útil y reduciendo la necesidad de reemplazo constante.

Otro obstáculo importante es el alto coste inicial y los requerimientos de infraestructura específica, lo que dificulta la adopción en sectores industriales de menor escala, como las pequeñas y medianas empresas (PYMEs). Para abordar esta barrera económica, se están explorando modelos de financiación verde y subvenciones gubernamentales, que permiten a las industrias acceder a incentivos fiscales y créditos financieros que reduzcan la carga inicial de inversión. Además, se están promoviendo colaboraciones público-privadas y proyectos piloto para facilitar la adopción de TES, permitiendo que las PYMEs puedan integrar estas tecnologías con un riesgo financiero reducido.

Tabla 3: Objetivos previstos de los costes de capital y ciclos de vida útil de los TES sensibles, latentes, de sorción y químicos para la industria[26].

	Sensible			Latent			Sorption & Chemical Reaction		
	2018	2030	2050	2018	2030	2050	2018	2030	2050
Cost (€/kWh)	0.09-31	0.09-22	0.09-13	53-106	53-84	53-71	Research	Pilot scale 80-160	Demonstration <80
Lifetime (cycles)	1,000-3,000	3,000-5,000	5,000-7,500	1,000-3,000	3,000-5,000	5,000-7,500	<100	500-1,000	1,000-3,000

Para abordar los desafíos técnicos, las soluciones emergentes se centran en el desarrollo de materiales híbridos que combinan las ventajas del almacenamiento sensible y latente, mejorando la densidad energética y manteniendo la estabilidad térmica. El uso de PCMs encapsulados en materiales de alta conductividad térmica como grafito y metales ha mostrado un gran potencial para optimizar la transferencia de calor y aumentar la durabilidad de los materiales de almacenamiento.

La integración de inteligencia artificial (IA) es otra estrategia clave, permitiendo que los sistemas TES ajusten dinámicamente los ciclos de carga y descarga térmica en función de la demanda energética y la disponibilidad de energías renovables. Esto mejora la eficiencia

operativa y reduce los costes operacionales, facilitando la gestión de la energía residual y permitiendo una operación más flexible de las plantas industriales.

Además, los diseños modulares permiten adaptar los sistemas TES a instalaciones de diferentes tamaños, reduciendo los costes iniciales y mejorando la escalabilidad. Estos diseños optimizan la flexibilidad y la eficiencia de la integración de TES en una amplia gama de aplicaciones industriales, desde pequeñas plantas hasta grandes instalaciones de producción.

2.4.4 SINERGIA ENTRE HTHP Y TES

La integración de las HTHP con TES representa una solución avanzada para mejorar la eficiencia energética y la sostenibilidad en procesos industriales. Esta sinergia permite maximizar el uso de fuentes renovables al almacenar el calor producido en momentos de baja demanda o alta disponibilidad de energía renovable, liberándolo durante los picos de demanda o cuando la electricidad de red tiene un mayor coste. Este desacoplamiento entre generación y consumo térmico reduce significativamente la dependencia de combustibles fósiles y estabiliza los costes operativos, contribuyendo a la autonomía energética de las plantas industriales. El TES actúa como un amortiguador térmico que proporciona flexibilidad operativa, adaptándose a las variaciones de demanda típicas de sectores como la química, metalurgia o alimentación, evitando ineficiencias y optimizando los recursos energéticos disponibles.

Además de estas ventajas energéticas, esta integración permite a las instalaciones industriales participar activamente en mercados eléctricos, ofreciendo servicios auxiliares a la red. Gracias al almacenamiento térmico, las plantas pueden ajustar su consumo eléctrico para reducir la carga en momentos de alta demanda en la red, estabilizando el sistema eléctrico y generando ingresos adicionales. Esta capacidad de gestionar la demanda contribuye también a optimizar el uso de excedentes renovables, especialmente en sistemas con alta penetración de energía solar o eólica. Sin embargo, la implementación de estas tecnologías presenta importantes desafíos técnicos. Uno de los principales retos es la

compatibilidad térmica, ya que los TES deben ser capaces de operar eficientemente a temperaturas superiores a los 250 °C, llegando incluso a los 565 °C, dependiendo de las necesidades del proceso industrial. Esto requiere el desarrollo de materiales avanzados como sales fundidas o PCM, capaces de mantener estabilidad térmica y una alta capacidad de almacenamiento bajo ciclos térmicos prolongados. Asimismo, es fundamental un diseño integral del sistema que minimice las pérdidas térmicas y optimice la transferencia de calor entre la HTHP y el TES, considerando aspectos clave como la selección de intercambiadores de calor, válvulas de expansión y compresores [30].

Por último, los ETES amplían las posibilidades de descarbonización industrial al ofrecer soluciones eficientes para aplicaciones de hasta 565 °C[30]. Estas tecnologías permiten alcanzar eficiencias de conversión cercanas al 92 % y son compatibles con la integración de energías renovables de autoconsumo o mediante acuerdos de compra de energía (PPA). Esto no solo reduce significativamente las emisiones de carbono asociadas a la generación de calor, sino que también proporciona una ventaja competitiva en términos económicos y de sostenibilidad. La combinación de HTHP y TES, junto con tecnologías como ETES, posiciona a las industrias en la vanguardia de la transición energética, ofreciendo un modelo viable para la descarbonización total de los procesos térmicos.

Capítulo 3. METODOLOGÍA

3.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo describe la metodología seguida para el desarrollo y evaluación de una bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con CO₂, orientada a la electrificación del calor de proceso industrial mediante integración con TES y suministro renovable. La estrategia metodológica combina el modelado termodinámico detallado del sistema, su implementación en entorno EES, y un análisis económico paramétrico que permite estimar el LCOH para distintos escenarios industriales.

Se parte de una doble aproximación: una primera fase exploratoria, centrada en el diseño de un ciclo Rankine transcrito multiproducto, y una segunda fase de consolidación técnica y económica mediante un ciclo Brayton inverso regenerativo con recuperación parcial y carga térmica indirecta sobre un lecho de rocas. Este último modelo, más eficiente y estructuralmente robusto, se adopta como referencia para los análisis detallados de rendimiento y viabilidad.

La metodología incluye la definición de condiciones de contorno y parámetros clave del sistema, el dimensionado preliminar de los componentes principales (intercambiadores, turbomáquinas y TES), así como el diseño y ejecución de una simulación paramétrica que permite explorar el comportamiento del sistema frente a distintas temperaturas de fuente, potencias térmicas, saltos térmicos y regímenes de operación. Todo ello se complementa con

un análisis tecno-económico basado en correlaciones de coste específicas para tecnología sCO₂, actualizado a precios de 2020¹ mediante el índice CEPCI.

Finalmente, se discuten las principales hipótesis del modelo, sus limitaciones y el grado de validación alcanzado, estableciendo así una base sólida para interpretar los resultados técnicos y económicos que se presentan en los capítulos siguientes.

3.2 CONDICIONES DE CONTORNO

La definición de condiciones de contorno responde a la necesidad de representar entornos industriales con fuentes térmicas de baja o media calidad. Se establecen valores fijos para cada escenario simulado, diferenciando entre configuraciones con presión baja (20 bar) y alta (85 bar) en función de la temperatura de entrada de la fuente, tomada como agua de proceso.

La temperatura de fuente se considera constante en cada simulación, con valores entre 50 y 100 °C. La potencia térmica útil de referencia se sitúa en el rango de 1 a 10 MWt, sirviendo como base para el dimensionado inicial de componentes y la comparación entre casos.

El sistema se modela en régimen estacionario, sin fluctuaciones temporales ni variaciones en la demanda térmica. Se imponen pérdidas de presión del 2 % en cada intercambiador y acercamientos de 10 °C o 25 °C, según el escenario analizado. Las propiedades del CO₂, el aire y el agua se obtienen mediante rutinas internas del programa Engineering Equation Solver (EES)².

¹ Se toma este año como referencia para evitar el incremento coyuntural de costes provocado por la guerra de Ucrania.

² <https://fchartsoftware.com/ees/>

Las eficiencias internas del compresor y la turbina se fijan en 0,85 y 0,90 respectivamente. Se supone un rendimiento del 95 % en el ciclo de carga–descarga del TES. La simulación no contempla ciclos de parada, control dinámico ni efectos de degradación.

Todas las condiciones de contorno permanecen constantes en cada caso base. Los parámetros que se tratan como variables (temperatura de fuente, potencia útil, ΔT , horas de operación) se abordan posteriormente en la simulación paramétrica.

3.3 DESARROLLO DEL MODELO TERMODINÁMICO

El desarrollo del modelo termodinámico se ha estructurado en dos fases sucesivas. En una primera etapa se evaluó un ciclo Rankine transcrito multiproducto como configuración exploratoria. A partir de esta base, y tras identificar sus limitaciones, se definió un modelo optimizado basado en un ciclo Brayton inverso regenerativo con CO₂, que constituye la arquitectura final de referencia.

3.3.1 CICLO RANKINE TRANSCRÍTICO MULTIPRODUCTO (FASE EXPLORATORIA)

El primer modelo desarrollado se basa en un ciclo Rankine transcrito con CO₂ como fluido de trabajo. Esta configuración se planteó como solución intermedia ante el bajo rendimiento obtenido inicialmente con el ciclo Brayton inverso sin regeneración. Su principal objetivo fue maximizar el aprovechamiento energético mediante una arquitectura multiproducto capaz de entregar simultáneamente varios flujos térmicos útiles.

El aire ambiente se calienta mediante compresión transcrito en dos etapas, alcanzando temperaturas de hasta 450 °C antes de ser transferido al TES. Tras la descarga, el calor almacenado se utiliza para vaporizar agua hasta 148 °C. Adicionalmente, se incorpora un intercambiador posterior (WPHX) que permite precalentar agua de red desde 50 °C hasta 167,5 °C, aprovechando el calor residual del aire. La corriente de aire final se enfría desde 150 °C hasta 20 °C, conservando aún energía útil para posibles aplicaciones secundarias.

El modelo fue implementado en EES, con posibilidad de ajustar variables clave mediante parámetros de entrada. Entre ellos se incluyen la temperatura de consigna del agua caliente

(T_{wp}), la temperatura de entrada del agua fuente (T_{ww} y la presión de descarga (p), que se ajusta para equilibrar el calor transferido y el consumo eléctrico.

Esta configuración no incluye turbina, lo que reduce el CAPEX frente a ciclos Rankine convencionales. El COP específico del aire cargado al TES alcanza 2,84, y el COP global del sistema —considerando todos los productos útiles— supera los 2,3.

En la Figura 11 se muestra el esquema del sistema, incluyendo los puntos clave del ciclo, los intercambiadores de calor (SPHX, WHX, WPHX, REC) y el lazo de almacenamiento térmico en lecho de rocas.

A pesar de su eficiencia, el modelo presentó limitaciones significativas para su implantación industrial. La necesidad de demandas térmicas simultáneas y la complejidad de integración en procesos reales motivaron el abandono de esta solución en favor de un diseño más compacto y adaptable, desarrollado en la siguiente fase.

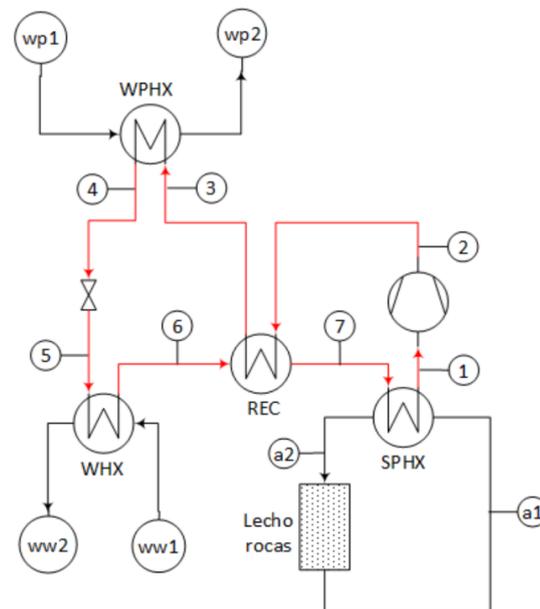


Figura 11: Esquema del ciclo Rankine transcrito multiproducto con integración TES. Elaboración propia.

3.3.2 MODELO FINAL: CICLO BRAYTON INVERSO REGENERATIVO

El modelo definitivo se construye sobre un ciclo Brayton inverso regenerativo con CO₂ en lazo cerrado, sin cambio de fase, unido a un TES de lecho de rocas mediante un lazo de aire. La elección responde a la necesidad de suministrar vapor saturado ≈ 150 °C con la mínima complejidad hidráulica: el Rankine transcrito quedó descartado por exigir corrientes útiles múltiples y etapas de precalentamiento difíciles de integrar en planta.

El esquema térmico incorpora un compresor, un recuperador REC, un intercambiador aire–CO₂ (AHX) y un único intercambiador agua–CO₂ (WHX). La batería de aire se sitúa en el lado de baja presión para limitar el espesor de tubos y mantener la presión máxima por debajo de 85 bar; esta decisión implica aceptar una ligera penalización de COP a cambio de una solución mecánicamente viable. Entre etapas se imponen cuatro acercamientos de temperatura secuenciales; el valor de referencia es 25 °C, seleccionado por su buen equilibrio entre rendimiento y área de intercambio. Adicionalmente se ensayan saltos de 10 °C, viables pero con mayor inversión en UA, y de 5 °C, solo con fines exploratorios, para cuantificar la sensibilidad del ciclo.

Sobre esta base se definen tres variantes de integración, que comparten 20 bar en la rama de retorno y difieren únicamente en la ubicación del TES y el nivel de presión en baja:

- **TES en baja, 20 bar:** régimen subcrítico; referencia cuando la fuente térmica es de baja calidad.
- **TES en baja, 88,5 bar:** régimen supercrítico; permite comparar el efecto de presiones elevadas sin cambiar la topología.
- **TES en alta, 20 bar:** desplaza el almacenamiento aguas arriba del AHX para aprovechar densidades energéticas más altas en aire y reducir UA global.

Cada configuración se implementa en EES respetando las mismas hipótesis de propiedades, pérdidas de presión (2 % por intercambiador) y eficiencias internas (0,85 para el compresor

y 0,90 para la turbina cuando interviene). El TES se modela como un volumen estratificado con rendimiento ciclo-carga/descarga del 95 % y sin dinámica transitoria.

La metodología contempla barrer de forma paramétrica:

- presiones de alta y baja (subcrítico vs. supercrítico),
- potencia térmica útil al aire entre 1 y 10 MWt,
- horas de carga diarias de 7 y 12 h,
- acercamientos térmicos de 25 °C (referencia) y 10 °C (escenario de alta eficiencia).

Para cada punto operativo el modelo resuelve los balances energéticos, calcula los UA de REC, AHX y WHX, estima su coste mediante correlaciones de capital actualizadas a 2020 y exporta los indicadores necesarios (COP, potencias, masas de TES) al bloque económico que generará CAPEX, OPEX y LCOH en capítulos posteriores. De este modo se cuantifica, con una misma base de datos, cómo la ubicación del TES, la presión de operación y el salto térmico condicionan el rendimiento global y la inversión requerida —análisis que se desarrolla en la sección de resultados.

3.4 MODELADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

3.4.1 TES CON LECHO DE ROCAS: MODELO Y CONDICIONES

El TES, implementado en ambos modelos, se basa en un lecho de rocas, diseñado para operar con aire como fluido térmico. Este tipo de TES se seleccionó por su robustez, bajo coste relativo de los materiales y buena adaptabilidad a ciclos térmicos industriales. Su función principal es almacenar el calor generado durante la fase de carga (cuando la HTHP está en funcionamiento) y liberarlo posteriormente durante la fase de descarga para producir vapor en el intercambiador WHX.

El modelo se ha desarrollado considerando una configuración típica de lecho empacado, con flujo de aire forzado a través de un volumen poroso compuesto por rocas naturales de alta

capacidad térmica específica. El sistema se modela como un volumen de almacenamiento estratificado, en el que el aire caliente transfiere calor al sólido durante la carga, y viceversa durante la descarga. La masa y volumen del lecho se dimensionan en función de la potencia térmica útil entregada (\dot{Q}_a), el salto térmico deseado y las horas diarias de operación (7 h y 12 h).

Durante la simulación, se ha considerado un acercamiento térmico del aire ajustado a los requisitos del sistema de generación de vapor. Los intercambiadores en los extremos del TES (PHX para la carga y WHX para la descarga) se han modelado con funciones UA en EES, empleando configuraciones representativas de flujo cruzado y contracorriente.

Aunque el lecho de rocas presenta ciertas limitaciones en cuanto a capacidad térmica y necesidad de ventilación forzada, su comportamiento inercial y su coste moderado lo convierten en una solución viable para integrar con bombas de calor industriales. El impacto de las condiciones de operación sobre la eficiencia global del sistema se analiza en los siguientes apartados.

3.5 SIMULACIÓN PARAMÉTRICA EN EES

3.5.1 VARIABLES Y RANGOS DE SIMULACIÓN

La simulación paramétrica desarrollada en EES permite analizar la sensibilidad del sistema frente a variaciones en las principales condiciones operativas. Se han definido como variables clave aquellas que afectan tanto al rendimiento energético como a los costes asociados del sistema:

- **Presión de alta y baja del ciclo de CO₂**, para explorar el comportamiento en regímenes subcríticos (20 bar con 47 bar de descarga) y supercríticos (88,5 bar con 120 bar de descarga), representando condiciones operativas reales del ciclo Brayton.
- **Temperatura de la fuente térmica**, con valores de 50 °C y 100 °C, representativos de calor residual bajo y medio disponibles en procesos industriales.

- **Potencia térmica útil al aire (\dot{Q}_a)**, variando entre 5, 10 y 25 MWt, para analizar la influencia de la escala en el rendimiento técnico y económico del sistema.
- **Horas diarias de carga del TES**, con valores de 7 h y 12 h, representando regímenes de operación con distinta cobertura horaria de la demanda térmica.
- **Acercamientos térmicos en los intercambiadores**, principalmente en el intercambiador aire-CO₂ (AHX), evaluando escenarios con $\Delta T = 25\text{ °C}$, $\Delta T = 10\text{ °C}$ y $\Delta T = 5\text{ °C}$, lo que permite estudiar el compromiso entre rendimiento (COP) y coste de UA.

En EES se han implementado distintas tablas paramétricas para representar cada una de estas combinaciones. Por ejemplo:

- Para **una presión de producción de vapor (PP) de 10 bar(g)**, se han simulado variaciones de \dot{Q}_a desde 5 hasta 25 MWt, con 7 y 12 horas de carga diaria. Se incluye el cómputo automático de COP, UA, masa de almacenamiento y consumo eléctrico total.
- Para **PP de 25 bar(g)**, se repite el análisis completo con las mismas variables, lo que permite comparar el comportamiento a mayor presión de entrega.
- En todos los casos se incluye la distinción entre operación subcrítica y supercrítica del CO₂, observando el impacto directo sobre la eficiencia global y la inversión en UA.

Además del cálculo automático del COP, las tablas permiten registrar los valores de trabajo del compresor, la energía térmica útil entregada, el tamaño necesario del TES, los coeficientes UA de cada intercambiador y las variables auxiliares requeridas para la evaluación económica del sistema (CAPEX, OPEX y LCOH).

3.5.2 ESCENARIOS INDUSTRIALES EVALUADOS

Se han definido distintos escenarios industriales de referencia para aplicar los modelos bajo condiciones representativas del sector. En particular, se han considerado:

- Producción de vapor a **10 bar(g)** y **3,5 bar(g)** para procesos térmicos comunes en la industria química, alimentaria y papelera.
- Temperaturas de fuente de **50 °C** y **100 °C**, asociadas a calor residual bajo y medio.

Estas combinaciones permiten estudiar cómo varía el rendimiento del sistema en función de las necesidades del proceso y la calidad térmica disponible. A partir de estas condiciones, se genera una matriz de simulaciones en EES para cada configuración de modelo (Rankine y Brayton), siempre con integración TES.

Los resultados de estas simulaciones sirven como base para el cálculo de indicadores técnicos y económicos, y serán analizados en los siguientes apartados.

3.6 CÁLCULO DE INDICADORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

Este apartado describe el procedimiento seguido para evaluar el rendimiento energético y la viabilidad económica del sistema propuesto, integrando el modelo termodinámico con cálculos auxiliares de costes y eficiencia. Se han definido dos indicadores principales: el COP y el LCOH, ambos calculados a partir de los resultados obtenidos en EES. Además, se presentan las correlaciones utilizadas para estimar la inversión (CAPEX), los costes operativos (OPEX) y otras variables intermedias. Finalmente, se incluye una breve reflexión sobre los condicionantes técnicos considerados en el dimensionamiento preliminar de los componentes.

3.6.1 COP, POTENCIAS TÉRMICAS Y EFICIENCIA GLOBAL

El COP se utiliza como principal indicador del desempeño energético del sistema, medido como la relación entre la energía térmica útil aportada al aire en la fase de carga y la energía eléctrica neta consumida por el ciclo:

$$COP = \frac{\dot{Q}_a}{\dot{W}_M}$$

donde:

\dot{Q}_a = potencia térmica transferida al aire hacia el TES [kW],

\dot{W}_M = potencia eléctrica neta consumida por el ciclo [kW].

La simulación en EES permite obtener directamente estos valores en cada punto operativo, junto con otras magnitudes clave como la potencia térmica útil en la descarga, los trabajos del compresor y turbina, el calor recuperado en el regenerador y la energía disponible tras la regeneración. El cálculo del COP se realiza tanto en términos instantáneos como medios, dependiendo del régimen de operación (7 h o 12 h de carga diaria).

Se analizan también otras potencias térmicas y mecánicas relevantes, que permiten caracterizar el comportamiento global del sistema:

- **Potencia útil en la fase de descarga** (intercambiador WHX):

$$\dot{Q}_w = \dot{m} \cdot (h6 - h5)$$

- **Calor recuperado en el regenerador (REC):**

$$\dot{Q}_{rec} = \dot{m} \cdot (h3 - h4)$$

- **Trabajo neto del compresor:**

$$\dot{W}_C = \dot{m} \cdot (h2 - h1)$$

- **Trabajo neto de la turbina (si aplica):**

$$\dot{W}_T = \dot{m} \cdot (h4 - h5)$$

- **Consumo eléctrico neto del sistema:**

$$\dot{W}_M = \dot{W}_C - \dot{W}_T$$

Estas magnitudes son calculadas automáticamente en el entorno EES para cada conjunto de condiciones operativas simuladas, y constituyen la base del análisis energético y económico desarrollado en los siguientes apartados. Además, se evalúa el impacto de reducir el salto térmico en los intercambiadores (de $\Delta T = 10\text{ °C}$ a 5 °C) sobre el COP, observándose aumentos significativos de hasta un 10–20 %, aunque a costa de una mayor inversión en UA y en el tamaño de los intercambiadores.

3.6.2 CÁLCULO DEL LCOH

El LCOH es el principal indicador utilizado para evaluar la viabilidad económica del sistema. Este parámetro representa el coste unitario por megavatio-hora térmico útil entregado a lo largo de la vida útil del proyecto, integrando el CAPEX, OPEX y el total de energía térmica útil generada anualmente:

$$LCOH = \frac{CAPEX \cdot CRF + OPEX}{E_{anual}}$$

donde:

- **CAPEX**: inversión inicial estimada del sistema [€],
- **CRF** (Capital Recovery Factor): factor de recuperación de capital,
- **OPEX**: costes operativos anuales [€/año],
- **E_{anual}**: energía térmica útil entregada al año [MWh].

Factor de recuperación de capital (CRF)

Para convertir la inversión inicial en un valor anualizado, se emplea el siguiente factor:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

- $i=0,075$: tasa de descuento anual,
- $n=20$: vida útil del sistema en años.

Energía térmica útil anual

La energía entregada anualmente al proceso se estima en función de la potencia térmica útil en la fase de carga y las horas diarias de operación:

$$E_{\text{anual}} = \frac{\dot{Q}_a \cdot H_d \cdot 365}{1000}$$

donde:

- \dot{Q}_a es la potencia térmica útil entregada al aire hacia el TES,
- H_d son las horas de operación diaria (7 h o 12 h según el caso),
- el divisor 1000 convierte el resultado a MWh.

Estimación del CAPEX

El coste total de inversión incluye los costes de los principales componentes: intercambiadores (AHX, WHX, REC), compresor, turbina (si aplica) y motor. Cada uno se ha evaluado mediante correlaciones técnico-económicas del tipo:

$$C = a \cdot UA^b$$

En particular, se han empleado valores propuestos por estudios específicos sobre ciclos de CO₂ supercrítico, con exponentes $b \approx 0,75$. A la suma de los costes base se aplican tres factores multiplicativos:

$$\text{CAPEX} = (C_{\text{AHX}} + C_{\text{REC}} + C_{\text{WHX}} + C_C + C_T + C_M) \cdot 1,30 \cdot 1,25 \cdot \left(\frac{596,2}{567,5}\right)$$

Estos factores corresponden a:

- 1,30: margen por contingencias técnicas, imprevistos y ajustes del diseño,
- 1,25: factor de costes indirectos de integración, instalación y puesta en marcha,
- (596,2 / 567,5): ajuste por inflación hasta el año base 2020 (CEPCI u otro índice).

En los casos con integración de almacenamiento térmico, se añade:

$$\text{CAPEXTES} = 100 \cdot \text{ETES}$$

siendo E_{TES} la energía acumulada (kWht/día) necesaria para cubrir la demanda diferida.

Estimación del OPEX

El coste operativo anual del sistema se compone de dos elementos:

1. Coste de electricidad:

$$\text{OPEX}_e = \frac{\dot{W}_M \cdot H_d \cdot 365 \cdot \text{PPA}}{1000}$$

donde \dot{W}_M es la potencia eléctrica del motor de accionamiento de la bomba y **PPA** es el precio medio de la electricidad, que varía según el perfil de operación:

- 40 €/MWh para operación solar (7 h/día),
- 55 €/MWh para operación extendida con viento (12 h/día),
- o un valor ponderado para perfiles mixtos.

2. Coste de operación y mantenimiento (O&M):

$$\text{OPEX}_{\text{OM}} = 0,025 \cdot \text{CAPEX}$$

Coste operativo total:

$$\text{OPEX} = \text{OPEX}_e + \text{OPEXOM}$$

El LCOH resultante permite comparar distintas configuraciones del sistema (presión, salto térmico, potencia instalada, horas de operación, etc.) en términos de competitividad económica. No se han considerado en esta fase ingresos adicionales por valorización ambiental (emisiones evitadas, CAEs o certificados de ahorro), estos aspectos, junto con el análisis comparativo de viabilidad técnica y económica, se desarrollan en el Capítulo 4.

Capítulo 4. RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en EES, evaluando tanto el rendimiento energético como la viabilidad económica del sistema propuesto. El análisis se centra en dos configuraciones principales del ciclo inverso de Brayton con CO₂. La primera, denominada Brayton X, corresponde a un ciclo supercrítico simplificado sin regeneración, diseñado para entregar una única corriente de vapor útil. La segunda, conocida como Brayton FIN, representa un modelo optimizado que incorpora regeneración térmica, permite operar en régimen subcrítico o supercrítico en función de la temperatura de la fuente, y ajusta los saltos térmicos en los intercambiadores para maximizar el rendimiento global.

Las simulaciones abarcan diferentes escenarios industriales, considerando variaciones en parámetros clave como la temperatura de la fuente residual (50 °C y 100 °C), las presiones operativas, los saltos térmicos en los intercambiadores (10 °C y 5 °C), y las horas diarias de operación (7 y 12 horas). Estas condiciones permiten evaluar el impacto de la escala y la estrategia operativa sobre el COP, la inversión en superficie de intercambio (UA) y el LCOH.

El capítulo se organiza en tres bloques. En primer lugar, se analizan los resultados del modelo Brayton X, destacando sus limitaciones y posibles aplicaciones. A continuación, se presentan los resultados del modelo Brayton FIN, subrayando las mejoras en eficiencia y flexibilidad operativa. Por último, se discuten los resultados económicos globales, incluyendo el impacto del TES y los criterios de selección tecnológica más adecuados según las características del caso de uso. Este análisis busca ofrecer una visión integral del sistema en distintos contextos industriales, identificando los compromisos entre eficiencia, coste y viabilidad técnica.

4.2 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS CONFIGURACIONES

4.2.1 MODELO BRAYTON BAJA PRESIÓN

El modelo Brayton baja presión corresponde a la primera configuración funcional del sistema, basada en un ciclo Brayton inverso con CO₂ operando en régimen supercrítico. Esta versión se diseñó para validar la capacidad del sistema de generar vapor útil desde una fuente térmica residual de baja calidad, con una arquitectura completa que incluye todos los elementos principales del ciclo: compresor, batería de aire (AHX), turbina, intercambiador agua-CO₂ (WHX) y TES con lecho de rocas.

A diferencia de configuraciones transcritical multiproducto, que requieren dos puntos de entrega térmica para aprovechar distintas temperaturas del ciclo, el modelo Brayton baja presión se basa en una única cesión de calor útil. El ciclo está cerrado, y el calor se entrega al aire en un único punto previo a la compresión. Esta configuración permite calentar el aire hasta temperaturas elevadas (250–300 °C), que luego se transfieren al TES, desde donde se recupera energía térmica para generar vapor saturado. El aire se comporta como fluido intermedio entre el ciclo y el almacenamiento, y no se requiere precalentamiento de condensados u otras demandas paralelas. La disposición general del sistema se muestra en la Figura 12, donde se representa el esquema de flujo del ciclo.

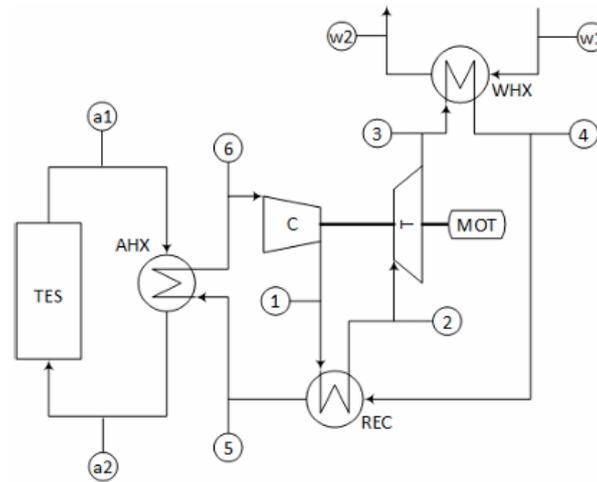


Figura 12: Esquema de flujo del ciclo. Elaboración propia

Desde el punto de vista termodinámico, este enfoque presenta una ventaja operativa clara: permite producir vapor desde agua líquida a presión, sin necesidad de etapas térmicas previas ni doble aprovechamiento. El calor cedido por el CO₂ tras la expansión es suficiente para alcanzar temperaturas en el aire que garantizan un salto térmico adecuado con el agua de proceso. La temperatura del aire a la salida del ciclo (T_{a2}) es directamente la temperatura de entrada al TES, lo que valida su integración práctica.

La presión del lado de baja (P_3) condiciona de forma decisiva el comportamiento termodinámico del ciclo Brayton baja presión, afectando directamente tanto al COP como al salto térmico disponible para el calentamiento del agua residual (ΔT_w). Dado que el ciclo se ha concebido para operar en entornos industriales con variabilidad en la calidad térmica de la fuente, se ha evaluado el impacto de P_3 mediante un análisis paramétrico a distintas temperaturas de entrada del agua (T_{w1}), considerando dos configuraciones límite: 20 bar (régimen subcrítico) y 88.54 bar (régimen supercrítico).

Tal y como se muestra en la Figura 13 el COP presenta un comportamiento inverso en función de la temperatura de la fuente y del régimen de operación. Para temperaturas por debajo de 60 °C, la opción subcrítica (20 bar) ofrece un COP superior al obtenido en régimen supercrítico. Esto se debe a que, a presiones bajas, el trabajo requerido por el compresor es menor, y se facilita una mayor recuperación térmica al mantener un salto de entalpía más

elevado. Sin embargo, a medida que la temperatura de entrada aumenta, el ciclo se beneficia más del funcionamiento a alta presión: por encima de 60 °C, el COP asociado a 88.54 bar supera al de 20 bar, reflejando una mejor eficiencia del sistema cuando la fuente térmica ofrece suficiente calidad.

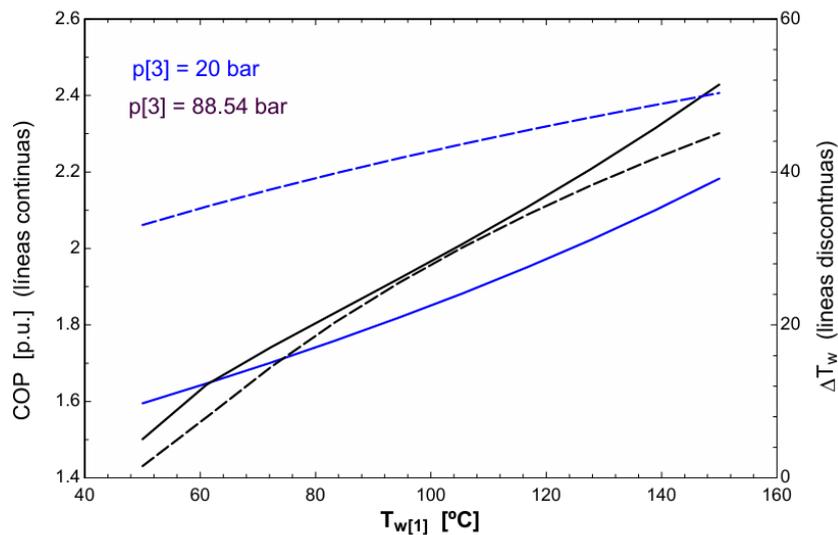


Figura 13: Evolución del COP y del salto térmico del agua ΔT_w . Elaboración propia a partir de simulaciones en EES

En paralelo, la evolución del salto térmico ΔT_w se analiza en la Figura 13. En esta representación se observa que el salto térmico disponible con una presión de 20 bar es sistemáticamente superior en todo el rango de temperaturas estudiado. Este comportamiento se debe a que, en régimen subcrítico, el CO_2 tras la expansión mantiene temperaturas significativamente más altas en relación con el agua, lo que permite calentarla más eficientemente y con menor caudal. En contraste, cuando el ciclo opera a 88.54 bar, el salto térmico desciende de forma notable al disminuir T_{w1} , hasta valores que pueden comprometer la viabilidad del intercambiador agua- CO_2 en aplicaciones con fuentes de baja temperatura.

La interpretación conjunta de ambos gráficos permite establecer una estrategia operativa clara:

- Para temperaturas T_{w1} inferiores a $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, se selecciona una presión de 20 bar. En este intervalo, el sistema presenta un COP competitivo y, además, garantiza un ΔT_w suficientemente alto como para reducir el caudal másico de agua y abaratar el dimensionado del intercambiador.
- Para temperaturas T_{w1} superiores a $80\text{ }^{\circ}\text{C}$, se opta por 88.54 bar, ya que el COP mejora de forma significativa y el menor salto térmico es aceptable gracias a la mayor calidad térmica de la fuente.

Este umbral de $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ se adopta como punto de transición entre ambos regímenes, no solo por la evolución del COP, sino también para asegurar un aprovechamiento térmico eficaz en condiciones reales de operación. La estrategia busca así maximizar la eficiencia energética sin comprometer la funcionalidad térmica del sistema ni sobredimensionar los intercambiadores. Como se considera más realista una temperatura de entrada del agua de proceso en torno a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, este valor se ha seleccionado como caso base para los resultados detallados en régimen estacionario.

El comportamiento del ciclo Brayton baja presión se representa sobre el plano presión–entalpía (P – h), también conocido como diagrama de Mollier. Este tipo de representación es especialmente útil para ciclos cerrados que emplean CO_2 en régimen supercrítico, ya que permite visualizar simultáneamente los cambios de presión y contenido energético del fluido, así como su relación con las distintas regiones de estado (subcrítico, supercrítico y bifásico).

En la Figura 14 se muestra el trazado completo del ciclo Brayton baja presión, superpuesto a las curvas características del CO_2 . El eje horizontal representa la entalpía específica, h [kJ/kg], mientras que el eje vertical muestra la presión absoluta, P [bar], en escala logarítmica. Esta representación facilita la identificación de las transformaciones energéticas del fluido junto con sus variaciones de presión, permitiendo una interpretación clara del rendimiento del sistema.

En el gráfico se han incluido:

- La campana de saturación del CO₂, que delimita el cambio de fase entre líquido y vapor.
- Las isoterma, que permiten identificar el nivel térmico del fluido en cada punto del ciclo.
- El ciclo termodinámico completo, con numeración de los seis puntos clave (1 a 6).

El ciclo se desarrolla íntegramente en la región de vapor sobrecalentado. Esto garantiza que el fluido no experimenta cambio de fase durante el proceso, evitando condensación o ebullición, lo que facilita el control del sistema y mejora su estabilidad operativa.

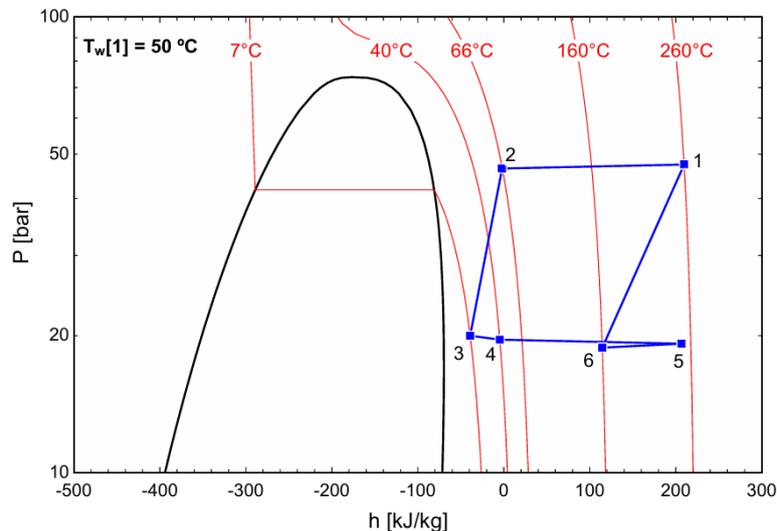


Figura 14: Diagrama de Mollier ($P-h$) del ciclo. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES

Las etapas del ciclo se interpretan de la siguiente forma:

- **1 → 2: Cesión de calor en el regenerador:** El CO₂ que abandona el compresor transfiere calor al CO₂ que se ha precalentado en la fuente térmica.
- **2 → 3: Expansión en turbina:** El fluido se expande, generando trabajo útil. La presión y la entalpía disminuyen de forma significativa.

- **3 → 4: Absorción de calor del agua (WHX):** El CO₂ toma calor de la fuente térmica. El salto térmico depende del valor de entrada del agua (T_{wi}). La presión se mantiene aproximadamente constante.
- **4 → 5: Absorción de calor en el regenerador:** El CO₂ precalentado en la fuente toma el calor del CO₂ que sale del compresor.
- **5 → 6: Cesión de calor al aire:** El CO₂ cede calor al lazo de aire, que lo almacena en el lecho de rocas.
- **6 → 1: Compresión:** El CO₂ se comprime para ganar temperatura y cerrar el ciclo.

A partir de las condiciones descritas y tras justificar la elección de una temperatura de entrada del agua residual de 50 °C como caso base, se ha desarrollado una simulación del modelo Brayton baja presión en régimen estacionario. Esta temperatura representa un escenario realista de integración con fuentes térmicas residuales de baja calidad, típicas en procesos industriales.

Los resultados obtenidos muestran un COP de 1.60, valor que se considera adecuado para un sistema sin regeneración interna. El salto térmico del agua en el intercambiador agua–CO₂ (WHX) es de 33.06 °C, lo que permite reducir el caudal de agua necesario y, en consecuencia, minimizar el tamaño y el coste del intercambiador. Esta configuración resulta especialmente ventajosa desde el punto de vista económico y operativo.

El caudal másico de CO₂ requerido es de 29.01 kg/s, para absorber una potencia térmica de 1000 kW del agua de proceso. El trabajo neto del ciclo asciende a 1681 kW, con una potencia consumida por el compresor de 2760 kW y una potencia recuperada en la turbina de 1079 kW.

En la Tabla 4 se resumen los principales indicadores de eficiencia energética, potencias, saltos térmicos y coeficientes de diseño utilizados. Se incluyen también los rendimientos internos de los equipos, las pérdidas de presión relativas (Δp) y los acercamientos empleados en cada uno de los intercambiadores (AHX, REC, WHX), todos ellos fijados en 10 °C.

Tabla 4: Principales parámetros de diseño

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
COP	1.595	\dot{m}	29.01 kg/s	ΔT_w	33.06 °C
q_a	92.41 kJ/kg	\dot{Q}_a	2681 kW	q_{rec}	211.6 kJ/kg
\dot{Q}_{REC}	6139 kW	q_w	34.47 kJ/kg	\dot{Q}_w	1000 kW
w_C	95.14 kJ/kg	\dot{W}_C	2760 kW	w_T	37.2 kJ/kg
\dot{W}_T	1079 kW	w_M	57.94 kJ/kg	\dot{W}_M	1681 kW
$\Delta T_{aire-agua}$	10 °C	$\Delta T_{aire-roca}$	10 °C	$\Delta T_{roca-aire}$	10 °C
η_C	0.85	η_T	0.90	Δp	0.02 p.u.
PPAHX	10	PPREC	10	PPWHX	10

Por otro lado, la Tabla 5, la de propiedades termodinámicas del CO₂, recoge las condiciones de presión, temperatura, entalpía y entropía en los seis puntos clave del ciclo

Tabla 5: Propiedades termodinámicas del CO₂

unto	T _i [°C]	T _{a,i} [°C]	T _{w,i} [°C]	s _i [kJ/kg·K]	h _i [kJ/kg]	h _{s,i} [kJ/kg]	p _i [bar]	T _{agua,i} [°C]
1	260	150	50	-0.2012	209.6	195.3	47.46	120
2	65.83	240	16.94	-0.6924	-2.006		46.51	210
3	6.94			-0.6775	-39.21	-43.34	20.00	
4	40			-0.5577	-4.741		19.60	
5	250			-0.03835	206.9		19.21	
6	160			-0.2283	114.5		18.82	

Los resultados termodinámicos confirman que la temperatura del CO₂ a la salida del compresor (T₁) alcanza los 260 °C, valor suficiente para calentar el aire hasta 150 °C. Esta temperatura permite, tras su paso por el almacenamiento térmico en lecho de rocas, suministrar agua de proceso a 210 °C, cumpliendo así con los requerimientos de diversas aplicaciones industriales en sectores como la alimentación, química o automoción.

En resumen, el modelo Brayton baja presión presenta un buen equilibrio entre eficiencia energética, simplicidad constructiva y flexibilidad de integración con almacenamiento térmico. La elección de operar a 20 bar en el lado de baja presión permite maximizar el COP y mantener un salto térmico apreciable, lo que se traduce en menores caudales, intercambiadores más compactos y una integración más sencilla en entornos industriales reales.

4.2.2 BRAYTON ALTA PRESIÓN

El modelo Brayton alta presión representa una evolución optimizada del sistema anterior, concebida para mejorar tanto la eficiencia energética como la viabilidad constructiva en escenarios con fuentes térmicas de media-alta calidad ($T_{w1} > 80\text{ °C}$). El rediseño se fundamenta en una disposición alternativa del intercambiador aire- CO_2 (AHX), que en este caso se ubica en el lado de alta presión, a la salida del compresor. Esta modificación responde a criterios de rendimiento: al ubicar el AHX en la impulsión, se consigue una mayor temperatura del CO_2 a la entrada del intercambiador, lo que se traduce en un mayor COP.

La decisión se basa en que, para temperaturas residuales superiores a 80 °C , el COP se maximiza cuando el ciclo opera a presiones elevadas (inferiores a 85 bar). En el caso analizado, esta presión se corresponde con una salida del compresor en torno a 47 bar (lado de baja ≈ 20 bar), lo cual permite mantener la presión dentro de los límites mecánicamente aceptables para un diseño de batería de aletas estándar. Al no superar los 85 bar, se garantiza que el intercambiador pueda construirse con tubos de espesores razonables sin comprometer la seguridad estructural.

El esquema térmico del ciclo se mantiene consistente con la arquitectura general del sistema: el CO_2 extrae energía en el intercambiador agua- CO_2 (WHX), cede calor al aire en el AHX, y este aire carga el almacenamiento térmico en lecho de rocas (TES). Durante la descarga, el aire recircula y transfiere calor al agua de proceso. El recorrido térmico completo se mantiene: $\text{CO}_2 \rightarrow \text{aire} \rightarrow \text{rocas} \rightarrow \text{aire} \rightarrow \text{agua}$, con acercamientos térmicos de 10 °C entre etapas para garantizar un diseño modular con intercambiadores indirectos y UA razonables.

Como criterio de diseño, se ha fijado que la temperatura del CO_2 a la salida del compresor (T_2) sea 40 °C superior a la temperatura objetivo del agua caliente, alcanzando valores de entre 160 °C y 250 °C . Esta condición permite calentar el aire intermedio hasta $200\text{--}290\text{ °C}$, asegurando la entrega térmica deseada para aplicaciones industriales con requerimientos de 120 °C o 210 °C en el agua de proceso.

La disposición general del ciclo se ilustra en la Figura 15.

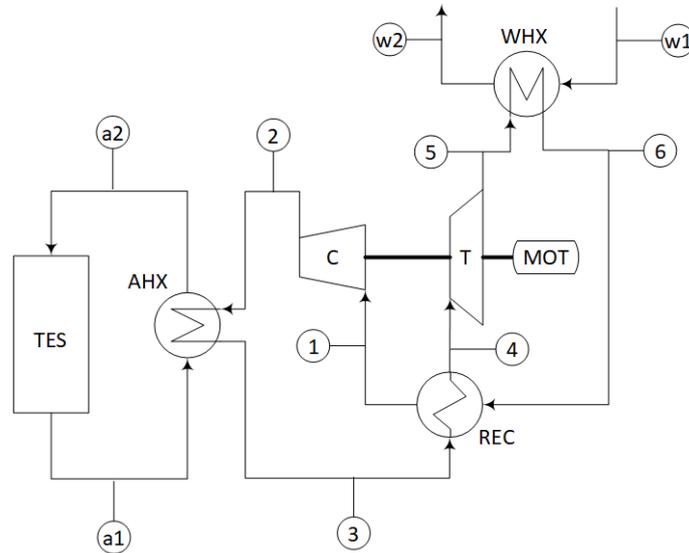


Figura 15: Esquema de flujo del ciclo. Elaboración propia.

La representación termodinámica del modelo Brayton alta presión se muestra en la Figura 16, trazada sobre el diagrama presión–entalpía (P–h) del CO₂. El ciclo completo se desarrolla en régimen subcrítico, con presiones que oscilan entre 20 y 51 bar, y entalpías entre aproximadamente –50 y 200 kJ/kg.

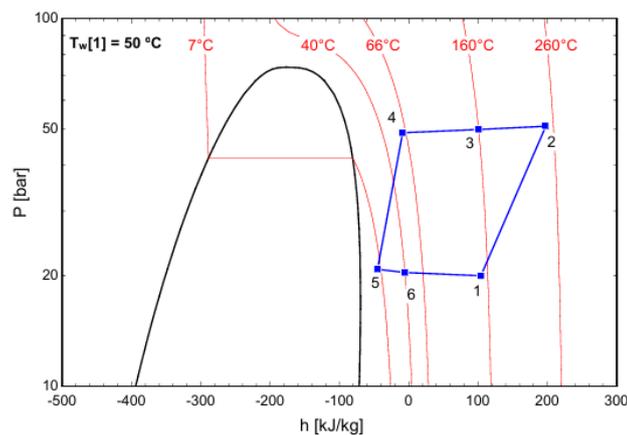


Figura 16: Diagrama de Mollier (P–h) del ciclo. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES

Se identifican claramente las seis etapas del ciclo:

- **1→2:** Compresión del CO₂ desde la presión mínima (~20 bar) hasta la presión de entrada al AHX.
- **2→3:** Cesión de calor al aire en el intercambiador AHX (flujo cruzado), a presión constante y con temperatura elevada tras la compresión.
- **3→4:** Enfriamiento de la corriente de alta presión en el recuperador.
- **4→5:** Expansión en turbina, con caída de presión desde ~51 a ~50 bar y reducción significativa de entalpía.
- **5→6:** Intercambio de calor con el agua de proceso en el WHX, donde el CO₂ entrega energía y se enfría a presión prácticamente constante.
- **6→1:** Absorción de calor por parte de la corriente de baja presión en el regenerador.

La ubicación del ciclo respecto a la campana de saturación y las isoterms confirma el diseño con condiciones térmicas elevadas y presiones moderadas, ajustadas para maximizar el COP sin comprometer la integridad del intercambiador.

En la Tabla 6 se recogen los principales parámetros termodinámicos obtenidos para el modelo operando en condiciones estacionarias, con una temperatura de entrada del agua de proceso de 50 °C y una presión en el lado de baja de 20 bar. Esta configuración corresponde a la estrategia óptima identificada en el análisis paramétrico previo para temperaturas inferiores a 80 °C.

Tabla 6: Principales parámetros de diseño

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
COP	1.689	\dot{m}	25.33 kg/s	ΔT_w	37.68 °C
q_a	96.76 kJ/kg	\dot{Q}_a	2451 kW	q_{rec}	109.0 kJ/kg
\dot{Q}_{REC}	2761 kW	q_w	39.48 kJ/kg	\dot{Q}_w	1000 kW
w_C	94.02 kJ/kg	\dot{W}_C	2381 kW	w_T	36.74 kJ/kg
\dot{W}_T	930.7 kW	w_M	57.28 kJ/kg	\dot{W}_M	1451 kW
$\Delta T_{aire-agua}$	10 °C	$\Delta T_{aire-roca}$	10 °C	$\Delta T_{roca-aire}$	10 °C
η_C	0.85	η_T	0.90	Δp	0.02 p.u.
PPAHX	10	PPREC	10	PPWHX	10

Los resultados muestran un COP de 1.689, superior al obtenido en el modelo de baja presión para las mismas condiciones de entrada. Esta mejora se debe principalmente a la mayor temperatura alcanzada por el CO₂ a la salida del compresor ($T_1 = 150$ °C), que permite incrementar el salto térmico útil en el AHX y reducir el consumo específico de trabajo.

El caudal másico del CO₂ se ajusta a 25.33 kg/s para tomar una potencia térmica de 1000 kW del agua de proceso. La potencia de compresión (\dot{W}_C) es de 2381 kW, mientras que la recuperación en la turbina (\dot{W}_T) es de 930.7 kW, lo que resulta en un balance de trabajo neto (\dot{W}_M) de 1451 kW. El intercambiador de recuperación (REC) entrega 2761 kW, lo que representa una contribución clave a la eficiencia global del sistema.

El salto térmico en el agua (ΔT_w) alcanza 37.68 °C, una mejora relevante frente a los 33.06 °C del modelo de baja presión, que implica una reducción del caudal de agua requerido para entregar la misma potencia térmica útil, y por tanto menores dimensiones del WHX.

En conjunto, estos valores confirman el mejor comportamiento técnico del modelo Brayton alta presión en condiciones de fuente térmica moderada ($T_{w1} = 50$ °C), con una configuración más eficiente y equilibrada que la alternativa de baja presión, manteniendo a su vez compatibilidad con componentes constructivos viables.

El análisis punto a punto del ciclo permite validar el cumplimiento de las condiciones termodinámicas deseadas en cada etapa del proceso y verificar la coherencia interna del modelo. A continuación, se presenta la tabla 7 con las propiedades termodinámicas del CO₂

en cada uno de los puntos clave del ciclo, incluyendo presiones, entalpías, entropías e intercambios térmicos con el agua y el aire. Esta información complementa el diagrama de Mollier mostrado previamente y ofrece una base sólida para la evaluación del comportamiento global del sistema.

Tabla 7: Propiedades termodinámicas del CO₂

Punto	Ti [°C]	Tagua,i [°C]	Ta,i [°C]	Tw,i [°C]	hi [kJ/kg]	hs,i [kJ/kg]	pi [bar]	si [kJ/kg-K]	hCO ₂ ,i [kJ/kg]	hagua,i [kJ/kg]
1	150	120	150	50	103.9		20	-0.2641	104.1	
2	250	210	240	12.55	197.7	183.6	50.98	-0.2369	100.7	51.58
3	160				100.7		49.96	-0.4368		
4	62.21				-8.772		48.96	-0.7205	-8.959	
5	2.546				-45.22	-49.27	20.82	-0.7057		
6	40				-5.526		20.41	-0.5672	-5.121	

En conjunto, estos resultados confirman el mejor comportamiento técnico del modelo Brayton alta presión en condiciones de fuente térmica moderada ($T_{w1} = 50\text{ °C}$), con una configuración más eficiente y equilibrada que la alternativa de baja presión, manteniendo a su vez compatibilidad con componentes constructivos viables. Cabe destacar, además, que si se reducen los saltos térmicos y las pérdidas de presión en los intercambiadores (por ejemplo, ajustando ΔT y acercamientos a 5 °C), se observa un incremento adicional en el rendimiento, alcanzando valores de COP en torno a 1.76 con esta misma disposición, lo que refuerza aún más su potencial.

Este análisis técnico sienta las bases para el estudio económico que se abordará en el siguiente capítulo, donde se compararán ambas configuraciones desde el punto de vista de inversión (CAPEX), costes operativos (OPEX) y coste nivelado de calor (LCOH), con el objetivo de evaluar la viabilidad global del sistema y su aplicación en la industria.

Capítulo 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta los resultados del análisis económico aplicado al modelo Brayton. El objetivo es cuantificar el LCOH en distintas configuraciones operativas y determinar la viabilidad económica de esta tecnología frente a soluciones convencionales de generación térmica como la caldera de gas, el biometano o la resistencia eléctrica.

El estudio se centra en una temperatura de fuente constante de 50 °C y evalúa el impacto de tres variables clave: la potencia térmica útil, las horas de operación diaria y el salto térmico en los intercambiadores. A partir de las simulaciones paramétricas del modelo, se calcula el LCOH, junto con el CAPEX y el OPEX, incluyendo en todos los casos el coste del almacenamiento térmico.

Además del análisis técnico-económico, se valora el posible efecto de mecanismos de apoyo como los Certificados de Ahorro Energético (CAEs), recogidos en la categoría IND040 del sistema nacional. Estos certificados permiten acreditar el ahorro energético anual generado por el sistema y monetizarlo como ingreso único mediante agregadores acreditados. Aunque el valor unitario es reducido ($\approx 0,18$ €/kWh en 2024) y se limita a un solo año de operación, puede representar un ingreso adicional de hasta 400 €/kWt para configuraciones con alta carga horaria.

Los resultados permiten identificar umbrales mínimos de viabilidad en función del tamaño de planta y perfil de uso, así como estimar el efecto de incentivos o subvenciones en la rentabilidad del sistema.

5.2 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se ha implementado sobre el modelo desarrollado en EES, generando tablas paramétricas para diferentes combinaciones de potencia (1–10 MWt), acercamiento térmico (10 K / 25 K) y horas diarias de operación (7 / 12 h). En cada punto se calcula automáticamente el CAPEX, el OPEX y el LCOH.

La inversión se estima mediante correlaciones específicas para equipos sCO₂ publicadas en 2017[31], actualizadas al índice CEPCI de 2020[32]. Se considera una vida útil de 20 años, sin reinversiones, y un WACC del 7,5 %. El coste eléctrico se valora con un PPA constante de 40 €/MWh.

Se simulan dos regímenes de operación (7 y 12 horas/día), suponiendo funcionamiento todos los días del año. Aunque el OPEX se incrementa con más horas de funcionamiento, el efecto neto sobre el LCOH es positivo, debido al reparto de la inversión en un mayor número de horas útiles. En todos los casos se incluye la inversión asociada al almacenamiento térmico en lecho de roca.

5.3 RESULTADOS TÉCNICO–ECONÓMICOS DEL SISTEMA BRAYTON

5.3.1 INFLUENCIA DEL TAMAÑO DE PLANTA

El tamaño de planta es el factor que más condiciona la viabilidad económica del sistema Brayton. La inversión fija en equipos (compresores, turbomáquinas, intercambiadores) penaliza especialmente a potencias pequeñas, mientras que el consumo eléctrico y el rendimiento (COP) apenas varían con la escala. Esta sección analiza el comportamiento del LCOH, el CAPEX y el OPEX al incrementar la potencia útil desde 1 hasta 10 MWt.

Se han considerado cuatro escenarios representativos combinando dos valores de acercamiento térmico (PP = 10 K y 25 K) con dos regímenes de operación (Hd = 7 h/día y 12 h/día). En todos los casos, la temperatura de la fuente térmica se mantiene constante en 50 °C, y se incluye el coste del almacenamiento térmico.

5.3.1.1 Resultados para $PP = 25 K$ y $Hd = 7 h/día$

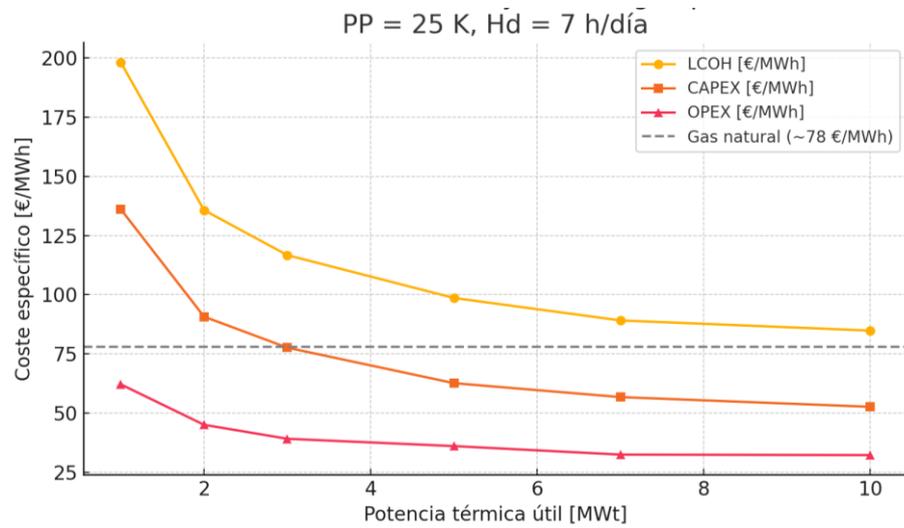


Figura 17: Evolución del LCOH, CAPEX y OPEX según la potencia útil. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES

La figura 17 muestra con claridad la fuerte economía de escala asociada a la potencia térmica útil:

- El LCOH disminuye significativamente con la potencia, desde 198,2 €/MWh a 1 MWt hasta 84,8 €/MWh a 10 MWt.
- El CAPEX específico cae de forma aún más pronunciada, bajando un 61 % entre 1 y 10 MWt.
- El OPEX, en cambio, apenas varía: desciende de 62,1 a 32,2 €/MWh, manteniéndose plano desde 5 MWt.
- La línea discontinua gris representa el coste del gas natural³ (≈ 78 €/MWh útil), tomado como referencia. En este escenario, solo se cruza esa barrera a partir de 10 MWt, lo que marca un umbral mínimo de viabilidad sin subvenciones.

³ Se ha empleado una mezcla de gas natural con biometano. Más adelante se justifica este número.

Este comportamiento confirma que el sistema Brayton, con configuración regenerativa en alta presión y ΔT de diseño de 25 K, no es competitivo en pequeña escala, pero puede serlo a gran escala (≥ 10 MWt), especialmente si se optimiza la integración y se accede a tarifas eléctricas competitivas.

5.3.1.2 Resultados para $PP = 25$ K y $Hd = 12$ h/día

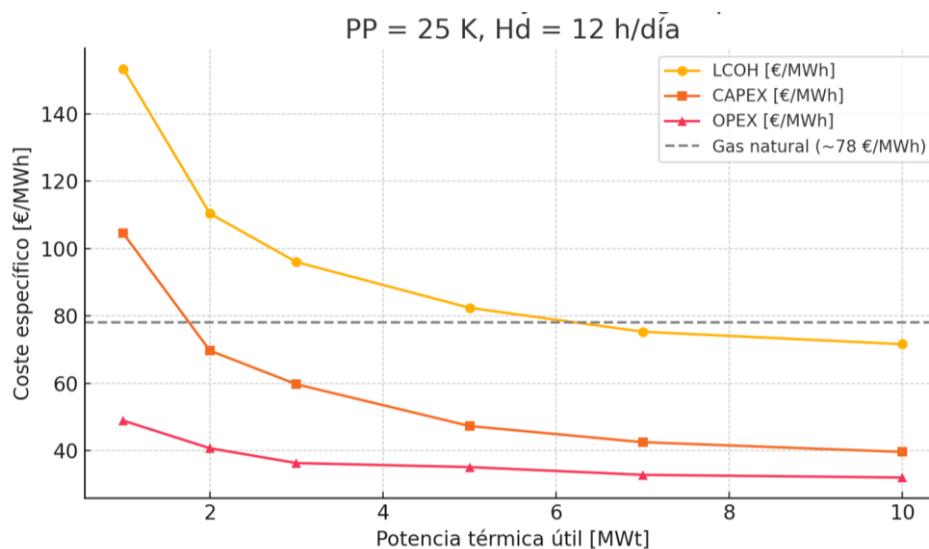


Figura 18: Evolución del LCOH, CAPEX y OPEX según la potencia útil. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES.

En este escenario, el aumento de las horas de operación permite una mayor amortización del CAPEX, reduciendo de forma notable el LCOH, como se aprecia en la figura 18:

- El LCOH desciende hasta 71,6 €/MWh en 10 MWt, por debajo del umbral de referencia del gas natural desde 5 MWt.
- El CAPEX específico baja de 104,5 €/MWh (1 MWt) a 39,6 €/MWh (10 MWt), una reducción del 62 %.
- El OPEX específico se mantiene casi constante, entre 49 y 32 €/MWh, con ligeras mejoras debido a la mayor carga horaria.

El efecto de operar el sistema 12 horas diarias reduce el LCOH en torno a un 15–25 % respecto al caso de 7 h/día, con mayor impacto relativo en plantas pequeñas. A partir de 5 MWt, el sistema logra ya un LCOH competitivo frente a calderas de gas, lo que abre la

posibilidad de su implantación incluso sin ayudas si se alcanzan esos tamaños y perfiles de operación.

Este escenario representa una condición más favorable para la viabilidad económica, particularmente en sectores con demanda térmica diurna continua y aprovechamiento eficiente del almacenamiento térmico.

5.3.1.3 Resultados para $PP = 10\text{ K}$ y $Hd = 7\text{ h/día}$

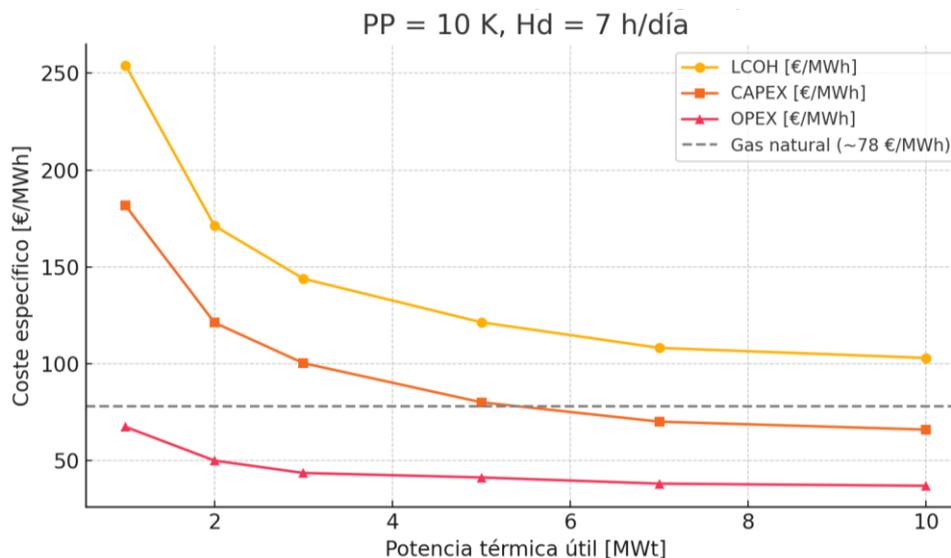


Figura 19: Evolución del LCOH, CAPEX y OPEX según la potencia útil. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES.

Este caso representa el diseño con menor acercamiento térmico en los intercambiadores, lo que mejora el COP del sistema, pero implica un aumento significativo del UA total y, por tanto, del coste de los equipos.

- El LCOH a 1 MWt se dispara a 254,1 €/MWh, y solo baja a 103,0 €/MWh incluso en 10 MWt, sin llegar a ser competitivo frente al gas.
- El CAPEX específico es muy elevado: 181,6 €/MWh en 1 MWt, y todavía 66,0 €/MWh en 10 MWt.
- El OPEX mejora ligeramente respecto al caso del $PP = 25\text{ K}$ (debido al mayor COP), pero la mejora no compensa el sobrecoste de inversión.

Este escenario pone de manifiesto que, aunque desde el punto de vista termodinámico reducir ΔT puede ser deseable, el impacto económico es negativo a potencias pequeñas y medias. El coste marginal de mejora del COP es excesivo, y el LCOH resultante no alcanza la competitividad ni siquiera a gran escala.

Este tipo de configuración podría valorarse solo en sistemas con alta carga horaria y acceso a ayudas relevantes para cubrir el sobrecoste de inversión en intercambiadores.

5.3.1.4 Resultados para $PP = 10\text{ K}$ y $Hd = 12\text{ h/día}$

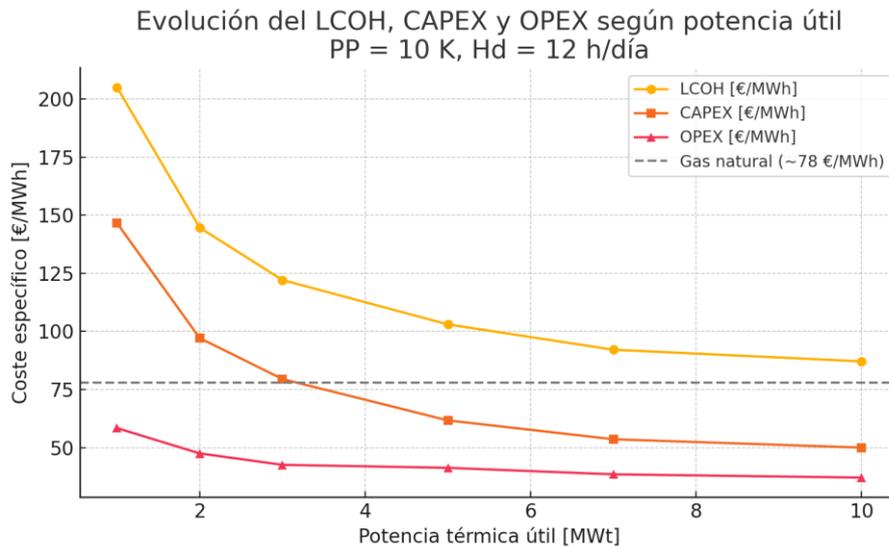


Figura 20: Evolución del LCOH, CAPEX y OPEX según la potencia útil. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES.

Este caso representa el límite teórico de rendimiento, combinando el acercamiento térmico más ajustado (10 K) con la máxima utilización diaria (12 horas), lo que permite una mejor amortización de la inversión.

- El LCOH baja a 87,1 €/MWh a 10 MWt, mejorando respecto al mismo diseño con 7 h/día (103,0 €/MWh), pero sin llegar aún a ser competitivo frente al gas.
- El CAPEX específico sigue siendo elevado (50,0 €/MWh a 10 MWt), aunque mejora sensiblemente frente al caso a 7 h/día (66,0 €/MWh).

- El OPEX se mantiene casi constante en torno a 37 €/MWh a máxima escala, resultado del mayor rendimiento térmico del sistema.

La combinación de baja ΔT y alta carga horaria reduce significativamente el LCOH frente al mismo sistema con 7 h/día, pero, aun así, este diseño solo se acercaría a la viabilidad con ayudas externas o en sectores con alta carga térmica sostenida. La penalización por la elevada inversión en UA sigue siendo el principal obstáculo, incluso amortizándolo más horas al año.

5.3.1.5 Discusión comparativa y criterios de viabilidad

Los resultados obtenidos permiten establecer criterios claros sobre la escalabilidad y viabilidad del sistema Brayton en función de la potencia térmica útil, el acercamiento térmico (PP) y el número de horas diarias de operación (Hd). La Figura 21 sintetiza el comportamiento del LCOH en los cuatro escenarios principales.

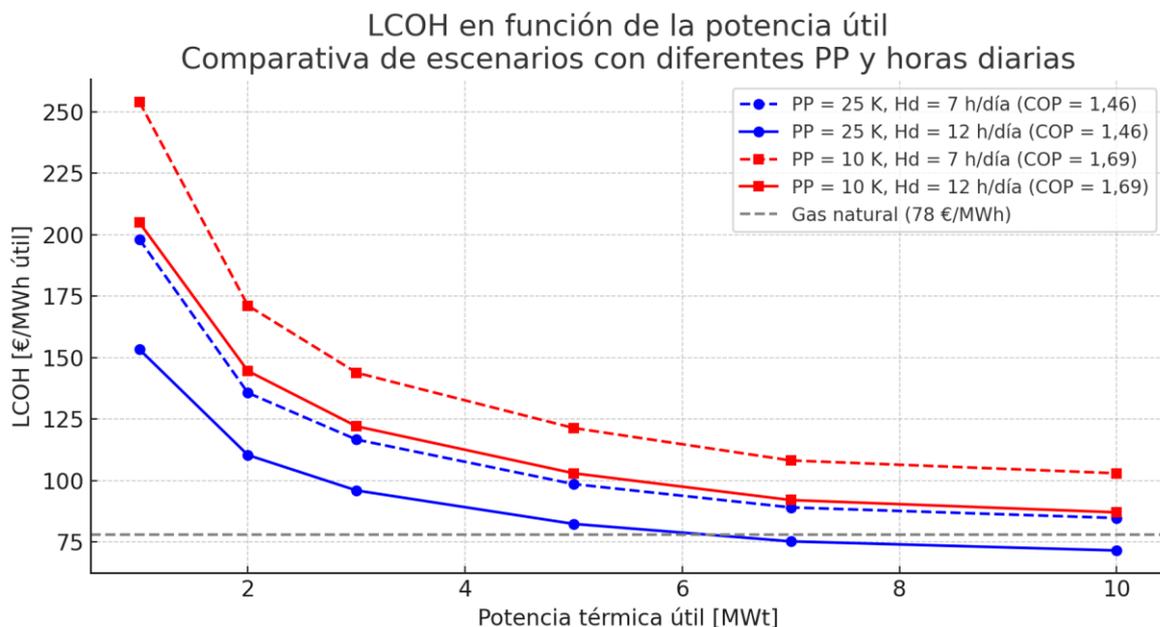


Figura 21: Comparativa de todos los escenarios. Elaboración propia a partir de simulaciones en EES.

La variable más determinante es la potencia térmica útil. A bajas potencias (1–3 MWt), todos los escenarios presentan un LCOH por encima de 100 €/MWh, lo que los sitúa fuera del

rango de competitividad frente a tecnologías convencionales como el gas natural o la resistencia eléctrica. A medida que se incrementa la escala, el sistema se beneficia de una fuerte economía de escala, con reducciones progresivas en el CAPEX específico y, en menor medida, en el OPEX.

El segundo factor clave es el número de horas de operación diaria. Pasar de 7 a 12 horas permite repartir la inversión en más energía útil generada al año, reduciendo el LCOH entre 10 y 20 €/MWh, con mayor impacto en potencias bajas. Esta mejora sitúa algunos escenarios (especialmente los del PP = 25 K) por debajo del umbral de 80 €/MWh antes de los 10 MWt.

En cuanto al salto térmico PP, su reducción de 25 K a 10 K mejora ligeramente el COP (de 1,46 a 1,69), pero el aumento de UA requerido dispara el coste de los intercambiadores. Esto penaliza severamente el CAPEX, haciendo que los diseños más eficientes desde el punto de vista termodinámico sean también los menos competitivos económicamente. Tal como muestra la Figura 21, en todos los rangos de potencia útil analizados, los escenarios con PP=25 K resultan en un LCOH más bajo que sus equivalentes a 10 K.

En conclusión, la configuración más robusta y viable económicamente es la del PP = 25 K y Hd = 12 h/día, alcanzando competitividad a partir de los 5 MWt incluso sin subvenciones. Esta opción combina un CAPEX razonable con un rendimiento aceptable, ofreciendo un equilibrio óptimo entre eficiencia térmica y coste de implantación. Los diseños con PP = 10 K, pese a su mejor COP, resultan económicamente desfavorables salvo que se financie parte de la inversión o se operen a muy alta escala.

5.4 DISCUSIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA Y VIABILIDAD DEL SISTEMA

Los resultados obtenidos en este capítulo confirman que el LCOH del sistema Brayton está fuertemente condicionado por la inversión inicial. En todos los escenarios analizados, el CAPEX representa el principal componente del LCOH, con una aportación relativa que oscila entre el 70 % y el 80 % en configuraciones de pequeña escala. Aunque el número de

horas diarias de operación y el COP influyen moderadamente en el OPEX, su efecto es limitado frente al peso estructural del coste de inversión.

Se ha considerado una vida útil del proyecto de 20 años, sin reinversiones ni actualizaciones de tarifa eléctrica. Las correlaciones de coste utilizadas corresponden a tecnología sCO₂, con datos base de 2017, actualizados mediante el índice CEPCI hasta 2020 para eliminar efectos inflacionarios coyunturales. Se ha adoptado un WACC del 7,5 %, y se ha valorado la electricidad mediante un contrato PPA fotovoltaico a 40 €/MWh. Todas las simulaciones incluyen la inversión en almacenamiento térmico en lecho de roca, lo que refuerza la solidez de los resultados.

Incluso en el escenario más favorable; con acercamiento térmico de 25 K, 12 horas de operación diaria y potencia útil ≥ 5 MWt, el LCOH solo logra situarse por debajo del umbral competitivo de 80 €/MWh. Para potencias menores, el sistema no resulta viable económicamente sin apoyo público. Como referencia, el coste útil del gas natural ha sido estimado en aproximadamente 78 €/MWh, considerando un precio de 50 €/MWh PCI, una eficiencia del 90 % y la mezcla actual con biometano en red (al 20,4 % con un coste estimado de 80 €/MWh). El cálculo resulta:

$$LCOH_{gas} = \left(\frac{50 \text{ €/MWh} \cdot (1 - 0,204)}{0,9} \right) + (80 \cdot 0,204) \approx 78 \text{ €/MWh}_{\text{útil}}$$

Frente a este valor de referencia, el sistema Brayton sólo puede alcanzar competitividad mediante la reducción sustancial del CAPEX, bien a través de economía de escala o mediante mecanismos de apoyo económico.

En este contexto, se ha analizado el impacto de los Certificados de Ahorro Energético (CAE), que permiten monetizar el ahorro eléctrico generado respecto a una caldera de referencia. Tomando como base una bomba con 1 kWt útil y COP = 1,69 (correspondiente al caso PP = 10 K), el consumo eléctrico se estima en 0,5921 kWe. Comparado con una resistencia eléctrica de 90 % de eficiencia, el ahorro neto anual es:

- Para 7 horas diarias:

$$(1,1111 - 0,5921) \cdot 7 \cdot 365 \approx 1326 \text{ kWh/año}$$

Para 12 horas diarias:

$$(1,1111 - 0,5921) \cdot 12 \cdot 365 \approx 2273 \text{ kWh/año}$$

Con un valor de mercado de 0,18 €/kWh en 2024, los ingresos equivalentes por CAE serían de 239 € y 409 €, respectivamente. En una planta de 1 MWt, esto representaría un ingreso único de 409.000 €, frente a una inversión estimada de 4,5 millones de euros, lo que supone cubrir en torno al 9 % del CAPEX. Es importante destacar que este ingreso se percibe una única vez, ya que los CAE se conceden por el ahorro acreditado en un solo año, sin que se acumule durante la vida útil del sistema.

Además del ahorro energético, el sistema Brayton permite evitar emisiones de CO₂ al sustituir la combustión directa de gas natural. Considerando un factor de emisión de 204 gCO₂/kWh PCI y una eficiencia del 90 % para la caldera de referencia, el CO₂ evitado asciende a 227 g por kWh térmico útil. En operación continua a 12 h/día durante 20 años, se evita un total de 20 tCO₂ por cada kWt instalado. Para una planta de 1 MWt, el potencial de reducción alcanza las 20.000 tCO₂. Aunque actualmente no existe un mecanismo directo de monetización de estas emisiones evitadas, este valor puede ser relevante para líneas de subvención ligadas a criterios de descarbonización o para programas futuros de créditos de carbono.

En conjunto, los resultados permiten extraer una conclusión clara: el sistema Brayton solo puede alcanzar viabilidad económica en instalaciones de media o gran escala, operando al menos 12 horas diarias y con una configuración térmica que priorice un equilibrio entre rendimiento y coste de intercambiadores (PP = 25 K). El rendimiento térmico (COP) más alto se logra con menores saltos térmicos, pero a costa de un incremento desproporcionado del CAPEX por aumento del área de intercambio. Las ayudas actuales como los CAEs pueden mejorar el retorno inicial, pero no sustituyen la necesidad de una financiación estructural que permita reducir el coste de implantación de la tecnología.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE MERCADO Y EMPRESAS

OBJETIVO

6.1.1 INTRODUCCIÓN

La descarbonización del calor industrial representa uno de los mayores retos tecnológicos y económicos en el proceso de transición energética. En Europa, aproximadamente el 30 % del consumo final de energía en la industria se destina a la generación de calor, gran parte del cual aún depende de combustibles fósiles como el gas natural[1]. Esta situación es especialmente crítica en sectores como el alimentario, papeler, químico o metalúrgico, donde existen elevados requerimientos térmicos por encima de 100 °C y una alta continuidad operativa[1], [24],[4].

En este contexto, las bombas de calor de alta temperatura surgen como una alternativa viable para sustituir sistemas térmicos convencionales, permitiendo una electrificación eficiente del calor de proceso. La tecnología estudiada en este trabajo; un sistema Brayton inverso con CO₂ e integración con almacenamiento térmico, responde a este desafío mediante un diseño que busca maximizar la eficiencia estacional y reducir el LCOH, especialmente en contextos con generación renovable y tarifas PPA competitivas.

El presente capítulo tiene como objetivo analizar el encaje de esta tecnología en el tejido industrial actual. Se estudia el mercado potencial atendible, se identifican los sectores con mayor viabilidad de adopción, se comparan sus prestaciones frente a soluciones alternativas y se valoran tanto las barreras como las oportunidades de implementación a corto y medio plazo. Además, se propone una primera aproximación a una estrategia de entrada al mercado, incluyendo posibles empresas objetivo y actores integradores que podrían participar en proyectos piloto o despliegues comerciales tempranos.

Este análisis resulta clave para vincular los resultados técnico-económicos obtenidos con un marco real de aplicación, facilitando así la evaluación de la viabilidad práctica y el impacto potencial de la tecnología en el proceso de descarbonización industrial.

6.2 EVALUACIÓN DEL MERCADO POTENCIAL

El mercado objetivo para tecnologías de bomba de calor de alta temperatura como el sistema Brayton desarrollado en este trabajo se concentra en sectores industriales con elevada demanda térmica, regímenes de operación prolongados y temperaturas de proceso por encima de los 100 °C[14][5]. Este perfil se ajusta principalmente a cuatro grandes ramas industriales:

- Industria alimentaria y de bebidas: con necesidades térmicas constantes para procesos de cocción, pasteurización, esterilización y limpieza, típicamente en el rango de 90–160 °C.
- Industria papelera: que requiere calor para el secado de pasta y papel, con temperaturas entre 100 y 160 °C y una gran regularidad en la operación.
- Industria química y farmacéutica: donde abundan procesos de calentamiento, destilación o reacción en rangos térmicos medios-altos, y que ya presentan cierta electrificación térmica en fases previas.
- Industria metalúrgica ligera o transformación de plásticos: con procesos de calentamiento controlado que permiten electrificación parcial mediante integración con almacenamiento.

En conjunto, estas industrias representan una fracción significativa del consumo térmico industrial europeo. Solo en España el consumo térmico industrial por encima de 100 °C supera los 60 TWh/año, lo que supone más de un tercio del calor industrial total[33]. De este volumen, al menos un 20–30 % podría ser técnicamente electrificable con tecnologías como la propuesta, lo que representa un mercado potencial de entre 3 y 6 GWt instalables, en un escenario conservador[4], [12].

Este potencial se ve reforzado por el contexto normativo actual. La nueva directiva europea de energías renovables (RED III) impone objetivos vinculantes de penetración renovable en

el calor industrial, y los precios del CO₂ del régimen ETS europeo han superado de forma estable los 70–90 €/tCO₂, encareciendo el uso del gas natural en procesos intensivos. Además, los programas nacionales de ayudas (PERTE descarbonización, líneas IDAE, CAEs) fomentan la inversión en tecnologías de calor renovable, especialmente si están vinculadas a almacenamiento térmico y operación flexible.[7]

Finalmente, es importante señalar que muchas de estas industrias cuentan con infraestructura eléctrica suficiente o posibilidad de contratación de PPAs, lo que abre la puerta a modelos energéticos sostenibles y económicamente viables en la medida en que se supere la barrera del CAPEX inicial.

6.3 COMPARACIÓN CON TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS

La tecnología desarrollada en este trabajo debe evaluarse no sólo por su rendimiento termodinámico y su LCOH, sino también por su posicionamiento frente a otras soluciones de generación térmica actualmente disponibles en la industria. A continuación, se analizan las principales tecnologías competidoras y se comparan sus ventajas y limitaciones frente al sistema Brayton con CO₂ supercrítico.

6.3.1 CALDERAS DE GAS NATURAL Y BIOMETANO

Las calderas de gas siguen siendo la opción predominante en la industria debido a su bajo CAPEX, flexibilidad y facilidad de operación. No obstante, su LCOH está condicionado por los precios del gas y las emisiones de CO₂ sujetas al régimen ETS[9]. Como se estimó en el capítulo anterior, el coste útil del gas se sitúa en torno a 78 €/MWh, incluyendo un 20 % de biometano, lo que representa un umbral de referencia clave.

Ventajas:

- Baja inversión inicial.
- Tecnología madura, robusta y ampliamente aceptada.
- Alta densidad energética y disponibilidad.

Limitaciones:

- Emisiones directas de CO₂.
- Volatilidad del precio del gas y exposición al mercado ETS.
- Limitada compatibilidad con electrificación o integración renovable.

6.3.2 RESISTENCIAS ELÉCTRICAS (CALEFACCIÓN DIRECTA)

La electrificación directa mediante resistencias ofrece una solución simple, modular y libre de emisiones locales, pero su eficiencia es muy baja ($COP = 1$), lo que implica elevados costes operativos.[11]

Ventajas:

- Inversión mínima.
- Control preciso y rápida respuesta.
- Integración directa con excedentes fotovoltaicos.

Limitaciones:

- Muy bajo rendimiento estacional.
- Coste operativo muy elevado (dependiente del precio eléctrico).
- No almacena ni gestiona la energía térmica de forma eficiente.

6.3.3 BOMBAS DE CALOR INDUSTRIALES CONVENCIONALES

Existen en el mercado bombas de calor de media temperatura (hasta 90–100 °C) que utilizan refrigerantes tradicionales o alternativos.[8] Algunas tecnologías emergentes alcanzan ya los 120–150 °C, pero a costa de una fuerte penalización en COP y sin considerar integración con TES.

Ventajas:

- Buen rendimiento en aplicaciones de baja temperatura.
- Comercialmente disponibles hasta cierto umbral térmico.
- Eficiencia energética superior a la resistencia eléctrica.

Limitaciones:

- Limitación técnica en temperatura de impulsión ($> 120\text{--}150\text{ }^{\circ}\text{C}$).
- Poca adaptación a condiciones industriales exigentes.
- Mayor sensibilidad al perfil térmico y a las condiciones ambientales.

6.3.4 SISTEMA BRAYTON CON CO_2 + TES (PROPUESTO)

La propuesta de este trabajo, basada en un ciclo Brayton regenerativo con integración de almacenamiento térmico, presenta una solución más robusta para contextos industriales exigentes, especialmente a partir de los $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ de demanda útil. Su rendimiento y versatilidad lo hacen atractivo para integrar con generación renovable y tarifas PPA.

Ventajas:

- Alcance térmico superior (hasta $200\text{--}250\text{ }^{\circ}\text{C}$).
- Buen equilibrio entre rendimiento estacional y compatibilidad con TES.
- Modularidad y escalabilidad a partir de 5 MWt.
- Potencial de descarbonización significativo.

Limitaciones:

- Alto CAPEX específico, especialmente en pequeña escala.
- Requiere integración térmica y diseño a medida.
- Dependencia de subvenciones o economías de escala para ser competitivo.

En resumen, el sistema propuesto no busca competir directamente con calderas de gas en todos los segmentos, sino posicionarse como una alternativa viable en nichos industriales con alto requerimiento térmico, disponibilidad eléctrica y sensibilidad a las emisiones. Su principal desafío es económico, no técnico.

6.4 BARRERAS Y FACTORES CONDICIONANTES PARA LA ADOPCIÓN

A pesar de su potencial técnico y ambiental, la adopción a gran escala de bombas de calor de alta temperatura como la desarrollada en este trabajo enfrenta una serie de barreras que deben ser cuidadosamente analizadas. Estas limitaciones no sólo condicionan la viabilidad económica, sino también la logística de implementación y el ritmo de despliegue tecnológico.

6.4.1 BARRERAS ECONÓMICAS

La principal barrera es el elevado CAPEX específico, especialmente en potencias inferiores a 5 MWt. Aunque el LCOH mejora notablemente con la escala y el número de horas de operación, los costes de inversión inicial pueden resultar disuasorios frente a soluciones convencionales como las calderas de gas. Esta situación obliga a recurrir a mecanismos de apoyo como subvenciones directas (PERTE), incentivos a la electrificación o ingresos indirectos vía CAEs.

Además, el sistema requiere cierta estabilidad en el precio de la electricidad (PPA o autoconsumo renovable) para mantener bajo control el OPEX, especialmente si se aspira a una explotación continua (≥ 12 h/día).

6.4.2 BARRERAS TÉCNICAS

Desde el punto de vista técnico, la bomba de calor Brayton requiere:

- Suficiente potencia eléctrica contratada, con perfiles de consumo elevado y sostenido.
- Espacio físico para la instalación del sistema completo (compresor, turbina, recuperador, TES).
- Condiciones adecuadas para la integración térmica, ya que el salto térmico y los caudales deben ajustarse a la red de calor existente.
- Disponibilidad de una fuente térmica residual a ≥ 50 °C, que no siempre está presente o aprovechable de forma continua.

Estas exigencias hacen que la tecnología no sea universalmente aplicable, sino más bien adecuada para instalaciones industriales con cierta complejidad energética y recursos térmicos subutilizados.

6.4.3 BARRERAS REGULATORIAS Y DE MERCADO

Aunque existen ayudas como los PERTE o los CAEs, su acceso está sujeto a criterios técnicos y administrativos exigentes. En particular:

- Los CAEs sólo se perciben una vez y no están plenamente desarrollados para bombas de calor de alta temperatura.
- Las líneas IDAE y los fondos europeos dependen de convocatorias puntuales y cofinanciación.
- La valorización del CO₂ evitado aún no se refleja directamente en los ingresos del promotor.

Por otra parte, el desconocimiento generalizado sobre las prestaciones y requerimientos de este tipo de tecnologías, tanto por parte de usuarios industriales como de ingenierías e instaladoras, representa una barrera de entrada adicional. La falta de casos de éxito comerciales en España dificulta la creación de confianza y la replicabilidad.

6.5 EMPRESAS OBJETIVO Y ESTRATEGIA DE ENTRADA AL MERCADO

El despliegue comercial de tecnologías como el sistema Brayton requiere identificar segmentos industriales concretos donde el encaje técnico–económico sea viable, y diseñar una estrategia de entrada al mercado que combine pilotaje, visibilidad y colaboración entre actores.

Los sectores con mayor potencial de adopción ya se han identificado (alimentación, papel, química, metalurgia ligera), pero no todas las empresas dentro de estos sectores tienen el perfil adecuado. Se priorizan aquellas que:

- Operan de forma continua o semicontinua (mínimo 12 h/día).
- Disponen de una fuente térmica residual ≥ 50 °C (ej. condensados, aire de secado).

- Tienen consumos térmicos superiores a 3–5 MWt.
- Presentan sensibilidad ambiental o compromisos de descarbonización.
- Pueden acceder a PPAs renovables o autoconsumo eléctrico.

Existen grandes grupos industriales en España que reúnen estas características y han mostrado interés en soluciones de electrificación térmica. Algunos ejemplos relevantes incluyen:

- Mahou San Miguel y Heineken (alimentación/bebidas): alto consumo térmico, compromiso Net Zero.
- Saica y Ence (papel y bioeconomía): integración térmica avanzada, instalaciones de gran escala.
- Repsol (química y refino): ya trabajan con pilotos de calor renovable y ciclos sCO₂ en otros contextos.
- Iberdrola, Naturgy o Acciona: como actores energéticos integradores con interés en calor industrial.

En paralelo, existen PYMEs industriales especializadas (ingenierías, fabricantes de intercambiadores, empresas EPC) que podrían actuar como integradores tecnológicos, facilitando la adopción a través de soluciones “llave en mano”.

El éxito de la implantación no pasa inicialmente por una comercialización masiva, sino por una estrategia progresiva basada en:

- Proyectos demostrativos en condiciones reales de operación, con apoyo institucional.
- Consorcios tecnológicos donde participen usuarios finales, proveedores, centros tecnológicos y financiadores.
- Divulgación de resultados y casos de uso, para generar confianza técnica y económica.
- Adaptación modular de la tecnología, facilitando su integración parcial o progresiva en procesos existentes.

Además, es recomendable alinear estas acciones con convocatorias públicas específicas (PERTEs, IDAE, HORIZON EU) que prioricen la descarbonización del calor industrial, lo que permitiría absorber parte del CAPEX inicial y reducir las barreras de entrada.

6.6 IMPLICACIONES INDUSTRIALES Y DE SOSTENIBILIDAD

La adopción de bombas de calor de alta temperatura como el sistema Brayton tiene implicaciones relevantes tanto para la sostenibilidad ambiental como para la competitividad del tejido industrial. En un contexto de electrificación progresiva y descarbonización forzada por regulación, esta tecnología representa una alternativa real para sustituir calderas de combustibles fósiles en procesos industriales térmicamente exigentes.

Desde el punto de vista ambiental, el potencial de reducción de emisiones es notable. Como se ha cuantificado en el capítulo anterior, una instalación de 1 MWt operando 12 horas al día durante 20 años puede evitar hasta 20.000 toneladas de CO₂ respecto a una caldera convencional de gas natural. Esta cifra, multiplicada por decenas o centenas de instalaciones industriales, representa un impacto sustancial sobre los objetivos climáticos nacionales y europeos[23].

En términos industriales, el uso de esta tecnología permite:

- Reducir la exposición a la volatilidad del gas natural y del mercado ETS.
- Revalorizar fuentes térmicas residuales actualmente desaprovechadas.
- Facilitar la integración de energías renovables en procesos industriales complejos.
- Mejorar la imagen corporativa y el cumplimiento de compromisos ESG.

No obstante, el impacto depende en gran medida de dos factores clave: el tamaño de planta y el número de horas de operación. Solo a partir de escalas superiores a 5 MWt y regímenes de al menos 12 h/día se alcanzan niveles de LCOH competitivos (< 80 €/MWh). Esto implica que su implantación será gradual y centrada inicialmente en instalaciones industriales medianas o grandes con perfiles térmicos estables.

Por otro lado, la necesidad de inversión inicial elevada puede actuar como freno, especialmente para pequeñas y medianas empresas. La disponibilidad de subvenciones (PERTE, CAEs, ayudas IDAE) y el desarrollo de modelos de financiación estructurada o mediante agregadores tecnológicos serán claves para acelerar su adopción[34].

En conjunto, el sistema Brayton no es una solución universal, pero sí una pieza estratégica para descarbonizar procesos industriales de media–alta temperatura en sectores intensivos, allí donde el perfil de operación, el acceso eléctrico y la presión regulatoria lo permitan.

Capítulo 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES GENERALES DEL ESTUDIO

Este trabajo ha desarrollado y evaluado una tecnología de bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con CO₂ supercrítico, orientada a la descarbonización del calor industrial mediante electrificación eficiente e integración con almacenamiento térmico. El modelo ha sido implementado en EES, incorporando regeneración interna y recuperación parcial del calor, y se ha validado bajo distintas condiciones de operación para fuentes térmicas de baja entalpía ($T_a = 50\text{ °C}$).

Los resultados confirman que el sistema es técnicamente viable, alcanzando temperaturas útiles superiores a 150–180 °C y valores de COP entre 1,4 y 1,7 en función del salto térmico adoptado. El diseño con intercambiador en alta presión y $PP = 25\text{ K}$ ha mostrado un equilibrio favorable entre eficiencia, robustez y coste.

Desde el punto de vista económico, el análisis paramétrico ha permitido estimar el CAPEX, OPEX y LCOH para distintas combinaciones de potencia térmica útil, número de horas de operación diaria y configuración del sistema. El LCOH obtenido se sitúa entre 85 y 200 €/MWh, con fuerte dependencia del tamaño de planta y el régimen de uso. Se observa una economía de escala significativa: solo a partir de 5–10 MWt y con operación de al menos 12 h/día se alcanzan valores por debajo del umbral competitivo de 78 €/MWh.

El CAPEX representa el principal condicionante para la viabilidad económica, especialmente en pequeña escala. El OPEX tiene un peso menor, gracias a la posibilidad de operar con electricidad a precio fijo mediante PPA. La inversión adicional en el TES se ha considerado en todos los escenarios, al ser imprescindible para garantizar flexibilidad y mantener la temperatura objetivo.

Por último, se ha evaluado el posible impacto de mecanismos de apoyo como los CAEs, con un efecto limitado sobre el LCOH. Las emisiones evitadas por cada unidad instalada son relevantes, con potencial de reducción de hasta 20 tCO₂/kWt en 20 años, lo que refuerza el valor estratégico de esta tecnología en sectores industriales intensivos.

En conjunto, el sistema Brayton se perfila como una opción prometedora para sustituir calderas fósiles en procesos térmicos exigentes, siempre que se den las condiciones adecuadas de escala, operación y acceso a apoyo económico.

7.2 RECOMENDACIONES PARA LA APLICACIÓN INDUSTRIAL

Los resultados obtenidos permiten definir una serie de condiciones mínimas para que el sistema Brayton sea viable desde el punto de vista técnico y económico. En primer lugar, la potencia térmica útil debe superar los 5 MWt, ya que por debajo de ese umbral el CAPEX específico se dispara y el LCOH no baja de 100 €/MWh incluso en los escenarios más favorables. A partir de 10 MWt se alcanza una economía de escala suficiente para competir con soluciones convencionales, especialmente si se dispone de operación continua.

El régimen horario es otro factor clave. Es recomendable operar al menos 12 h/día durante la mayor parte del año, ya que esto permite amortizar la inversión en equipos y reducir significativamente el LCOH. La operación a 7 h/día solo es justificable si existen subvenciones relevantes o si el sistema se integra con otro uso térmico complementario.

En cuanto al diseño térmico, se recomienda utilizar acercamientos de temperatura en los intercambiadores de al menos 25 K. Aunque un salto menor mejora el COP, el aumento de superficie de intercambio necesaria eleva el coste de forma desproporcionada, haciendo económicamente inviable el sistema. El diseño más robusto y equilibrado es el de PP = 25 K con operación a 12 h/día, que permite alcanzar LCOH por debajo de 80 €/MWh a partir de 5–6 MWt. En cuanto al diseño de presión, se recomienda operar a 20 bar cuando la fuente térmica esté por debajo de 80 °C, ya que esta configuración permite COP más elevados sin

comprometer el espesor de los tubos del intercambiador de aire (AHX). Por encima de ese umbral, resulta preferible utilizar 85 bar para maximizar la entrega de calor útil.

Desde el punto de vista industrial, el sistema es especialmente adecuado para sectores con perfiles térmicos estables y demanda en el rango de 120–180 °C. Se recomienda su aplicación en industrias alimentarias, papel, química y metalurgia ligera, especialmente en instalaciones que ya cuentan con autoconsumo eléctrico o posibilidad de contratar PPAs.

Es importante considerar el almacenamiento térmico como parte inseparable del sistema, no solo para mejorar la flexibilidad operativa, sino también para desacoplar la producción de calor del consumo eléctrico. El TES con lecho de rocas se ha mostrado adecuado, aunque representa una inversión adicional relevante que debe incluirse en el análisis económico desde el inicio.

Por último, se recomienda analizar en cada caso la posibilidad de acceder a ayudas a la inversión, líneas PERTE o ingresos derivados de CAEs. Aunque estos mecanismos no garantizan la viabilidad por sí solos, pueden mejorar sensiblemente la rentabilidad del proyecto y facilitar su implantación inicial.

7.3 LECCIONES APRENDIDAS Y BARRERAS DETECTADAS

A lo largo del desarrollo del modelo Brayton y del análisis técnico–económico asociado, se han identificado una serie de aprendizajes clave que condicionan tanto el diseño como la posible implementación industrial de esta tecnología.

En primer lugar, se confirma que el LCOH está dominado por el CAPEX, especialmente a potencias inferiores a 5 MWt. Aunque el COP mejora ligeramente al reducir el salto térmico, esta ganancia se ve anulada por el incremento en la superficie de intercambio y, por tanto, en la inversión necesaria. Esto refuerza la idea de que la eficiencia térmica no puede considerarse de forma aislada, sino siempre en equilibrio con el coste.

Una segunda lección es la importancia crítica del régimen de operación. La diferencia entre 7 y 12 h/día tiene un impacto muy notable sobre la rentabilidad, ya que permite distribuir los costes fijos sobre un mayor volumen de energía útil. En este sentido, los escenarios con baja carga diaria deben evitarse salvo en instalaciones con fuertes subsidios o complementariedad térmica.

También se ha confirmado que la inversión en almacenamiento térmico, aunque necesaria para garantizar la flexibilidad del sistema, representa una carga económica significativa. Esto obliga a considerar desde fases iniciales del proyecto la integración del TES y su coste asociado.

Entre las barreras más relevantes detectadas, destacan:

- La falta de estandarización en este tipo de ciclos, lo que obliga a diseños específicos para cada caso.
- La escasa experiencia comercial de bombas de calor de alta temperatura con CO₂, lo que genera incertidumbre entre promotores e ingenierías.
- La necesidad de potencias eléctricas elevadas y perfiles de consumo continuos, lo que no siempre se adapta a las instalaciones existentes.
- El acceso limitado a ayudas públicas o ingresos por externalidades ambientales, como los CAEs o el CO₂ evitado, cuyo impacto económico es todavía bajo.

Finalmente, la integración del modelo en herramientas como EES ha permitido una buena caracterización del comportamiento técnico y económico, pero también ha puesto en evidencia la sensibilidad del sistema a pequeños cambios en los parámetros de diseño. Esto refuerza la necesidad de contar con herramientas de simulación paramétrica en fases tempranas de ingeniería.

7.4 LÍNEAS FUTURAS DE DESARROLLO

El trabajo realizado ha demostrado la viabilidad técnica del sistema Brayton con CO₂ para aplicaciones industriales, pero también ha puesto de manifiesto varias líneas de mejora necesarias para su despliegue real y competitivo.

Una primera línea de desarrollo es la optimización del diseño térmico. Sería conveniente explorar soluciones que reduzcan la superficie de intercambio sin comprometer el rendimiento global del sistema. Esto podría incluir configuraciones de doble regeneración, recuperación parcial escalonada o intercambiadores compactos de alta efectividad. También resulta relevante comparar distintas tecnologías de TES (agua presurizada, sales, hormigón, etc.) frente al lecho de rocas, especialmente desde el punto de vista económico.

Otra vía prioritaria es la modularización. Diseñar unidades base de 1–2 MWt, que puedan replicarse en cascada o trabajar en paralelo, permitiría reducir los costes de ingeniería, facilitar el montaje e incrementar la flexibilidad de operación. Esto facilitaría también la adaptación del sistema a instalaciones industriales medianas o con demanda térmica variable.

Desde el punto de vista energético, se abre la posibilidad de hibridar el sistema con otras tecnologías de generación térmica, como resistencias eléctricas, colectores solares de media temperatura o recuperación de calor residual en varios niveles. Estas configuraciones podrían ampliar el rango de aplicación, mejorar el factor de utilización y facilitar la integración en redes térmicas.

En el ámbito económico, conviene avanzar en modelos de negocio que incluyan leasing tecnológico, servicios energéticos (ESEs) o esquemas de financiación vinculados a ahorro energético y emisiones evitadas. Asimismo, el encaje del sistema en los mercados de flexibilidad eléctrica representa una oportunidad adicional para valorizar su capacidad de modulación de consumo.

Desde una perspectiva investigadora, será clave validar el modelo con datos experimentales o resultados de proyectos piloto. Esta fase permitirá ajustar las correlaciones de coste, afinar el rendimiento estimado y mejorar la precisión del LCOH. La participación en consorcios industriales o convocatorias demostrativas facilitaría tanto la reducción de incertidumbre técnica como el acceso a financiación pública.

En este contexto, el presente trabajo ha permitido desarrollar, simular y evaluar una tecnología de bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton regenerativo con CO₂, enfocada a la descarbonización del calor industrial en aplicaciones reales. A través de un análisis técnico, económico y estratégico completo, se han identificado tanto las condiciones de viabilidad como las barreras actuales y las oportunidades de desarrollo futuro.

El sistema ha demostrado ser competitivo en ciertos escenarios de escala y operación, con potencial para integrarse en sectores industriales con demanda térmica continua, acceso a electricidad renovable y objetivos de sostenibilidad. Si bien el CAPEX representa el principal desafío, existen estrategias de diseño, financiación e hibridación que pueden permitir su despliegue progresivo.

Cabe destacar que el tipo de almacenamiento térmico condiciona también los resultados. Mientras que un TES con agua termoclina puede permitir la viabilidad incluso a 50 °C y potencias menores, el empleo de aire y lecho de rocas implica un CAPEX mucho mayor en la batería de tubos y aletas, penalizando el LCOH especialmente por debajo de los 10 MWt. Este efecto, claramente reflejado en simulaciones comparativas, refuerza la importancia de seleccionar cuidadosamente la tecnología de almacenamiento más adecuada para cada caso de aplicación.

A medio plazo, la combinación de maduración tecnológica, apoyo institucional y presión regulatoria sobre el uso de combustibles fósiles puede convertir esta tecnología en una solución clave para alcanzar los objetivos de electrificación y neutralidad climática en la industria.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

References

- [1] Comisión Europea. *Las infraestructuras energéticas en la Unión Europea - Comisión Europea*. Available: https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/energy-infrastructure-eu_es.
- [2] Consejo Europeo. *Objetivo 55: cómo tiene previsto potenciar la UE la energía renovable*. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-how-the-eu-plans-to-boost-renewable-energy/>.
- [3] Parlamento Europeo. (-02-29). *La política energética: principios generales | Fichas temáticas sobre la Unión Europea | Parlamento Europeo*. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/68/la-politica-energetica-principios-generales>.
- [4] Authors: Robert de Boer, TNO Andrew Marina, TNO Benjamin Zühlendorf, DTI Cordin Arpagaus, NTB Michael Bantle, SINTEF Veronika Wilk, AIT Brian Elmegaard, DTU José Corberán, UPValencia Jessica Benson, RISE, "Strengthening Industrial Heat Pump Innovation Decarbonizing Industrial Heat," Available: https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2764774/WhitePaper_HTHP_IndustrialHeatPump.pdf?sequence=2&isAllowed=y.
- [5] C. Y. T. MINISTERIO DE INDUSTRIA, "Temperaturas," 2022. Available: https://www.mintur.gob.es/es-es/recuperacion-transformacion-resiliencia/Documents/Memoria_PERTE_Descarbonizacion.pdf.
- [6] G. Martín. (-12-22). *Rendimiento medio estacional de las calderas de condensación - caloryfrio.com*. Available: <https://www.caloryfrio.com/calefaccion/calderas/rendimiento-medio-estacional-de-las-calderas-de-condensacion.html>.
- [7] Instituto Español de Estudios Estratégicos, "Energía y Geoestrategia 2024," pp. 260, 2024. Available: https://publicaciones.defensa.gob.es/media/downloadable/files/links/e/n/energia_y_geoestrategia_2024.pdf.
- [8] . *Technologies – State of the art and ongoing developments for systems and components*. Available: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex58/task1/>.

- [9] BOE, "Directiva 92/42/CEE del consejo," Available: <https://www.boe.es/doue/1992/167/L00017-00027.pdf>.
- [10] Global Efficiency Intelligence. *Electrifying European Industry*. Available: <https://www.globalefficiencyintel.com/electrifying-european-industry>.
- [11] Matthias Rehfeldt, Simon Bußmann, Tobias Fleiter (all Fraunhofer ISI), Jeffrey Rissman (Energy Innovation) as co-author of the technology assessment. (June). *Direct electrification of industrial process heat*. Available: <https://www.agora-industry.org/publications/direct-electrification-of-industrial-process-heat>.
- [12] Consejo Europeo, "Pacto Verde Europeo," Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/>.
- [13] Ministerio de derechos sociales, consumo y Agenda 2030, "Agenda 2030," Available: https://www.mdsocialesa2030.gob.es/agenda2030/conoce_la_agenda.htm.
- [14] . *IRE General*. Available: <https://www.ree.es/es/datos/demanda/ire-general>.
- [15] REE, "REE Sectores," Available: https://www.ree.es/sites/default/files/datos/InfomenIRE_Ago24.pdf.
- [16] AESAN, "Alimentación," Available: https://www.aesan.gob.es/AECOSAN/docs/documentos/seguridad_alimentaria/evaluacion_riesgos/informes_comite/TIEMPO-TEMPERATURA.pdf.
- [17] Consejo Europeo. *Objetivo 55 - El plan de la UE para la transición ecológica*. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/fit-for-55/>.
- [18] Fundación renovables, "GEI," Available: <https://fundacionrenovables.org/wp-content/uploads/2021/12/PROYECTO-5-Electrificacion-de-la-demanda.pdf>.
- [19] Joaquín Coronado Galdos, "I Foro de la Industria organizado por El Periódico de la Energía," 2024. Available: https://www.linkedin.com/posts/joaquincoronado_electricidad-industria-electrointensivos-activity-7268156765874049024-XbjZ/?utm_source=share&utm_medium=member_desktop.
- [20] Michael J.Moran and Howard N.Shapiro, "Fundamentals of Engineering Thermodynamics," Available: <https://www.arma.org.au/wp-content/uploads/2017/03/Fundamentals-of-Engineering-Thermodynamics-by-Michael-J.Moran-Howard-N.-Shapiro.pdf>.
- [21] J. Sun *et al*, "A Review of Super-High-Temperature Heat Pumps over 100 °C," *Energies*, vol. 16, (12), pp. 4591, 2023. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/12/4591>. DOI: 10.3390/en16124591.

- [22] Carlos Mateu-Royo, Joaquín Navarro-Esbrí, Adrián Mota-Babiloni, Marta Amat-Albuixech, Francisco Molés, "State-of-the-art of high-temperature heat pumps for low-grade waste heat recovery," Available: https://www.researchgate.net/publication/333825430_State-of-the-art_of_high-temperature_heat_pumps_for_low-grade_waste_heat_recovery.
- [23] ROCA REINA Juan Carlos *et al*, "Clean Energy Technology Observatory," Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC135002>. DOI: 10.2760/394103.
- [24] Hanne Kauko, SINTEF Alexis Sevault, SINTEF Salvatore Vasta, CNR ITAE Herbert Zondag, TNO Anton Beck, AIT Gerwin Drexler-Schmid, AIT Nelson Rene García Polanco, CIRCE Zhiwei Ma, Durham University Tony Roskilly, Durham University, "TES," Available: <https://publications.tno.nl/publication/34640312/28DgXj/kauko-2022-industrial.pdf>.
- [25] NIPES-Journal of Science and Technology Research, "View of Economic Viability and Cost Analysis of Thermal Energy Storage in Concentrated Solar Power Systems," 2024. Available: <https://journals.nipes.org/index.php/njstr/article/view/1110/935>.
- [26] IRENA, "INNOVATION OUTLOOK THERMAL ENERGY STORAGE," Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Innovation_Outlook_TES_2020.pdf.
- [27] I. Ortega-Fernández and J. Rodríguez-Aseguinolaza, "Thermal energy storage for waste heat recovery in the steelworks: The case study of the REslag project," *Applied Energy*, vol. 237, pp. 708–719, 2019. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919300078>. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.007.
- [28] Solar Millennium, "The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3," Available: <http://large.stanford.edu/publications/power/references/docs/Andasol1-3engl.pdf>.
- [29] . *Kyoto's first thermal battery ordered for commercial pilot*. Available: <https://www.kyotogroup.no/news/kyoto-group-orders-first-thermal-battery-for-commercial-pilot-decarbonizing-industrial-heat-usage>.
- [30] BUILD TO ZERO, "Thermal Box," 2024. Available: <https://files.griddo.comillas.edu/b2z-19092024.pdf>.
- [31] N. & L. Weiland Blake & S. Pidaparti, "sCO₂ Power Cycle Component Cost Correlations From DOE Data Spanning Multiple Scales and Applications," 2019. . DOI: 10.1115/GT2019-90493.

[32] Department of Chemical Engineering, "CEPCI," 2025. Available:
<https://www.training.itservices.manchester.ac.uk/public/gced/CEPCI.html?reactors/CEPCI/index.html>.

[33] Anonymous "es_final_necp_main_es_0," .

[34] Gobierno de España, "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030," 2020. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-04/es_final_necp_main_es_0.pdf.

ANEXOS

ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son un conjunto de 17 metas acordadas por los 193 Estados miembros de las Naciones Unidas en septiembre de 2015 dentro de la Agenda 2030. Representan un llamamiento universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que todas las personas disfruten de paz y prosperidad. Gobiernos, empresas, organizaciones sin ánimo de lucro y ciudadanía comparten la responsabilidad de hacerlos realidad y construir un futuro más justo y sostenible para las generaciones presentes y futuras.

Se identifican cinco ODS prioritarios:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

Este proyecto contribuye al ODS 7 al integrar bombas de calor de alta temperatura (HTHP) con energías renovables, como la fotovoltaica, y sistemas de almacenamiento térmico (TES). Estas tecnologías mejoran la eficiencia en la generación de energía renovable para procesos industriales, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y promoviendo el acceso a energía limpia y asequible. Además, la implementación de sistemas de autoconsumo permite a las comunidades y empresas satisfacer sus necesidades energéticas de manera autónoma, impulsando un futuro con energía universal y accesible.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

La eficiencia energética y la innovación tecnológica son claves para un crecimiento económico sostenible. Este proyecto apoya el ODS 9 al integrar HTHP con energías renovables y TES en procesos industriales, mejorando la infraestructura energética y promoviendo una industria más eficiente. Estas soluciones innovadoras no solo reducen las

emisiones de carbono y los costos operativos, sino que también estimulan el desarrollo de nuevas tecnologías que pueden ser replicadas en otras instalaciones, impulsando la adopción de energías limpias en el sector industrial.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles

El ODS 11 busca crear ciudades inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles. Este proyecto apoya este objetivo mediante el uso de tecnologías renovables que contribuyen a la creación de entornos urbanos más sostenibles. Al integrar HTHP y TES en los procesos industriales de las ciudades, se favorece la autosuficiencia energética y se mejora la calidad ambiental. Además, el uso de energías renovables para la generación de calor ayuda a reducir la contaminación urbana y disminuye la dependencia de fuentes energéticas contaminantes, contribuyendo a la creación de zonas urbanas más saludables y resilientes frente al cambio climático.

ODS 12: Producción y consumo responsable

El ODS 12 promueve un cambio hacia modelos de producción y consumo más sostenibles. Este proyecto apoya dicho objetivo al fomentar el uso de energías renovables y tecnologías de alta eficiencia energética en la industria. Al reducir las emisiones de CO₂ y optimizar el consumo de recursos energéticos mediante HTHP, el proyecto impulsa un modelo de consumo responsable. Además, mejora la eficiencia en la producción de calor y reduce el impacto ambiental de las industrias, contribuyendo a un uso más responsable de los recursos naturales.

ODS 13: Acción por el clima

El ODS 13 tiene como objetivo mitigar los efectos del cambio climático. Este proyecto contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero mediante el uso de energías renovables y tecnologías de alta eficiencia, como las bombas de calor de alta temperatura. La adopción de estas tecnologías limpias reduce la huella de carbono de los procesos industriales, apoyando la lucha contra el cambio climático y el calentamiento global.

