



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Reconversión de una planta termosolar de torre en
una batería de Carnot integrada con fuentes térmicas
renovables

Autor: Ignacio Rico de Santiago

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Eva María Arenas Pinilla

Madrid

Julio de 2026

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **“Reconversión de una planta termosolar de torre en una batería de Carnot integrada con fuentes térmicas renovables”** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2026 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.

Uso de Inteligencia Artificial

Declaro bajo mi responsabilidad que:

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la Escala de Evaluación de Perkins et al. (2024): “La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada como:

Herramienta de apoyo para la organización de ideas, la propuesta de estructura de la memoria, la mejora de la redacción académica e impersonal, la síntesis de información técnica y la detección de repeticiones o problemas de coherencia.

Fdo.: Ignacio Rico de Santiago

Fecha: 05/07/2026



Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha://

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'E. Arenas', with a horizontal line extending from the end.

Fdo.: Eva Arenas Pinilla

Fecha: 06 / 07 / 2026



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Reconversión de una planta termosolar de torre en
una batería de Carnot integrada con fuentes térmicas
renovables

Autor: Ignacio Rico de Santiago

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Co-Director: Eva María Arenas Pinilla

Madrid

Julio de 2026

Agradecimientos

Quisiera expresar, en primer lugar, mi más sincero agradecimiento a mis padres, por haberme brindado la oportunidad de estudiar en la Universidad Pontificia Comillas. Su esfuerzo, apoyo constante y confianza han sido fundamentales para mi formación, tanto académica como personal, y me han permitido desarrollarme profundamente como ingeniero y como persona.

Deseo agradecer también a la Universidad Pontificia Comillas y, en particular, a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, por la formación recibida a lo largo de estos años. La exigencia académica, el rigor técnico y el entorno humano de esta institución han sido decisivos en mi desarrollo y en la manera de entender la ingeniería.

Asimismo, quisiera mostrar mi agradecimiento a todos los profesores que me han acompañado durante la carrera, por los conocimientos transmitidos, la dedicación mostrada y el nivel de exigencia con el que han contribuido a mi aprendizaje.

Por último, quiero agradecer especialmente a José Ignacio Linares y a Eva Arenas su orientación, disponibilidad y apoyo durante la realización de este Trabajo Fin de Grado. Sus indicaciones y comentarios han sido de gran ayuda para dar forma y solidez al trabajo desarrollado.

RECONVERSIÓN DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE TORRE EN UNA BATERÍA DE CARNOT INTEGRADA CON FUENTES TÉRMICAS RENOVABLES

Autor: Rico de Santiago, Ignacio.

Director: Linares Hurtado, José Ignacio.

Co-Directora: Arenas Pinilla, Eva.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: batería de Carnot; central termosolar de torre; CO₂ supercrítico; bomba de calor de alta temperatura; biomasa; almacenamiento térmico en sales fundidas; LCOE.

1. INTRODUCCIÓN

La descarbonización del sistema eléctrico está incrementando de forma notable la necesidad de tecnologías capaces de aportar no solo generación renovable, sino también flexibilidad, almacenamiento y capacidad de entrega en los periodos de mayor valor para la red. En este contexto, las baterías de Carnot y los sistemas de *Pumped Thermal Energy Storage* (PTES) han adquirido una relevancia creciente como soluciones de almacenamiento de larga duración, con potencial de escalabilidad y con posibilidades de integración en infraestructuras térmicas ya existentes [R1], [R2]. Asimismo, las centrales termosolares de torre con almacenamiento en sales fundidas constituyen una base especialmente atractiva para este tipo de arquitecturas, ya que combinan un almacenamiento térmico de alta temperatura y un bloque de potencia capaz de convertir calor en electricidad [R3], [R4].

El presente Trabajo Fin de Grado aborda este problema mediante el estudio de una batería de Carnot integrada con una planta termosolar de torre y alimentada por distintas fuentes térmicas renovables. La idea central consiste en aprovechar la infraestructura térmica de estas plantas, especialmente los tanques de sales fundidas y el bloque de potencia de vapor, e incorporar una bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con dióxido de carbono en condiciones supercríticas, de forma que la electricidad pueda convertirse en calor de alta temperatura, almacenarse en las sales y recuperarse posteriormente en forma de electricidad [R4], [R5].

2. DEFINICIÓN DEL PROYECTO

El estudio se estructura en torno a cuatro configuraciones energéticas principales. La primera corresponde a una central termosolar de torre de referencia, utilizada como base de comparación. La segunda incorpora una bomba de calor de alta temperatura al esquema termosolar, empleando como fuente térmica unos colectores cilindroparabólicos. La tercera combina campo solar, biomasa y bomba de calor en una arquitectura híbrida renovable. La cuarta elimina el receptor solar central y plantea el aprovechamiento de una planta de biomasa existente como fuente térmica de una batería de Carnot, completando la operación con un quemador de biometano para extender la descarga eléctrica. Las cuatro configuraciones analizadas se muestran en las Figuras R1 a R4.

El proyecto persigue tres objetivos principales. En primer lugar, evaluar la coherencia técnica de estas configuraciones desde el punto de vista termodinámico y de integración térmica. En segundo lugar, predimensionar los equipos principales del subsistema de carga, especialmente la bomba de calor de alta temperatura, los intercambiadores y las turbomáquinas asociadas. En tercer lugar, cuantificar la viabilidad económica mediante un análisis comparativo de CAPEX, OPEX y LCOE, distinguiendo entre plantas de nueva construcción y casos en los que se reutilizan infraestructuras existentes.

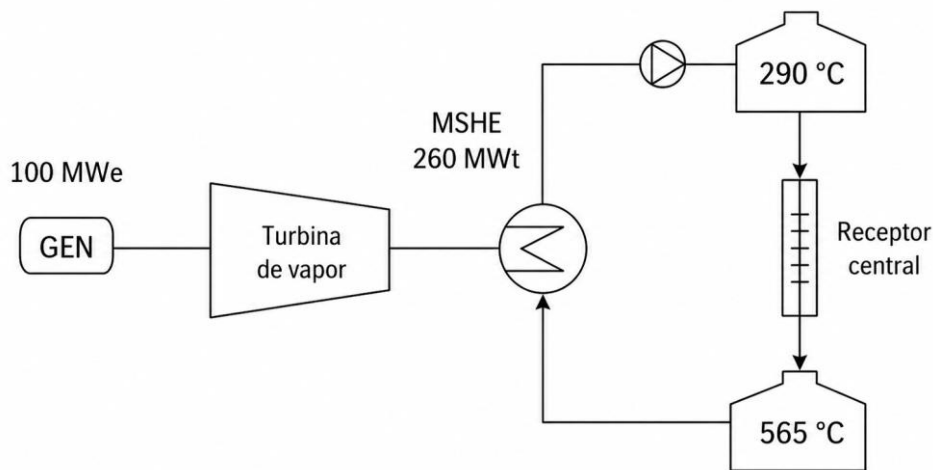


Figura R1. Esquema de la configuración base de central termosolar de torre (CSP).

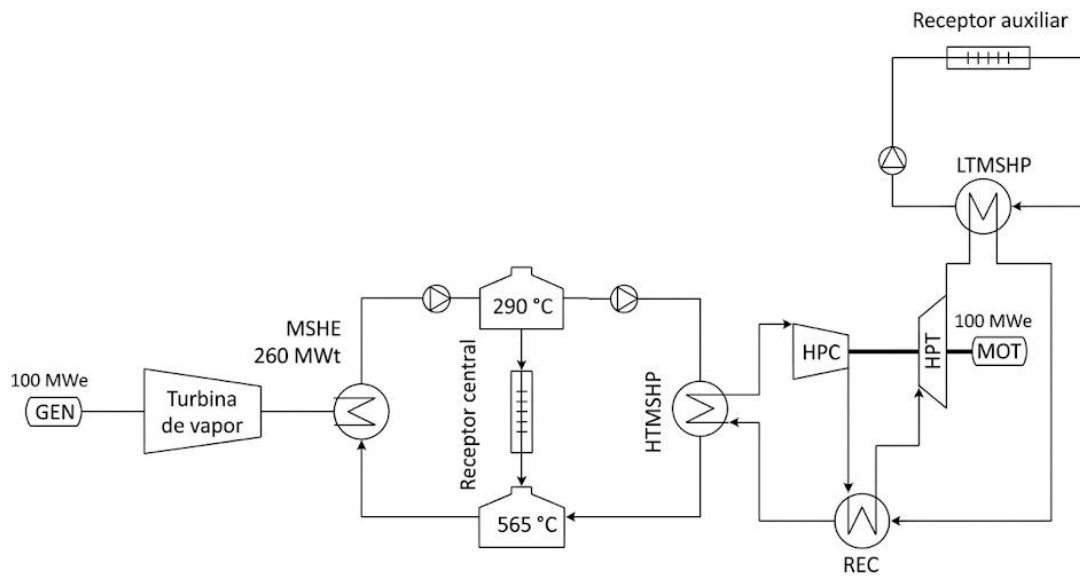


Figura R2. Esquema de la configuración termosolar con bomba de calor de alta temperatura (CSP-HP).

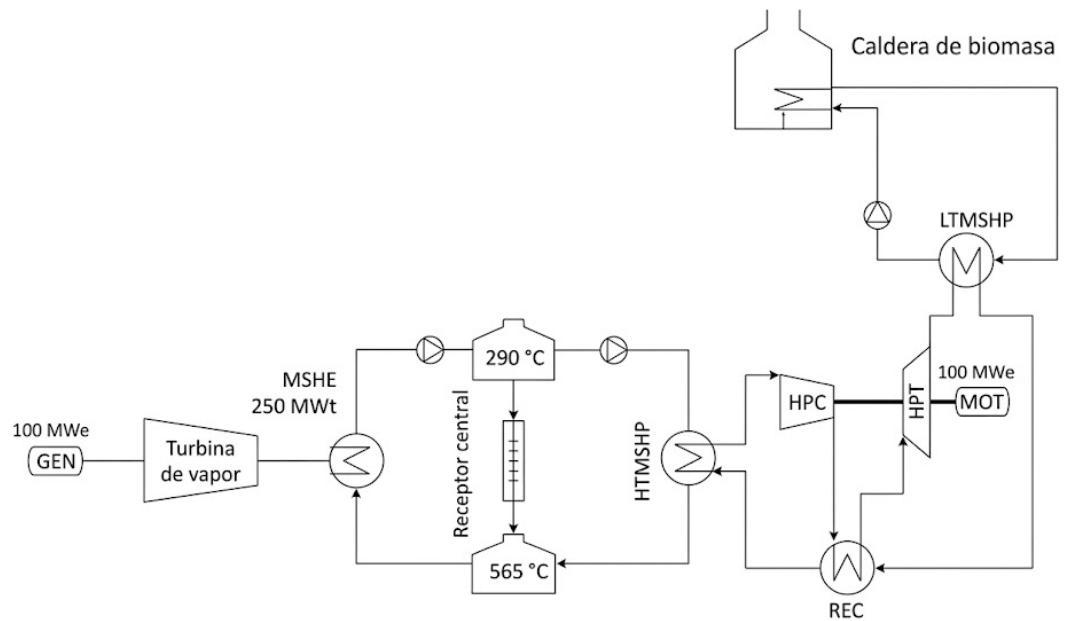


Figura R3. Esquema de la configuración híbrida con biomasa, central termosolar y bomba de calor de alta temperatura (BIO-CSP-HP).

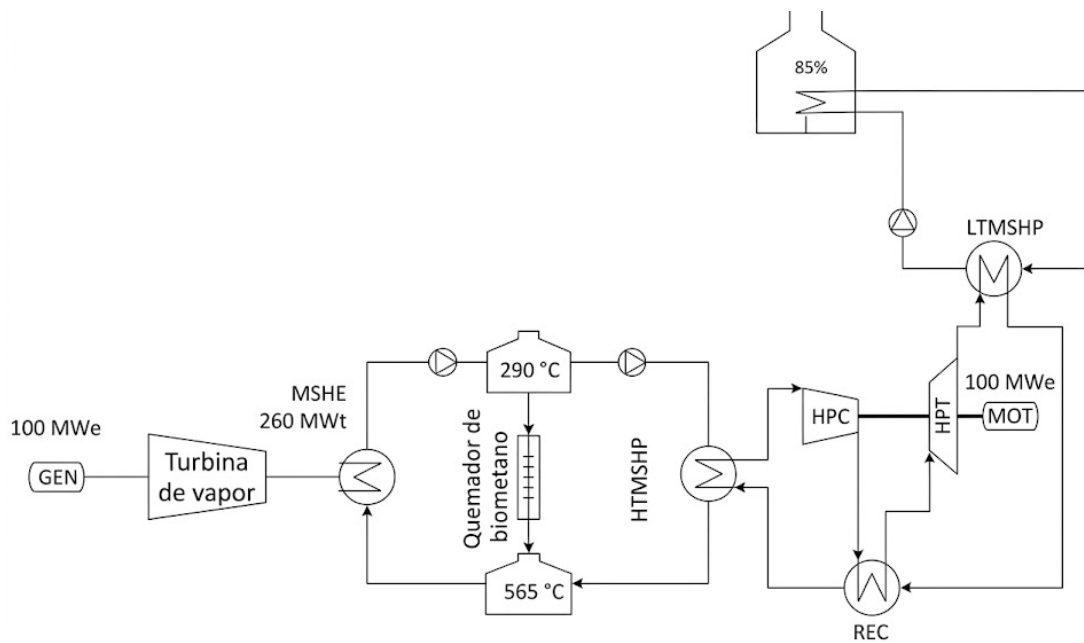


Figura R4. Esquema de la configuración con biomasa y bomba de calor de alta temperatura (BIO-HP).

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO/SISTEMA/HERRAMIENTA

La metodología seguida es tecno-económica. En una primera fase se definieron las cuatro configuraciones a analizar y se establecieron sus hipótesis de operación, niveles térmicos y estrategias de carga y descarga. En una segunda fase se desarrolló el modelado energético de cada alternativa mediante *Engineering Equation Solver* (EES), con objeto de cerrar balances de masa y energía, calcular las propiedades del CO₂ en régimen supercrítico y obtener los estados termodinámicos de los ciclos con consistencia física y de unidades. Sobre esta base se planteó una integración térmica con sales fundidas y bloque de potencia de vapor inspirada en la tecnología CSP convencional [R4], [R5].

Finalmente, se construyó el modelo económico, incorporando costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, consumo eléctrico de la bomba de calor y, cuando corresponde, costes de biomasa y biometano. Esta lógica de análisis resulta coherente con la evolución reciente de la literatura sobre PTES térmicamente integrados con

fuentes externas, donde el interés se desplaza desde la mera viabilidad termodinámica hacia la comparación técnico-económica de arquitecturas concretas [R6], [R7], [R8].

4. RESULTADOS

Los resultados muestran que la viabilidad económica depende de manera decisiva del grado de reutilización de infraestructuras y del tipo de arquitectura seleccionada. En términos generales, los casos de nueva construcción se sitúan en el entorno de 209–239 €/MWh, mientras que los casos con reutilización intensiva de activos reducen significativamente esos valores.

Dentro de las configuraciones comparadas, la alternativa CSP-HP es la que presenta el mejor comportamiento económico, alcanzando un LCOE de 94,8 €/MWh en el escenario de máxima reutilización, frente a 208,7 €/MWh cuando se plantea como instalación completamente nueva. La configuración BIO-CSP-HP también ofrece resultados competitivos cuando se reutilizan infraestructuras, con un LCOE de 118,5 €/MWh, aunque asciende hasta 238,8 €/MWh en el escenario de nueva planta.

Por su parte, la configuración BIO-HP, concebida como *retrofit* de una central de biomasa, alcanza un LCOE de 165,6 €/MWh cuando se reutilizan la caldera y la infraestructura existente, frente a 237,0 €/MWh para una planta construida desde cero. En esta configuración, el biometano representa una parte relevante del coste, pero a la vez permite extender el periodo de descarga y reducir el LCOE en torno a 75 €/MWh respecto a la versión sin ese apoyo térmico.

La configuración de referencia CSP base se utilizó como comparación para valorar el efecto de la integración del subsistema de carga. En el caso $SM = 2$, el sistema alcanza un LCOE de 166,3 €/MWh, mientras que en el caso ampliado de máxima reutilización el valor desciende hasta 63,2 €/MWh, lo que pone de manifiesto la enorme influencia de la infraestructura preexistente sobre el coste final del sistema.

5. CONCLUSIONES

El trabajo desarrollado demuestra que una planta termosolar de torre puede evolucionar desde un esquema de generación renovable gestionable hacia una arquitectura más amplia de almacenamiento termoeléctrico renovable. La integración de una bomba de calor de alta temperatura con CO₂ supercrítico permite utilizar electricidad de red en periodos favorables para incrementar la energía almacenada en las sales y desplazar la generación hacia horas de mayor demanda.

Asimismo, el análisis confirma que la lógica de batería de Carnot no solo resulta aplicable a una infraestructura termosolar, sino también al *retrofit* de centrales térmicas renovables, como las de biomasa. No obstante, el estudio muestra con claridad que la competitividad económica depende menos de la viabilidad termodinámica del concepto, que queda razonablemente acreditada, y más de factores como el coste de los combustibles, la estrategia operativa y, sobre todo, el aprovechamiento de infraestructuras ya existentes.

En términos de diseño, la configuración CSP-HP aparece como la alternativa más prometedora cuando se parte de una planta solar y se busca mejorar su gestionabilidad con un coste competitivo. En cambio, la configuración BIO-HP adquiere especial interés como vía de reconversión de activos de biomasa, aunque con una sensibilidad económica mayor al combustible auxiliar. La configuración BIO-CSP-HP se sitúa en una posición intermedia, combinando mayor renovabilidad térmica con una penalización económica más acusada cuando no existe infraestructura reutilizable.

6. REFERENCIAS

- [R1] Sharma, S., Mortazavi, M., 2023. Pumped thermal energy storage: A review. Int. J. Heat Mass Transf. 213, 124286. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2023.124286>
- [R2] Vecchi, A., Knobloch, K., Liang, T., Kildahl, H., Sciacovelli, A., Engelbrecht, K., Li, Y., Ding, Y., 2022. Carnot Battery development: A review on system performance, applications

and commercial state-of-the-art. *J. Energy Storage* 55, 105782.

<https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105782>

[R3] Bauer, T., Odenthal, M., Bonk, A., 2021. Molten Salt Storage for Power Generation.

Chemie Ingenieur Technik 93(4), 534–546. <https://doi.org/10.1002/cite.202000137>

[R4] Linares, J.I., Martín-Colino, A., Arenas, E., Montes, M.J., Cantizano, A., Pérez-Domínguez, J.R., 2023. Carnot battery based on Brayton supercritical CO₂ thermal machines using concentrated solar thermal energy as a low-temperature source. *Energies* 16, 3871.

<https://doi.org/10.3390/en16093871>

[R5] Chai, L., Tassou, S.A., 2025. A technology review of pumped thermal energy storage based on CO₂ cycles. *Applied Thermal Engineering* 281, 128586.

<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128586>

[R6] Iqbal, Q., Fang, S., Xu, Z., Yao, Y., Song, J., Qiu, L., Zhao, Y., Markides, C.N., Wang, K., 2024. Techno-economic comparison of high-temperature and sub-ambient temperature pumped-thermal electricity storage systems integrated with external heat sources. *Journal of Energy Storage* 89, 111630. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111630>

[R7] Wang, F., He, Q., 2025. Thermodynamic analysis of pump thermal energy storage system with different working fluid coupled biomass power plant. *Energy* 318, 134758.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134758>

[R8] Wang, F., He, Q., Li, H., 2025. A Novel System of Biomass Power Plant Coupled with Heat Pump Energy Storage and Its Performance Analysis. *Journal of Chinese Society of Power Engineering* 45(7), 1101–1108. <https://doi.org/10.19805/j.cnki.jcspe.2025.240327>.

CONVERSION OF A SOLAR TOWER POWER PLANT INTO A CARNOT BATTERY INTEGRATED WITH RENEWABLE THERMAL SOURCES

Author: Rico de Santiago, Ignacio.

Supervisor: Linares Hurtado, José Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

Keywords: Carnot battery; solar tower power plant; molten salts; supercritical CO₂; high-temperature heat pump; biomass; thermal storage; LCOE.

1. INTRODUCTION

The decarbonization of the power system is significantly increasing the need for technologies capable of providing not only renewable generation, but also flexibility, storage capacity and dispatchable output during periods of higher value for the grid. In this context, Carnot batteries and Pumped Thermal Energy Storage (PTES) systems have gained increasing relevance as long-duration energy storage solutions, with scalability potential and opportunities for integration into existing thermal infrastructures [S1], [S2]. Likewise, central receiver concentrated solar power plants with molten-salt thermal energy storage constitute a particularly attractive basis for this type of architecture, as they combine high-temperature thermal storage with a power block capable of converting heat into electricity [S3], [S4].

This Bachelor's Thesis addresses this problem through the study of a Carnot battery integrated with a central receiver concentrated solar power plant and supplied by different renewable thermal sources. The core idea is to make use of the thermal infrastructure of these plants, especially the molten-salt tanks and the steam power block, and to incorporate a high-temperature heat pump based on a reverse Brayton cycle using carbon dioxide under supercritical conditions. In this way, electricity can be converted into high-temperature heat, stored in the molten salts and subsequently recovered as electricity [S4], [S5].

2. PROJECT DEFINITION

The study is structured around four main energy configurations. The first corresponds to a reference central receiver concentrated solar power plant, used as a baseline for comparison. The second incorporates a high-temperature heat pump into the solar thermal scheme, using parabolic trough collectors as the thermal source. The third combines a solar field, biomass and a heat pump in a hybrid renewable architecture. The fourth removes the central solar receiver and proposes the use of an existing biomass plant as the thermal source of a Carnot battery, completing the operation with a biomethane burner to extend the electricity discharge period. The four configurations analysed are shown in Figures R1 to R4.

The project pursues three main objectives. First, to evaluate the technical consistency of these configurations from the point of view of thermodynamics and thermal integration. Second, to preliminarily size the main equipment of the charging subsystem, especially the high-temperature heat pump, the heat exchangers and the associated turbomachinery. Third, to quantify the economic viability through a comparative analysis of CAPEX, OPEX and LCOE, distinguishing between newly built plants and cases in which existing infrastructures are reused.

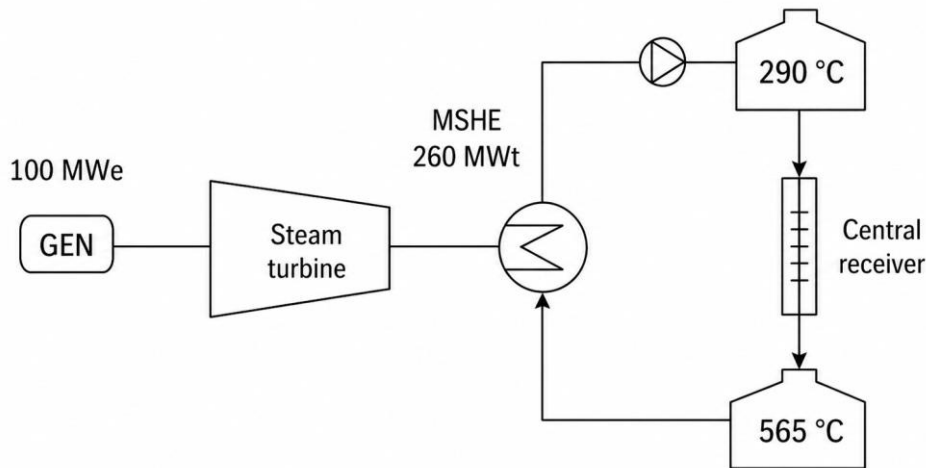


Figure R1. Layout of the base concentrated solar power (CSP) configuration.

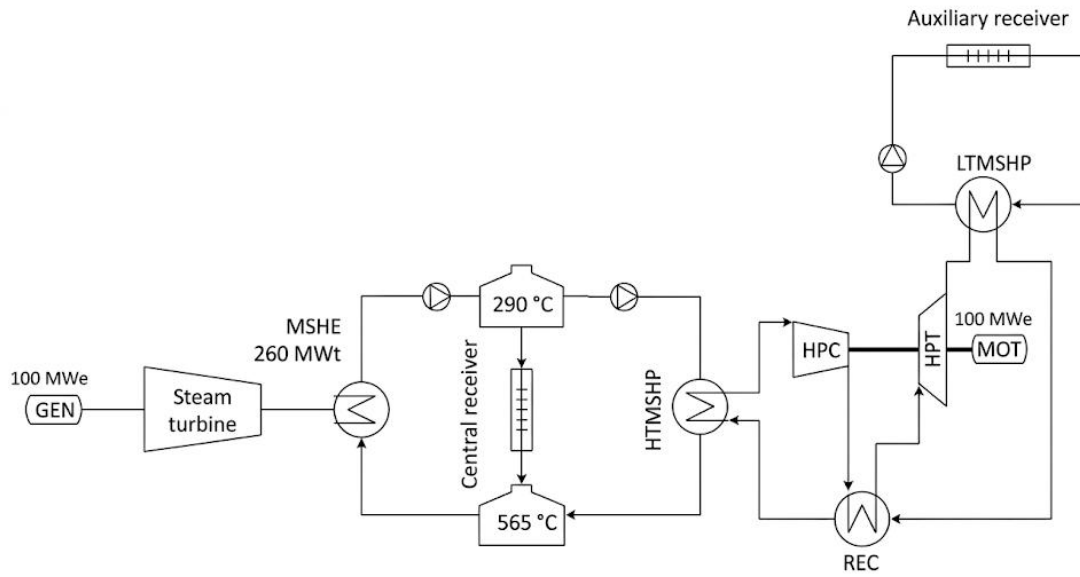


Figure R2. Layout of the concentrated solar power and high-temperature heat pump (CSP-HP) configuration.

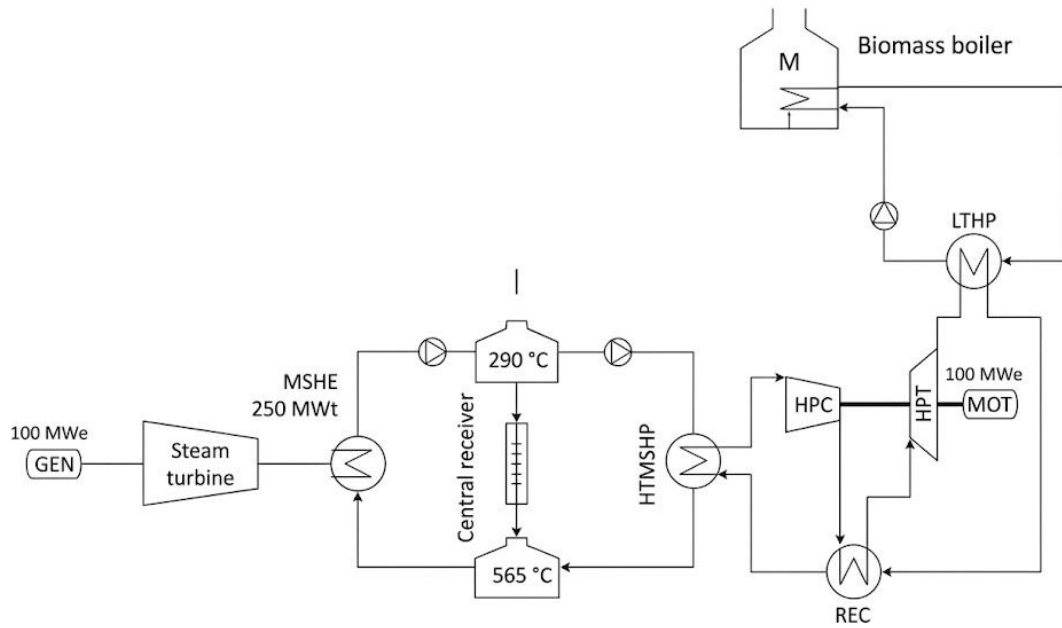


Figure R3. Layout of the biomass, concentrated solar power, and high-temperature heat pump (BIO-CSP-HP) configuration.

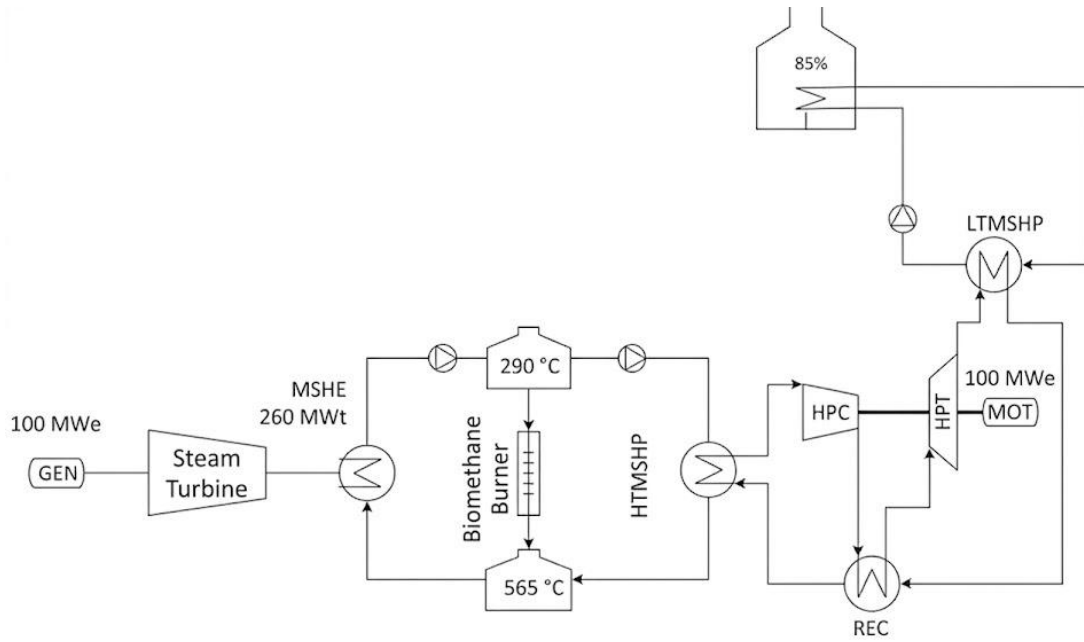


Figure R4. Layout of the biomass and high-temperature heat pump (BIO-HP) configuration.

3. MODEL/SYSTEM DESCRIPTION

The methodology followed is techno-economic. In a first stage, the four configurations to be analysed were defined, together with their operating assumptions, thermal levels and charging and discharging strategies. In a second stage, the energy modelling of each alternative was developed using Engineering Equation Solver (EES), in order to close mass and energy balances, calculate the properties of CO₂ under supercritical conditions and obtain the thermodynamic states of the cycles with physical and unit consistency. On this basis, a thermal integration with molten salts and a steam power block inspired by conventional CSP technology was proposed [S4], [S5].

Finally, the economic model was built, incorporating investment costs, operation and maintenance costs, electricity consumption of the heat pump and, where applicable, biomass and biomethane costs. This analysis approach is consistent with recent developments in the literature on thermally integrated PTES systems with external heat

sources, where interest has shifted from mere thermodynamic feasibility towards the techno-economic comparison of specific architectures [S6], [S7], [S8].

4. RESULTS

The results show that economic viability depends decisively on the degree of infrastructure reuse and on the type of architecture selected. In general terms, newly built cases are in the range of 209–239 €/MWh, whereas cases with intensive asset reuse significantly reduce these values.

Among the configurations compared, the CSP-HP alternative presents the best economic performance, reaching an LCOE of 94.8 €/MWh in the maximum reuse scenario, compared with 208.7 €/MWh when considered as a completely new installation. The BIO-CSP-HP configuration also provides competitive results when infrastructures are reused, with an LCOE of 118.5 €/MWh, although this increases to 238.8 €/MWh in the new-build scenario.

The BIO-HP configuration, conceived as a retrofit of a biomass plant, reaches an LCOE of 165.6 €/MWh when the boiler and existing infrastructure are reused, compared with 237.0 €/MWh for a plant built from scratch. In this configuration, biomethane represents a significant share of the cost, but at the same time it allows the discharge period to be extended and reduces the LCOE by around 75 €/MWh compared with the version without this thermal support.

The reference CSP configuration was used as a comparison to assess the effect of integrating the charging subsystem. In the $SM = 2$ case, the system reaches an LCOE of 166.3 €/MWh, whereas in the enlarged maximum-reuse case the value decreases to 63.2 €/MWh, highlighting the major influence of pre-existing infrastructure on the final cost of the system.

5. CONCLUSIONS

The work carried out shows that a central receiver concentrated solar power plant can evolve from a dispatchable renewable generation scheme into a broader renewable thermo-electric storage architecture. The integration of a high-temperature heat pump with supercritical CO₂ makes it possible to use grid electricity during favourable periods to increase the energy stored in the molten salts and shift electricity generation towards hours of higher demand.

The analysis also confirms that the Carnot battery concept is applicable not only to concentrated solar power infrastructure, but also to the retrofit of renewable thermal power plants, such as biomass plants. However, the study clearly shows that economic competitiveness depends less on the thermodynamic feasibility of the concept, which is reasonably demonstrated, and more on factors such as fuel costs, operating strategy and, above all, the reuse of existing infrastructures.

In terms of design, the CSP-HP configuration appears to be the most promising alternative when starting from a solar plant and aiming to improve its dispatchability at a competitive cost. By contrast, the BIO-HP configuration is particularly interesting as a pathway for the conversion of biomass assets, although with greater economic sensitivity to the auxiliary fuel. The BIO-CSP-HP configuration occupies an intermediate position, combining greater renewable thermal integration with a more significant economic penalty when no reusable infrastructure is available.

6. REFERENCES

- [S1] Sharma, S., Mortazavi, M., 2023. Pumped thermal energy storage: A review. *Int. J. Heat Mass Transf.* 213, 124286. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2023.124286>
- [S2] Vecchi, A., Knobloch, K., Liang, T., Kildahl, H., Sciacovelli, A., Engelbrecht, K., Li, Y., Ding, Y., 2022. Carnot Battery development: A review on system performance, applications and commercial state-of-the-art. *J. Energy Storage* 55, 105782. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105782>

- [S3] Bauer, T., Odenthal, M., Bonk, A., 2021. Molten Salt Storage for Power Generation. *Chemie Ingenieur Technik* 93(4), 534–546. <https://doi.org/10.1002/cite.202000137>
- [S4] Linares, J.I., Martín-Colino, A., Arenas, E., Montes, M.J., Cantizano, A., Pérez-Domínguez, J.R., 2023. Carnot battery based on Brayton supercritical CO₂ thermal machines using concentrated solar thermal energy as a low-temperature source. *Energies* 16, 3871. <https://doi.org/10.3390/en16093871>
- [S5] Chai, L., Tassou, S.A., 2025. A technology review of pumped thermal energy storage based on CO₂ cycles. *Applied Thermal Engineering* 281, 128586. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128586>
- [S6] Iqbal, Q., Fang, S., Xu, Z., Yao, Y., Song, J., Qiu, L., Zhao, Y., Markides, C.N., Wang, K., 2024. Techno-economic comparison of high-temperature and sub-ambient temperature pumped-thermal electricity storage systems integrated with external heat sources. *Journal of Energy Storage* 89, 111630. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111630>
- [S7] Wang, F., He, Q., 2025. Thermodynamic analysis of pump thermal energy storage system with different working fluid coupled biomass power plant. *Energy* 318, 134758. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134758>
- [S8] Wang, F., He, Q., Li, H., 2025. A Novel System of Biomass Power Plant Coupled with Heat Pump Energy Storage and Its Performance Analysis. *Journal of Chinese Society of Power Engineering* 45(7), 1101–1108. <https://doi.org/10.19805/j.cnki.jcspe.2025.240327>.

Índice de la memoria

1. Introducción	1
1.1 Motivación del proyecto.....	1
2. Descripción de las Tecnologías.....	4
2.1 Central termosolar de torre con almacenamiento en sales fundidas.....	4
2.2 Batería de Carnot y sistemas PTES / TI-PTES	4
2.3 Bomba de calor de alta temperatura con dióxido de carbono supercrítico.....	5
2.4 Almacenamiento térmico en sales fundidas	6
2.5 Biomasa, biometano y lazo térmico intermedio	6
2.6 Bloque de potencia Rankine.....	7
2.7 Configuraciones energéticas del proyecto.....	7
3. Estado de la Cuestión	11
3.1 Necesidad de almacenamiento de larga duración y aparición de las baterías de Carnot.....	11
3.2 La central termosolar con sales fundidas como referencia tecnológica	11
3.3 Bombas de calor de alta temperatura y ciclos con CO ₂ supercrítico	12
3.4 Sistemas PTES térmicamente integrados (TI-PTES).....	12
3.5 Retrofit de infraestructuras térmicas existentes.....	13
3.6 Biomasa, biometano y configuraciones híbridas con almacenamiento térmico.....	14
3.7 Estrategia de operación, duraciones de carga y descarga y sensibilidad económica.....	14
3.8 Síntesis del estado de la cuestión	15
4. Definición del Trabajo	17
4.1 Justificación.....	17
4.2 Objetivos	18
4.3 Metodología	19
5. Sistema y Modelado Desarrollado	23
5.1 Arquitectura general del sistema	23
5.1.1 Planteamiento funcional del sistema.....	23
5.1.2 Configuraciones consideradas	24
5.1.3 Subsistemas principales.....	26
5.2 Modelado termoenergético en EES.....	27

5.2.1 Hipótesis técnicas de partida	28
5.2.2 Modelado del ciclo de CO ₂ supercrítico	29
5.2.3 Estados termodinámicos principales del ciclo	31
5.2.4 Integración térmica entre CO ₂ , sales, aceite, biomasa y biometano.....	33
5.3 Predimensionado preliminar de componentes.....	34
5.3.1 Intercambiadores y almacenamiento térmico	34
5.3.2 Turbomáquinas del ciclo de CO ₂	37
5.3.3 Tuberías principales del ciclo de CO ₂	42
5.4 Estrategia de operación	46
5.4.1 Lógica de carga y descarga	47
5.4.2 Papel operativo de cada fuente energética	47
5.4.3 Diferencias operativas entre configuraciones.....	48
5.5 Modelo económico.....	49
5.5.1 Escenarios económicos considerados	50
5.5.2 Hipótesis económicas de partida.....	51
5.5.3 Costes considerados en el modelo.....	52
5.5.4 Metodología de cálculo del LCOE.....	54
5.6 Síntesis del modelo desarrollado.....	55
6. Análisis de Resultados.....	56
6.1 Resultados termodinámicos y de integración del subsistema de carga	56
6.2 Resultados termodinámicos del subsistema de carga	59
6.3 Resultados del predimensionado preliminar de componentes.....	61
6.3.1 Resultados del predimensionado de turbomáquinas	61
6.3.2 Resultados del dimensionamiento preliminar de tuberías.....	65
6.4 Resultados económicos comparativos.....	67
6.4.1 Configuración CSP base	67
6.4.2 Configuración CSP-HP	69
6.4.3 Configuración BIO-CSP-HP	71
6.4.4 Configuración BIO-HP	73
6.4.5 Comparación global de LCOE.....	75
6.5 Discusión global de las configuraciones	76
7. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	79

7.1 Conclusiones	79
7.2 Aportaciones del trabajo.....	81
7.3 Trabajos futuros.....	82
8. Bibliografía.....	85

ANEXO I 89

I.1 Alineación del trabajo con los objetivos de desarrollo sostenible	89
<i>I.1.1. ODS 7: Energía asequible y no contaminante</i>	<i>89</i>
<i>I.1.2 ODS 9: Industria, innovación e infraestructura</i>	<i>91</i>
<i>I.1.3 ODS 12: Producción y consumo responsables</i>	<i>92</i>
<i>I.1.4. ODS 13: Acción por el clima</i>	<i>92</i>
I.2. Síntesis de la alineación.....	93

Índice de figuras

Figura R1. Esquema de la configuración base de central termosolar de torre (CSP).....	iii
Figura R2. Esquema de la configuración termosolar con bomba de calor de alta temperatura (CSP-HP).....	iv
Figura R3. Esquema de la configuración híbrida con biomasa, central termosolar y bomba de calor de alta temperatura (BIO-CSP-HP).	iv
Figura R4. Esquema de la configuración con biomasa y bomba de calor de alta temperatura (BIO-HP).....	v
Figura 5. Esquema de la configuración base de central termosolar de torre (CSP).	7
Figura 6. Esquema de la configuración termosolar con bomba de calor de alta temperatura (CSP-HP).....	8
Figura 7. Esquema de la configuración híbrida con biomasa, central termosolar y bomba de calor de alta temperatura (BIO-CSP-HP).	8
Figura 8. Esquema de la configuración con biomasa y bomba de calor de alta temperatura (BIO-HP).....	9
Figura 9. Esquema del ciclo de bomba de calor de CO ₂ supercrítico.....	31
Figura 10. Esquema del subsistema de carga con CO ₂ supercrítico empleado para el predimensionado de turbomáquinas y tuberías.	38
Figura 11. Evolución de la velocidad específica del compresor de CO ₂ en función del número de etapas.	63
Figura 12. Evolución de la velocidad específica del compresor de CO ₂ en función del número de etapas.	64
Figura 13. Diagrama de cascada del LCOE de la configuración CSP-HP en el escenario de aprovechamiento máximo.....	70
Figura 14. Diagrama de cascada del LCOE de la configuración BIO-CSP-HP en el escenario de aprovechamiento máximo.....	72
Figura 15. Diagrama de cascada del LCOE de la configuración BIO-HP en el escenario de aprovechamiento máximo.....	75

Figura 16. Comparación global de LCOE por configuración y escenario económico..... 76

Índice de tablas

Tabla 1. Tecnologías principales del proyecto y función asociada.	9
Tabla 2. Síntesis de la literatura revisada y relación con el TFG.	16
Tabla 3. Objetivos específicos del proyecto y resultados esperados.	20
Tabla 4. Fases metodológicas, herramientas y resultados asociados.	22
Tabla 5. Configuraciones analizadas y elementos principales del sistema.	25
Tabla 6. Condiciones de diseño del subsistema de carga y del almacenamiento térmico..	29
Tabla 7. Estados principales del ciclo de CO ₂ en el punto de diseño del subsistema de carga.	32
Tabla 8. Criterios considerados en el predimensionado de intercambiadores y almacenamiento térmico.....	36
Tabla 9. Variables utilizadas en el predimensionado de turbomáquinas.....	41
Tabla 10. Variables utilizadas en el dimensionamiento preliminar de tuberías.	45
Tabla 11. Estrategia de operación e integración funcional de las configuraciones analizadas.	49
Tabla 12. Principales hipótesis económicas del modelo.	51
Tabla 13. Términos de coste considerados por configuración.	52
Tabla 14. Resultados energéticos y operativos principales de las configuraciones analizadas.	56
Tabla 15. Prestaciones termodinámicas principales del subsistema de carga con CO ₂ supercrítico.	59
Tabla 16. Resultados principales del predimensionado de turbomáquinas del ciclo de CO ₂	61
Tabla 17. Resultados del dimensionamiento preliminar de tuberías principales del ciclo de CO ₂	66
Tabla 18. Desglose económico de la configuración CSP base.....	68
Tabla 19. Desglose económico de la configuración CSP-HP.	69

Tabla 20. Desglose económico de la configuración BIO-CSP-HP.	71
Tabla 21. Desglose económico de la configuración BIO-HP.....	73
Tabla 22 . Lectura técnica y económica de las configuraciones analizadas.....	76

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La transición energética está modificando de manera profunda los requisitos que deben cumplir las tecnologías de generación eléctrica. Ya no resulta suficiente con producir energía renovable; también se requiere flexibilidad, capacidad de almacenamiento y posibilidad de desplazar la producción hacia los periodos en los que la red presenta mayor necesidad de potencia gestionable. A medida que aumenta la penetración de tecnologías intermitentes, como la eólica y la fotovoltaica, adquieren un valor creciente aquellas soluciones capaces de almacenar energía y devolverla posteriormente en forma de electricidad síncrona y despachable [1], [2].

En este contexto, las baterías de Carnot y los sistemas de almacenamiento termoelectrónico constituyen una de las líneas más prometedoras para el almacenamiento de larga duración. Su interés radica en la posibilidad de convertir electricidad en calor durante la fase de carga, almacenarlo en un medio térmico y recuperarlo en la fase de descarga mediante un ciclo de potencia. Esta lógica permite plantear sistemas de almacenamiento potencialmente escalables, apoyados en tecnologías térmicas y en infraestructuras energéticas que, en algunos casos, ya existen parcial o totalmente [1], [2], [11].

Dentro de este marco, las centrales termosolares de torre con almacenamiento en sales fundidas presentan un atractivo especial. Estas plantas ya incorporan dos de los elementos esenciales de una batería de Carnot: un sistema de almacenamiento térmico de alta temperatura y un bloque de potencia capaz de reconvertir el calor en electricidad. Por ello, constituyen una base tecnológica especialmente adecuada para estudiar si puede ampliarse su funcionalidad y pasar de una lógica de generación solar gestionable a una lógica más amplia de almacenamiento electricidad-calor-electricidad [3], [4], [13].

La motivación específica de este Trabajo Fin de Grado surge de una cuestión de diseño con clara relevancia técnica y económica: determinar hasta qué punto puede aprovecharse la infraestructura térmica de una central termosolar de torre para incrementar su capacidad de almacenamiento, reducir la dependencia exclusiva del recurso solar y desplazar energía hacia horas de mayor valor para la red. El planteamiento inicial del trabajo proponía incorporar una bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con dióxido de carbono en condiciones supercríticas, de forma que la electricidad procedente de la red en periodos favorables pudiera transformarse en calor de alta temperatura y almacenarse en las sales fundidas [4], [5]. No obstante, el desarrollo efectivo del proyecto ha permitido ampliar de forma significativa ese enfoque inicial. En lugar de analizar una única arquitectura, se ha estudiado un conjunto de cuatro configuraciones con distinta lógica de integración entre recurso solar, bomba de calor, biomasa y biometano. De este modo, el interés del trabajo no reside únicamente en demostrar la viabilidad conceptual del sistema, sino en comparar soluciones alternativas, identificar qué configuraciones presentan mayor potencial y determinar en qué condiciones pueden resultar técnica y económicamente defendibles [6], [7], [8].

La motivación del proyecto es también económica e industrial. La literatura reciente muestra que la competitividad de los sistemas PTES térmicamente integrados (TI-PTES) depende con fuerza del coste de la electricidad, de la fuente térmica externa, de la arquitectura seleccionada y del grado de reutilización de activos [6], [7], [14]. En el caso concreto analizado en este trabajo, los resultados obtenidos confirman que la viabilidad del concepto depende de forma decisiva del grado de reutilización de infraestructuras y de la arquitectura energética considerada.

En consecuencia, la motivación profunda del trabajo no se limita a proponer una nueva arquitectura energética, sino que persigue aportar un criterio de selección y diseño. Se trata de identificar en qué casos una planta termosolar puede evolucionar hacia una batería de Carnot competitiva, en qué condiciones una central de biomasa puede reconvertirse en una instalación de almacenamiento termoelectrico y qué variables —coste de la electricidad de carga, biomasa, biometano, almacenamiento, coste de equipos y reutilización de activos—

condicionan de forma más intensa la decisión final. Esa combinación entre interés científico, aplicabilidad industrial y relevancia para la transición energética es la que justifica la realización del proyecto [2], [9], [10].

2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1 CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS

La central termosolar de torre (también llamada “de receptor central”) constituye la infraestructura de referencia sobre la que se apoya el trabajo. Este tipo de instalación concentra la radiación solar mediante un campo de heliostatos sobre un receptor central y permite convertir calor de alta temperatura en electricidad a través de un bloque de potencia de vapor. En las configuraciones más extendidas, el calor se almacena en un sistema de sales fundidas de dos tanques, lo que permite desacoplar parcialmente la captación solar de la generación eléctrica y desplazar la producción hacia horas distintas de las puramente solares. Esta arquitectura se toma en el proyecto como caso base y como soporte físico para las soluciones de almacenamiento analizadas.

En el presente trabajo, la central termosolar no se considera únicamente como una tecnología de generación renovable, sino también como una infraestructura térmica reutilizable. Los tanques de sales fundidas y el bloque Rankine se convierten en elementos centrales del análisis porque permiten estudiar la incorporación de un subsistema de carga adicional sin abandonar la lógica de descarga de una planta CSP convencional. Esta reinterpretación de la central termosolar como soporte de una batería de Carnot constituye una de las ideas estructurales del TFG.

2.2 BATERÍA DE CARNOT Y SISTEMAS PTES / TI-PTES

Una batería de Carnot o sistema *Pumped Thermal Energy Storage* (PTES) transforma electricidad en calor durante la fase de carga, almacena esa energía térmica en un medio apropiado y la recupera después en forma de electricidad mediante un ciclo termodinámico de potencia. Se trata, por tanto, de una arquitectura *power-to-heat-to-power* en la que la

energía no se almacena directamente como electricidad, sino como diferencia de nivel térmico.

En el presente trabajo, este concepto se integra con una infraestructura termosolar y, en algunas configuraciones, con fuentes térmicas renovables intermitentes (solar con concentradores cilindroparábolicos) o renovables gestionables (biomasa y biometano). Por ello, el sistema desarrollado no se limita a una batería de Carnot cerrada en sentido estricto, sino que se sitúa más cerca de una arquitectura térmicamente integrada, en la que distintas fuentes y sumideros térmicos participan en la operación del sistema. La relevancia de esta tecnología dentro del proyecto radica en que permite aprovechar la madurez del almacenamiento térmico en sales fundidas para estudiar nuevas formas de carga basadas en electricidad de red.

2.3 BOMBA DE CALOR DE ALTA TEMPERATURA CON DIÓXIDO DE CARBONO SUPERCRÍTICO

El subsistema de carga del proyecto se basa en una bomba de calor de alta temperatura implementada mediante un ciclo Brayton inverso con dióxido de carbono en condiciones supercríticas. Su función es elevar el nivel térmico del calor disponible en la fuente intermedia y transferirlo al almacenamiento en sales fundidas. De esta forma, la electricidad absorbida por el sistema durante la carga no se transforma directamente en electricidad almacenada, sino en calor de alta temperatura utilizable por el bloque de descarga.

El empleo de CO₂ supercrítico resulta especialmente interesante porque permite trabajar en rangos de presión y temperatura compatibles con sistemas de alta potencia y con intercambios térmicos intensos. En el contexto del proyecto, esta tecnología no se introduce como objeto aislado de estudio, sino como el elemento habilitador que hace posible la lógica de almacenamiento *power-to-heat* dentro de una arquitectura termosolar o híbrida.

2.4 ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN SALES FUNDIDAS

El almacenamiento térmico del sistema se realiza mediante un esquema de dos tanques con sales fundidas, uno frío y otro caliente. Este subsistema cumple una doble función. En primer lugar, constituye el medio principal de almacenamiento de energía térmica. En segundo lugar, actúa como interfaz entre el subsistema de carga y el bloque de potencia. En consecuencia, las sales fundidas no son únicamente un componente auxiliar del proyecto, sino el verdadero núcleo de integración entre la carga y la descarga.

El trabajo se apoya en una lógica de temperaturas coherente con la práctica habitual de las centrales de torre, de forma que el almacenamiento mantiene continuidad tecnológica con la CSP convencional al tiempo que sirve de soporte a la batería de Carnot.

2.5 BIOMASA, BIOMETANO Y LAZO TÉRMICO INTERMEDIO

En las configuraciones híbridas y de *retrofit* se incorpora biomasa como fuente térmica renovable gestionable. Su papel dentro del sistema varía según la configuración, pero en todos los casos introduce una mayor flexibilidad operativa al reducir la dependencia exclusiva del recurso solar o al permitir la reconversión de una planta térmica renovable existente.

En la configuración de *retrofit*, la biomasa se integra mediante una caldera conectada a un lazo de aceite térmico, que sirve como fuente de calor para la bomba de calor de alta temperatura. Esta decisión permite adaptar el calor de la caldera a las necesidades del subsistema de carga y desacoplar térmicamente ambos bloques. Además, en la arquitectura que incorpora biometano, este combustible no se emplea para cargar el almacenamiento, sino como apoyo directo al lazo de sales durante la descarga prolongada, con el objetivo de extender la producción eléctrica sin obligar a almacenar previamente un calor que ya está disponible bajo demanda.

2.6 BLOQUE DE POTENCIA RANKINE

La descarga del sistema se realiza mediante un bloque de potencia basado en ciclo Rankine, análogo al utilizado en centrales termosolares de torre convencionales. Esta decisión tiene una gran importancia desde el punto de vista del proyecto, ya que traslada la mayor parte de la innovación al subsistema de carga y a la integración térmica, manteniendo en la fase de descarga una tecnología madura y ampliamente conocida.

El bloque Rankine se utiliza como elemento común de generación eléctrica en las configuraciones analizadas, lo que permite comparar alternativas distintas bajo una misma lógica de descarga. En consecuencia, su presencia garantiza que la comparación entre configuraciones no se vea distorsionada por cambios innecesarios en la tecnología de producción eléctrica final.

2.7 CONFIGURACIONES ENERGÉTICAS DEL PROYECTO

Las tecnologías anteriores se combinan en el trabajo en forma de cuatro configuraciones principales: una central termosolar de referencia, una variante termosolar con bomba de calor, una configuración híbrida con solar, biomasa y bomba de calor, y una configuración de *retrofit* de biomasa con bomba de calor y apoyo de biometano.

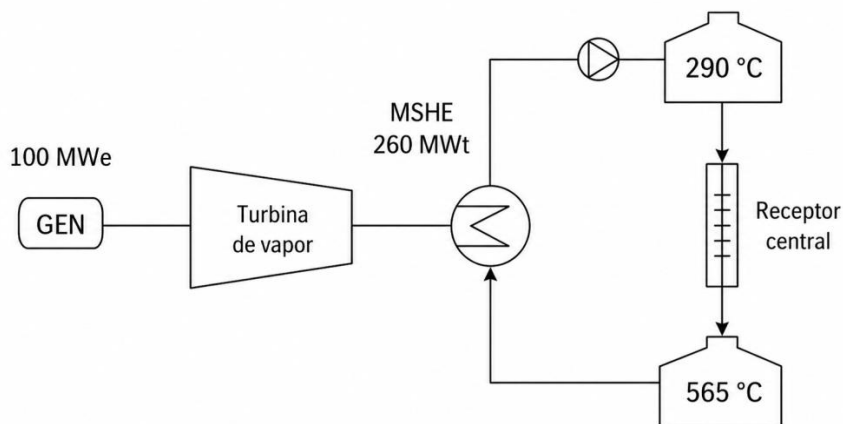


Figura 5. Esquema de la configuración base de central termosolar de torre (CSP).

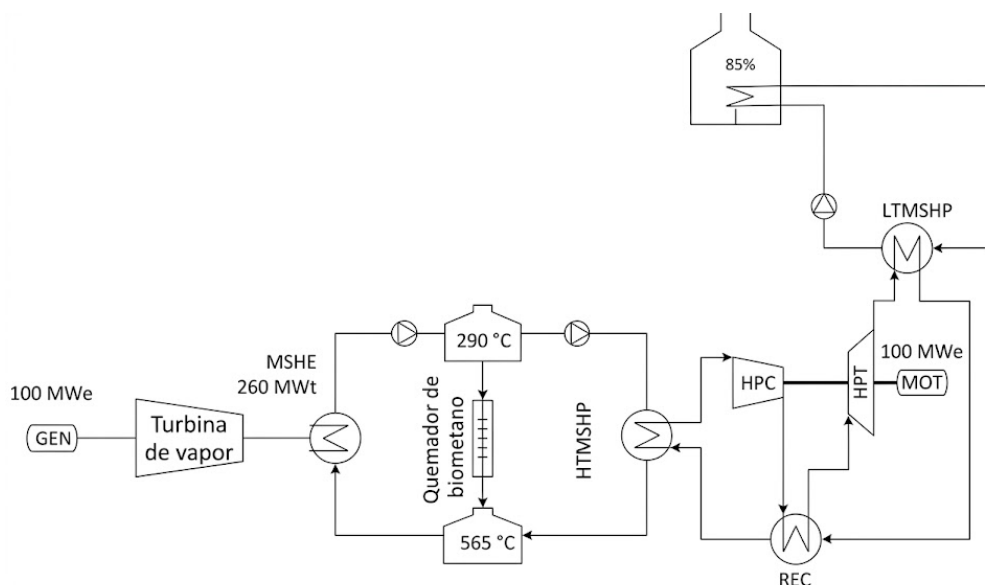


Figura 8. Esquema de la configuración con biomasa y bomba de calor de alta temperatura (BIO-HP).

Estas arquitecturas no representan tecnologías diferentes en sentido estricto, sino distintas formas de integrar un mismo conjunto de tecnologías dentro de un marco funcional común.

Con el fin de sintetizar la función de cada tecnología dentro del proyecto, se incluye la Tabla 1.

Tabla 1. Tecnologías principales del proyecto y función asociada.

Tecnología	Función dentro del TFG
Central termosolar de torre	Infraestructura térmica de referencia
Sales fundidas	Medio de almacenamiento e integración entre subsistemas
Batería de Carnot / PTES	Marco funcional de conversión <i>power-to-heat-to-power</i>
Bomba de calor con CO ₂ supercrítico	Subsistema de carga y elevación térmica (<i>power-to-heat</i>)

Tecnología	Función dentro del TFG
Biomasa	Fuente térmica renovable gestionable
Biometano	Apoyo térmico de descarga en la configuración de <i>retrofit</i>
Bloque Rankine	Subsistema común de descarga eléctrica (<i>heat-to-power</i>)

3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

3.1 NECESIDAD DE ALMACENAMIENTO DE LARGA DURACIÓN Y APARICIÓN DE LAS BATERÍAS DE CARNOT

La creciente penetración de generación renovable variable ha intensificado el interés por tecnologías capaces de aportar almacenamiento a distintas escalas temporales. Aunque existen soluciones consolidadas como el bombeo hidráulico o las baterías electroquímicas, los sistemas de almacenamiento térmico y, en particular, las baterías de Carnot, han ganado relevancia como alternativas potencialmente competitivas para almacenamiento de capacidad elevada y larga duración (más de 4 horas/día). Las revisiones recientes coinciden en señalar que el atractivo de estos sistemas reside en su posible bajo coste específico, su escalabilidad y su capacidad para integrarse con infraestructuras térmicas existentes [1], [4], [10], [11].

Sin embargo, la literatura también muestra que el campo sigue siendo heterogéneo. Coexisten arquitecturas muy distintas, con diferentes medios de almacenamiento, diferentes ciclos térmicos y diferentes grados de integración con fuentes externas. Esta diversidad confirma que no existe todavía una solución dominante, lo que justifica el interés de trabajos comparativos y orientados a integración concreta como el presente.

3.2 LA CENTRAL TERMOSOLAR CON SALES FUNDIDAS COMO REFERENCIA TECNOLÓGICA

Dentro de las tecnologías térmicas maduras, las centrales termosolares con sales fundidas ocupan una posición especialmente relevante. El almacenamiento en dos tanques constituye una referencia industrial consolidada y proporciona una base especialmente adecuada para estudiar arquitecturas *power-to-heat-to-power*. En este sentido, la literatura técnica no solo reconoce la madurez del almacenamiento en sales fundidas, sino que lo sitúa como una de

las plataformas más naturales para integrar nuevas soluciones de carga térmica de alta temperatura [3], [6], [13].

Este aspecto es especialmente importante para el TFG, ya que una parte de la novedad del trabajo no radica en proponer un almacenamiento completamente distinto, sino en estudiar cómo puede aprovecharse una infraestructura CSP existente o conceptualmente equivalente para incorporar una lógica de batería de Carnot.

3.3 BOMBAS DE CALOR DE ALTA TEMPERATURA Y CICLOS CON CO₂ SUPERCRÍTICO

La bomba de calor de alta temperatura constituye una de las piezas más activas dentro de la investigación reciente sobre PTES. En particular, los ciclos Brayton inversos y las configuraciones con CO₂ supercrítico han recibido una atención creciente por su capacidad potencial para operar en rangos térmicos elevados y por su interés para arquitecturas de almacenamiento termoelectrónico [2], [3], [5], [23]–[25].

La bibliografía indica, no obstante, que los principales retos siguen concentrándose en la eficiencia global, la integración térmica con el medio de almacenamiento, el diseño de intercambiadores y turbomáquinas a alta presión y la viabilidad económica de sistemas de gran potencia. Por ello, los trabajos que combinan modelado termodinámico, integración de componentes y evaluación económica siguen siendo especialmente pertinentes.

3.4 SISTEMAS PTES TÉRMICAMENTE INTEGRADOS (TI-PTES)

Una parte relevante de la literatura reciente ya no estudia baterías de Carnot puramente cerradas, sino sistemas térmicamente integrados con fuentes externas de calor o de frío. Este tipo de configuraciones modifica la lógica clásica del PTES, ya que la electricidad de carga deja de ser la única entrada energética relevante y pasa a coexistir con una o varias fuentes térmicas adicionales [5], [14]–[17].

Esta tendencia resulta especialmente significativa para el presente trabajo, ya que varias de las configuraciones analizadas no dependen exclusivamente de electricidad y almacenamiento, sino que integran recurso solar, biomasa o biometano. En consecuencia, el TFG se sitúa más cerca de la frontera actual del campo que de una formulación elemental de batería de Carnot aislada.

3.5 RETROFIT DE INFRAESTRUCTURAS TÉRMICAS EXISTENTES

Otra línea de investigación cada vez más visible es la reconversión de infraestructuras térmicas existentes en activos de almacenamiento o flexibilidad. La bibliografía reciente destaca el interés del *retrofit* por su capacidad para reducir inversión inicial y aprovechar equipos ya disponibles, aunque también subraya que el valor de estas soluciones depende fuertemente del activo de partida y del contexto de operación [9], [18], [19].

Este punto conecta directamente con el TFG, ya que el trabajo no se limita a proponer nuevas plantas, sino que analiza expresamente escenarios de reutilización de activos existentes. En ese sentido, la comparación entre configuraciones no se formula únicamente como un problema de ingeniería conceptual, sino también como una evaluación del potencial de transformación de infraestructuras ya implantadas.

Dentro de esta línea de trabajo, ha resultado especialmente útil como antecedente académico el Trabajo Fin de Máster de Arturo Martín Colino, *Almacenamiento de energía mediante bombeo térmico de calor integrado con centros de datos*, desarrollado en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en 2025-26. Aunque dicho trabajo se enmarca en un contexto de integración distinto, ha servido como punto de partida metodológico para la formulación del modelo termodinámico en EES y para la lógica general de implementación del subsistema de carga [31].

3.6 BIOMASA, BIOMETANO Y CONFIGURACIONES HÍBRIDAS CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La literatura sobre integración de biomasa con almacenamiento térmico y con sistemas de *heat pump energy storage* es todavía más reducida que la correspondiente a CSP o PTES con fuentes térmicas industriales. Existen precedentes sobre integración de almacenamiento térmico en plantas de biomasa y trabajos recientes sobre plantas de biomasa acopladas a sistemas de *heat pump energy storage* [7], [8], [20]–[22], pero el volumen de publicaciones sigue siendo limitado y todavía no se observa una arquitectura claramente dominante.

Más restringido aún es el caso del biometano como apoyo operativo dentro de una lógica de almacenamiento termoeléctrico renovable. Esta circunstancia otorga especial interés al TFG, ya que la combinación de biomasa, bomba de calor, almacenamiento en sales y apoyo de biometano no aparece ampliamente desarrollada en la literatura revisada.

3.7 ESTRATEGIA DE OPERACIÓN, DURACIONES DE CARGA Y DESCARGA Y SENSIBILIDAD ECONÓMICA

La estrategia de operación representa otra variable de diseño especialmente relevante. La literatura reciente ha mostrado que la duración relativa de los periodos de carga y descarga puede afectar de forma material al comportamiento energético y exergoeconómico de una batería de Carnot [26]. De forma complementaria, varios trabajos subrayan que el valor económico de estas soluciones depende con fuerza de la estructura tarifaria, de la variabilidad del precio de la electricidad y de la estrategia concreta de despacho [27]–[30].

Esta cuestión resulta directamente pertinente para el presente TFG, ya que varias de las configuraciones comparadas se distinguen precisamente por la duración de la carga, la duración de la descarga y la posibilidad de aprovechar electricidad de bajo precio o extender la generación en horas de mayor valor. Por ello, la metodología del trabajo no se limita a comparar arquitecturas estáticas, sino que considera también su lógica operativa diaria y sus consecuencias económicas.

3.8 SÍNTESIS DEL ESTADO DE LA CUESTIÓN

A partir de la revisión anterior puede identificarse con claridad el espacio que ocupa el presente trabajo. La literatura ha avanzado notablemente en cuatro frentes: la sistematización del concepto de batería de Carnot, la madurez del almacenamiento en sales fundidas, el interés creciente de las bombas de calor con CO₂ supercrítico y la exploración de configuraciones térmicamente integradas. Sin embargo, siguen existiendo varios huecos relevantes.

En primer lugar, no existe una arquitectura única claramente consolidada para integrar una bomba de calor de alta temperatura con almacenamiento en sales fundidas dentro de infraestructuras energéticas reales. En segundo lugar, la comparación homogénea entre configuraciones solares, híbridas y de *retrofit* sigue siendo escasa. En tercer lugar, la literatura sobre reconversión de plantas de biomasa hacia sistemas de almacenamiento termoeléctrico con sales fundidas y apoyo auxiliar continúa siendo muy limitada. En cuarto lugar, el papel de la estrategia de operación diaria y del grado de reutilización de activos sigue siendo decisivo, pero no siempre aparece integrado en una misma evaluación técnica y económica.

En consecuencia, el presente TFG se sitúa en la intersección de esos huecos. Su aportación no consiste en desarrollar una tecnología completamente nueva, sino en comparar arquitecturas plausibles bajo una lógica metodológica común, integrar diseño termodinámico, predimensionado y análisis económico, y aportar criterios para decidir cuándo una configuración resulta más interesante que otra.

Con objeto de sintetizar la revisión realizada y situar con claridad el espacio técnico en el que se inserta el presente TFG, se presenta la Tabla 2.

Tabla 2. Síntesis de la literatura revisada y relación con el TFG.

Línea de investigación	Situación en la literatura	Relación con el TFG
PTES / Carnot batteries	Campo en expansión, sin arquitectura dominante	El TFG compara configuraciones concretas
CSP con sales fundidas	Tecnología madura y bien establecida	Se utiliza como infraestructura de referencia
Bombas de calor con sCO ₂	Línea activa de investigación	Constituyen el subsistema de carga del proyecto
Sistemas térmicamente integrados	Interés creciente con fuentes externas	El TFG estudia integración con solar, biomasa y biometano
Retrofit de infraestructuras térmicas	Relevancia creciente, pero casos aún limitados	El TFG analiza expresamente escenarios de reconversión
Biomasa y biometano en almacenamiento térmico	Literatura más reducida y menos consolidada	El TFG aborda una combinación poco explorada

4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

El análisis del estado de la cuestión permite justificar el presente proyecto desde una doble perspectiva: técnica e industrial.

Desde el punto de vista técnico, el problema no se encuentra completamente resuelto porque la literatura muestra que las baterías de Carnot y los sistemas PTES presentan un potencial elevado, pero todavía no existe una arquitectura dominante ni una solución universalmente competitiva [1], [2], [18]. Existen componentes maduros, como el almacenamiento en sales fundidas y los bloques de potencia Rankine empleados en centrales termosolares, y existe también una base científica suficiente para el empleo de bombas de calor de alta temperatura con dióxido de carbono supercrítico [3]–[5], [13], [23]. Sin embargo, sigue siendo necesario estudiar cómo se integran estos elementos en configuraciones reales y bajo qué condiciones pasan de ser únicamente viables desde el punto de vista termodinámico a ser técnica y económicamente defendibles [6], [7].

Desde el punto de vista industrial, el interés del proyecto se encuentra en el aprovechamiento de infraestructuras energéticas existentes o parcialmente disponibles. El trabajo no plantea una tecnología aislada de nueva construcción, sino una estrategia de revalorización de activos térmicos, como plantas termosolares con almacenamiento en sales fundidas o plantas de biomasa. Esta aproximación permite estudiar si determinados equipos ya instalados, como los tanques de sales, el bloque Rankine o una caldera de biomasa, pueden integrarse dentro de una arquitectura de almacenamiento termoeléctrico renovable.

La configuración CSP-HP justifica de forma particular el interés del proyecto en el ámbito termosolar. No se limita a añadir un equipo auxiliar a una planta CSP, sino que plantea una forma de convertir electricidad de red en calor útil para un almacenamiento térmico ya existente, reforzando la capacidad de la planta para desplazar producción fuera de las horas solares. De este modo, la central termosolar deja de ser únicamente una instalación de

aprovechamiento solar y pasa a desempeñar también un papel más amplio como activo de flexibilidad.

La configuración BIO-HP justifica, por su parte, el interés del proyecto en el ámbito del retrofit de biomasa. La literatura reciente muestra que el acoplamiento entre plantas de biomasa y sistemas de almacenamiento termoelectrico mediante bomba de calor ha comenzado a desarrollarse, aunque todavía con pocos precedentes [7], [8]. En este marco, el análisis de una planta de biomasa existente como fuente térmica de una batería de Carnot permite estudiar una vía alternativa de reconversión de activos térmicos renovables.

La fortaleza del proyecto reside además en su estructura comparativa. No se analiza una única configuración, sino cuatro arquitecturas bajo una metodología común. Esta comparación permite responder con mayor solidez a la cuestión central del trabajo: qué tipo de solución resulta más adecuada en función del activo de partida, del grado de integración térmica y de la estructura económica asociada.

En consecuencia, el proyecto se justifica porque responde a un problema real del sistema eléctrico, se apoya en una base tecnológica y científica actual, cubre un espacio todavía parcialmente abierto en la literatura y ofrece una utilidad práctica como herramienta de decisión para el diseño o la reconversión de plantas energéticas.

4.2 OBJETIVOS

El presente Trabajo Fin de Grado tiene como objetivo general evaluar la viabilidad técnica y económica de la reconversión de una planta termosolar de torre en una batería de Carnot integrada con fuentes térmicas renovables, aprovechando en la medida de lo posible infraestructuras térmicas ya existentes y comparando distintas arquitecturas energéticas.

De este objetivo general se derivan varios objetivos específicos. En primer lugar, se pretende definir y comparar un conjunto representativo de configuraciones capaces de combinar, en distinto grado, recurso solar, almacenamiento en sales fundidas, bomba de calor de alta temperatura, biomasa y biometano. En segundo lugar, se busca analizar la coherencia

termodinámica de las configuraciones seleccionadas y estudiar la integración de una bomba de calor de alta temperatura con el sistema de almacenamiento térmico y con el bloque de potencia de vapor.

En tercer lugar, se persigue realizar un predimensionado preliminar de los equipos principales del sistema. Este objetivo afecta especialmente a la bomba de calor, a los intercambiadores de calor, a las turbomáquinas del ciclo de CO₂ y a las tuberías principales del subsistema de carga. El propósito no es alcanzar un diseño constructivo final, sino establecer una base técnica coherente para la posterior valoración económica y funcional del sistema.

Por último, se pretende cuantificar la viabilidad económica de las configuraciones mediante un análisis comparativo de CAPEX, OPEX y LCOE, distinguiendo entre escenarios de nueva planta y escenarios con distintos grados de reutilización de infraestructuras.

4.3 METODOLOGÍA

La metodología seguida en este Trabajo Fin de Grado se ha estructurado como un proceso secuencial de análisis, modelado, predimensionado y comparación, con el fin de pasar de una idea conceptual de integración a una evaluación técnica y económica suficientemente sólida.

En una primera fase se definió el alcance del estudio y se seleccionaron las arquitecturas energéticas objeto de análisis. Esta etapa permitió establecer las cuatro configuraciones principales del trabajo y fijar para cada una de ellas su lógica de operación, las fuentes térmicas disponibles, el papel del almacenamiento en sales fundidas y el grado de reutilización de infraestructuras. Asimismo, se delimitaron los límites del sistema y las hipótesis generales de operación, de forma que todas las alternativas pudieran compararse bajo un marco coherente.

En una segunda fase se desarrolló el modelado termodinámico de las configuraciones mediante Engineering Equation Solver (EES). Esta herramienta se utilizó para resolver

Tabla 3. Objetivos específicos del proyecto y resultados esperados.

Objetivo específico	Resultado esperado
Definir y comparar cuatro configuraciones energéticas	Establecer una base homogénea de análisis
Analizar la coherencia termodinámica de las configuraciones	Verificar compatibilidad de niveles térmicos, presiones y balances energéticos
Predimensionar los equipos principales	Obtener órdenes de magnitud y criterios de diseño
Evaluar la viabilidad económica mediante CAPEX, OPEX y LCOE	Identificar configuraciones más competitivas
Determinar el efecto de la reutilización de infraestructuras	Cuantificar el impacto del retrofit en la competitividad
Extraer criterios de diseño y selección de arquitectura	Apoyar futuras decisiones de diseño o reconversión de activos

balances de masa y energía, calcular las propiedades termodinámicas del dióxido de carbono supercrítico y determinar los estados característicos de los ciclos analizados. A partir de este modelado se obtuvieron las principales magnitudes energéticas del sistema, como potencias de carga y descarga, calor transferido entre subsistemas, consumo eléctrico de la bomba de calor, energía útil almacenada y energía exportada. Esta fase constituyó la base física del trabajo y permitió verificar la coherencia de cada configuración antes de avanzar hacia el análisis económico [32].

En una tercera fase se abordó el predimensionado preliminar de los componentes principales. A partir de los estados termodinámicos obtenidos en EES se estimaron rangos de operación, niveles térmicos, requisitos de intercambio de calor y órdenes de magnitud de los equipos más relevantes. En esta etapa se profundizó en el diseño preliminar de las turbomáquinas del ciclo de CO₂ y en el dimensionamiento de las tuberías principales, incorporando criterios hidráulicos y mecánicos compatibles con la operación prevista del sistema.

En una cuarta fase se construyó el modelo económico en Excel, integrando costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, consumo eléctrico de la bomba de calor y, cuando corresponde, costes asociados a biomasa y biometano. Sobre esta base se calcularon los costes nivelados de electricidad de cada alternativa y se compararon los escenarios de nueva planta, aprovechamiento parcial y aprovechamiento máximo. Las hipótesis económicas concretas y la formulación empleada para el cálculo del LCOE se desarrollan en el capítulo de sistema y modelado.

En una quinta fase se llevó a cabo el análisis comparativo final. En esta parte se contrastaron las cuatro configuraciones bajo criterios homogéneos y se identificaron las variables con mayor influencia sobre el resultado. Entre ellas destacan el grado de reutilización de activos, el coste de la electricidad consumida por la bomba de calor, el coste de la biomasa, el coste del biometano y la contribución relativa de cada subsistema al LCOE final.

De forma transversal a todas las fases del trabajo se aplicaron criterios de verificación y consistencia. Se comprobó el cierre de balances energéticos, la coherencia de unidades, la compatibilidad de niveles térmicos entre subsistemas y la plausibilidad física de los resultados obtenidos. Asimismo, los resultados se contrastaron cualitativamente con rangos y tendencias reportados en la bibliografía reciente, de forma que la memoria no se apoyara únicamente en cálculos internos, sino también en una contextualización técnica adecuada [1], [5], [6].

Tabla 4. Fases metodológicas, herramientas y resultados asociados.

Fase	Contenido principal	Herramientas utilizadas	Resultado asociado
1	Definición del problema y selección de configuraciones	Revisión documental, análisis conceptual	Arquitecturas energéticas de partida
2	Modelado termodinámico	EES	Estados del ciclo, balances y magnitudes energéticas
3	Predimensionado preliminar	EES, hojas de cálculo	Rangos de diseño y requisitos principales de equipos
4	Análisis económico	Excel, EES	CAPEX, OPEX y LCOE por configuración
5	Comparación y sensibilidad	Excel	Identificación de variables dominantes y jerarquía entre configuraciones
6	Síntesis y conclusiones	Integración de resultados	Criterios de diseño y selección de alternativas

5. SISTEMA Y MODELADO DESARROLLADO

5.1 ARQUITECTURA GENERAL DEL SISTEMA

El presente apartado describe la lógica funcional del sistema desarrollado y la forma en que se articulan los distintos subsistemas que intervienen en el proyecto. Con este fin, se analiza en primer lugar el planteamiento general de la arquitectura estudiada, a continuación se describen las configuraciones consideradas y, por último, se identifican las principales variables de diseño que condicionan su comportamiento técnico y económico.

5.1.1 PLANTEAMIENTO FUNCIONAL DEL SISTEMA

Desde el punto de vista funcional, el sistema responde a una lógica de conversión electricidad-calor-electricidad. Durante la fase de carga, una parte de la energía eléctrica disponible se emplea para accionar una bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con CO₂ supercrítico. Esta bomba de calor eleva el nivel térmico del calor disponible y permite transferir energía al sistema de almacenamiento en sales fundidas. Posteriormente, durante la fase de descarga, el calor almacenado se reconvierte en electricidad mediante un bloque de potencia Rankine.

La arquitectura general puede dividirse en tres niveles energéticos principales. El primero corresponde a las fuentes energéticas disponibles, que pueden ser recurso solar, electricidad de red, biomasa o biometano, según la configuración considerada. El segundo corresponde al subsistema de carga, formado por la bomba de calor de alta temperatura y los intercambiadores asociados. El tercero está constituido por el almacenamiento térmico en sales fundidas y el bloque de descarga eléctrica.

La principal característica del sistema es que no se construye desde cero como una instalación independiente, sino que se formula como una posible reconversión o ampliación funcional de activos térmicos existentes. En las configuraciones solares, los tanques de sales fundidas y el bloque de vapor proceden de la lógica de una central termosolar de torre. En la

configuración basada en biomasa, la caldera y el lazo térmico intermedio actúan como base para estudiar la transformación de una planta térmica renovable en un sistema de almacenamiento termoeléctrico.

De este modo, el modelo permite analizar no solo la coherencia termodinámica de la batería de Carnot, sino también su posible encaje en infraestructuras reales. Esta aproximación resulta fundamental, ya que la competitividad de este tipo de sistemas no depende únicamente del rendimiento del ciclo, sino también de la posibilidad de reutilizar equipos existentes y de integrar correctamente los distintos subsistemas.

5.1.2 CONFIGURACIONES CONSIDERADAS

El trabajo analiza cuatro configuraciones principales: CSP base, CSP-HP, BIO-CSP-HP y BIO-HP. La primera se utiliza como referencia termosolar convencional, mientras que las tres restantes incorporan una bomba de calor de alta temperatura y distintos grados de hibridación térmica.

La configuración CSP base representa una central termosolar de torre con almacenamiento en sales fundidas y bloque de potencia Rankine. Esta configuración no constituye una batería de Carnot completa, ya que no incorpora un subsistema de carga electricidad-calor mediante bomba de calor. Su función dentro del trabajo es servir como caso de referencia para comparar el efecto de introducir arquitecturas de carga adicionales.

La configuración CSP-HP incorpora una bomba de calor de alta temperatura al esquema termosolar. En esta arquitectura, el almacenamiento en sales deja de depender exclusivamente de la captación solar, ya que la electricidad de red puede utilizarse para reforzar la carga térmica del sistema. Esta configuración representa la transición más directa desde una planta termosolar convencional hacia una arquitectura de batería de Carnot.

La configuración BIO-CSP-HP añade biomasa a la arquitectura anterior. El sistema combina recurso solar, biomasa y electricidad de carga, lo que permite aumentar la flexibilidad térmica del conjunto. Esta configuración presenta una mayor complejidad de integración,

pero también permite estudiar una arquitectura híbrida renovable en la que distintas fuentes energéticas contribuyen al funcionamiento del almacenamiento.

Por último, la configuración BIO-HP elimina el receptor solar central y plantea la reconversión de una planta de biomasa en una batería de Carnot. En este caso, la caldera de biomasa alimenta un lazo de aceite térmico que actúa como fuente de calor para la bomba de calor, mientras que el biometano se emplea como apoyo directo durante la fase de descarga. Esta configuración representa el caso más claro de retrofit de una infraestructura térmica renovable.

Tabla 5. Configuraciones analizadas y elementos principales del sistema.

Configuración	Receptor central	Bomba de calor	Biomasa	Biometano	Función dentro del estudio
CSP base	Sí	No	No	No	Referencia termosolar convencional
CSP-HP	Sí	Sí	No	No	Integración de carga eléctrica en una planta CSP
BIO-CSP-HP	Sí	Sí	Sí	No	Hibridación solar-biomasa con bomba de calor
BIO-HP	No	Sí	Sí	Sí	Retrofit de biomasa con apoyo de biometano

En la configuración CSP base se consideran tres casos de referencia. El caso SM = 1 representa una planta termosolar con múltiplo solar unitario, utilizada como situación base

de dimensionamiento del campo solar. El caso $SM = 2$ representa una planta con mayor capacidad de captación solar, lo que permite incrementar la energía térmica disponible para almacenamiento y descarga. Por último, el caso ampliado representa un escenario de aprovechamiento intensivo de la infraestructura termosolar, empleado para valorar el efecto de una mayor utilización de activos existentes sobre el coste final del sistema.

En las configuraciones CSP-HP, BIO-CSP-HP y BIO-HP se consideran tres escenarios económicos: nueva planta, aprovechamiento parcial y aprovechamiento máximo. Estos escenarios no modifican la lógica física de cada configuración, sino el grado de reutilización de equipos e infraestructuras considerado en la evaluación económica. Su definición detallada se recoge posteriormente en el apartado correspondiente al modelo económico.

5.1.3 SUBSISTEMAS PRINCIPALES

Para construir el modelo se identifican cuatro subsistemas principales: el subsistema de carga, el sistema de almacenamiento térmico, el subsistema de descarga y, cuando la configuración lo requiere, el subsistema térmico auxiliar.

El subsistema de carga está formado por la bomba de calor de alta temperatura con CO_2 supercrítico. Su función es elevar el nivel térmico del calor disponible y transferirlo al almacenamiento en sales fundidas. Las variables más relevantes de este bloque son las presiones de operación, las temperaturas características del ciclo, el caudal másico de CO_2 , las eficiencias de compresor y turbina, las aproximaciones térmicas en los intercambiadores y la potencia eléctrica neta absorbida durante la carga.

El sistema de almacenamiento térmico se basa en dos tanques de sales fundidas, uno frío y otro caliente. Este subsistema actúa como núcleo común de integración entre la carga y la descarga. En el modelo, las temperaturas de referencia de las sales son $290\text{ }^\circ\text{C}$ para el tanque frío y $565\text{ }^\circ\text{C}$ para el tanque caliente, valores coherentes con la operación habitual de centrales termosolares de torre.

El subsistema de descarga está formado por un bloque de potencia Rankine de vapor. Su función es transformar el calor almacenado en las sales fundidas en electricidad. En el

presente trabajo no se realiza un diseño detallado del ciclo de vapor, ya que el foco principal del análisis se sitúa en el subsistema de carga y en la comparación entre configuraciones. Por ello, el bloque Rankine se caracteriza mediante una potencia neta de referencia y un rendimiento global.

Finalmente, el subsistema térmico auxiliar aparece en las configuraciones que incorporan biomasa o biometano. En el caso de la biomasa, la caldera se integra mediante un lazo de aceite térmico que actúa como interfaz entre la fuente térmica y la bomba de calor. En el caso del biometano, el apoyo térmico se aplica directamente al lazo de sales durante la fase de descarga, con el objetivo de prolongar la producción eléctrica sin necesidad de almacenar previamente todo el calor requerido.

Esta división en subsistemas permite analizar el sistema de forma ordenada y comparar las configuraciones bajo una misma lógica de modelado. Además, facilita la separación entre los elementos comunes a todas las arquitecturas y aquellos que dependen del activo de partida o del grado de hibridación térmica considerado.

5.2 MODELADO TERMOENERGÉTICO EN EES

El modelado termoenergético constituye la base física del trabajo, ya que permite verificar la coherencia de las configuraciones analizadas antes de avanzar hacia el predimensionado de componentes y la evaluación económica. Para ello, se ha empleado el programa Engineering Equation Solver (EES), que permite resolver sistemas de ecuaciones no lineales, calcular propiedades termodinámicas de fluidos reales y mantener la consistencia de unidades durante el proceso de cálculo.

En el presente trabajo, EES se ha utilizado para modelar los balances de masa y energía de las distintas configuraciones, calcular las propiedades del CO₂ en condiciones supercríticas y obtener los estados termodinámicos principales del subsistema de carga. A partir de estos resultados se han determinado las potencias de compresión y expansión, el calor

intercambiado con los distintos focos térmicos, el caudal másico de CO₂ y las condiciones necesarias para el posterior predimensionado de turbomáquinas y tuberías.

El modelado se ha planteado con un enfoque comparativo. Por tanto, no se pretende optimizar de forma independiente cada configuración, sino establecer una base homogénea que permita comparar de manera coherente las alternativas CSP base, CSP-HP, BIO-CSP-HP y BIO-HP.

5.2.1 HIPÓTESIS TÉCNICAS DE PARTIDA

El modelo se apoya en una serie de hipótesis técnicas comunes que definen el punto de diseño del subsistema de carga, del almacenamiento térmico y del bloque de descarga. Estas hipótesis permiten fijar un marco físico común para el análisis de las configuraciones y garantizan que las comparaciones posteriores se realicen bajo criterios homogéneos.

Las condiciones principales adoptadas se resumen en la Tabla 6.

Estos valores no deben interpretarse como una colección aislada de supuestos, sino como el conjunto de condiciones que hace compatible el funcionamiento de la bomba de calor, el almacenamiento en sales fundidas y el bloque de potencia. En particular, las temperaturas de 290 °C y 565 °C permiten mantener continuidad con la tecnología termosolar de torre, mientras que las presiones de 85 bar y 300 bar definen el rango de operación del ciclo de CO₂ supercrítico.

El rendimiento del bloque Rankine se emplea para relacionar la potencia eléctrica neta generada durante la descarga con la potencia térmica requerida desde las sales. Así, para una potencia eléctrica de 100 MW y un rendimiento del 38,5 %, la potencia térmica de referencia del bloque de descarga se sitúa en torno a 260 MWt. Esta magnitud sirve como base para dimensionar los intercambios térmicos asociados al almacenamiento.

Tabla 6. Condiciones de diseño del subsistema de carga y del almacenamiento térmico.

Parámetro	Valor adoptado
Presión de entrada al compresor	85 bar
Presión de salida del compresor	300 bar
Eficiencia isentrópica del compresor	85 %
Eficiencia isentrópica de la turbina	90 %
Pérdida relativa de presión en intercambiadores	2 %
Aproximación térmica mínima en intercambiadores	10 K
Temperatura del tanque frío de sales	290 °C
Temperatura del tanque caliente de sales	565 °C
Potencia neta del bloque Rankine	100 MW
Rendimiento del bloque Rankine	38,5 %

5.2.2 MODELADO DEL CICLO DE CO₂ SUPERCRÍTICO

El subsistema de carga se modela como una bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con CO₂ en condiciones supercríticas. Su función es elevar el nivel térmico del calor disponible en el foco de baja temperatura y transferirlo al almacenamiento en sales fundidas, permitiendo así convertir electricidad en calor de alta temperatura.

El ciclo considerado incluye compresión, recuperación interna, intercambio térmico con el foco caliente, expansión e intercambio térmico con el foco frío. Esta configuración permite recuperar parte de la energía térmica interna del ciclo y reducir la demanda de calor externo. El objetivo del modelo no es únicamente obtener un ciclo termodinámicamente coherente, sino garantizar que dicho ciclo pueda integrarse con los niveles térmicos de las sales fundidas y con las fuentes térmicas disponibles en cada configuración.

La potencia asociada a las turbomáquinas se calcula a partir del caudal másico y del salto entálpico del fluido:

$$\dot{W} = \dot{m} \cdot (h_{salida} - h_{entrada}) \quad (5.1)$$

donde $\dot{W}$ es la potencia intercambiada por la turbomáquina, $\dot{m}$ es el caudal másico de CO₂ y h es la entalpía específica del fluido. En el compresor, esta expresión representa la potencia consumida por el fluido durante la compresión. En la turbina, representa la potencia recuperada durante la expansión. La potencia neta absorbida por el motor eléctrico del subsistema de carga se obtiene como diferencia entre la potencia consumida por el compresor y la potencia recuperada en la turbina, de acuerdo con la Ecuación (5.2):

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_{comp} - \dot{W}_{turb} \quad (5.2)$$

donde $\dot{W}_{net}$ es la potencia eléctrica neta absorbida por el subsistema de carga, $\dot{W}_{comp}$ es la potencia requerida por el compresor y $\dot{W}_{turb}$ es la potencia recuperada en la turbina.

Los intercambiadores de calor se modelan mediante balances de energía entre corrientes. De forma general, el calor transferido por una corriente se calcula según la Ecuación (5.3):

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot (h_{salida} - h_{entrada}) \quad (5.3)$$

donde $\dot{Q}$ es la potencia térmica intercambiada. En todos los intercambios se comprueba la coherencia térmica entre las corrientes y se impone una aproximación mínima de 10 K. Esta condición evita cruces térmicos no físicos y garantiza que el intercambio planteado sea compatible con un diseño preliminar realista.

A partir de este modelo se obtienen las principales magnitudes energéticas del subsistema de carga: potencia de compresión, potencia de expansión, potencia neta absorbida, calor transferido al almacenamiento y estados termodinámicos del CO₂. Estos resultados constituyen la base para el posterior predimensionado de turbomáquinas y tuberías..

5.2.3 ESTADOS TERMODINÁMICOS PRINCIPALES DEL CICLO

A partir del punto de diseño empleado en el modelo, el ciclo de CO₂ queda descrito por seis estados principales. Estos estados permiten identificar las condiciones del fluido a la entrada y salida de los equipos principales del subsistema de carga, y sirven como base para el cálculo de potencias, intercambios térmicos y propiedades necesarias para el dimensionamiento posterior.

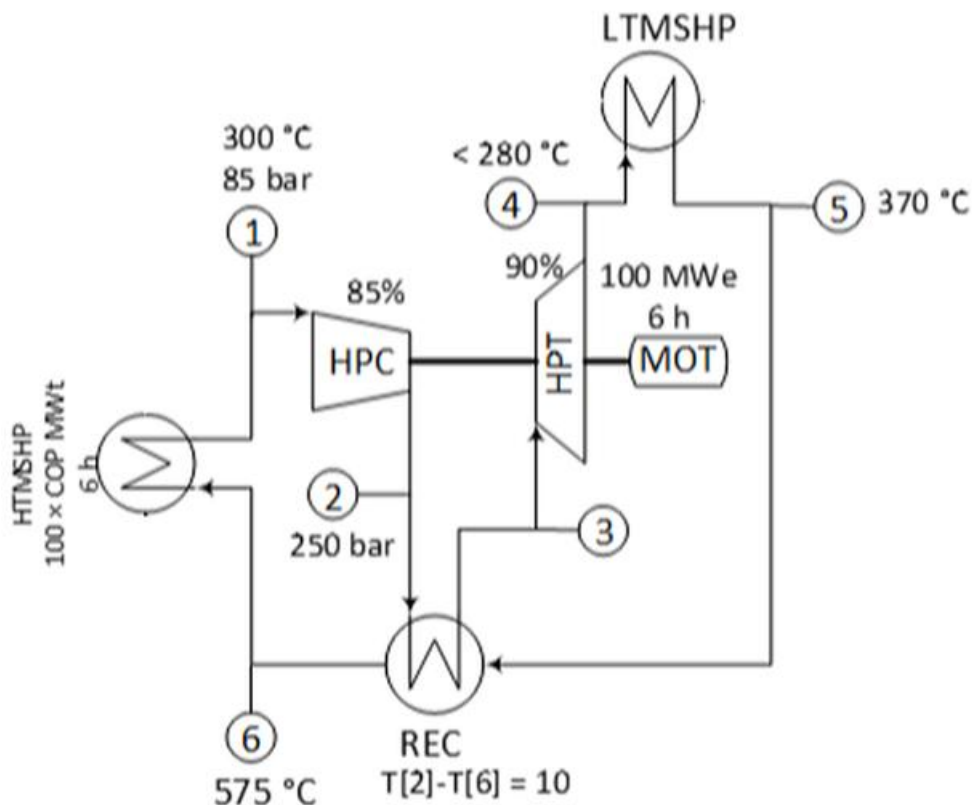


Figura 9. Esquema del ciclo de bomba de calor de CO₂ supercrítico

Tabla 7. Estados principales del ciclo de CO₂ en el punto de diseño del subsistema de carga.

Estado	T (°C)	p (bar)	h (kJ/kg)
1	393,8	85,00	352,6
2	585,0	300,00	566,5
3	392,5	294,00	323,4
4	267,3	90,31	206,3
5	370,0	88,50	324,5
6	575,0	86,73	567,5

La Tabla 13 muestra que el ciclo trabaja con un salto de presión elevado entre la entrada y la salida del compresor, pasando de 85 bar a 300 bar. Esta relación de presiones permite elevar la temperatura del CO₂ hasta valores compatibles con la transferencia de calor hacia el nivel caliente del almacenamiento.

Asimismo, se observa que la temperatura máxima del ciclo alcanza 585 °C, valor superior a la temperatura del tanque caliente de sales fundidas. Esta diferencia resulta necesaria para garantizar la transferencia térmica hacia el almacenamiento, teniendo en cuenta la aproximación mínima considerada en los intercambiadores. Por otro lado, la temperatura del estado 4, situada en torno a 267 °C, permite cerrar el ciclo manteniendo una integración térmica razonable con el foco de baja temperatura.

La estructura de entalpías muestra también el papel del recuperador interno. La recuperación permite modificar las temperaturas intermedias del ciclo y reducir la carga térmica externa necesaria, mejorando la integración interna del subsistema de carga. Por tanto, los estados

obtenidos no solo describen el ciclo, sino que constituyen la base de la validación energética del sistema.

5.2.4 INTEGRACIÓN TÉRMICA ENTRE CO₂, SALES, ACEITE, BIOMASA Y BIOMETANO

Una vez fijado el punto de diseño del ciclo de CO₂, el aspecto más relevante del modelo pasa a ser su integración térmica con el resto de subsistemas. Esta integración determina si la arquitectura propuesta puede considerarse físicamente coherente y no simplemente viable desde el punto de vista de un ciclo aislado.

En las configuraciones con base termosolar, el subsistema de carga se acopla al almacenamiento en sales fundidas. La bomba de calor debe ser capaz de suministrar calor al nivel térmico del tanque caliente sin introducir incompatibilidades excesivas de temperatura o presión. La elección de sales fundidas como medio de almacenamiento permite mantener una lógica de descarga madura y conocida, pero exige diseñar cuidadosamente el intercambio térmico con el CO₂ supercrítico.

En las configuraciones con biomasa, la integración térmica se realiza mediante un lazo de aceite térmico. Esta solución permite adaptar el calor procedente de la caldera de biomasa a las condiciones requeridas por la bomba de calor, evitando una integración directa entre equipos con restricciones térmicas y operativas diferentes. Para esta configuración se han considerado temperaturas de referencia del aceite de 290 °C y 380 °C, coherentes con la operación prevista de la caldera y con la integración del ciclo de CO₂ [33].

El papel del biometano en la configuración BIO-HP responde a una lógica distinta. En lugar de emplearse para cargar previamente el almacenamiento, el biometano se utiliza como apoyo directo durante la fase de descarga. Esta decisión evita almacenar un calor que puede suministrarse bajo demanda y sitúa el combustible auxiliar en el punto donde mayor valor funcional aporta: la prolongación de la producción eléctrica.

Por tanto, la integración térmica del sistema puede entenderse como una distribución funcional de roles. El CO₂ actúa como fluido de trabajo del subsistema de elevación térmica,

las sales fundidas constituyen el núcleo de almacenamiento y desacoplamiento entre carga y descarga, el aceite térmico sirve como interfaz entre la biomasa y la bomba de calor, y el biometano actúa como apoyo puntual durante la descarga prolongada.

Esta jerarquización permite comparar las configuraciones de manera coherente. En todas ellas se mantiene una misma lógica general de almacenamiento y descarga, pero cambia la fuente térmica disponible, la forma de alimentar el subsistema de carga y el grado de apoyo durante la descarga. Por ello, el modelo termoenergético no se limita a calcular estados del CO₂, sino que permite representar la interacción entre los distintos subsistemas de la planta.

5.3 PREDIMENSIONADO PRELIMINAR DE COMPONENTES

Una vez definido el modelo termoenergético del subsistema de carga, se realizó un predimensionado preliminar de los componentes principales con el objetivo de comprobar la plausibilidad física de la arquitectura propuesta. Esta etapa no pretende alcanzar un diseño constructivo definitivo, sino verificar que las magnitudes obtenidas en el modelo —caudales, potencias, presiones, temperaturas y niveles de intercambio térmico— pueden asociarse a equipos razonables desde el punto de vista de ingeniería.

El predimensionado se centró en tres grupos de componentes. En primer lugar, se analizaron los intercambiadores y el almacenamiento térmico, al ser los elementos encargados de acoplar el ciclo de CO₂ con las sales fundidas y, en las configuraciones con biomasa, con el lazo de aceite térmico. En segundo lugar, se estudió la arquitectura preliminar de las turbomáquinas del ciclo de CO₂, principalmente el compresor de alta presión y la turbina de expansión. Por último, se dimensionaron de forma preliminar las tuberías principales del lazo de CO₂, con el fin de comprobar que el caudal másico obtenido podía ser transportado con velocidades y pérdidas de carga admisibles.

5.3.1 INTERCAMBIADORES Y ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Los intercambiadores de calor constituyen los elementos de acoplamiento entre el ciclo de CO₂, el sistema de almacenamiento en sales fundidas y, en las configuraciones con biomasa,

el lazo térmico intermedio de aceite. Su función principal es permitir la transferencia de energía entre subsistemas manteniendo la compatibilidad de temperaturas y evitando cruces térmicos no físicos.

En el modelo desarrollado, el intercambio térmico se calcula a partir de los balances de energía de las corrientes involucradas. Para cada corriente se emplea la expresión general definida en la Ecuación (5.3), de forma que el calor intercambiado depende del caudal másico y del salto entálpico entre la entrada y la salida del equipo. Además, se impone una aproximación térmica mínima de 10 K, que actúa como criterio preliminar de diseño para garantizar una separación suficiente entre las temperaturas de las corrientes caliente y fría.

El almacenamiento térmico se representa mediante un sistema de dos tanques de sales fundidas, uno frío y otro caliente. El tanque frío opera a 290 °C y el tanque caliente a 565 °C. Estos valores son coherentes con la operación habitual de centrales termosolares de torre y permiten mantener continuidad tecnológica con una arquitectura CSP convencional. En el sistema analizado, las sales fundidas actúan como núcleo de desacoplamiento entre la fase de carga y la fase de descarga, ya que permiten almacenar el calor aportado por el subsistema de carga y suministrarlo posteriormente al bloque de potencia.

La potencia térmica requerida por el bloque de descarga se obtiene a partir de la potencia eléctrica neta y del rendimiento global del ciclo Rankine, según la Ecuación (5.4):

$$\dot{Q}_{Rankine} = \frac{\dot{W}_{el}}{\eta_{Rankine}} \quad (5.4)$$

donde $\dot{Q}_{Rankine}$ es la potencia térmica requerida por el bloque Rankine, $\dot{W}_{el}$ es la potencia eléctrica neta generada y $\eta_{Rankine}$ es el rendimiento global del ciclo de vapor.

Para una potencia eléctrica neta de 100 MW y un rendimiento del 38,5 %, la potencia térmica necesaria se sitúa en torno a 260 MWt. Este valor se emplea como referencia para definir el nivel de intercambio térmico asociado a la descarga del sistema y para mantener la coherencia entre el almacenamiento en sales fundidas y el bloque de potencia.

En las configuraciones con bomba de calor, el intercambio térmico entre el CO₂ y las sales fundidas debe garantizar que el fluido de trabajo alcanza una temperatura suficientemente elevada como para transferir calor al tanque caliente. Por este motivo, el ciclo de CO₂ se diseña con una temperatura máxima superior a la temperatura del tanque caliente de sales. Esta diferencia térmica permite cumplir la aproximación mínima adoptada y asegura la viabilidad preliminar del acoplamiento térmico.

En las configuraciones con biomasa, el lazo de aceite térmico actúa como interfaz entre la caldera y el ciclo de CO₂. Esta solución permite adaptar el calor disponible en la caldera a las condiciones requeridas por la bomba de calor, evitando una integración directa entre equipos con restricciones térmicas y operativas diferentes. De este modo, el aceite térmico cumple una función de desacoplamiento térmico similar a la de las sales, aunque aplicado al lado de la fuente de calor.

El objetivo de esta etapa no es cerrar la geometría definitiva de los intercambiadores ni calcular superficies de intercambio detalladas, sino verificar que los niveles térmicos definidos en el modelo son compatibles con una integración física razonable. En consecuencia, el predimensionado de intercambiadores y almacenamiento se utiliza como una comprobación de coherencia entre el ciclo de CO₂, las sales fundidas, el aceite térmico y el bloque de potencia.

Con el fin de sintetizar los criterios empleados en esta comprobación preliminar, la Tabla 8 recoge los principales elementos considerados, la variable de diseño asociada y el criterio utilizado en cada caso.

Tabla 8. Criterios considerados en el predimensionado de intercambiadores y almacenamiento térmico.

Elemento	Variable principal	Criterio empleado
Intercambiadores CO ₂ -sales	Temperaturas de entrada y salida, caudal y entalpía	Balance energético y aproximación térmica mínima
Intercambiadores CO ₂ -aceite	Temperaturas del aceite y del CO ₂	Compatibilidad térmica con la caldera de biomasa
Almacenamiento en sales	Temperaturas de tanque frío y caliente	Continuidad con tecnología CSP de torre
Bloque Rankine	Potencia eléctrica y rendimiento	Cálculo de potencia térmica requerida
Apoyo con biometano	Calor aportado durante descarga	Apoyo directo al lazo de sales

5.3.2 TURBOMÁQUINAS DEL CICLO DE CO₂

El predimensionado de turbomáquinas se realiza sobre el subsistema de carga de la bomba de calor de alta temperatura con CO₂ supercrítico. Este subsistema constituye uno de los bloques de mayor exigencia técnica dentro de las configuraciones analizadas, ya que trabaja con caudales elevados, saltos de presión significativos y potencias de eje del orden de cientos de megavatios. El objetivo de esta etapa no es seleccionar una máquina comercial concreta ni cerrar una geometría constructiva definitiva, sino comprobar si el punto termodinámico obtenido en EES puede asociarse a una arquitectura turbomáquina físicamente razonable.

La Figura 10 muestra el lazo de CO₂ considerado en el predimensionado. En él se identifican el compresor de alta presión, indicado como HPC, la turbina de expansión, indicada como HPT, el recuperador, indicado como REC, y el motor eléctrico asociado, indicado como MOT.

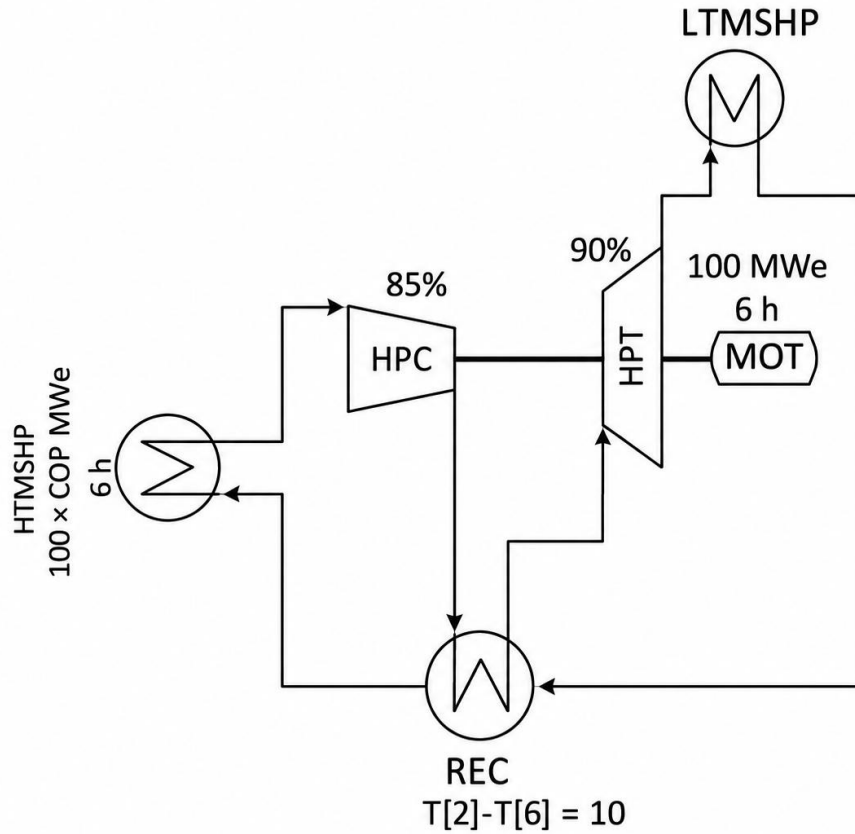


Figura 10. Esquema del subsistema de carga con CO₂ supercrítico empleado para el predimensionado de turbomáquinas y tuberías.

El punto de partida del predimensionado son los estados termodinámicos del ciclo de CO₂. A partir de ellos se conocen las presiones, temperaturas, entalpías, densidades y caudal másico en los puntos principales del circuito. Con esta información se calculan la potencia consumida por el compresor, la potencia recuperada en la turbina y la potencia neta absorbida por el motor eléctrico, aplicando las Ecuaciones (5.1) y (5.2).

El predimensionado se apoya en la teoría de semejanza aplicada a turbomáquinas. Esta metodología permite relacionar el comportamiento de una máquina con parámetros adimensionales que recogen simultáneamente el caudal, el salto energético, la velocidad de giro y el tamaño característico del equipo. De esta forma, es posible realizar una primera

selección del tipo de etapa —radial, mixta o axial— sin necesidad de cerrar todavía una geometría constructiva completa.

En el caso de turbomáquinas térmicas, el parámetro fundamental de selección es la velocidad específica de etapa. Para un fluido compresible, esta puede expresarse como:

$$\omega_s = \frac{\omega * \dot{V}^{1/2}}{\Delta h_{is,etapa}^{3/4}} \quad (5.5)$$

donde ω_s es la velocidad específica, ω es la velocidad angular, $\dot{V}$ es el caudal volumétrico en la sección de referencia y $\Delta h_{is,etapa}$ es el salto entálpico isentrópico de la etapa. En compresores, el caudal volumétrico se toma normalmente en la entrada de la etapa, mientras que en turbinas se toma en la salida de la etapa. Esta definición permite evaluar si la etapa se sitúa en una zona característica de máquinas radiales, mixtas o axiales.

El segundo parámetro empleado es el diámetro específico, definido como:

$$D_s = \frac{D * \Delta h_{is,etapa}^{1/4}}{\dot{V}^{1/2}} \quad (5.6)$$

donde D_s es el diámetro específico y D es el diámetro característico del rodete. Este parámetro permite obtener una primera estimación del tamaño relativo de la máquina y situar el diseño preliminar en los diagramas de Baljé. Dichos diagramas relacionan velocidad específica y diámetro específico con el rendimiento, y se utilizan como herramienta de selección preliminar de turbomáquinas.

La selección se realiza comparando la velocidad específica calculada con los rangos característicos de cada tipo de etapa. De acuerdo con el método de Baljé, en compresores los rangos de mayor eficiencia se encuentran aproximadamente en $\omega_s = 0,4 - 1,0$ para etapas radiales, $\omega_s = 1,0 - 2,0$ para etapas mixtas y $\omega_s = 1,5 - 2,5$ para etapas axiales. En turbinas, los rangos de mayor eficiencia se sitúan aproximadamente en $\omega_s = 0,4 - 0,8$ para etapas radiales y $\omega_s = 0,6 - 1,2$ para etapas axiales [34]. Esta clasificación permite orientar la selección preliminar del tipo de máquina más adecuado.

Además de la velocidad específica y el diámetro específico, se comprueba la velocidad periférica del rodete, calculada mediante:

$$u = \frac{\pi * n * D}{60} \quad (5.7)$$

donde u es la velocidad periférica, n es la velocidad de giro en rpm y D es el diámetro característico. Esta magnitud se utiliza como criterio mecánico preliminar, ya que velocidades periféricas excesivas pueden dar lugar a tensiones elevadas en el rodete. Por tanto, el predimensionado no se basa únicamente en obtener una potencia de compresión o expansión, sino en comprobar que la combinación de velocidad de giro, diámetro y número de etapas conduce a una solución físicamente razonable.

El número de etapas se introduce porque la velocidad específica se calcula por etapa y no para la máquina completa. En consecuencia, el salto entálpico total del compresor o de la turbina debe repartirse entre un número determinado de etapas. Para cada alternativa se recalcula el salto entálpico por etapa, el caudal volumétrico correspondiente, la velocidad específica, el diámetro específico y la velocidad periférica. De este modo, el predimensionado permite identificar qué combinaciones de tipo de etapa, velocidad de giro y número de etapas se sitúan dentro de rangos admisibles.

El procedimiento seguido puede resumirse en cinco pasos. En primer lugar, se toman del modelo termodinámico los estados de entrada y salida del compresor y de la turbina. En segundo lugar, se calcula el salto entálpico isentrópico y el caudal volumétrico en la sección de referencia. En tercer lugar, se plantean distintas combinaciones de velocidad de giro y número de etapas. En cuarto lugar, se calculan la velocidad específica, el diámetro específico y la velocidad periférica de cada alternativa. Finalmente, se compara cada solución con los rangos recomendados por los diagramas de Baljé y se descartan aquellas que se alejan de la zona propia del tipo de etapa considerado o que presentan velocidades periféricas excesivas.

Las principales variables utilizadas en el predimensionado de turbomáquinas se resumen en la Tabla 9.

Tabla 9. Variables utilizadas en el predimensionado de turbomáquinas.

Variable	Función dentro del predimensionado
Caudal másico de CO ₂	Determina la escala general de la máquina
Presión de entrada y salida	Define la relación de compresión o expansión
Temperatura de entrada y salida	Condiciona las propiedades del CO ₂
Salto entálpico	Permite calcular la potencia de compresión o expansión
Potencia de eje	Determina la magnitud mecánica del equipo
Velocidad específica	Orienta la selección preliminar del tipo de turbomáquina
Diámetro específico	Permite estimar órdenes de magnitud geométricos
Velocidad periférica	Actúa como criterio de plausibilidad mecánica
Número de etapas	Permite repartir el salto energético total

A partir de estas variables se evalúan distintas alternativas de diseño preliminar. Una de las restricciones principales consideradas es la velocidad periférica del rodete, ya que permite comprobar si una determinada combinación de diámetro y velocidad de giro conduce a condiciones mecánicamente admisibles. En el presente trabajo se adopta como referencia preliminar un límite de 450 m/s. Este valor no debe interpretarse como un criterio definitivo de diseño mecánico, sino como una restricción inicial para descartar soluciones poco razonables en una etapa de predimensionado.

Por tanto, el análisis no se limita a calcular la potencia total de compresión o expansión. El procedimiento evalúa distintas combinaciones de velocidad de giro, número de etapas y tipo de máquina, comparando cada alternativa con los rangos de velocidad específica recomendados para compresores y turbinas. Los resultados numéricos de este predimensionado, incluida la arquitectura finalmente seleccionada, se presentan posteriormente en el capítulo de resultados.

5.3.3 TUBERÍAS PRINCIPALES DEL CICLO DE CO₂

El dimensionamiento preliminar de tuberías se realiza sobre las líneas principales del subsistema de carga con CO₂ supercrítico, mostradas en la Figura 10. Al igual que en el caso de las turbomáquinas, el análisis se limita al lazo principal de la bomba de calor, por ser el bloque más novedoso y exigente desde el punto de vista técnico dentro de las configuraciones estudiadas. El objetivo no es desarrollar un diseño definitivo de piping, sino comprobar que el caudal de CO₂ obtenido en el modelo puede transportarse mediante conducciones de diámetro, velocidad y pérdida de carga razonables.

El dimensionamiento hidráulico se ha planteado tomando como referencia criterios habituales de diseño de tuberías industriales. Para la parte mecánica y normativa se consideran como referencia las normas ASME B31.3 y EN 13480-3, aplicables al diseño de tuberías de proceso y tuberías metálicas industriales, respectivamente. En este trabajo estas normas no se emplean para cerrar una ingeniería de detalle, sino como marco técnico de referencia para justificar que el predimensionado debe atender a presión, temperatura, material, espesor mínimo, fabricación, inspección y condiciones de seguridad.

Para cada tramo del circuito se emplean las propiedades termodinámicas obtenidas en EES. A partir de la presión y temperatura de cada estado se determinan la densidad y la viscosidad del CO₂, que son necesarias para calcular la velocidad media, el número de Reynolds, el factor de fricción y la pérdida de carga. El caudal másico considerado es el correspondiente al punto de diseño del subsistema de carga.

El primer criterio de dimensionamiento se basa en la relación entre caudal másico, densidad, velocidad media y sección de paso:

$$\dot{m} = \rho * v * A \quad (5.8)$$

donde $\dot{m}$ es el caudal másico de CO₂, ρ es la densidad del fluido, v es la velocidad media y A es la sección interior de la tubería. Esta expresión permite estimar el diámetro necesario para transportar el caudal requerido manteniendo la velocidad dentro de un rango admisible.

Al tratarse de tuberías circulares, la sección interior se calcula a partir del diámetro interior real de la conducción:

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} \quad (5.9)$$

donde D es el diámetro interior de la tubería. Se emplea el diámetro interior real, puesto que las conducciones consideradas son de sección circular. Este diámetro depende del diámetro nominal y del espesor de pared de la conducción. Para su selección se utilizan las designaciones normalizadas *Schedule* (SCH), que establecen diferentes espesores de pared para un mismo diámetro nominal.

El régimen de flujo se caracteriza mediante el número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho * v * D_i}{\mu} \quad (5.10)$$

donde Re es el número de Reynolds y μ es la viscosidad dinámica del CO₂. Este parámetro permite identificar el régimen de circulación y sirve como dato de entrada para el cálculo del factor de fricción.

El factor de fricción se obtiene a partir del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la conducción. En el presente predimensionado se emplea la ecuación de Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,7D_i} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (5.11)$$

donde f es el factor de fricción y ε es la rugosidad absoluta de la tubería. Esta ecuación requiere un procedimiento iterativo, ya que el factor de fricción aparece en ambos lados de la expresión.

La pérdida de carga se calcula mediante la ecuación de Darcy-Weisbach expresada en unidades de altura:

$$\Delta h = f \cdot \frac{L}{D_i} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (5.12)$$

donde Δh es la pérdida de carga, L es la longitud considerada, D_i es el diámetro interior real, v es la velocidad media y g es la aceleración de la gravedad. A partir de esta pérdida de carga puede obtenerse la pérdida de presión equivalente mediante:

$$\Delta p = \rho \cdot g \cdot \Delta h \quad (5.13)$$

En consecuencia, la pérdida de carga se calcula inicialmente en metros de columna de fluido mediante la ecuación de Darcy-Weisbach y, posteriormente, se transforma en pérdida de presión utilizando la relación entre altura piezométrica y presión, según la Ecuación (5.13). Esta conversión permite expresar los resultados en unidades de presión y facilitar la comparación entre los distintos tramos del circuito.

Debido al elevado caudal de CO₂ del subsistema de carga, el dimensionamiento contempla la división del flujo en líneas paralelas. Esta decisión permite reducir la velocidad en cada conducción y limitar la pérdida de carga específica. Por tanto, el número de líneas en paralelo se introduce como una variable hidráulica de diseño, y no únicamente como una decisión constructiva.

Las principales variables utilizadas en el dimensionamiento preliminar de tuberías se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10. Variables utilizadas en el dimensionamiento preliminar de tuberías.

Variable	Función dentro del dimensionamiento
Presión	Define las condiciones mecánicas del tramo y afecta a las propiedades del CO ₂
Temperatura	Condiciona la densidad y viscosidad del fluido
Densidad	Relaciona caudal, velocidad y sección de paso
Viscosidad	Permite estimar el régimen de flujo y las pérdidas
Caudal másico	Fija la sección necesaria de conducción
Velocidad media	Actúa como criterio hidráulico de diseño
Diámetro interior	Determina la capacidad de transporte del tramo
Número de líneas en paralelo	Permite reducir velocidad y pérdida de carga
Pérdida de carga específica	Evalúa la penalización hidráulica del tramo

El procedimiento seguido es iterativo. En primer lugar, se toman de EES las propiedades del CO₂ en cada estado principal del ciclo. En segundo lugar, se selecciona un número preliminar de líneas en paralelo y se reparte el caudal total entre ellas. En tercer lugar, se propone un diámetro nominal y se obtiene el diámetro interior real asociado al *schedule* seleccionado. A

continuación, se calcula la velocidad media y el número de Reynolds. Con el número de Reynolds y la rugosidad relativa se determina el factor de fricción mediante la ecuación de Colebrook-White. Finalmente, se calcula la pérdida de carga mediante Darcy-Weisbach y se comprueba si la velocidad y la pérdida de carga específica quedan dentro de los valores aceptados por la norma. Si el tramo no cumple estos criterios, se modifica el diámetro nominal o el número de líneas en paralelo y se repite el proceso.

Los resultados numéricos del dimensionamiento, incluyendo el número de líneas en paralelo, los diámetros nominales, las velocidades medias y las pérdidas de carga por cada 100 m, se presentan posteriormente en el capítulo de resultados. En este apartado se establece únicamente el procedimiento de cálculo y los criterios empleados para verificar la plausibilidad hidráulica del lazo de CO₂.

El dimensionamiento preliminar de tuberías actúa así como una comprobación adicional de coherencia física. Mientras que el predimensionado de turbomáquinas verifica que el ciclo puede asociarse a máquinas razonables, el análisis hidráulico comprueba que el fluido puede circular por una red principal compatible con los caudales y condiciones de operación obtenidos en el modelo. Ambas verificaciones refuerzan la validez técnica del subsistema de carga antes de realizar la comparación económica entre configuraciones.

5.4 ESTRATEGIA DE OPERACIÓN

Una vez definido el subsistema de carga y realizado el predimensionado preliminar de sus componentes principales, resulta necesario establecer la estrategia de operación empleada en las configuraciones analizadas. Esta estrategia determina la forma en que cada arquitectura combina electricidad, recurso solar, biomasa, biometano, almacenamiento en sales fundidas y descarga mediante bloque Rankine.

El objetivo de este apartado no es presentar todavía los resultados energéticos finales, sino definir la lógica operativa que se ha utilizado para comparar las configuraciones. Los valores concretos de energía cargada, energía descargada, consumos de electricidad, biomasa y biometano se presentan posteriormente en el capítulo de resultados.

5.4.1 LÓGICA DE CARGA Y DESCARGA

La operación del sistema se basa en una secuencia diaria de carga y descarga. Durante la fase de carga, el sistema incorpora energía al almacenamiento en sales fundidas mediante captación solar, mediante la bomba de calor de alta temperatura o mediante una fuente térmica auxiliar, según la configuración considerada. Durante la fase de descarga, el calor almacenado en las sales se transfiere al bloque Rankine, que genera electricidad.

En las configuraciones con bomba de calor, la fase de carga se caracteriza por el consumo de electricidad en el motor del subsistema de CO₂. Esta electricidad no se almacena directamente, sino que se utiliza para elevar el nivel térmico del calor disponible y transferirlo al almacenamiento en sales. Por tanto, el consumo eléctrico de carga constituye una variable operativa fundamental, ya que afecta tanto al balance energético como al coste final de la electricidad generada.

La fase de descarga se realiza mediante el bloque Rankine común a las configuraciones, con una potencia eléctrica de referencia de 100 MW. Esta elección permite comparar las arquitecturas bajo una misma lógica de producción eléctrica. La diferencia entre configuraciones no se encuentra, por tanto, en el bloque de descarga, sino en la forma de cargar el almacenamiento y en la presencia o no de fuentes térmicas adicionales.

En las configuraciones con apoyo de biomasa o biometano, la descarga puede verse reforzada por calor gestionable. Esta característica modifica la interpretación del sistema, ya que la energía eléctrica producida no procede únicamente del calor previamente almacenado, sino también de la contribución de fuentes térmicas renovables o auxiliares.

5.4.2 PAPEL OPERATIVO DE CADA FUENTE ENERGÉTICA

Cada fuente energética cumple una función distinta dentro del sistema. La electricidad, la radiación solar, la biomasa y el biometano no son equivalentes entre sí, ya que actúan en puntos diferentes de la arquitectura.

La electricidad de red se emplea exclusivamente como energía motriz del subsistema de carga. Su papel es accionar la bomba de calor de alta temperatura para elevar el nivel térmico del calor disponible. Por tanto, su efecto principal se refleja en el consumo eléctrico de carga y en el coste operativo asociado.

El recurso solar cumple dos funciones distintas según la configuración. En la configuración CSP base, representa la fuente térmica principal de la planta. En la configuración CSP-HP, se combina con la bomba de calor para reforzar la carga del almacenamiento. En la configuración BIO-CSP-HP, mantiene su papel como fuente renovable, pero pasa a convivir con la biomasa como fuente térmica adicional.

La biomasa actúa como fuente térmica renovable gestionable. Su interés operativo reside en que no depende de la irradiación instantánea, lo que permite estabilizar la aportación térmica al sistema. No obstante, introduce un consumo de combustible que debe considerarse en el análisis económico.

El biometano aparece únicamente en la configuración BIO-HP. Su función no es cargar previamente el almacenamiento, sino aportar calor directamente durante la fase de descarga. De esta forma, permite prolongar la generación eléctrica, aunque introduce un coste operativo adicional relevante.

5.4.3 DIFERENCIAS OPERATIVAS ENTRE CONFIGURACIONES

Las cuatro configuraciones analizadas se diferencian por la forma en que cargan el almacenamiento y por el tipo de fuente térmica que emplean. La Tabla 11 resume estas diferencias.

La Tabla 11 muestra que las diferencias principales entre configuraciones se concentran en la fase de carga y en la fuente térmica disponible. La descarga se mantiene común en todas ellas mediante el bloque Rankine con sales fundidas, mientras que la carga puede depender exclusivamente del recurso solar, de la bomba de calor, de la biomasa o de una combinación de estas fuentes. Esta distinción será la base para interpretar los resultados energéticos y económicos del capítulo siguiente.

Tabla 11. Estrategia de operación e integración funcional de las configuraciones analizadas.

Elemento	CSP base	CSP-HP	BIO-CSP-HP	BIO-HP
Carga principal	Recurso solar	Recurso solar + bomba de calor	Solar + biomasa + bomba de calor	Biomasa + bomba de calor
Descarga principal	Bloque Rankine con sales	Bloque Rankine con sales	Bloque Rankine con sales	Bloque Rankine con sales
Papel de la electricidad	No actúa como energía de carga	Alimenta la bomba de calor	Alimenta la bomba de calor	Alimenta la bomba de calor
Papel de la biomasa	No aplica	No aplica	Aporta calor gestionable	Fuente térmica principal
Papel del biometano	No aplica	No aplica	No aplica	Apoyo directo durante la descarga

5.5 MODELO ECONÓMICO

El modelo económico se desarrolla con el objetivo de comparar las configuraciones analizadas bajo una métrica homogénea de coste. Para ello, se consideran los costes de inversión, los costes de operación y mantenimiento, y los costes energéticos asociados a la electricidad de carga, la biomasa y el biometano cuando corresponda. La magnitud utilizada para la comparación final es el coste nivelado de electricidad, o LCOE, expresado en €/MWh.

El propósito de este apartado no es presentar todavía los resultados económicos obtenidos, sino definir la metodología empleada para calcularlos. Los valores finales de LCOE, así como los desgloses por configuración y los diagramas de cascada de costes, se recogen posteriormente en el capítulo de resultados.

5.5.1 ESCENARIOS ECONÓMICOS CONSIDERADOS

La comparación económica distingue entre distintos escenarios en función del grado de reutilización de infraestructuras. Esta distinción resulta necesaria porque una parte relevante del interés del trabajo reside precisamente en estudiar si la reconversión de activos existentes permite mejorar la competitividad de las configuraciones analizadas.

En las configuraciones CSP-HP, BIO-CSP-HP y BIO-HP se consideran tres escenarios económicos:

- Nueva planta, en el que todos los equipos e infraestructuras se consideran de nueva construcción.
- Aprovechamiento parcial, en el que se parte de una instalación existente y se reutiliza una parte de los equipos o infraestructuras principales.
- Aprovechamiento máximo, en el que se reutilizan de forma intensiva los activos disponibles, reduciendo el peso de la inversión inicial asociada a determinados subsistemas.

En la configuración CSP base se consideran tres casos de referencia: $SM = 1$, $SM = 2$ y caso ampliado. El caso $SM = 1$ representa una planta termosolar con múltiplo solar unitario, utilizada como caso base de dimensionamiento. El caso $SM = 2$ representa una planta con mayor capacidad de captación solar, lo que permite incrementar la energía térmica disponible para almacenamiento y descarga. Por último, el caso ampliado representa un escenario favorable de aprovechamiento intensivo de la infraestructura termosolar, utilizado como referencia económica para valorar el efecto de una mayor utilización de activos existentes.

Esta estructura permite separar dos efectos distintos. Por un lado, se compara la arquitectura energética de cada configuración. Por otro, se evalúa la influencia del grado de reutilización de activos sobre el coste final de generación.

5.5.2 HIPÓTESIS ECONÓMICAS DE PARTIDA

Las hipótesis económicas utilizadas en el modelo se resumen en la Tabla 12. Estas hipótesis se aplican de forma homogénea a las configuraciones analizadas, incorporando en cada caso únicamente los términos de coste que correspondan según la arquitectura considerada.

Tabla 12. Principales hipótesis económicas del modelo.

Parámetro	Valor adoptado
Vida del proyecto	25 años
WACC	7,5 %
Coste anual de operación y mantenimiento	3,5 % de la inversión
Escalado nominal de O&M	2,5 %
Precio unitario de la electricidad de carga	46,16 €/MWh
Precio unitario de la biomasa	20 €/MWh
Precio unitario del biometano	24,5 €/MWh
Rendimiento de la caldera de biomasa	85 %

El coste de electricidad de carga se aplica a las configuraciones que incorporan bomba de calor, ya que esta requiere una potencia eléctrica neta para operar durante la fase de carga.

El coste de biomasa se incorpora en las configuraciones que emplean una caldera de biomasa como fuente térmica. El coste de biometano se considera únicamente en la configuración BIO-HP, donde este combustible se utiliza como apoyo térmico durante la fase de descarga.

El coste anual de operación y mantenimiento se estima como un porcentaje de la inversión, de forma que su valor depende del grado de reutilización considerado en cada escenario. Por tanto, los escenarios de aprovechamiento parcial y máximo reducen no solo la inversión inicial asociada a determinados equipos, sino también la componente de mantenimiento vinculada a dicha inversión.

5.5.3 COSTES CONSIDERADOS EN EL MODELO

El modelo económico distingue entre costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, y costes variables asociados a consumos energéticos.

El CAPEX incluye los costes de los principales subsistemas de cada configuración. En las arquitecturas solares se consideran, entre otros, el campo solar, el almacenamiento en sales fundidas, la bomba de calor, el bloque de potencia y los equipos auxiliares correspondientes. En las configuraciones con biomasa se incorpora además la caldera de biomasa y, en el caso BIO-HP, el quemador de biometano.

El OPEX fijo se representa mediante los costes anuales de operación y mantenimiento. Estos costes se calculan como porcentaje de la inversión y se actualizan de acuerdo con la hipótesis de escalado nominal considerada.

El OPEX variable incluye los costes directamente asociados a la operación energética del sistema. En particular, se consideran el consumo eléctrico de la bomba de calor, el consumo de biomasa y el consumo de biometano cuando corresponda. Esta distinción resulta importante porque algunas configuraciones quedan más condicionadas por la inversión inicial, mientras que otras presentan una mayor dependencia de costes operativos.

Tabla 13. Términos de coste considerados por configuración.

Concepto de coste	CSP base	CSP-HP	BIO-CSP-HP	BIO-HP
Campo solar / heliostatos	Sí	Sí	Sí	No
Campo auxiliar / Fresnel	No	Sí	No	No
Bomba de calor	No	Sí	Sí	Sí
Caldera de biomasa	No	No	Sí	Sí
Quemador de biometano	No	No	No	Sí
Sales fundidas	Sí	Sí	Sí	Sí
Bloque Rankine	Sí	Sí	Sí	Sí
Operación y mantenimiento	Sí	Sí	Sí	Sí
Electricidad de carga	No	Sí	Sí	Sí
Biomasa	No	No	Sí	Sí
Biometano	No	No	No	Sí

Esta tabla no recoge resultados económicos, sino únicamente la estructura de costes considerada en el modelo. Los valores numéricos asociados a cada término se presentan posteriormente en el análisis de resultados.

5.5.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL LCOE

El coste nivelado de electricidad se calcula como el cociente entre los costes anualizados del sistema y la energía eléctrica anual generada. La expresión general empleada se recoge en la Ecuación (5.14):

$$LCOE = \frac{CAPEX_{\text{anualizado}} + OPEX_{\text{fijo}} + OPEX_{\text{variable}}}{E_{\text{el, anual}}} \quad (5.14)$$

donde $CAPEX_{\text{anualizado}}$ representa el coste anualizado de inversión, $OPEX_{\text{fijo}}$ los costes fijos de operación y mantenimiento, $OPEX_{\text{variable}}$ los costes variables asociados al consumo de electricidad, biomasa o biometano, y $E_{\text{el, anual}}$ la energía eléctrica anual producida por el sistema.

El coste anualizado de inversión se obtiene mediante el factor de recuperación de capital, definido en la Ecuación (5.15):

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.15)$$

donde i es la tasa de descuento considerada, correspondiente al WACC, y n es la vida útil del proyecto. A partir de este factor, el CAPEX anualizado se calcula según la Ecuación (5.16):

$$CAPEX_{\text{anualizado}} = CAPEX \cdot CRF \quad (5.16)$$

Esta formulación permite comparar configuraciones con distinta estructura de inversión y operación bajo una métrica común. En particular, permite distinguir entre aquellas alternativas cuya competitividad depende principalmente del CAPEX y aquellas en las que el resultado queda más condicionado por los costes variables de operación.

En el caso de las configuraciones con bomba de calor, el coste de electricidad de carga se incorpora dentro del OPEX variable. En las configuraciones con biomasa, se añade el coste del combustible térmico renovable teniendo en cuenta el rendimiento de la caldera. En la configuración BIO-HP se incorpora además el consumo de biometano, que actúa como apoyo térmico durante la descarga.

De este modo, el LCOE no se interpreta únicamente como un valor final de comparación, sino como el resultado agregado de una estructura de costes. Por ello, en el capítulo de resultados se presentan tanto los valores globales de LCOE como los desgloses por componente, con el fin de identificar qué términos dominan en cada configuración y cómo cambia el resultado al aumentar el grado de reutilización de infraestructuras.

5.6 SÍNTESIS DEL MODELO DESARROLLADO

El capítulo ha definido la arquitectura general del sistema, las configuraciones analizadas, las hipótesis termoenergéticas, el predimensionado preliminar del subsistema de carga, la estrategia de operación y el modelo económico empleado. De este modo, queda establecido el marco metodológico necesario para interpretar los resultados del capítulo siguiente.

Las principales salidas del modelo son las potencias y energías asociadas a cada configuración, los estados termodinámicos del ciclo de CO₂, las magnitudes de predimensionado de turbomáquinas y tuberías, y los costes CAPEX, OPEX y LCOE. En el capítulo 6 se presentan estos resultados de forma comparativa, prestando especial atención al efecto del grado de reutilización de infraestructuras y a la plausibilidad técnica del subsistema de carga.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 RESULTADOS TERMODINÁMICOS Y DE INTEGRACIÓN DEL SUBSISTEMA DE CARGA

El análisis de resultados se inicia con la comparación energética y operativa de las configuraciones estudiadas. El objetivo de este apartado es identificar cómo se carga el sistema, qué fuentes energéticas intervienen en cada caso y qué magnitudes condicionan la posterior evaluación técnica y económica.

La comparación se realiza tomando como referencia un bloque Rankine de 100 MW eléctricos y un almacenamiento en sales fundidas operando entre 290 °C y 565 °C. En las configuraciones que incorporan bomba de calor, el subsistema de carga consume una potencia eléctrica neta de 100 MW durante la fase de carga, lo que equivale a una energía eléctrica de carga de 600 MWh para una operación de 6 h.

Tabla 14. Resultados energéticos y operativos principales de las configuraciones analizadas.

Magnitud	CSP base (SM=2)	CSP-HP	BIO-CSP- HP	BIO-HP
Potencia neta de descarga	100 MW	100 MW	100 MW	100 MW
Duración de carga con HP	No aplica	6 h	6 h	6 h
Duración de descarga considerada	12 h	12 h	12 h	12 h

Magnitud	CSP base (SM=2)	CSP-HP	BIO-CSP- HP	BIO-HP
Energía eléctrica descargada	1200 MWh/ciclo	1200 MWh/ciclo	1200 MWh/ciclo	1200 MWh/ciclo
Energía eléctrica consumida por HP	No aplica	600 MWh/ciclo	600 MWh/ciclo	600 MWh/ciclo
Potencia térmica requerida por Rankine	260 MWt	260 MWt	260 MWt	260 MWt
Potencia térmica campo CCP/Fresnel	No aplica	135,4 MWt	No aplica	No aplica
Potencia térmica receptor central	Solar CSP	284,1 MWt	297,3 MWt	No aplica
Potencia térmica de biomasa	No aplica	No aplica	122,2 MWt	122,2 MWt
Energía de biomasa	No aplica	No aplica	733 MWh/ciclo	733 MWh/ciclo
Consumo de biomasa	No aplica	No aplica	187,9 t/ciclo	187,9 t/ciclo
Potencia térmica útil aportada por biometano	No aplica	No aplica	No aplica	297,3 MWt
Energía de biometano	No aplica	No aplica	No aplica	2099 MWh/ciclo

Magnitud	CSP base (SM=2)	CSP-HP	BIO-CSP- HP	BIO-HP
Consumo de biometano	No aplica	No aplica	No aplica	154,3 t/ciclo
RTE de la vía HP-sales-Rankine	No aplica	90,6 %	85,5 %	85,5 %

La Tabla 14 muestra que las configuraciones con bomba de calor comparten una misma base operativa: consumo eléctrico durante la carga, almacenamiento térmico en sales fundidas y descarga mediante bloque Rankine. La diferencia entre ellas no se encuentra en el bloque de potencia, que se mantiene como referencia común, sino en la forma de aportar calor al sistema durante la carga y en la posible contribución de fuentes térmicas adicionales.

En la configuración CSP base, la energía térmica procede exclusivamente del campo solar. Por tanto, esta alternativa no actúa como batería de Carnot en sentido estricto, ya que no incorpora un proceso de conversión electricidad-calor durante la carga. Su utilidad dentro del análisis es servir como referencia frente a las configuraciones que sí incorporan un subsistema de carga externo.

En la configuración CSP-HP, la bomba de calor permite añadir una vía de carga eléctrica al sistema termosolar. El consumo de 600 MWh eléctricos por ciclo de carga representa una magnitud clave, ya que condiciona tanto el balance energético como el coste operativo de la configuración. La ventaja de esta arquitectura es que mantiene el almacenamiento en sales y el bloque Rankine de una planta CSP, pero incorpora la posibilidad de cargar parcialmente el sistema con electricidad.

La configuración BIO-CSP-HP combina la lógica anterior con una fuente térmica renovable gestionable. La biomasa aporta calor adicional y reduce la dependencia exclusiva del recurso solar, aunque introduce un consumo de combustible que posteriormente se refleja en el

análisis económico. Desde el punto de vista energético, esta configuración aumenta la diversidad de fuentes, pero también la complejidad de integración.

Por último, la configuración BIO-HP elimina el receptor solar central y utiliza la biomasa como fuente térmica principal del subsistema de carga. El biometano no se emplea para cargar previamente el almacenamiento, sino como apoyo directo durante la descarga. Esta decisión permite prolongar la generación eléctrica, aunque introduce una dependencia operativa relevante del coste del combustible auxiliar.

6.2 RESULTADOS TERMODINÁMICOS DEL SUBSISTEMA DE CARGA

El análisis termodinámico del subsistema de carga permite evaluar si la bomba de calor de alta temperatura con CO₂ supercrítico es capaz de alcanzar los niveles térmicos requeridos por el almacenamiento en sales fundidas. En este apartado no se repiten los estados termodinámicos del ciclo, ya presentados en el capítulo de modelado, sino que se resumen las prestaciones principales obtenidas para las configuraciones que incorporan bomba de calor.

Tabla 15. Prestaciones termodinámicas principales del subsistema de carga con CO₂ supercrítico.

Magnitud	CSP-HP	BIO-CSP-HP	BIO-HP
Caudal másico de CO ₂	1093 kg/s	1034 kg/s	1034 kg/s
Potencia del compresor	233,8 MW	221,0 MW	221,0 MW
Potencia recuperada en la turbina	133,8 MW	121,0 MW	121,0 MW
Potencia neta del motor	100,0 MW	100,0 MW	100,0 MW
Potencia térmica transferida a sales por la HP	235,4 MWt	222,2 MWt	222,2 MWt
COP de la bomba de calor	2,35	2,22	2,22
Rendimiento del bloque Rankine	38,5 %	38,5 %	38,5 %
RTE de la vía HP-sales-Rankine	90,6 %	85,5 %	85,5 %

El COP de la bomba de calor se calcula como el cociente entre la potencia térmica transferida al almacenamiento y la potencia eléctrica neta absorbida por el motor. En la configuración CSP-HP se obtiene un COP de aproximadamente 2,35, mientras que en BIO-CSP-HP y BIO-HP el valor se sitúa en torno a 2,22. La diferencia se debe a las distintas condiciones de integración térmica del foco de baja temperatura, ya que en CSP-HP el apoyo térmico procede del campo CCP/Fresnel, mientras que en las configuraciones con biomasa interviene el lazo de aceite térmico.

El RTE indicado en la Tabla 15 no representa el rendimiento global de toda la configuración, sino únicamente la vía electricidad-bomba de calor-sales-bloque Rankine. Se obtiene multiplicando el COP de la bomba de calor por el rendimiento del bloque Rankine. De este modo, se evalúa qué fracción de la electricidad consumida por la bomba de calor podría recuperarse posteriormente como electricidad si se considera únicamente el calor transferido por la HP al almacenamiento.

En la configuración CSP-HP, el RTE de esta vía alcanza aproximadamente el 90,6 %. En las configuraciones BIO-CSP-HP y BIO-HP, el valor se sitúa en torno al 85,5 %. Estos valores muestran que el subsistema de carga presenta un comportamiento termodinámico razonable y que la recuperación de trabajo mediante la turbina de expansión reduce de forma significativa la potencia eléctrica neta requerida por el motor.

Es importante destacar que estos valores no deben confundirse con el cociente entre la electricidad total descargada y la electricidad consumida durante la carga. Las configuraciones analizadas incorporan aportes térmicos externos procedentes del recurso solar, la biomasa o el biometano, por lo que el rendimiento global de la planta no puede interpretarse como el de una batería eléctrica convencional. Por este motivo, el RTE se ha calculado únicamente para la vía asociada a la bomba de calor y al almacenamiento en sales.

Desde el punto de vista de la integración térmica, el resultado más relevante es que la potencia térmica entregada al almacenamiento por la bomba de calor se sitúa entre 222 y 235 MWt, con una potencia eléctrica neta de entrada de 100 MW. Este nivel de potencia es

compatible con la escala del bloque Rankine de 100 MW eléctricos y con la potencia térmica de referencia de 260 MWt requerida durante la descarga. Por tanto, el subsistema de carga no actúa como un elemento auxiliar menor, sino como un bloque de potencia principal dentro de la arquitectura de batería de Carnot.

En conjunto, los resultados termodinámicos confirman que el ciclo de CO₂ supercrítico permite elevar el nivel térmico del calor disponible hasta un rango compatible con el almacenamiento en sales fundidas. Esta compatibilidad constituye la condición necesaria para que las configuraciones CSP-HP, BIO-CSP-HP y BIO-HP puedan analizarse posteriormente desde el punto de vista del predimensionado físico y de la viabilidad económica.

6.3 RESULTADOS DEL PREDIMENSIONADO DE COMPONENTES

El predimensionado de componentes se ha centrado en el subsistema de carga con CO₂ supercrítico, al ser el bloque más novedoso y exigente desde el punto de vista técnico. El objetivo de este análisis no es cerrar una ingeniería constructiva completa, sino comprobar que las magnitudes obtenidas en el modelo termodinámico pueden asociarse a equipos y conducciones físicamente razonables.

En particular, se presentan los resultados correspondientes a las turbomáquinas principales del ciclo de CO₂ y al dimensionamiento preliminar de las tuberías del lazo de trabajo. Estos resultados permiten complementar el análisis energético anterior con una comprobación de plausibilidad mecánica e hidráulica.

6.3.1 RESULTADOS DEL PREDIMENSIONADO DE TURBOMÁQUINAS

El predimensionado de turbomáquinas se aplica al compresor de alta presión y a la turbina de expansión del ciclo de CO₂. A partir de los estados termodinámicos obtenidos en EES, se calcularon los saltos entálpicos, las potencias de compresión y expansión, y la potencia neta absorbida por el motor eléctrico del subsistema de carga.

Tabla 16. Resultados principales del predimensionado de turbomáquinas del ciclo de CO₂.

Magnitud	Resultado
Fluido de trabajo	CO ₂ supercrítico
Caudal másico de CO ₂	1034 kg/s
Potencia del compresor	221 MW
Potencia recuperada en la turbina	121 MW
Potencia neta absorbida por el motor	100 MW
Duración de carga considerada	6 h
Energía eléctrica neta consumida en carga	600 MWh/ciclo
Eficiencia isentrópica del compresor	85 %
Eficiencia isentrópica de la turbina	90 %
Velocidad de giro común	10.000 rpm
Arquitectura del compresor	Radial, 2 etapas
Arquitectura de la turbina	Radial, 1 etapa
Límite preliminar de velocidad periférica	450 m/s

Los resultados muestran que el subsistema de carga trabaja con potencias de eje elevadas. La potencia del compresor alcanza aproximadamente 221 MW, mientras que la turbina permite recuperar en torno a 121 MW. Como consecuencia, la potencia neta que debe aportar

el motor eléctrico queda fijada en 100 MW, valor coherente con la operación de carga de 6 h definida en el modelo.

A partir de estas magnitudes se realizó la selección preliminar del tipo de turbomáquina mediante criterios de semejanza. Para ello se analizaron distintas combinaciones de velocidad de giro y número de etapas, calculando en cada caso la velocidad específica de etapa y contrastándola con los rangos característicos del método de Baljé. Las Figuras 11 y 12 muestran los resultados obtenidos para el compresor y la turbina, respectivamente.

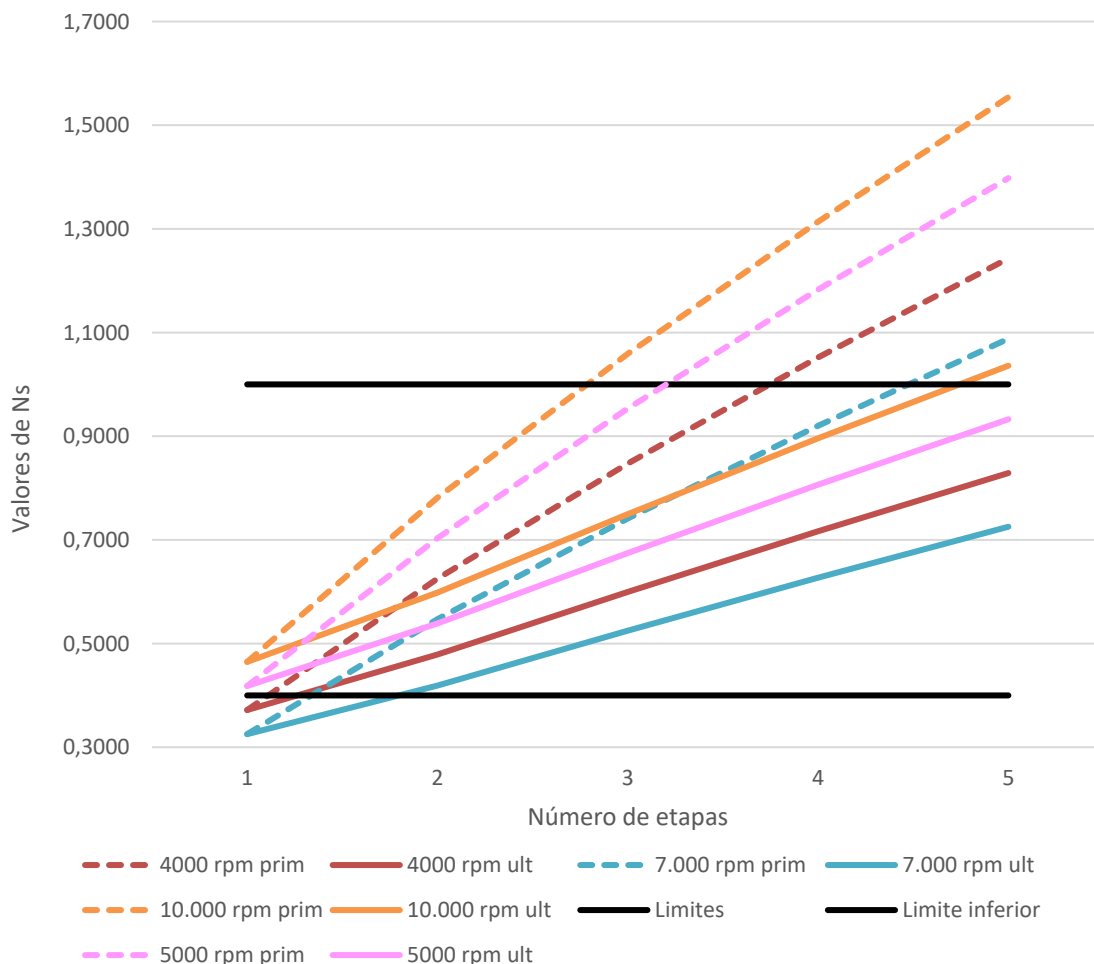


Figura 11. Evolución de la velocidad específica del compresor de CO₂ en función del número de etapas.

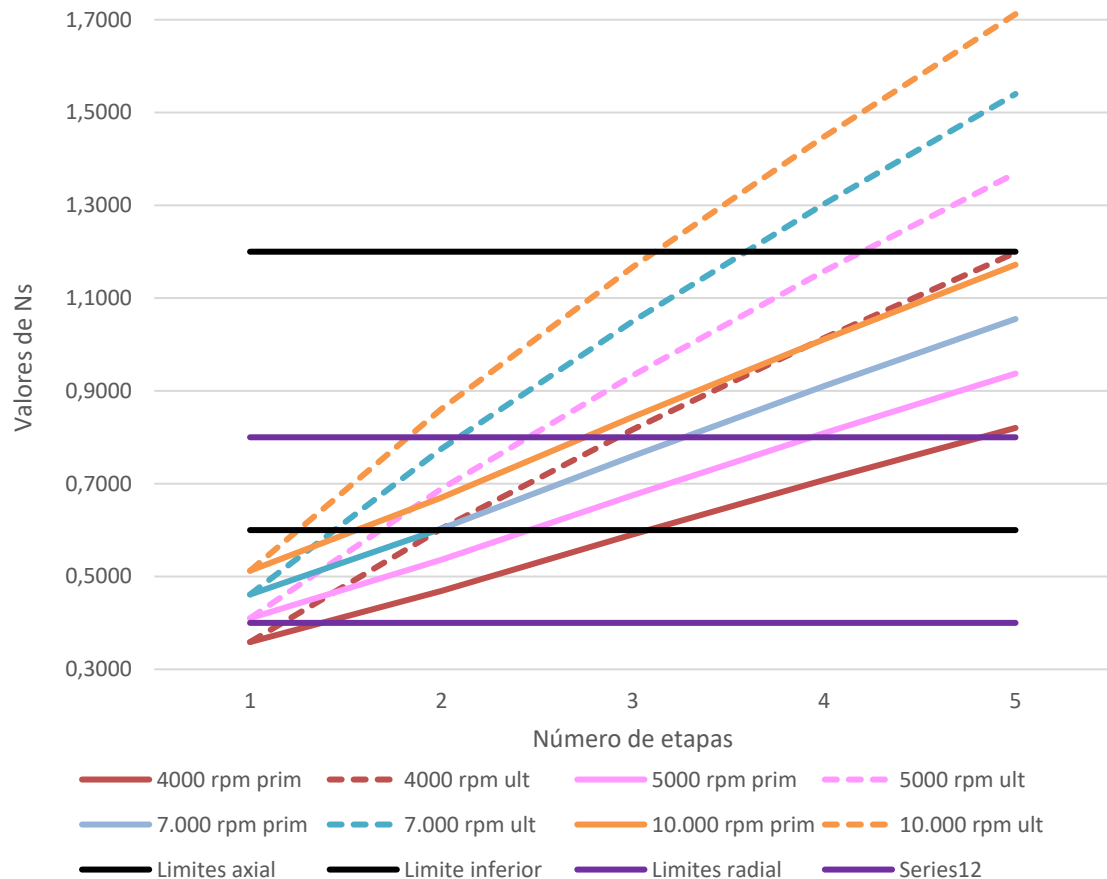


Figura 12. Evolución de la velocidad específica de la turbina de CO₂ en función del número de etapas.

En el caso del compresor, la Figura 11 muestra la evolución de la velocidad específica para diferentes velocidades de giro y número de etapas. Las líneas horizontales delimitan el intervalo de referencia asociado a etapas radiales de alta eficiencia. La solución de una sola etapa resulta menos favorable, ya que concentra todo el salto de compresión en una única etapa y aleja el diseño de la zona recomendada. Al repartir el salto en dos etapas y adoptar una velocidad de giro común de 10.000 rpm, el diseño se sitúa dentro del intervalo característico de compresores radiales. Por este motivo, se selecciona como resultado preliminar un compresor radial de dos etapas.

La Figura 12 muestra la evolución de la velocidad específica de la turbina para diferentes combinaciones de velocidad de giro y número de etapas. Se incluyen los rangos orientativos asociados tanto a turbinas radiales como axiales con objeto de identificar la tecnología más adecuada. Se observa que las soluciones evaluadas se sitúan mayoritariamente dentro del campo de aplicación de las turbinas radiales, mientras que las zonas características de las turbinas axiales sólo se alcanzan para configuraciones con un número elevado de etapas. Dado que la solución de una etapa a 10.000 rpm ya presenta una velocidad específica compatible con una turbina radial, no resulta necesario incrementar el número de etapas.

La arquitectura resultante queda, por tanto, formada por un compresor radial de dos etapas y una turbina radial de una etapa, ambos trabajando con una velocidad de giro común de 10.000 rpm. Esta configuración permite repartir el salto de compresión, mantener una solución compacta y limitar las velocidades periféricas dentro del criterio preliminar adoptado.

Este resultado no implica la selección definitiva de una máquina comercial ni el cierre de una geometría de detalle, pero sí permite validar que el punto termodinámico adoptado puede asociarse a una solución turbomáquina físicamente plausible. En consecuencia, el modelo no se limita a cerrar balances energéticos, sino que supera una primera comprobación de viabilidad mecánica del subsistema de carga.

6.3.2 RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO PRELIMINAR DE TUBERÍAS

El dimensionamiento preliminar de tuberías se ha realizado sobre las líneas principales del lazo de CO₂ del subsistema de carga, aplicando el procedimiento descrito en el apartado 5.3.3. El objetivo de este análisis es comprobar si el caudal másico obtenido en el modelo termodinámico puede transportarse mediante conducciones de diámetro razonable, manteniendo velocidades y pérdidas de presión compatibles con una fase de predimensionado.

Los resultados obtenidos para los seis puntos principales del ciclo se resumen en la Tabla 17.

Tabla 17. Resultados del dimensionamiento preliminar de tuberías principales del ciclo de CO₂.

Magnitud	Punto 1	Punto 2	Punto 3	Punto 4	Punto 5	Punto 6
p (bar)	85,00	300,00	294,00	90,31	88,50	86,73
T (°C)	393,8	585,0	392,5	267,3	370,0	575,0
ρ (kg/m ³)	67,72	174,10	229,00	91,96	73,43	53,42
μ (kg/m·s)	$3,135 \cdot 10^{-5}$	$3,994 \cdot 10^{-5}$	$3,527 \cdot 10^{-5}$	$2,700 \cdot 10^{-5}$	$3,059 \cdot 10^{-5}$	$3,723 \cdot 10^{-5}$
$\dot{m}$ total (kg/s)	1034	1034	1034	1034	1034	1034
Nº de líneas	2	2	2	2	2	2
$\dot{m}$ por línea (kg/s)	517	517	517	517	517	517
DN	750	550	550	700	750	800
v (m/s)	17,92	15,80	11,41	15,22	16,52	19,87
Δp (bar/100 m)	0,166	0,537	0,357	0,176	0,153	0,149

Los resultados muestran que el caudal total de CO₂, igual a 1034 kg/s, se reparte en dos líneas paralelas de 517 kg/s cada una. Esta solución permite mantener las velocidades de circulación dentro de un intervalo comprendido entre 11,41 y 19,87 m/s. Estos valores se encuentran dentro del rango objetivo considerado en el predimensionado, situado entre 10 y 25 m/s para las líneas principales del lazo de CO₂.

Las pérdidas de presión específicas se sitúan entre 0,149 y 0,537 bar/100 m. El valor máximo corresponde al punto 2, con 0,537 bar/100 m, mientras que el resto de tramos permanece por debajo de 0,36 bar/100 m.

Los diámetros nominales seleccionados se encuentran entre DN 550 y DN 800. Estos valores son coherentes con el elevado caudal másico del ciclo y con la necesidad de limitar simultáneamente la velocidad y la pérdida de presión. La solución adoptada no constituye un diseño constructivo definitivo, pero sí permite comprobar que el transporte del CO₂ puede plantearse mediante conducciones técnicamente razonables en una fase preliminar de diseño.

En conjunto, el dimensionamiento preliminar de tuberías confirma que el punto termodinámico adoptado para el ciclo puede trasladarse a una red principal de conducción compatible con los criterios hidráulicos definidos. Por tanto, el análisis de tuberías refuerza la plausibilidad técnica del subsistema de carga y complementa la verificación realizada previamente sobre las turbomáquinas.

6.4 RESULTADOS ECONÓMICOS COMPARATIVOS

El análisis económico compara las configuraciones estudiadas mediante el coste nivelado de electricidad, diferenciando entre escenarios de nueva planta, aprovechamiento parcial y aprovechamiento máximo de infraestructuras. En el caso de la configuración CSP base se consideran los casos $SM = 1$, $SM = 2$ y ampliado, utilizados como referencia termosolar convencional.

El objetivo de este apartado no es solo identificar la configuración con menor LCOE, sino analizar qué términos de coste explican cada resultado. Por ello, se presentan primero los desgloses económicos de cada configuración y posteriormente una comparación global mediante tablas y diagramas de cascada.

6.4.1 CONFIGURACIÓN CSP BASE

La configuración CSP base constituye la referencia termosolar convencional del estudio. Esta alternativa no incorpora bomba de calor ni subsistema de carga electricidad-calor, por

lo que no constituye una batería de Carnot en sentido estricto. Su función dentro del análisis es proporcionar una base de comparación frente a las configuraciones que sí incorporan un subsistema de carga externo.

Tabla 18. Desglose económico de la configuración CSP base.

Caso	Campo solar (€/MWh)	Sales (€/MWh)	Ciclo de potencia (€/MWh)	Mantenimiento (€/MWh)	LCOE (€/MWh)
SM = 1	79,14	19,91	45,42	71,55	216,02
SM = 2	69,45	18,72	22,71	55,37	166,25
Caso ampliado	30,68	11,17	4,06	22,92	68,83

El primer aspecto destacable es el peso dominante del campo solar y del mantenimiento en el LCOE. En el caso SM = 1, ambos conceptos concentran la mayor parte del coste total, lo que muestra que el problema económico de la arquitectura base no se debe únicamente al almacenamiento, sino también al fuerte peso del subsistema solar y de los costes fijos de operación.

El paso de SM = 1 a SM = 2 reduce el LCOE desde 216,02 €/MWh hasta 166,25 €/MWh. Esta mejora se explica principalmente por la reducción del coste específico del bloque de potencia y del mantenimiento por unidad de electricidad generada. En otras palabras, un mayor aprovechamiento de la instalación permite repartir mejor los costes fijos.

El caso ampliado presenta un comportamiento claramente más favorable, con un LCOE de 68,83 €/MWh. Este resultado no debe interpretarse como directamente equiparable al de las configuraciones con bomba de calor, ya que sigue tratándose de una planta CSP

convencional. Sin embargo, sí aporta una referencia importante: cuando la infraestructura termosolar existente se aprovecha de forma intensiva, el coste específico de generación puede reducirse de forma muy significativa.

6.4.2 CONFIGURACIÓN CSP-HP

La configuración CSP-HP incorpora una bomba de calor de alta temperatura al esquema termosolar, manteniendo el almacenamiento en sales fundidas y el bloque Rankine. Desde el punto de vista económico, esta arquitectura permite valorar si el coste adicional del subsistema de carga queda compensado por una mayor utilización de la planta y por la reducción del peso relativo de determinados activos existentes.

Tabla 19. Desglose económico de la configuración CSP-HP.

Concepto	Nueva planta (€/MWh)	Aprovechamiento parcial (€/MWh)	Aprovechamiento máximo (€/MWh)
Campo Fresnel	5,65	3,37	3,37
Bomba de calor	37,13	22,14	22,14
Campo heliostatos	39,57	23,60	7,08
Sales	18,72	11,17	11,17
Ciclo de potencia	22,71	13,54	4,06
Mantenimiento	61,81	36,86	23,88
Electricidad HP	23,08	23,08	23,08

Concepto	Nueva planta (€/MWh)	Aprovechamiento parcial (€/MWh)	Aprovechamiento máximo (€/MWh)
LCOE	208,67	133,76	94,78

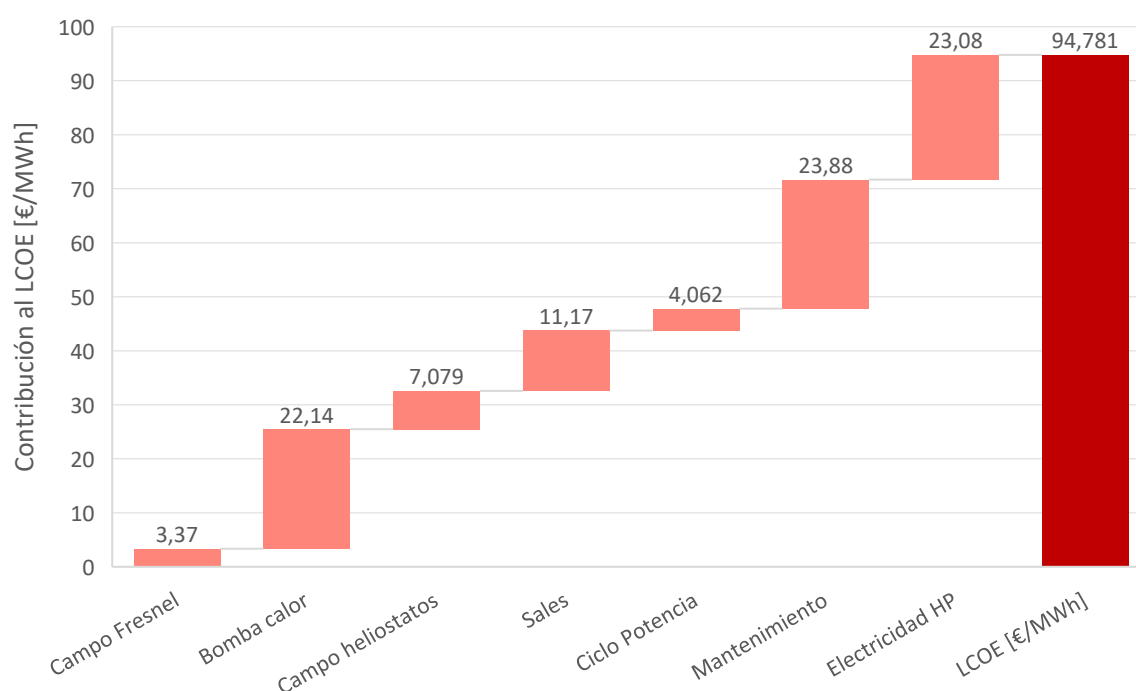


Figura 13. Diagrama de cascada del LCOE de la configuración CSP-HP en el escenario de aprovechamiento máximo.

La configuración CSP-HP presenta el mejor comportamiento económico entre las arquitecturas que incorporan bomba de calor. El LCOE se reduce desde 208,67 €/MWh en nueva planta hasta 94,78 €/MWh en el escenario de aprovechamiento máximo, lo que supone una reducción aproximada del 54,6 %.

El diagrama de cascada permite observar que la competitividad de esta solución no procede de eliminar el coste de la bomba de calor, que sigue siendo relevante, sino de reducir el peso específico del campo de heliostatos, del ciclo de potencia y del mantenimiento. En cambio,

el coste de electricidad consumida por la bomba de calor permanece constante en los tres escenarios, con 23,08 €/MWh, actuando como una componente operativa estructural.

Por tanto, la configuración CSP-HP resulta especialmente atractiva cuando puede apoyarse en una infraestructura termosolar existente. En cambio, si toda la instalación debe construirse desde cero, el peso del CAPEX continúa siendo elevado.

6.4.3 CONFIGURACIÓN BIO-CSP-HP

La configuración BIO-CSP-HP añade biomasa a una arquitectura que ya combina central termosolar y bomba de calor. Desde el punto de vista técnico, esta solución aumenta la disponibilidad de calor renovable gestionable. Desde el punto de vista económico, incorpora tanto una nueva componente de inversión como un coste variable asociado al combustible.

Tabla 20. Desglose económico de la configuración BIO-CSP-HP.

Concepto	Nueva planta (€/MWh)	Aprovechamiento parcial (€/MWh)	Aprovechamiento máximo (€/MWh)
Caldera biomasa	16,13	9,62	9,62
Bomba de calor	37,13	22,14	22,14
Campo heliostatos	39,57	23,60	7,08
Sales	18,72	11,17	11,17
Ciclo de potencia	22,71	13,54	4,06
Mantenimiento	67,05	39,98	27,00

Concepto	Nueva planta (€/MWh)	Aprovechamiento parcial (€/MWh)	Aprovechamiento máximo (€/MWh)
Electricidad HP	23,08	23,08	23,08
Biomasa	9,16	9,16	9,16
LCOE	233,55	152,29	113,31

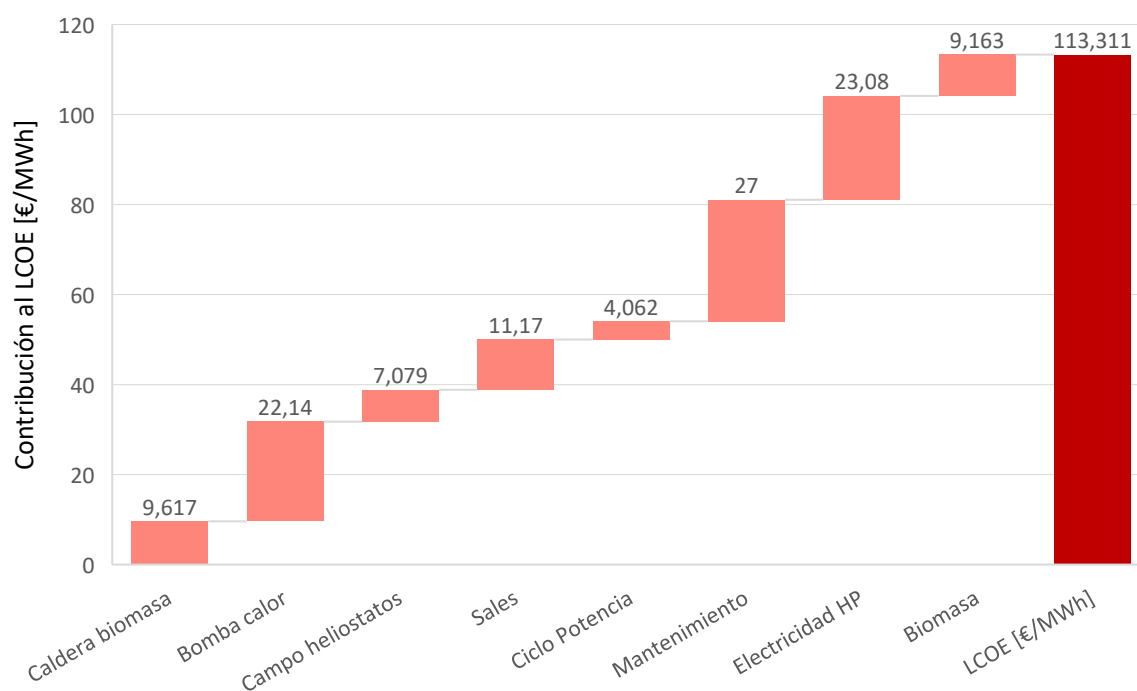


Figura 14. Diagrama de cascada del LCOE de la configuración BIO-CSP-HP en el escenario de aprovechamiento máximo.

La configuración BIO-CSP-HP resulta más costosa que CSP-HP en todos los escenarios. La diferencia se explica por la acumulación de varios bloques de coste: mantiene la bomba de calor y el campo de heliostatos, incorpora la caldera de biomasa y añade un coste variable asociado al combustible.

El aprovechamiento de infraestructuras reduce de forma significativa el LCOE, que pasa de 233,55 €/MWh en nueva planta a 113,31 €/MWh en el escenario de aprovechamiento máximo. Esto supone una reducción aproximada del 51,5 %. Por tanto, la configuración no debe interpretarse como inviable, sino como una solución técnicamente más robusta, aunque económicamente menos eficiente que CSP-HP.

El coste de biomasa aporta 9,16 €/MWh en todos los escenarios. Aunque no es el término dominante, introduce una penalización estructural, ya que permanece constante incluso cuando aumenta el grado de reutilización de infraestructuras. Esta característica explica parte de la diferencia económica frente a CSP-HP.

6.4.4 CONFIGURACIÓN BIO-HP

La configuración BIO-HP elimina el receptor solar central y plantea la reconversión de una planta de biomasa en una batería de Carnot con almacenamiento en sales fundidas y apoyo de biometano. Esta arquitectura no debe interpretarse como una variante termosolar, sino como una alternativa de retrofit de una infraestructura térmica renovable existente.

Tabla 21. Desglose económico de la configuración BIO-HP.

Concepto	Nueva planta (€/MWh)	Aprovechamiento parcial (€/MWh)	Aprovechamiento máximo (€/MWh)
Caldera biomasa	16,13	9,62	2,89
Bomba de calor	37,13	22,14	22,14
Quemador biometano	16,81	10,02	10,02
Sales	18,72	11,17	11,17

Concepto	Nueva planta (€/MWh)	Aprovechamiento parcial (€/MWh)	Aprovechamiento máximo (€/MWh)
Ciclo de potencia	22,71	13,54	13,54
Mantenimiento	55,68	33,20	29,84
Biomasa	9,16	9,16	9,16
Electricidad	23,08	23,08	23,08
Biometano	42,85	42,85	42,85
LCOE	242,27	174,78	164,69

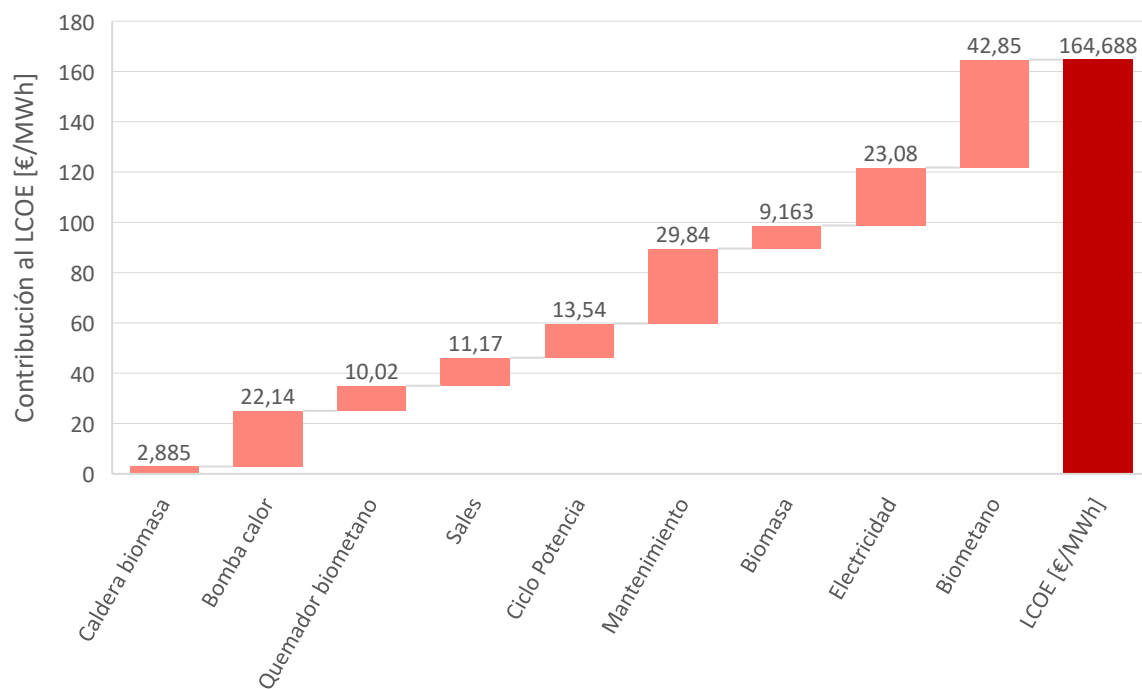


Figura 15. Diagrama de cascada del LCOE de la configuración BIO-HP en el escenario de aprovechamiento máximo.

Esta configuración presenta una lógica económica distinta a las anteriores. Mientras que en CSP-HP y BIO-CSP-HP el reaprovechamiento de activos reduce de forma intensa el peso del CAPEX, en BIO-HP el resultado final queda muy condicionado por el OPEX, especialmente por el biometano y por la electricidad consumida durante la carga.

El término individual más relevante es el biometano, con 42,85 €/MWh en todos los escenarios. A diferencia de los conceptos de inversión, este coste no se reduce al reutilizar infraestructura. Por tanto, aunque el aprovechamiento máximo reduce el coste asociado a la caldera de biomasa hasta 2,89 €/MWh, la configuración sigue estando penalizada por sus consumos operativos.

El LCOE disminuye desde 242,27 €/MWh en nueva planta hasta 164,69 €/MWh en aprovechamiento máximo, lo que supone una reducción aproximada del 32,0 %. Esta mejora es relevante, pero menor que en las configuraciones con base termosolar. En consecuencia, BIO-HP no aparece como la opción más barata, sino como la alternativa más coherente cuando el activo de partida es una planta de biomasa que se desea reconvertir.

6.4.5 COMPARACIÓN GLOBAL DE LCOE

La comparación global de LCOE permite observar de forma conjunta el efecto del reaprovechamiento de infraestructuras en todas las configuraciones. La Figura X recoge los valores obtenidos para cada arquitectura y escenario económico.

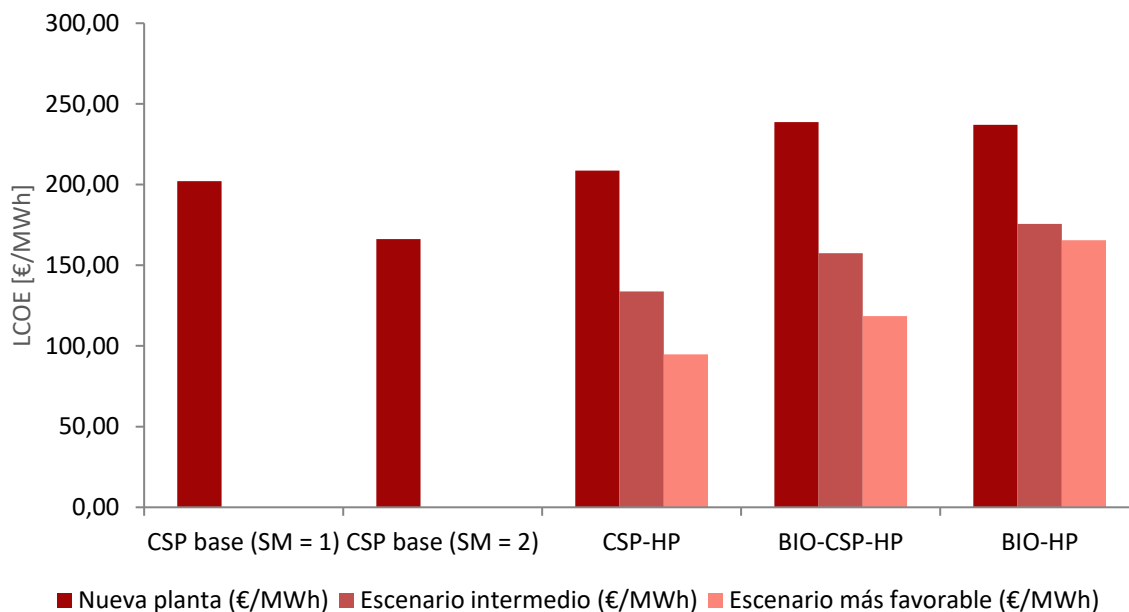


Figura 16. Comparación global de LCOE por configuración y escenario económico.

La comparación muestra que el aprovechamiento de infraestructuras reduce el LCOE en todas las configuraciones. Este efecto es especialmente intenso en CSP-HP y BIO-CSP-HP, donde gran parte del coste inicial está asociado a equipos e infraestructuras reutilizables. En cambio, en BIO-HP la reducción es más moderada, ya que el peso del OPEX limita el impacto económico del reaprovechamiento.

6.5 DISCUSIÓN GLOBAL DE LAS CONFIGURACIONES

La lectura conjunta de los resultados técnicos y económicos muestra que no existe una única configuración óptima en términos absolutos. La conveniencia de cada arquitectura depende del activo de partida, del grado de reutilización de infraestructuras y del papel que se quiera asignar al sistema dentro de la operación energética.

Tabla 22 . Lectura técnica y económica de las configuraciones analizadas.

Configuración	Principal fortaleza	Principal limitación	Contexto más favorable
CSP base	Infraestructura madura y conocida	No incorpora subsistema de carga electricidad-calor	Planta CSP existente con alto grado de aprovechamiento
CSP-HP	Mejor equilibrio técnico-económico entre configuraciones con bomba de calor	Dependencia del coste de electricidad de carga	Mejora funcional de una planta termosolar existente
BIO-CSP-HP	Mayor integración renovable térmica y mayor robustez operativa	Penalización económica por acumulación de subsistemas	Arquitecturas híbridas con valorización de biomasa
BIO-HP	Retrofit coherente de una planta de biomasa	Elevado peso del OPEX, especialmente biometano	Reconversión de una infraestructura de biomasa existente

La configuración CSP-HP aparece como la alternativa más sólida cuando el punto de partida es una planta termosolar. Su interés reside en que permite incorporar una vía de carga eléctrica manteniendo el almacenamiento en sales y el bloque Rankine. Además, en escenarios de aprovechamiento máximo, el LCOE se reduce de forma significativa, lo que confirma que la reutilización de activos es una variable decisiva.

La configuración BIO-CSP-HP ofrece una integración renovable más amplia, al combinar recurso solar, biomasa y bomba de calor. Sin embargo, esta mayor riqueza energética se

traduce también en una mayor acumulación de costes. Por ello, su interés no se encuentra en ser la solución más barata, sino en aportar una arquitectura más robusta desde el punto de vista térmico.

La configuración BIO-HP debe interpretarse desde una lógica distinta. No compite directamente con CSP-HP como mejora de una planta termosolar, sino como vía de reconversión de una planta de biomasa. Su principal limitación es el peso del OPEX, especialmente el biometano, pero su valor reside en ofrecer una alternativa de retrofit para activos térmicos renovables existentes.

Por último, la configuración CSP base mantiene interés como referencia convencional. El caso ampliado presenta el menor LCOE del conjunto, pero no incorpora bomba de calor ni realiza conversión electricidad-calor-electricidad. Por tanto, no debe interpretarse como una batería de Carnot, sino como el coste de oportunidad de seguir explotando una infraestructura CSP convencional.

En conjunto, el análisis permite concluir que la configuración más adecuada depende del objetivo del proyecto. Si se busca mejorar una planta termosolar existente mediante almacenamiento termoeléctrico, la opción más prometedora es CSP-HP. Si se pretende reconvertir una planta de biomasa, la alternativa más coherente es BIO-HP. Si el objetivo es maximizar la integración renovable térmica, BIO-CSP-HP ofrece una solución técnicamente atractiva, aunque con mayor penalización económica.

7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

7.1 CONCLUSIONES

El presente Trabajo Fin de Grado ha abordado el estudio de la reconversión de una planta termosolar de torre en una batería de Carnot integrada con fuentes térmicas renovables. El trabajo no se ha limitado a una formulación conceptual de la idea, sino que ha desarrollado una comparación estructurada entre distintas arquitecturas, ha modelado su comportamiento termodinámico, ha avanzado en el predimensionado preliminar de los elementos principales del subsistema de carga y ha evaluado su viabilidad económica mediante una metodología homogénea. En este sentido, puede afirmarse que el objetivo general del proyecto se ha cumplido satisfactoriamente.

En primer lugar, el trabajo ha demostrado que la integración de una bomba de calor de alta temperatura con CO₂ supercrítico en una infraestructura con almacenamiento en sales fundidas resulta técnicamente coherente. Los resultados obtenidos confirman que el subsistema de carga puede operar en niveles térmicos compatibles con el almacenamiento y con el bloque Rankine, y que la lógica general de una batería de Carnot puede trasladarse a una arquitectura basada en activos térmicos reales. Esta conclusión es especialmente relevante porque valida el concepto desde el punto de vista termodinámico y de integración entre subsistemas.

En segundo lugar, el proyecto ha mostrado que la viabilidad del concepto no depende únicamente del ciclo de CO₂ considerado de forma aislada, sino del modo en que dicho ciclo se integra con el almacenamiento, con el bloque de descarga y con las fuentes térmicas externas. Desde esta perspectiva, uno de los principales resultados del trabajo es haber demostrado que la compatibilidad entre subsistemas constituye una condición tan importante como la eficiencia termodinámica interna. El uso de sales fundidas como núcleo de almacenamiento, la incorporación de un lazo de aceite térmico en la configuración BIO-HP

y la aplicación directa del biometano sobre el lazo de sales durante la descarga son ejemplos claros de esta lógica de integración funcional.

En tercer lugar, el predimensionado preliminar de turbomáquinas y tuberías ha permitido reforzar la credibilidad física del sistema. El análisis desarrollado confirma que el punto de diseño del subsistema de carga puede asociarse a una arquitectura turbomáquina industrialmente plausible y a una red principal de conducción hidráulicamente razonable. Aunque el trabajo no llega a una ingeniería constructiva de detalle, sí supera una prueba de plausibilidad técnica suficientemente sólida como para sostener la validez del análisis posterior.

En cuarto lugar, los resultados económicos muestran que la variable más influyente del estudio es el grado de reutilización de infraestructuras. Esta conclusión aparece de forma consistente en todas las configuraciones analizadas y permite afirmar que la competitividad del concepto depende menos de la mera viabilidad termodinámica del sistema, que queda razonablemente acreditada, y más de la capacidad para apoyarse en activos preexistentes. En consecuencia, la reutilización de equipos y subsistemas no debe interpretarse como una mejora secundaria del modelo, sino como una condición central de competitividad.

En quinto lugar, la comparación entre configuraciones ha permitido identificar criterios claros de selección en función del activo de partida. Cuando el punto de partida es una central termosolar y el objetivo consiste en mejorar su gestionabilidad con una penalización económica razonable, la configuración CSP-HP aparece como la alternativa más prometedora. Su ventaja radica en combinar una integración clara con el almacenamiento en sales, una buena coherencia termodinámica y una mejora económica muy notable en escenarios de reaprovechamiento. En cambio, cuando el punto de partida es una central de biomasa, la configuración BIO-HP emerge como la solución más coherente, no por presentar el menor LCOE absoluto, sino por ofrecer una vía técnica y funcionalmente defendible de reconversión de una infraestructura térmica renovable existente. La configuración BIO-CSP-HP ocupa una posición intermedia, al combinar mayor integración renovable con una penalización económica más acusada.

En consecuencia, el principal resultado del trabajo no es la identificación de una única arquitectura óptima en términos absolutos, sino la construcción de un criterio de decisión. Dicho criterio puede formularse del siguiente modo: una configuración resulta más interesante cuanto mayor sea su coherencia termodinámica, más clara su integración funcional y más compatible su estructura económica con el activo de partida. Vista desde esta perspectiva, la aportación del TFG no consiste únicamente en comparar valores de LCOE, sino en mostrar bajo qué condiciones cada arquitectura puede resultar razonable y competitiva.

7.2 APORTACIONES DEL TRABAJO

A la luz de los resultados obtenidos, las principales aportaciones del trabajo pueden resumirse en los siguientes puntos

En primer lugar, se ha desarrollado una comparación sistemática entre cuatro configuraciones energéticas basadas en una lógica común de almacenamiento termoeléctrico, lo que ha permitido analizar de forma homogénea alternativas solares, híbridas y de *retrofit*. Esta estructura comparativa constituye una aportación relevante en sí misma, ya que evita reducir el problema a una única arquitectura y permite interpretar las soluciones en función de su contexto de aplicación.

En segundo lugar, se ha formulado y resuelto un modelo termodinámico capaz de representar la integración entre una bomba de calor de alta temperatura con CO₂ supercrítico, un sistema de almacenamiento en sales fundidas y distintas fuentes térmicas renovables. Esta formulación ha permitido comprobar la coherencia del concepto y traducirlo a magnitudes energéticas útiles para su análisis posterior.

En tercer lugar, se ha avanzado hacia un predimensionado preliminar de los elementos principales del subsistema de carga, en particular de las turbomáquinas y de las tuberías principales del ciclo de CO₂. Esta etapa aporta valor al trabajo porque introduce una validación física adicional y refuerza la plausibilidad de la arquitectura propuesta.

En cuarto lugar, se ha construido un marco de evaluación económica homogéneo basado en CAPEX, OPEX y LCOE, distinguiendo entre escenarios de nueva planta y de reutilización de infraestructuras. Esto ha permitido identificar no solo qué configuraciones presentan mejores resultados, sino también qué bloques de coste dominan en cada caso y hasta qué punto la reutilización de activos modifica la jerarquía entre alternativas.

En quinto lugar, el trabajo aporta una lectura especialmente útil desde el punto de vista de aplicación industrial. En lugar de limitarse a concluir que una determinada configuración es más barata que otra, el estudio permite responder a una pregunta más valiosa: qué arquitectura tiene más sentido según el activo disponible y la función que se desea priorizar. Esa orientación hacia la toma de decisión constituye una de las contribuciones más relevantes del proyecto.

7.3 TRABAJOS FUTUROS

A pesar de los resultados obtenidos, el trabajo desarrollado abre varias líneas de continuidad que convendría abordar en fases posteriores.

En primer lugar, resultaría de gran interés profundizar en el diseño de detalle del subsistema de carga. El predimensionado realizado ha permitido validar la plausibilidad física de la solución, pero una fase posterior debería avanzar hacia el diseño detallado de turbomáquinas, intercambiadores y red de tuberías, incorporando criterios mecánicos, materiales, espesores, pérdidas localizadas y restricciones constructivas con mayor nivel de resolución.

En segundo lugar, sería conveniente ampliar el análisis termodinámico hacia una optimización más exhaustiva del ciclo de CO₂. En el presente trabajo se ha adoptado un conjunto coherente de hipótesis de diseño, pero en una etapa futura podría analizarse con más profundidad la sensibilidad del sistema a variables como la relación de presiones, las aproximaciones térmicas, las eficiencias isentrópicas, las temperaturas de almacenamiento o la duración relativa de carga y descarga. Este tipo de análisis permitiría identificar si existen combinaciones de parámetros más favorables que las estudiadas en el TFG.

En tercer lugar, resultaría especialmente útil desarrollar una optimización operativa más avanzada. El presente trabajo ha planteado una lógica diaria coherente de carga y descarga, pero una continuación natural consistiría en estudiar la operación del sistema bajo series temporales reales de precios de electricidad, irradiación solar y disponibilidad de biomasa o biometano. Este enfoque permitiría pasar de una comparación de escenarios representativos a una simulación más próxima al despacho real del sistema.

En cuarto lugar, el análisis económico podría enriquecerse mediante estudios de sensibilidad y riesgo más detallados. En particular, sería interesante profundizar en la influencia de variables como el precio de la electricidad de carga, el coste de biomasa, el coste del biometano, el coste de inversión de la bomba de calor y la vida útil del sistema. Este desarrollo permitiría determinar con mayor precisión qué configuraciones son más robustas frente a cambios de entorno y cuáles dependen de hipótesis más exigentes para resultar competitivas.

En quinto lugar, tendría sentido ampliar el trabajo hacia una evaluación ambiental más completa. La integración de biomasa, biometano, electricidad de red y almacenamiento térmico sugiere que una comparación puramente económica podría complementarse con indicadores de emisiones, intensidad de carbono y aprovechamiento renovable. Esta extensión permitiría valorar no solo qué configuración resulta más competitiva, sino también cuál presenta un mejor comportamiento ambiental global.

Por último, una línea futura especialmente relevante consistiría en trasladar el estudio a casos concretos de implantación o reconversión. En una planta termosolar real, podría analizarse la incorporación de una bomba de calor sobre un sistema de almacenamiento ya existente. En una planta de biomasa real, podría estudiarse con mayor detalle la viabilidad de su transformación en una instalación de almacenamiento termoeléctrico renovable. Esta aproximación permitiría pasar del nivel comparativo y metodológico alcanzado en el TFG a una fase de preingeniería aplicada.

En conjunto, los trabajos futuros identificados no cuestionan las conclusiones alcanzadas, sino que las prolongan. El presente TFG ha permitido demostrar la coherencia técnica del

concepto y establecer un criterio comparativo entre arquitecturas. La continuación natural del trabajo consiste, por tanto, en profundizar en el diseño de detalle, refinar la operación y aproximar el análisis a contextos reales de implantación.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Sharma, S., Mortazavi, M., 2023. Pumped thermal energy storage: A review. *Int. J. Heat Mass Transf.* 213, 124286. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2023.124286>
- [2] Vecchi, A., Knobloch, K., Liang, T., Kildahl, H., Sciacovelli, A., Engelbrecht, K., Li, Y., Ding, Y., 2022. Carnot Battery development: A review on system performance, applications and commercial state-of-the-art. *J. Energy Storage* 55, 105782. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105782>
- [3] Bauer, T., Odenthal, M., Bonk, A., 2021. Molten Salt Storage for Power Generation. *Chemie Ingenieur Technik* 93(4), 534–546. <https://doi.org/10.1002/cite.202000137>
- [4] Linares, J.I., Martín-Colino, A., Arenas, E., Montes, M.J., Cantizano, A., Pérez-Domínguez, J.R., 2023. Carnot battery based on Brayton supercritical CO₂ thermal machines using concentrated solar thermal energy as a low-temperature source. *Energies* 16, 3871. <https://doi.org/10.3390/en16093871>
- [5] Chai, L., Tassou, S.A., 2025. A technology review of pumped thermal energy storage based on CO₂ cycles. *Applied Thermal Engineering* 281, 128586. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128586>
- [6] Iqbal, Q., Fang, S., Xu, Z., Yao, Y., Song, J., Qiu, L., Zhao, Y., Markides, C.N., Wang, K., 2024. Techno-economic comparison of high-temperature and sub-ambient temperature pumped-thermal electricity storage systems integrated with external heat sources. *Journal of Energy Storage* 89, 111630. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.111630>
- [7] Wang, F., He, Q., 2025. Thermodynamic analysis of pump thermal energy storage system with different working fluid coupled biomass power plant. *Energy* 318, 134758. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134758>
- [8] Wang, F., He, Q., Li, H., 2025. A Novel System of Biomass Power Plant Coupled with Heat Pump Energy Storage and Its Performance Analysis. *Journal of Chinese Society of Power Engineering* 45(7), 1101–1108. <https://doi.org/10.19805/j.cnki.jcspe.2025.240327>
- [9] Geyer, M., Giuliano, S., 2022. Conversion of existing coal plants into thermal storage plants. In: Cabeza, L.F. (Ed.), *Encyclopedia of Energy Storage*. Elsevier, pp. 122–132. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819723-3.00117-7>
- [10] Benato, A., Stoppato, A., 2018. Pumped thermal electricity storage: A technology overview. *Thermal Science and Engineering Progress* 6, 301–315. <https://doi.org/10.1016/j.tsep.2018.01.017>

- [11] Olympios, A., McTigue, J., Sapin, P., Markides, C.N., 2022. Pumped-thermal electricity storage based on Brayton cycles. In: Cabeza, L.F. (Ed.), *Encyclopedia of Energy Storage*, Vol. 2. Elsevier, pp. 6-18. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819723-3.00086-X>
- [12] Petrollese, M., Marchionni, M., Merchán, R.P., Migliari, L., Cau, G., 2025. Comparative analysis of different Rankine PTES system configurations. *Journal of Energy Storage* 114, 115800. <https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115800>
- [13] Zhao, Y., Bowers, R., 2023. *Re-designing the CSP thermal energy storage system to enable higher-temperature performance at reduced cost: Final technical report*. NREL/TP-5700-84409. <https://doi.org/10.2172/1969256>
- [14] Dumont, O., Lemort, V., 2020. Mapping of performance of pumped thermal energy storage (Carnot battery) using waste heat recovery. *Energy* 211, 118963. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118963>
- [15] Zhang, X., Sun, Y., Zhao, W., Li, C., Xu, C., Sun, H., Yang, Q., Tian, X., Wang, D., 2023. The Carnot batteries thermally assisted by the steam extracted from thermal power plants: A thermodynamic analysis and performance evaluation. *Energy Conversion and Management* 297, 117724. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117724>
- [16] Morosini, E., Alfani, D., Renzoni, M., Manzolini, G., 2024. Thermally integrated innovative Carnot batteries to upgrade and dispatch low temperature sensible waste heat. *Journal of Physics: Conference Series* 2893, 012056. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2893/1/012056>
- [17] Krüger, M., Muslubas, S., Çam, E., Lehmann, D., Polenz, S., Dreißigacker, V., Klasing, F., Knödler, P., 2022. Technical development and economic evaluation of the integration of thermal energy storage in steam power plants. *Energies* 15, 3388. <https://doi.org/10.3390/en15093388>
- [18] Yong, Q., Tian, Y., Qian, X., Li, X., 2022. Retrofitting coal-fired power plants for grid energy storage by coupling with thermal energy storage. *Applied Thermal Engineering* 215, 119048. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2022.119048>
- [19] Novotny, V., Basta, V., Smola, P., Špale, J., 2022. Review of Carnot Battery technology commercial development. *Energies* 15, 647. <https://doi.org/10.3390/en15020647>
- [20] Stark, M., Sonnleitner, M., Zörner, W., Greenough, R., 2017. Approaches for dispatchable biomass plants with particular focus on steam storage devices. *Chemical Engineering and Technology* 40, 227–237. <https://doi.org/10.1002/ceat.201600190>
- [21] Oyekale, J., Heberle, F., Petrollese, M., Brüggemann, D., Cau, G., 2019. Biomass retrofit for existing solar organic Rankine cycle power plants: Conceptual hybridization

strategy and techno-economic assessment. *Energy Conversion and Management* 196, 831–845. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.06.064>

[22] Volkova, A., Latosov, E., Andriyaskin, M., Siirde, A., 2018. Feasibility of thermal energy storage integration into biomass CHP-based district heating system. *Chemical Engineering Transactions* 70, 499–504. <https://doi.org/10.3303/CET1870084>

[23] Sun, R., Zhao, Y., Liu, M., Yan, J., 2022. Thermodynamic design and optimization of pumped thermal electricity storage systems using supercritical carbon dioxide as the working fluid. *Energy Conversion and Management* 271, 116322. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116322>

[24] Tafur-Escanta, P., Cabrera-Ortega, F., Valencia-Chapi, R., Garzón-Pérez, L., Andrade-Terán, S., Muñoz-Antón, J., 2025. Parametric optimization of RBC-PTES system: Impact on round-trip efficiency and LCOS. *Energies* 18, 6594. <https://doi.org/10.3390/en18246594>

[25] You, D., Tatli, A.E., Metghalchi, H., 2025. A Brayton pumped thermal energy storage system based on supercritical carbon dioxide recompression reheating discharge cycle. *ASME Open Journal of Engineering* 4, 041002. <https://doi.org/10.1115/1.4067446>

[26] Fergani, Z., Morosuk, T., 2025. Multi-objective exergy-based optimization of a Carnot battery under different charging/discharging durations. *Energy* 338, 138964. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.138964>

[27] Stelzer, J., Ardone, A., Fichtner, W., 2025. Modeling the impact of mid-term storage on electricity markets: Insights from Carnot battery integration. In: *2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM64765.2025.11050107>

[28] Tassenoy, R., Couvreur, K., Beyne, W., De Paepe, M., Lecompte, S., 2022. Techno-economic assessment of Carnot batteries for load-shifting of solar PV production of an office building. *Renewable Energy* 199, 1133–1144. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.039>

[29] Tarragona, J., Fernández, C., Cabeza, L.F., de Gracia, A., 2020. Economic evaluation of a hybrid heating system in different climate zones based on model predictive control. *Energy Conversion and Management* 221, 113205. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113205>

[30] Fitzpatrick, P., D’Ettorre, F., De Rosa, M., Yadack, M., Eicker, U., Finn, D.P., 2020. Influence of electricity prices on energy flexibility of integrated hybrid heat pump and thermal storage systems in a residential building. *Energy and Buildings* 223, 110142. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110142>

[31] A. Martín Colino, *Almacenamiento de energía mediante bombeo térmico de calor integrado con centros de datos*, Trabajo Fin de Máster, Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España, junio de 2026.

[32] Klein, S.A., Nellis, G.F., *Mastering EES*, F-Chart Software, Madison, 2026.

[33] Rico, I., Linares, J.I., Arenas, E., Pérez-Domínguez, J.R., Cantizano, A., Retrofit of a biomass boiler as a thermal source for a pumped thermal energy storage system, Actas del XIII Congreso Ibérico y XI Congreso Iberoamericano de Ciencias y Técnicas del Frío, 24–26 junio 2026, Málaga, España.

[34] Gambini, M., Vellini, M., *Turbomachinery: Fundamentals, Selection and Preliminary Design*. Springer, 2021.

ANEXO I

I.1 ALINEACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El presente Trabajo Fin de Grado se enmarca dentro de los retos asociados a la transición energética, la integración de energías renovables y la necesidad de disponer de tecnologías de almacenamiento capaces de aportar flexibilidad al sistema eléctrico. En este contexto, el estudio de la reconversión de una planta termosolar de torre en una batería de Carnot integrada con fuentes térmicas renovables presenta una relación directa con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos en la Agenda 2030.

La contribución del trabajo no debe entenderse como una evaluación ambiental completa, ya que no se ha desarrollado un análisis de ciclo de vida ni una cuantificación detallada de emisiones. No obstante, el proyecto sí se alinea de forma clara con distintos ODS desde el punto de vista técnico, energético e industrial, al estudiar configuraciones que favorecen el almacenamiento de energía renovable, la reutilización de infraestructuras existentes y la reducción de la dependencia de tecnologías fósiles de respaldo.

I.1.1. ODS 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

El ODS 7 persigue garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna. El presente trabajo se relaciona directamente con este objetivo al estudiar sistemas de almacenamiento termoeléctrico capaces de mejorar la integración de fuentes renovables en el sistema eléctrico.

La batería de Carnot analizada permite transformar electricidad en calor de alta temperatura, almacenarlo en sales fundidas y recuperarlo posteriormente en forma de electricidad mediante un bloque de potencia. Esta lógica resulta especialmente relevante en sistemas eléctricos con alta penetración renovable, donde no basta con producir electricidad limpia,

Tabla I.1 Alineación principal del Trabajo Fin de Grado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

ODS	Denominación	Relación con el TFG
ODS 7	Energía asequible y no contaminante	Desarrollo de soluciones de almacenamiento termoeléctrico renovable y mejora de la gestionabilidad de tecnologías renovables.
ODS 9	Industria, innovación e infraestructura	Estudio de la reconversión de infraestructuras térmicas existentes y aplicación de tecnologías avanzadas como bombas de calor de alta temperatura con CO ₂ supercrítico.
ODS 12	Producción y consumo responsables	Aprovechamiento de activos existentes, reducción de la necesidad de nueva infraestructura y uso más eficiente de recursos energéticos.
ODS 13	Acción por el clima	Contribución indirecta a la descarbonización del sistema eléctrico mediante almacenamiento renovable y reducción de la dependencia de generación fósil de respaldo.

sino que también es necesario desplazarla temporalmente hacia los periodos de mayor demanda o mayor valor para la red.

Además, la integración con una central termosolar de torre permite aprovechar una tecnología renovable gestionable ya conocida. En las configuraciones analizadas, el almacenamiento en sales fundidas y el bloque Rankine actúan como elementos fundamentales para convertir la energía térmica acumulada en electricidad útil. De esta forma, el proyecto contribuye al estudio de soluciones que pueden aumentar la flexibilidad de la generación renovable y reducir la dependencia de tecnologías convencionales de respaldo.

La configuración CSP-HP resulta especialmente alineada con este objetivo, ya que plantea la incorporación de una bomba de calor de alta temperatura a una infraestructura termosolar, permitiendo reforzar la carga térmica del almacenamiento mediante electricidad disponible en periodos favorables. Por su parte, las configuraciones con biomasa y biometano amplían el análisis hacia fuentes renovables gestionables, capaces de complementar la variabilidad del recurso solar.

I.1.2 ODS 9: INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA

El ODS 9 está orientado a construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación. Este objetivo tiene una relación muy estrecha con el enfoque del trabajo, ya que el proyecto no se limita al análisis de una tecnología aislada, sino que estudia la posible reconversión de infraestructuras energéticas existentes.

Uno de los elementos centrales del TFG es el aprovechamiento de activos ya disponibles, como los tanques de sales fundidas, el bloque de potencia de vapor o, en el caso de la configuración BIO-HP, una planta de biomasa existente. Este planteamiento permite analizar la transición energética no solo desde la construcción de nuevas instalaciones renovables, sino también desde la transformación de infraestructuras térmicas ya implantadas.

Desde el punto de vista de la innovación tecnológica, el trabajo incorpora una bomba de calor de alta temperatura basada en un ciclo Brayton inverso con CO₂ supercrítico. Esta tecnología permite elevar el nivel térmico del calor disponible y transferirlo al almacenamiento en sales fundidas. Además, el proyecto incluye un predimensionado preliminar de turbomáquinas y tuberías, lo que refuerza su carácter de estudio de ingeniería y no únicamente de análisis conceptual.

Por tanto, la alineación con el ODS 9 se produce en dos niveles. En primer lugar, mediante la evaluación de nuevas arquitecturas energéticas integradas. En segundo lugar, mediante el estudio de estrategias de retrofit que podrían prolongar la vida útil y aumentar el valor operativo de infraestructuras térmicas existentes.

I.1.3 ODS 12: PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES

El ODS 12 promueve modalidades de producción y consumo más responsables, con un uso más eficiente de los recursos. El trabajo se relaciona con este objetivo a través de la reutilización de infraestructuras y de la búsqueda de configuraciones que reduzcan la necesidad de construir nuevos activos energéticos desde cero.

La comparación económica desarrollada en el TFG distingue entre escenarios de nueva planta, aprovechamiento parcial y aprovechamiento máximo. Esta distinción es especialmente importante desde el punto de vista del ODS 12, ya que permite cuantificar el efecto de reutilizar equipos e infraestructuras existentes. Los resultados muestran que el grado de reaprovechamiento tiene una influencia decisiva sobre el LCOE, lo que confirma que la reutilización de activos no es solo una cuestión ambiental, sino también un factor económico relevante.

El enfoque del proyecto se aproxima así a una lógica de economía circular aplicada al sector energético. En lugar de considerar las plantas térmicas existentes como activos destinados necesariamente a ser sustituidos, se analiza si pueden transformarse en infraestructuras de almacenamiento, flexibilidad y generación renovable gestionable.

En las configuraciones con biomasa, esta lógica también aparece en el uso de una fuente térmica renovable gestionable. No obstante, el trabajo reconoce que el empleo de biomasa y biometano introduce costes operativos y condicionantes específicos, por lo que su interés debe evaluarse atendiendo tanto a criterios técnicos como económicos.

I.1.4. ODS 13: ACCIÓN POR EL CLIMA

El ODS 13 se centra en la adopción de medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. El presente TFG se alinea con este objetivo al estudiar soluciones que pueden facilitar una mayor penetración de energías renovables y reducir la necesidad de generación fósil de respaldo.

El almacenamiento energético es una pieza clave en la descarbonización del sistema eléctrico, ya que permite gestionar la variabilidad de tecnologías renovables como la solar y la eólica. En este sentido, las baterías de Carnot y los sistemas PTES ofrecen una vía de almacenamiento de media y larga duración basada en tecnologías térmicas, con potencial de integración en infraestructuras existentes.

La contribución climática del trabajo se produce de forma indirecta. El TFG no calcula una reducción concreta de emisiones, pero sí analiza arquitecturas que podrían contribuir a desplazar generación convencional mediante almacenamiento térmico renovable. La utilización de sales fundidas, bomba de calor de alta temperatura, biomasa y biometano se plantea dentro de una lógica de reducción de emisiones y mejora de la gestionabilidad renovable.

Además, la posibilidad de reconvertir plantas existentes permite reducir el impacto asociado a la construcción de nuevas infraestructuras, siempre que el retrofit resulte técnica y económicamente viable. Esta perspectiva es especialmente relevante en el contexto de la transición energética, donde no solo importa desarrollar nuevas tecnologías, sino también adaptar de forma eficiente los activos ya disponibles.

I.2. SÍNTESIS DE LA ALINEACIÓN

En conjunto, el Trabajo Fin de Grado presenta una alineación clara con los Objetivos de Desarrollo Sostenible relacionados con energía, innovación industrial, uso responsable de recursos y acción climática. Su principal contribución se sitúa en el estudio de soluciones de almacenamiento termoeléctrico renovable capaces de aprovechar infraestructuras existentes y mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico.

La aportación del trabajo no consiste en demostrar de forma definitiva el impacto ambiental de las configuraciones analizadas, sino en evaluar su coherencia técnica y económica como posibles vías de reconversión energética. Desde esta perspectiva, el TFG contribuye al desarrollo de criterios de diseño y selección de arquitecturas que pueden apoyar una transición energética más eficiente, flexible y sostenible.