



# Papeles de Energía

Tecnologías de almacenamiento energético

Nº32

Abril 2026

## **Almacenamiento eléctrico de la energía**

Alfredo Rubio Guinea

## **¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética? El papel crítico de la hidráulica, la flexibilidad y la regulación**

José Pablo Chaves, Javier García González,  
Juan Francisco Gutiérrez Guerra, Pedro Linares,  
Andrés Ramos, y Juan José Valentín

## **Thermal Energy Storage for Industrial Heat Decarbonization: Turning Renewable Variability into an Industrial Advantage**

Alberto Toril Castro

# Papeles de Energía

## EDITOR

Pedro Linares

## CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,  
Gonzalo Escribano, M.ª Paz Espinosa, Natalia Fabra,  
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,  
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,  
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,  
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

**Papeles de Energía** no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

ISSN impreso: 2530-0148

ISSN digital: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

## PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

Antonio Romero Mora (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Antón Joseba Arriola Boneta

Manuel Azuaga Moreno

José Manuel Domínguez Martínez

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

José María Méndez Álvarez-Cedrón

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez



# Índice

- 3    Introducción: Tecnologías de almacenamiento energético**
  
- 7    Almacenamiento eléctrico de la energía**  
Alfredo Rubio Guinea
  
- 39    ¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética?**  
**El papel crítico de la hidráulica, la flexibilidad y la regulación**  
José Pablo Chaves, Javier García González, Juan Francisco Gutiérrez Guerra,  
Pedro Linares, Andrés Ramos, y Juan José Valentín
  
- 61    Thermal Energy Storage for Industrial Heat Decarbonization: Turning  
Renewable Variability into an Industrial Advantage**  
Alberto Toril Castro



# INTRODUCCIÓN

## Tecnologías de almacenamiento energético

Hace un año, la península ibérica sufría uno de los incidentes más graves de su infraestructura en la historia reciente: el famoso “apagón” eléctrico del 28 de abril. Este suceso puso de manifiesto la elevada complejidad técnica de integrar un elevado volumen de energías renovables variables en un sistema eléctrico con una demanda relativamente inflexible. Aunque desgraciadamente sigue sin disponerse de un informe verdaderamente independiente que apunte a las causas y responsables, todo parece indicar que el apagón vino causado por problemas con el control de tensiones del sistema, algo que podía haberse mitigado si hubiéramos contado con más elementos capaces de controlar la tensión, como por ejemplo las baterías o los bombeos hidráulicos.

Estas mismas tecnologías de almacenamiento eléctrico también podrían contribuir a minimizar otro efecto que se viene experimentando en los sistemas eléctricos con alta penetración de renovables: la “canibalización” de precios creada por las tecnologías no gestionables con muy bajo coste variable, como la energía solar o la eólica; o a reducir los vertidos renovables que se producen cuando la generación eléctrica supera a su demanda.

Vemos, pues, que el papel del almacenamiento puede ser fundamental tanto para una correcta y fiable gestión técnica del sistema eléctrico, como para una operación económicamente ajustada, y más aún en un escenario en que la transición energética puede resultar en una creciente electrificación de las demandas energéticas. Existen actualmente distintas tecnologías de almacenamiento eléctrico compitiendo por realizar esta tarea.

Sin embargo, la electrificación de la demanda no es necesariamente la única opción: en muchos procesos industriales la demanda última es en forma de calor, y en ocasiones puede ser más interesante proveer este calor de forma directa, incluso a partir de generación eléctrica. Este es el hueco que pretende llenar una tecnología emergente, pero con algunos pilotos reales ya, como es el almacenamiento térmico.

En este número de *Papeles de Energía* tenemos como objetivo conocer mejor las distintas tecnologías existentes de almacenamiento eléctrico y térmico, y sus ventajas e inconvenientes para el sistema energético y para sus usuarios.

Para ello, en primer lugar, **Alfredo Rubio Guinea**, de Tecnalia, nos ofrece una panorámica completísima de las distintas tecnologías, comerciales o en camino de serlo, de almacenamiento eléctrico. El autor describe en detalle los sistemas de almacenamiento mecánico, como los volantes de inercia, la hidráulica, o el aire comprimido; los de almacenamiento electroquímico o baterías; y el almacenamiento electromagnético.

Cada una de estas tecnologías son caracterizadas por su densidad energética, su densidad de potencia, su ciclabilidad, su vida útil, su coste, o su seguridad. Y el valor de estos atributos dependerá del uso potencial del almacenamiento. Así, para almacenamiento durante varios días hasta meses las tecnologías más apropiadas pueden ser el hidrógeno, el aire comprimido, los bombeos o las baterías de flujo. Para almacenamiento intradiario, las baterías o los bombeos hidráulicos parecen la mejor opción; y para regulación de frecuencia o tensión los volantes de inercia, ultracondensadores o baterías son los que presentan más ventajas.

Como ha podido observarse en este artículo, existen muchas opciones para almacenar electricidad, cada una con distintas ventajas e inconvenientes. Por tanto, cabe preguntarse cómo deben combinarse en un sistema eléctrico con alta penetración de renovables, de forma que puedan proporcionarse los distintos servicios que puede ofrecer el almacenamiento, desde capacidad firme hasta flexibilidad de muy corto plazo.

Ese es el objetivo del segundo artículo, en el que **José Pablo Chaves, Javier García González, Juan Francisco Gutiérrez Guerra, Pedro Linares, Andrés Ramos, y Juan José Valentín**, del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, realizan simulaciones del sistema eléctrico español a 2030 y 2050 para tratar de evaluar el papel que puede jugar el almacenamiento, y sus distintas tecnologías.

Los autores consideran distintos escenarios tanto de demanda como de oferta, y en especial analizan el papel que otras fuentes de flexibilidad, como la demanda, los vehículos eléctricos, o la energía hidráulica, pueden tener a la hora de determinar el almacenamiento necesario.

Las principales conclusiones del análisis indican que será necesaria una contribución, tanto por parte de las baterías como de los bombeos hidráulicos, que se reduce a medida que aumenta la flexibilidad de la demanda; que es preciso instalar más almacenamiento del que es capaz de promover el mercado por sí mismo, para cubrir los años con menor recurso hidráulico o renovable (y que, por tanto, habrá que diseñar mecanismos de retribución específicos); y que, en el horizonte 2050, ni las baterías ni los bombeos permiten solucionar el problema del almacenamiento estacional.

Finalmente, **Alberto Toril**, de Rondo Energy, plantea una forma distinta de almacenar la electricidad renovable: en forma de calor, que puede ser utilizado directamente en procesos indus-

triales. El autor defiende que esta ruta alternativa ofrece ventajas de interés a nivel de sistema, en particular la reducción del uso de combustibles fósiles para producción de calor.

Toril describe las principales tecnologías disponibles para el almacenamiento térmico, con sus pros y contras, prestando especial atención a los sistemas basados en medios sólidos que ya están entrando en un desarrollo comercial. También menciona en qué medida estas nuevas tecnologías están cambiando el modelo de negocio hacia uno basado en el calor como servicio, e ilustra con un caso concreto las lecciones aprendidas del desarrollo industrial de estos proyectos.

Finalmente, el autor también repasa las principales barreras que todavía existen para el desarrollo de esta alternativa de almacenamiento, fundamentalmente regulatorias y fiscales, y ofrece una agenda para su progreso.

Confío en que este número, de gran actualidad, resulte de interés para los lectores.



# Almacenamiento eléctrico de la energía

Alfredo Rubio Guinea\*

## Resumen

En este trabajo se presenta una visión sobre las tecnologías del almacenamiento de la energía, llamadas a jugar un papel fundamental en el apoyo a la operación de las redes eléctricas. Principalmente, gracias al apoyo en la penetración de las energías renovables, pero no descartando su rol en otros esquemas como la regulación. Para ello, partiremos definiendo los parámetros fundamentales usados para definir el comportamiento y permitir la comparación entre las diversas tecnologías disponibles (eficiencia, densidad de potencia y energía, ciclabilidad, costo, tiempo de respuesta, etc.). A partir de este punto se clasifican los diversos sistemas disponibles en base a sus principios de operación: mecánicos (hidráulica de bombeo, aire comprimido y volantes de inercia), electroquímicos (baterías de plomo, níquel, ion-litio, sodio-ion, baterías de flujo), químicos (almacenamiento en hidrógeno) y electromagnéticos (ultracondensadores y bobinas superconductoras). Para cada tecnología se exponen su funcionamiento, grado de madurez comercial, ventajas, limitaciones y rangos típicos de potencia y energía. El trabajo concluye comparando la aplicabilidad de cada tecnología según la escala temporal de almacenamiento (estacional, interdiaria, intradiaria y regulación de red) y presenta una comparativa de costes, destacando que no existe una solución única, sino que la elección depende de la aplicación concreta.

Palabras clave: almacenamiento eléctrico, costes, escala temporal.

El desacople entre la producción y el consumo de la energía es inherente a la mayoría de los sistemas, ya sean tecnológicos, biológicos o de otra índole. En la mayoría de estos sistemas, este problema se resuelve mediante el uso de elementos de almacenamiento temporal de la energía. En este sentido, el sistema eléctrico no es una excepción sino un caso relevante, en el que la escasa implementación del almacenamiento energético, debido a diversas razones de índole tecnoeconómica, ha sido resuelta mediante complejos sistemas de control que logran sincronizar las curvas de producción con las de demanda, logrando de esta manera su correcto funcionamiento en términos de una estabilidad de sus parámetros fundamentales (frecuencia y tensión).

Algunas tecnologías de almacenamiento, como la hidráulica de bombeo o *pumped hydro* se utilizan en el sistema eléctrico desde hace mucho tiempo. No obstante, la cada vez mayor

---

\* Investigador en Sistemas del Almacenamiento de la Energía en la Unidad de Transición Energética, Climática y Urbana Tecnalia Research And Innovation Member of Basque Research & Technology Alliance.

penetración de fuentes de energía renovables como la solar o la eólica, cuya disponibilidad no es controlable y es difícil de predecir, han ocasionado un incremento sustancial de las necesidades de almacenamiento en la red. De ahí el auge que podemos observar en el desarrollo e implementación de sistemas de almacenamiento energético en soporte a la operación de la red eléctrica.

Las tecnologías de almacenamiento aplicables al sistema eléctrico pueden ser clasificadas en base a diversos criterios, como campo de aplicación, principios de operación u otros. En este trabajo, optaremos por una clasificación basada en los principios de operación. En las tecnologías listadas dentro de esta clasificación, solo profundizaremos en aquellas que ya están comercialmente disponibles en el mercado. De esta manera, se obvian tecnologías emergentes que aún no han demostrado una madurez tecnológica suficiente. No obstante, algunas de estas nuevas tecnologías serán tratadas, aunque no en profundidad, en el punto apropiado. En esta clasificación, se contemplan los siguientes principios de operación:

- **Mecánicos:** estos sistemas utilizan magnitudes mecánicas, como la energía potencial o la energía cinética para el almacenamiento de la energía.
- **Electroquímicos:** aquí se incluyen las baterías electroquímicas que, mediante pares galvánicos y sus consecuentes reacciones de oxidación-reducción, permiten el almacenamiento y recuperación de la energía.
- **Químicos:** se basan principalmente en la generación de hidrógeno, su almacenaje y posterior utilización en una celda de combustible para la generación de energía eléctrica.
- **Electromagnéticos:** estos sistemas se basan en el almacenamiento de la energía mediante el campo eléctrico o magnético.
- **Térmicos:** basados en la energía contenida por un cuerpo o sustancia al ser calentado de manera significativa. Este calor permite posteriormente la recuperación de la energía mediante diversos métodos. Estos sistemas no serán abordados en este documento, ya que generalmente su punto fuerte no está en el soporte a la red eléctrica, sino en procesos donde se realice un aprovechamiento del calor almacenado (véase el artículo de Toril en este mismo número).

En las siguientes figuras se muestra una clasificación de los sistemas de almacenamiento de la energía y una clasificación de los mismos en términos de potencia y energía.

Figura 1

Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía

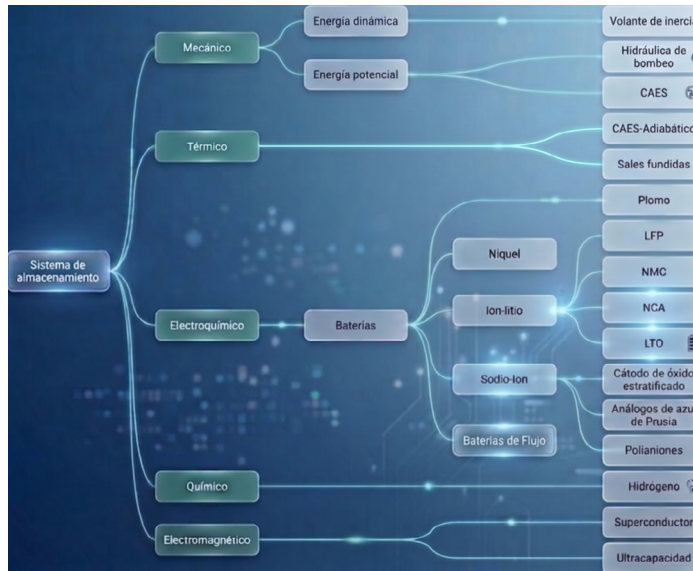
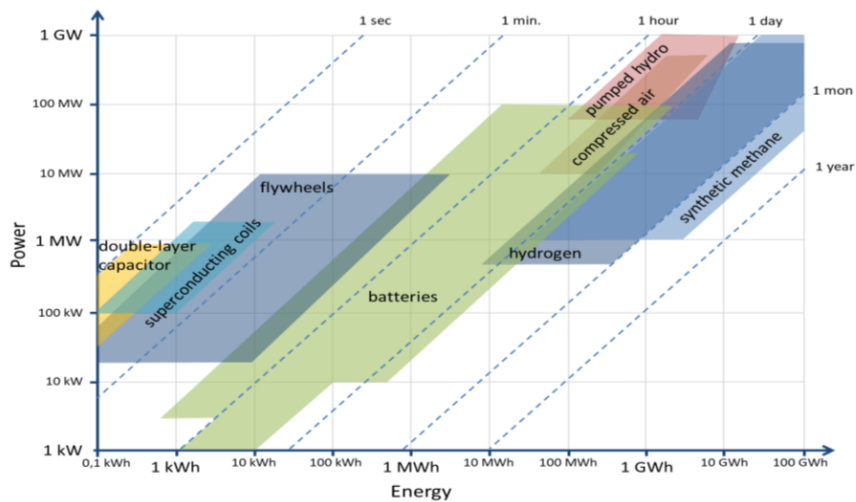


Figura 2

Comparativa de rangos prácticos de energía y potencia para diversos sistemas de almacenamiento de energía (Europea, 2023)



Los sistemas de almacenamiento de energía están caracterizados por unos parámetros fundamentales que definen su comportamiento y, por ende, su utilización en diversas aplicaciones. Dependiendo de la tecnología, algunos de estos parámetros pueden ser no aplicables o significativos en ciertas tecnologías. No obstante, con objeto de homogenizar la información suministrada, en este documento se considerarán los siguientes parámetros:

- *Densidad de energía*: define la cantidad de energía, ya sea por volumen o por peso (densidad específica de energía). A pesar de que, por norma general, cuanto mayor sea esta densidad, mejor será valorado el sistema de almacenamiento, la importancia de este parámetro depende de las características específicas impuestas por la aplicación. Así, su importancia en aplicaciones de soporte a la red eléctrica es relativa, pero es más relevante en aplicaciones relacionadas con la movilidad.
- *Densidad de potencia*: define la potencia constante que podemos intercambiar (tanto en carga como en descarga) con el sistema de almacenamiento, por unidad de volumen o peso (densidad específica). Este parámetro es significativo en aplicaciones en las que la potencia es predominante sobre la energía gestionada. Al igual que en el parámetro anterior, su importancia en sistemas que trabajan en apoyo a la red eléctrica es relativamente baja.
- *Ciclabilidad*: indica, para un sistema dado, el número de ciclos de operación que podemos obtener de él antes de alcanzar el fin de su vida útil. Este parámetro es fundamental en aquellos sistemas como las baterías, en los que no es posible o es excesivamente caro la realización de labores de mantenimiento orientadas a extender la vida útil del sistema. En otro tipo de sistemas como los mecánicos, en los que es relativamente sencilla la realización de labores de mantenimiento que permiten extender su vida útil, este parámetro tiene una importancia relativa.
- *Vida útil*: hace referencia al tiempo de operación máximo que podemos considerar para un sistema, con independencia del uso que se haga del mismo. Este parámetro está asociado al deterioro sufrido por componentes básicos del sistema, independientemente del uso realizado de él.
- *Coste de instalación por energía*: indica el coste de instalación por unidad de energía del sistema de almacenamiento.
- *Coste de instalación por potencia*: indica el coste de instalación por unidad de potencia del sistema de almacenamiento.
- *Velocidad de respuesta*: este parámetro nos orienta sobre la velocidad de respuesta del sistema ante un cambio brusco de la consigna de potencia. En el caso de aplicaciones asociadas a la red eléctrica, nos permite estimar la validez del sistema en los diversos escenarios de regulación y ante diversas cargas.

- *Potencia mínima de operación:* la mayoría de los sistemas descritos en este documento presentan un nivel de potencia mínima de operación por debajo del cual su eficiencia, economía de operación u otros factores técnicos desaconsejan o incluso impiden su operación. Así, por ejemplo, una central hidroeléctrica de bombeo no operará por debajo de un porcentaje de su potencia instalada.
- *Seguridad:* todo sistema tiene un riesgo específico asociado a su operación. Este parámetro engloba tanto la probabilidad de ocurrencia como la criticidad de un incidente de seguridad. Este parámetro se definirá de manera subjetiva y no cuantitativa, ya que no existen datos suficientes al respecto.

## 1. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO MECÁNICO

Los sistemas de almacenamiento mecánico son aquéllos que hacen uso ya sea de la energía potencial o cinética que se puede almacenar en un sólido, líquido o gas. Para el aprovechamiento de estas energías, generalmente se requiere de elementos mecánicos como bombas y/o turbinas entre otros. A diferencia de otros sistemas de almacenamiento de energía, suelen mostrar densidades de energía y potencia relativamente bajas. No obstante, y dependiendo de localizaciones y accidentes geográficos concretos, pueden permitir el almacenamiento de grandes cantidades de energía, como es el caso del bombeo o hidrobombeo.

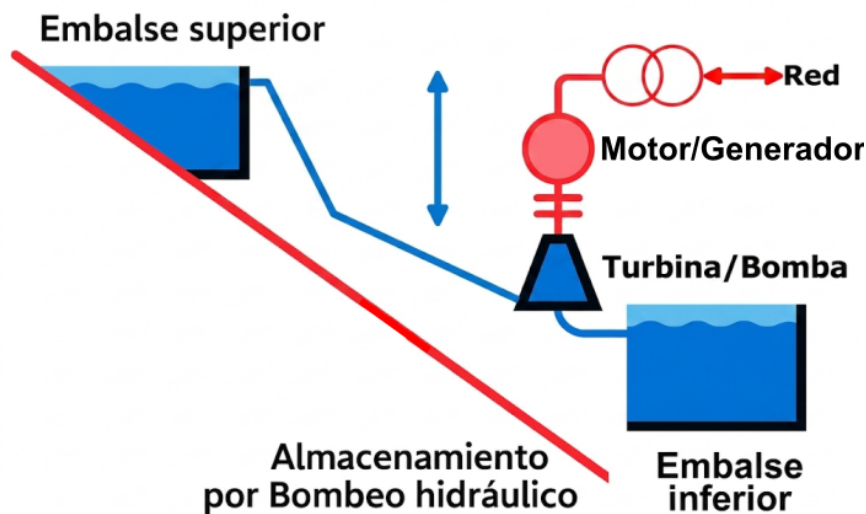
### 1.1. Sistemas basados en la energía potencial

Como su nombre indica, estos sistemas almacenan la energía mediante el principio de la energía potencial, ya sea gravitatoria o de otro tipo. Comercialmente, los exponentes más significativos de estos sistemas corresponden a las centrales hidráulicas de bombeo y a los sistemas basados en aire comprimido o CAES (*Compressed Air Energy Storage*, por sus siglas en inglés). No obstante, se han planteado otras posibilidades, como las llamadas baterías de gravedad o arena, las cuales no presentan un estado de madurez suficiente.

#### *Hidráulica de bombeo*

Por energía instalada constituía el sistema de almacenamiento más importante a nivel mundial hasta principios de 2026 y uno de los más antiguos en uso. Está basado en un esquema en el que se utiliza la interconexión de dos embalses situados en proximidad y a diferentes alturas, tal y como se ve en la figura 3. En este esquema, puede haber un aprovechamiento hidroeléctrico solamente entre ambos embalses, siendo bidireccional si existe la capacidad de bombeo de agua desde el embalse inferior al superior. Bajo este esquema, se almacena energía cuando se bombea desde el embalse inferior al superior y se genera cuando se retorna

Figura 3

**Esquema general instalación hidráulica de bombeo**

el agua al embalse inferior mediante un esquema hidroeléctrico convencional. Adicionalmente, existe la posibilidad del aprovechamiento de la energía del embalse inferior, mediante un esquema hidroeléctrico convencional.

En función del tamaño de los embalses implicados, la cantidad de energía almacenada puede ser muy alta. Esta cantidad de energía almacenada se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$E(kWh) = \frac{V(m^3) \cdot g \cdot H(m)}{3600} = 0.002725 \cdot V \cdot H$$

España es uno de los países con mayor aprovechamiento de su capacidad de bombeo hidráulico, ya que un porcentaje muy alto de las localizaciones en las que se puede implementar esta solución están ya en explotación. La figura 4 muestra la central de La Muela 2, en la cuenca del río Júcar, que, con 1.625 GWh de capacidad de almacenamiento es la mayor instalación europea de este tipo.

La naturaleza de estos sistemas, en los que se requiere de condiciones geográficas específicas, hacen imposible el cuantificar algunas de las características asociadas a los sistemas de almacenamiento, como, por ejemplo, su densidad energética. Aquellas instalaciones en las

Figura 4

**Central hidráulica de bombeo de La Muela 2**

que el desnivel entre ambos embalses sea mayor y la distancia horizontal entre ellos menor, se verán beneficiadas por una mayor cantidad y densidad de energía y una mejor eficiencia de operación. Por su naturaleza, estos sistemas no pueden ser utilizados a niveles de potencia bajos comparados con su potencia nominal, lo cual dificulta su operación en ciertos escenarios.

Cuadro 1

**Características principales de las centrales hidráulicas de bombeo**

Parámetro	Valor
Eficiencia	70-85 %
Rango de potencia	100-1.000 MW
Vida útil	50-100 años
Ciclabilidad	$20^4$ - $10^5$ ciclos
Densidad de potencia	-
Densidad de energía	-
Tiempo de respuesta	Segundos (s) – Minutos (min)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Muy alta

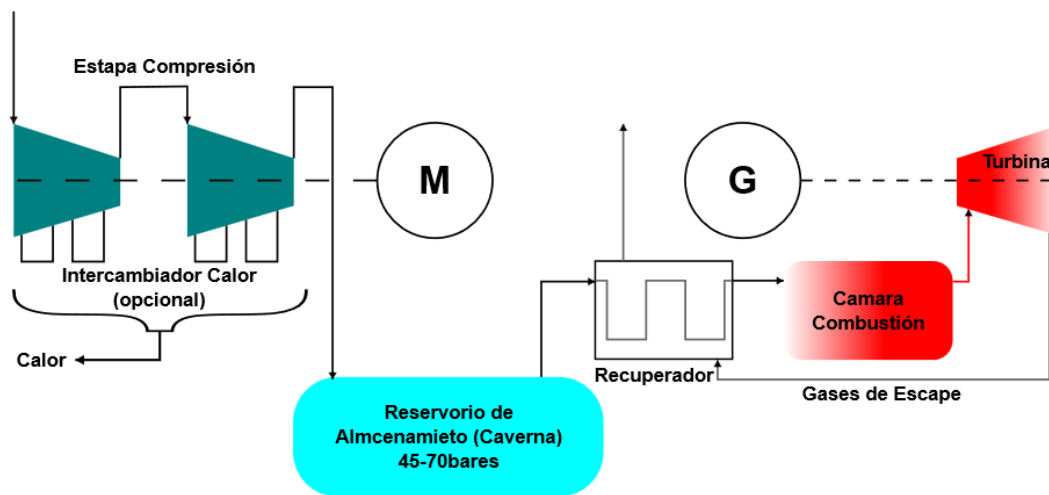
## Compressed Air Energy Storage (CAES)

Los sistemas CAES basan su operación en el almacenamiento de energía potencial mediante la compresión del aire tomado directamente de la atmósfera. Durante el proceso de compresión del aire, un porcentaje importante de la energía utilizada se transforma en calor, tal como lo expresan las leyes de los gases ideales, lo que reduce la eficiencia del proceso. Para mitigar este efecto, se han desarrollado los sistemas CAES adiabático (CAES-A), en los que se aprovecha esta energía térmica, y que se han convertido en el esquema más utilizado en este tipo de sistemas.

El uso del aire comprimido para mover un generador resulta relativamente ineficiente. Por tanto, se suele utilizar el aire comprimido como entrada a una turbina de gas, minimizando o, incluso eliminando la necesidad de uso de una etapa de compresión inicial y utilizando los gases de salida para un precalentamiento de este aire. Un esquema de operación de un sistema CAES con aprovechamiento mediante turbina de gas se muestra en la figura 5.

Figura 5

### Esquema de sistema CAES con aprovechamiento mediante turbina de gas



En la figura 6 se muestra una de las primeras instalaciones CAES a nivel mundial, en conjunción con turbinas de gas.

Al igual que las centrales hidráulicas de bombeo, la naturaleza de estos sistemas, en los que se requieren de condiciones geográficas específicas, hacen imposible o muy difícil el cuantificar algunas de las características asociadas a los sistemas de almacenamiento, como, por ejemplo, su

Figura 6

**Sistema CAES en Mcintosh (EE. UU.)**

densidad energética. En cualquier caso, los números asociados a estas tecnologías se resumen en los cuadros que figuran a continuación, tanto para sistemas diabáticos (sin aprovechamiento de calor en la fase de compresión, cuadro 2) como para sistemas adiabáticos (con aprovechamiento de calor en la fase de compresión, cuadro 3).

Cuadro 2

**Características principales de los sistemas CAES diabáticos**

Parámetro	Valor
Eficiencia	42-54 %
Rango de potencia	50-100 MW
Vida útil	60 años
Ciclabilidad	5.000-20.000 ciclos
Densidad de potencia	-
Densidad de energía	-
Tiempo de respuesta	Minutos (min)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Muy alta

Cuadro 3

**Características principales de los sistemas CAES adiabáticos**

Parámetro	Valor
Eficiencia	>70 %
Rango de potencia	100-300 MW
Vida útil	25-40 años
Ciclabilidad	1.000 ciclos
Densidad de potencia	-
Densidad de energía	-
Tiempo de respuesta	Minutos (min)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Muy alta

**1.2. Sistemas basados en la energía cinética**

Estos sistemas se basan en acelerar un cuerpo, dotándolo de una cantidad de energía cinética, para posteriormente extraérsela en el momento de necesidad. A fin de optimizar el tamaño de la instalación requerida, la solución idónea es el uso de volantes de inercia. En ellos, se acelera rotacionalmente una masa, almacenando la energía según la ecuación:

$$E_{rot} = \frac{1}{2} I_x \omega^2$$

En donde  $I_x$  representa el momento de inercia de esta masa y  $\omega$  la velocidad angular de la misma. En base a estos dos parámetros, se pueden distinguir dos tipos de volantes de inercia:

- Alta velocidad: en los que, en base a un momento de inercia contenido, se aumenta de manera significativa la velocidad de giro de ésta, a fin de aumentar la energía contenida. En este tipo de dispositivos, podemos encontrar velocidades de hasta 100.000 rpm.
- Baja velocidad: en los que se aumenta el momento de inercia, ya sea por aumento de la masa, aumento del diámetro del dispositivo o un aumento de ambas magnitudes. En este caso, la velocidad de giro se mantiene relativamente baja, típicamente por debajo de 10.000 rpm.

El uso de los volantes de inercia está ampliamente extendido en otros ámbitos tecnológicos, como los motores de combustión interna o vapor. En ellos dan estabilidad a un sistema en el que el aporte de la energía es pulsante. En el caso de su uso en aplicaciones asociadas a la red eléctrica, reciben el nombre de FESS (*Flywheel Energy Storage System*).

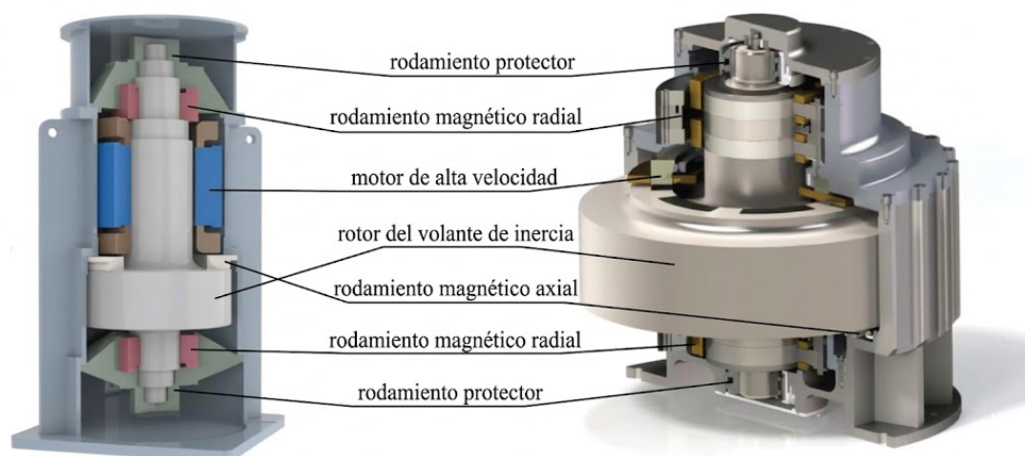
El FESS está constituido por una masa de forma cilíndrica a la que se hace rotar a una velocidad más o menos alta. No obstante, su estructura no es tan sencilla como a primera vista parece. Si lo hiciéramos libremente, rápidamente observaríamos que, una vez alcanzada la velocidad rotacional requerida, tendríamos que seguir suministrándole una considerable cantidad de energía para mantener esta velocidad. Esto se debe a los efectos de roce tanto con los puntos de soporte de la masa, como con la atmósfera circundante. A fin de aminorar estos problemas y reducir las pérdidas asociadas, se implementan los siguientes mecanismos:

- **Rodamientos magnéticos:** la masa giratoria que constituye el alma del FESS está soportada por dos rodamientos. Estos rodamientos, además de servir como soporte indispensable para el giro de esta masa, aportan una resistencia parásita al mismo. A mayor velocidad, mayor será esta resistencia. A fin de solventar este inconveniente, se deben utilizar rodamientos de ultra baja resistencia. Entre estos dispositivos, los rodamientos magnéticos son los que generan un menor coeficiente de roce, ya que no hay contacto mecánico entre ellos y la masa en rotación.
- **Contenedor de vacío:** la otra fuente de pérdidas la constituye el roce con la atmósfera circundante. A fin de atacar este problema, se introduce el conjunto en una cámara hermética de la que se le extrae el aire, creando un vacío interior.

En la figura 7, se puede observar la estructura de dos FESS. A la derecha, uno de baja velocidad y, a la izquierda, uno de alta velocidad.

Figura 7

### Estructura de un FESS de alta velocidad (izquierda) y baja velocidad (derecha)

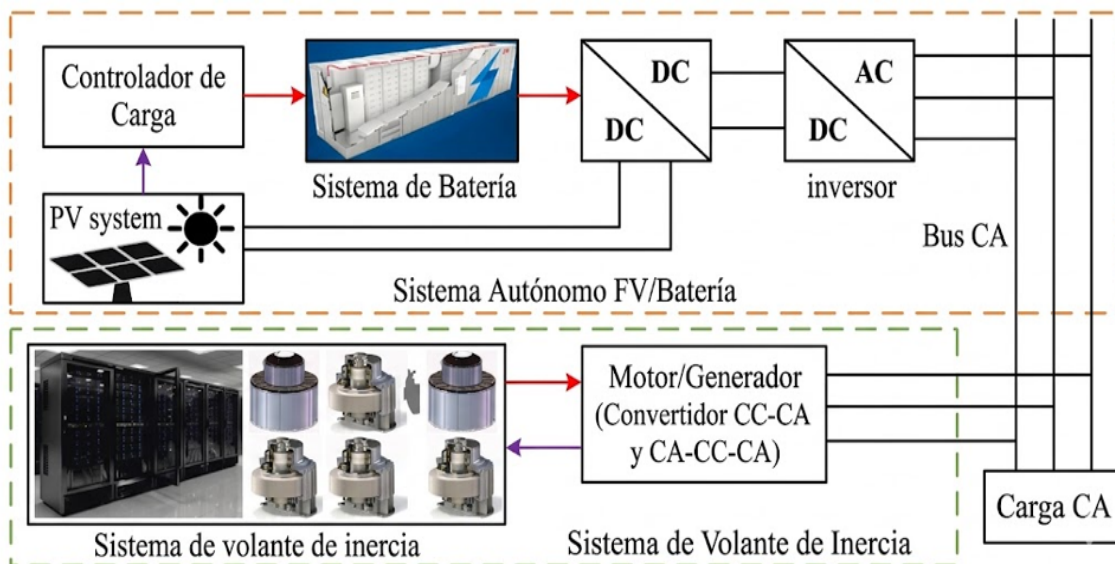


Otro problema, asociado principalmente a los FESS de alta y muy alta velocidad lo constituye la integridad física del rotor. Debido a la alta velocidad de rotación, el rotor se ve sometido a una fuerza centrípeta considerable que puede causar un colapso estructural del mismo. Para solucionar este problema se están implementado técnicas de refuerzo estructural del rotor en base a materiales compuestos, como matrices poliméricas de aramida y/o fibra de carbono.

Además, los FESS están basados en el uso de motores síncronos. Se usa un único motor tanto para acelerar el rotor, en lo que se podría llamar la fase de carga, como para la extracción de la energía contenida, en lo que se podría denominar fase de descarga. En este caso, es necesario el uso de un convertidor de potencia asociado a él. En FESS de baja velocidad, este convertidor puede estar constituido por un arrancador, ya que permite que el rotor opere posteriormente en sincronía con la red eléctrica (aportando inercia a la red), pero, en los de alta velocidad, es necesario el uso de un sistema de potencia más complejo, como el mostrado en la figura 8.

Figura 8

**Esquema FESS en soporte a la red**



Las principales características de los sistemas FESS se reflejan en el cuadro 4.

Cuadro 4

**Características principales de los sistemas FESS**

Parámetro	Valor
Eficiencia	85-95 %
Rango de potencia	0,1-20 MW
Vida útil	Más de 20 años
Ciclabilidad	$10^5$ - $10^7$ ciclos
Densidad de potencia	-
Densidad de energía	-
Tiempo de respuesta	Segundos (s)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Muy alta

## 2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO

Los sistemas electroquímicos de almacenamiento o baterías están basados en el uso de pares galvánicos para el almacenamiento de la energía. Los pares galvánicos son pares de materiales metálicos separados por un electrolito entre los que se genera una diferencia de potencial o voltaje.

Las baterías pueden clasificarse en dos tipos:

- **Primarias:** son aquellas que no permiten la recarga. Se adquieren en estado cargado, ya sea por el proceso de construcción o por una primera y única carga. Una vez agotada su energía, hay que proceder a su reciclado.
- **Secundarias:** son aquellas que permiten múltiples recargas. Generalmente, se adquieren con un bajo estado de carga y deben ser sometidas a un primer proceso de carga por parte del usuario final. Permiten múltiples ciclos de operación.

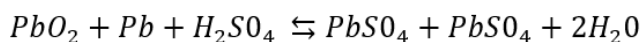
Desde el siglo XIX se han desarrollado diversas tecnologías que se describen a continuación. Para el caso de este documento, nos centraremos en las baterías secundarias, ya que son las únicas de interés para esta aplicación.

### 2.1. Baterías de plomo o ácido plomo

Las baterías de plomo (PB) fueron desarrolladas por el físico francés Gaston Planté en el año 1859 y, desde el primer momento, pueden considerarse la base del almacenamiento de la

energía en diferentes aplicaciones, desde la automoción (primeros coches eléctricos a finales del siglo XIX y baterías de arranque), pasando por los sistemas de soporte industrial (UPS u otros sistemas de respaldo) hasta sistemas de soporte de la red eléctrica.

El principio fundamental del funcionamiento de las baterías de plomo o ácido plomo lo describe la siguiente ecuación química. En esta ecuación, el término izquierdo representa la composición de la batería en su estado cargado y el derecho en el estado descargado. Los dos primeros términos de cada lado representan el cátodo y ánodo, respectivamente, y el tercero el electrolito.



Así, podemos inferir que idealmente, cuando la batería está totalmente cargada, el cátodo está compuesto por dióxido de plomo, el ánodo de plomo y el electrolito de ácido sulfúrico. Por el contrario, cuando está descargada, tanto el cátodo como el ánodo se componen de sulfato de plomo y el electrolito pasa a ser agua. Si observamos las reacciones a nivel de cátodo y ánodo, vemos que se produce de manera local, hidrógeno. En condiciones normales, este gas se reabsorbe por las reacciones que ocurren en el otro electrodo, pero, en condiciones de carga muy rápida o sobrecarga, éste se puede acumular dentro de la batería y/o ser liberado a la atmósfera por válvulas de protección en las baterías. Adicionalmente a voltajes superiores a los 2V el electrolito está expuesto a un proceso de electrolisis, por lo que se genera tanto  $H_2$  como  $O_2$ . Esto implica que se debe tener en cuenta la presencia de estos gases e implementar mecanismos de ventilación y seguridad adecuados.

En función de las distintas aplicaciones específicas, se han desarrollado diversas variantes:

- **Batería ventilada o abierta:** la celda en sí no está totalmente aislada del exterior, por lo que puede haber un intercambio de gases con el exterior. Éstas corresponden a las primeras celdas desarrolladas y su uso actual está muy limitado. Estas baterías requieren de un constante cuidado y reposición de los niveles del electrolito.
- **Batería cerrada o VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*):** la celda está totalmente aislada del exterior, aun cuando están provistas de válvulas de liberación que permiten el escape de gases al exterior ( $H_2$ ) en caso de sobrepresión interna. En teoría, no requieren de un mantenimiento como en el caso anterior, por lo que también se les conoce como libres de mantenimiento.
- **Batería de gel:** se aporta un elemento gelificante al electrolito, a fin de dotarlo de estabilidad y permitir que la batería opere en diversas orientaciones, entre otras ventajas.
- **Baterías de fibra de vidrio absorbente (*Absorbent Glass Mat*):** cátodo y ánodo están separados por una matriz de fibra de vidrio, que se encuentra empapada por el electrolito. Estas bate-

rías presentan una mayor integridad estructural que, como norma general, se traduce en una mayor vida útil. El uso de esta estructura no impide el uso de aditivos gelificantes en el electrolito, que son bastante habituales, de hecho.

- Avanzadas: este término es algo ambiguo, pero, como norma general, suele hacer referencia al dopaje del ánodo con carbono. Esto incrementa ligeramente la densidad de energía y mejora la ciclabilidad de las celdas.
- Baterías de tracción (*Starting Lighting and Ignition*): este término no hace referencia a una tecnología específica, sino a una construcción optimizada para su uso como batería de arranque y soporte en vehículos a motor. En este sentido, están optimizadas para aportar grandes picos de corriente limitados en tiempo, como los requeridos por los motores de arranque. Como contrapartida, suelen comportarse muy mal ante descargas profundas o grandes variaciones de su estado de carga. Es decir que deben permanecer cargadas la mayor parte de su vida útil.
- Ciclo profundo: constituyen la contrapartida a las baterías de tracción, estando su estructura optimizada para la operación bajo grandes excursiones de su estado de carga. Estas baterías son las utilizadas en aplicaciones estacionarias, como el soporte a la red eléctrica.

Las baterías de plomo han sido el principal sistema de baterías utilizado durante el siglo pasado, con especial énfasis en sistemas de soporte o sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS).

Las principales características de esta tecnología se resumen en el cuadro 5.

Cuadro 5

### Características principales de las baterías de plomo

Parámetro	Valor
Eficiencia	75-85 %
Rango de potencia	0-10 MW
Vida útil	12 años
Ciclabilidad	500-1.370 ciclos
Densidad de potencia	180-400 W/kg
Densidad de energía	30-50 Wh/kg
Tiempo de respuesta	Milisegundos (ms)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Media

## 2.2. Baterías de níquel

Existen diversas subtecnologías de baterías desarrolladas en base al uso del oxihidróxido de níquel (NiOOH) como material activo en el cátodo. En términos industriales, las principales tecnologías son:

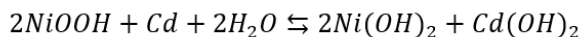
- Níquel-cadmio (NiCd): el ánodo está compuesto por cadmio. El electrolito usado es una solución acuosa de hidróxido de potasio o KOH.
- Níquel-metal-hidruro (NiMH): el ánodo está compuesto por diversas aleaciones metálicas capaces de absorber hidrógeno. Al igual que en el caso anterior, el electrolito es una solución acuosa de KOH.
- NiH<sub>2</sub>: el ánodo está compuesto por hidrógeno en estado gaseoso. La complejidad de contener este gas hace que estas baterías solo se usen en aplicaciones sumamente específicas, como las espaciales, por lo que no se tratarán en este artículo.

Existen otras subtecnologías basadas en el níquel, como las NiFe o níquel-hierro, pero su disponibilidad comercial es sumamente limitada, por lo que su descripción se excluirá.

### *Níquel-cadmio (NiCd)*

Esta tecnología fue desarrollada en el año 1899 por el científico alemán Waldermar Jungner, pero su utilización no fue extendida hasta el año 1932, cuando el desarrollo de los electrodos porosos mejoró sus prestaciones y facilidad de fabricación.

En general, estas baterías representaron una mejora en las prestaciones con respecto a las baterías de ácido plomo, sobre todo, a bajas temperaturas. Su funcionamiento se describe en la siguiente ecuación.



En ella, el lado izquierdo representa el estado cargado y el derecho el descargado.

El uso de un metal pesado altamente tóxico como es el cadmio ha hecho que su uso esté limitado a ciertas aplicaciones industriales y aeronáuticas, donde se puede garantizar su correcta recolección y reciclado una vez finalizada su vida útil.

A pesar de que las baterías de NiMH han mejorado a esta tecnología en la mayoría de los aspectos, su comportamiento a bajas temperaturas las hace aún ideales para aplicaciones en las que este resulte crítico.

Figura 9  
Batería NiCd



Las principales características de las baterías NiCd se resumen en el cuadro 6.

Cuadro 6  
Principales características de las baterías NiCd

Parámetro	Valor
Eficiencia	60-70 %
Rango de potencia	0-10 MW
Vida útil	10-25 años
Ciclabilidad	1.000-5.000 ciclos
Densidad de potencia	150-300 W/kg
Densidad de energía	40-60 Wh/kg
Tiempo de respuesta	Milisegundos (ms)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Alta

### *Níquel-metal-hidruro (NiMH)*

En estas baterías, el cadmio es sustituido por un hidruro metálico capaz de absorber hidrógeno, resolviendo de esta manera los problemas de toxicidad. El desarrollo de esta tecnología se

inició en 1967, pero no fue hasta los años ochenta que se resolvieron algunos problemas de estabilidad en estas aleaciones que impidieron su uso comercial.

Como contrapartida a las baterías de NiCd, estas baterías poseen una mayor densidad energética, pero, a cambio, muestran una menor densidad de potencia, un peor comportamiento a bajas temperaturas y una menor tolerancia a la sobrecarga (requieren de una mayor sensibilidad en la detección de las condiciones de final de carga).

Figura 10

### Batería NiMH



Las características de esta tecnología se muestran en el cuadro 7.

Cuadro 7

### Principales características de las baterías NiMH

Parámetro	Valor
Eficiencia	50-80 %
Rango de potencia	0-1 MW
Vida útil	5-15 años
Ciclabilidad	1.000-5.000 ciclos
Densidad de potencia	300-1.800 W/kg
Densidad de energía	60-120 Wh/kg
Tiempo de respuesta	Milisegundos (ms)
Potencia Mínima de Operación	10 %
Seguridad	Media

### 2.3. Baterías de ion-litio

El litio, siendo el metal más ligero que existe, ha atraído el interés para su utilización en baterías electroquímicas desde hace muchos años. Los primeros intentos se realizaron con litio en estado metálico, pero fueron poco satisfactorios debido a la baja ciclabilidad y a problemas de seguridad.

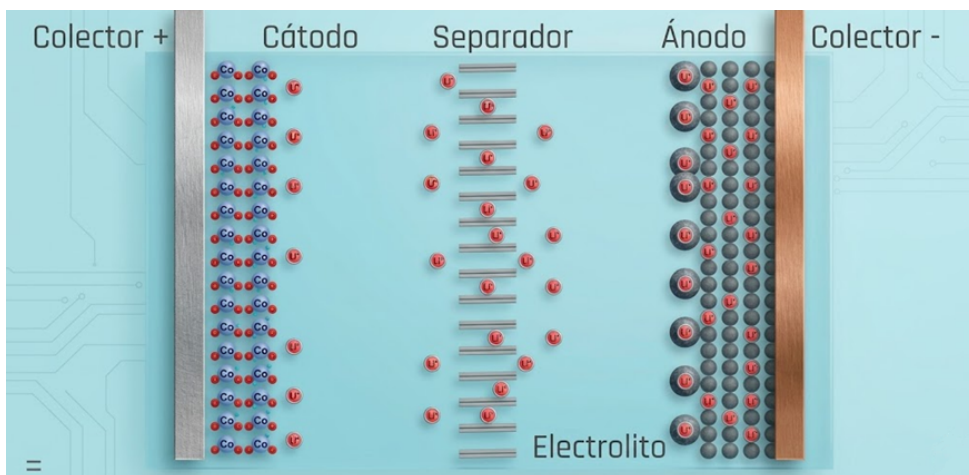
No fue hasta 1985 que Akira Yoshino, trabajando para la empresa Sony, desarrolla los primeros prototipos de una batería en la que el litio opera en su estado iónico ( $\text{Li}^+$ ). Estos desarrollos dieron sus frutos a principios de 1990, con la comercialización de las primeras baterías de ion-litio para sus cámaras de video.

En general, las baterías de litio están basadas en el uso de cátodos basados en compuestos metálicos de intercalación, que, como su nombre indica, permiten la intercalación de iones de litio. El ánodo está generalmente formado por compuestos de carbono y, más específicamente, grafito (anteriormente se usaba carbón blando).

Debido a la alta tensión de operación de estas celdas (por encima de los 3 voltios) y a la reactividad del litio con el agua, no permiten el uso de electrolitos de base acuosa y, en su lugar, se usa una disolución de sales de litio ( $\text{LiPF}_6$ ) en solventes orgánicos (EC, DMC, EMC, etc.).

Figura 11

#### Estructura interna batería ion-litio



En general, las baterías de ion-litio presentan una alta densidad de energía aunada a una alta ciclabilidad. En base a estas características, ha sido la tecnología predominante en la

electrificación del transporte terrestre. Esto ha permitido una cuantiosa inversión en esta tecnología, permitiendo su desarrollo de manera considerable y con precios cada vez más bajos.

Estas características y situación han provocado que su uso se extienda a otras aplicaciones como las aeroespaciales o el almacenamiento estacionario.

Hoy en día existen múltiples subtecnologías de ion-litio, que se describen a continuación.

### *Baterías de óxido de litio y cobalto (LiCO)*

Esta tecnología fue la primera en ser desarrollada. El cátodo está basado en un óxido de litio y cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) y en un ánodo de grafito. Presenta una alta densidad tanto energética como de potencia, pero tiene dos inconvenientes principales:

- Limitada ciclabilidad en comparación con otras tecnologías basadas en Li-ion.
- Seguridad limitada, ya que al alcanzar una temperatura relativamente baja (ya sea por procesos internos o externos), se desencadena un conjunto de procesos de descomposición internos que son capaces de generar suficiente calor para que, de manera autógena, esta temperatura siga incrementándose. Este fenómeno puede ocasionar la apertura del encapsulado de la batería con la emisión violenta de gases a alta temperatura. Este fenómeno es conocido como avalancha térmica o por su término en inglés *thermal runaway*.
- Utilización de un alto contenido de cobalto, lo que ocasiona un alto coste, además de los problemas ambientales y éticos asociados a este metal.

Esta tecnología está en desuso en aplicaciones industriales, pero aún se pueden encontrar en algunos dispositivos móviles, como teléfonos, ordenadores portátiles y otros.

### *Baterías de ferro fosfato de litio (LFP)*

El uso de  $\text{LiFePO}_4$  en el cátodo de las baterías de ion-litio se planteó por primera vez a mediados de los años noventa. No obstante, en los primeros intentos se encontró un inconveniente en la baja velocidad de transporte de los iones de litio en este material. Esto se logró solventar a finales de esa década, mediante la aplicación de las partículas de  $\text{LiFePO}_4$  con un recubrimiento muy fino de carbono. Como resultado de estos trabajos y la nanoestructuración del material se ha logrado obtener baterías con una densidad de potencia muy buena y una alta ciclabilidad.

Esta tecnología también carece de los inconvenientes del uso del cobalto, pero, como contrapartida, la tensión de operación es más baja, por lo que su densidad energética es

sustancialmente más baja que otras tecnologías de litio. Otro punto a favor de esta tecnología lo constituye su alta temperatura de avalancha térmica, lo que la hace una de las más seguras del mercado.

Como la densidad energética no es tan determinante en aplicaciones estacionarias, esta tecnología se está imponiendo en el sector.

### *Baterías de óxidos de litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC)*

Esta tecnología se basa en un cátodo en base a  $\text{LiN}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$ , en donde los subíndices  $x$ ,  $y$  y  $z$  representan el contenido correspondiente de níquel, manganeso y cobalto, respectivamente. Hoy en día, esta tecnología presenta la mayor densidad de energía entre las baterías de litio y es ampliamente utilizada en automoción. La reducción del contenido de cobalto es uno de los objetivos perseguidos con esta tecnología.

### *Baterías de óxidos de litio, níquel, aluminio y cobalto (NCA)*

Esta tecnología se basa en un cátodo en base a  $\text{LiN}_x\text{Al}_y\text{Co}_z\text{O}_2$  en donde los subíndices  $x$ ,  $y$  y  $z$  representan el contenido correspondiente a níquel, aluminio y cobalto, respectivamente. Hoy en día, esta tecnología presenta la segunda mayor densidad de energía entre las baterías de litio y está principalmente presente en algunos de los automóviles Tesla, de la mano de Panasonic.

### *Baterías de titanato de litio (LTO)*

Las tres tecnologías anteriores tienen en común la utilización de ánodos de grafito. En este caso, este elemento se sustituye por uno basado en  $\text{Li}_2\text{TiO}_3$  o titanato de litio. Esto confiere a estas baterías los máximos niveles de seguridad, densidad de potencia y ciclabilidad. Como contrapartida, la densidad de energía se ve reducida de manera considerable. El comportamiento de este tipo de baterías se asemeja en parte a la de los ultracondensadores, que serán presentados un apartado posterior.

### *Resumen de las características de las baterías de ion-litio*

El cuadro 8 resume las características para las principales subtecnologías de ion-litio.

Cuadro 8

**Resumen de las características de las baterías ion-litio**

Parámetro	LICO	LFP	NMC	NCA	LTO
Eficiencia (%) (solo almacenamiento)	90-95	90-95	90-95	90-95	90-95
Rango potencia (MW)	1	1.000	1.000	1.000	1.000
Vida útil (años)	10	16	13	13	20
Ciclabilidad (ciclos)	500-1.000	3.000-10.000	1.000-3.000	1.000-3.000	>12.000
Densidad de potencia (W/kg)	300-1.000	200-5.000	500-1.500	340-1.000	3.000-5.100
Densidad de energía (Wh/kg)	150-100	90-180	150-250	200-260	30-110
Tiempo de respuesta	ms	ms	ms	ms	ms
Potencia Mínima de Operación	0	0	0	0	0
Seguridad	Baja	Alta	Media	Media	Muy alta

**2.4. Baterías de sodio-ion**

Las baterías de sodio-ion han surgido como una alternativa a una posible escasez futura de litio. En ellas se utiliza otro metal alcalino como lo es el sodio y el transporte de sus iones positivos como principal elemento de funcionamiento. El sodio es un elemento abundante en la Tierra y que puede ser extraído de diversas fuentes entre las que destaca las aguas marinas, convirtiendo a esta tecnología en una promesa para la democratización y abaratamiento del almacenamiento de la energía.

Esta tecnología de baterías es de reciente introducción, relativamente, por lo que aún no puede considerarse que ha alcanzado la madurez necesaria, ni disponemos de datos suficientes para conocer su durabilidad. Las primeras celdas comerciales disponibles de esta tecnología no estuvieron disponibles hasta finales del 2024 e inicios del 2025.

Una de las mayores promesas de esta tecnología es su reducción de costes con respecto a las baterías de ion-litio. No obstante, debido a que aún ni la tecnología, ni los procesos constructivos, ni la cadena de suministro han alcanzado la madurez, sus precios se sitúan por encima del de las baterías LFP. Según fuentes consultadas, se espera que esta situación se revierta para aproximadamente el año 2030.

En cuanto a prestaciones, son muy similares de las de LFP tanto en densidad de potencia como de energía.

Como ya se comentó, el principio general de funcionamiento es el mismo de las baterías de ion-litio y está basado en el movimiento de sus iones positivos entre el cátodo y ánodo. Al igual que en las baterías de ion-litio existen diversas composiciones, principalmente del cátodo que dan lugar a tres subtecnologías de baterías de sodio-ion

### *Óxidos estratificados*

El cátodo utilizado en esta tecnología se basa en el uso de óxidos de metales de transición como el hierro, el níquel y el manganeso o mezclas de ellos para alojar los iones de sodio.

Al utilizar una estructura muy similar a la de las baterías de ion-litio, y al igual que ellas, presentan ciertos problemas de estabilidad que pueden desencadenar eventos potencialmente inseguros como la temida avalancha térmica.

Como principal ventaja frente a los otros subtipos, presentan una mayor densidad de energía y pueden aprovechar todos los procesos de fabricación de estas.

### *Análogos al Azul de Prusia*

En estas baterías se utilizan estructuras moleculares cristalinas basadas en cianometalatos que permiten alojar los iones de sodio.

Estas baterías presentan una mayor estabilidad que potencialmente permitirá la realización de un gran número de ciclos de carga y descarga. Aún así, aun presentan cierto riesgo de desencadenamientos del *thermal runaway*.

El proceso de fabricación se dificulta debido a la necesidad de eliminación del agua utilizada durante el proceso de recubrimiento de los colectores de corriente con el material activo del cátodo.

### *Polianiones*

Basados en la utilización de una estructura tridimensional basada en fosfatos de vanadio y sodio que permiten la intercalación de los iones de sodio.

Constituyen una tecnología térmicamente extremadamente estable, por lo que se consideran baterías totalmente seguras y exentas de la temida avalancha térmica.

### Resumen de las características de las baterías de sodio-ion

El cuadro 9 resume las características para las principales subtecnologías de sodio-ion.

Cuadro 9

#### Resumen de las características de las baterías sodio-ion

Parámetro	Óxidos estratificados	Azul Prusia	Polianiones
Eficiencia (%) (solo almacenamiento)	88 – 92	90-95	90-95
Rango potencia (MW)	100	200	50
Vida útil (años)	15	20	20
Ciclabilidad (ciclos)	2.000-4.000	4.000-8.000	5.000-10.000
Densidad de potencia (W/kg)	300-1.000	400-1.200	200-600
Densidad de energía (Wh/kg)	140-180	120-160	90-140
Tiempo de respuesta	ms	ms	ms
Potencia Mínima de Operación	0	0	0
Seguridad	Media	Alta	Muy alta

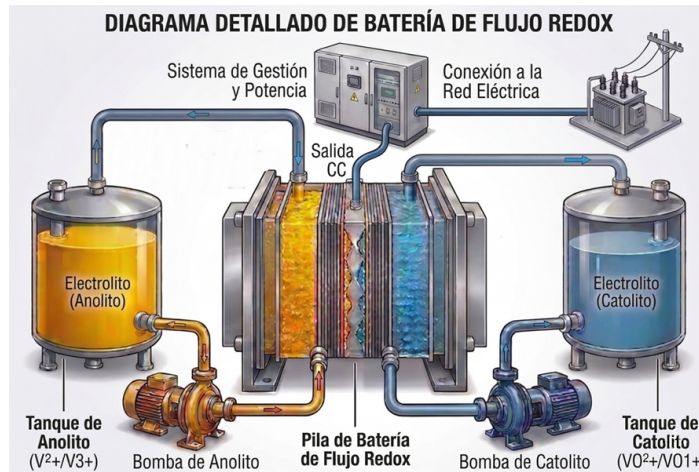
## 2.5. Baterías de flujo

Las baterías de flujo o *redoxflow* constituyen una excepción a los tipos de baterías que se han descrito hasta el momento. Esta tecnología está basada en la utilización de dos electrodos líquidos (anionito y cationito, respectivamente) que se contienen en unos repositorios o tanques. Estos electrolitos son circulados por medio de bombas individuales a través de las cámaras de dos o varias celdas. Estas cámaras están separadas por medio de una membrana de alta conducción iónica y baja conducción electrónica. Es en esta celda donde ocurre la reacción de redox en la que se basa la operación de la batería.

La conexión de las celdas es, en paralelo, hidráulicamente y, en serie, eléctricamente. La estructura de la batería se muestra en la figura 12.

La energía y la potencia están dissociadas, a diferencia del resto de baterías. La energía depende del tamaño de los tanques en los que se contienen los electrodos, y la potencia de las características de las celdas en las que se produce la reacción redox.

Figura 12

**Esquema batería de flujo**

Su eficiencia es menor que la de otras baterías, debido al consumo asociado a sus sistemas de bombeo. No obstante, su aplicación en apoyo a la red eléctrica resulta interesante por sus costes, ciclabilidad y vida útil.

Se han planteados diversos pares electrolíticos, pero actualmente solo existe una tecnología en explotación, que es la basada en diferentes estados de oxidación del vanadio. Esta tecnología se conoce como batería de flujo de Vanadio (o Vanadio Redox Flow Battery – VRF). En el cuadro 10, se resumen las principales características para una batería VRF.

Cuadro 10

**Características baterías VRF**

Parámetro	Valor
Eficiencia	70 %
Rango de potencia	1.000 MW
Vida útil	5-20 años
Ciclabilidad	20.000 ciclos
Densidad de potencia	20-50 W/kg
Densidad de energía	20-35 Wh/kg
Tiempo de respuesta	Segundos (s) – milisegundos (ms)
Potencia Mínima de Operación	>0
Seguridad	Media

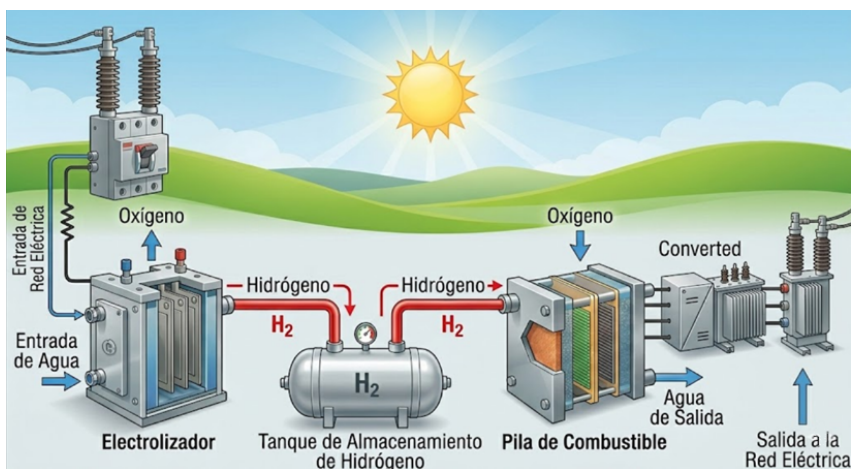
### 3. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO QUÍMICO

En esta categoría se engloban aquellos sistemas que están basados en la realización de reacciones químicas entre diversos elementos que producen energía. A fin de considerarlo un método de almacenamiento de energía, esta reacción debe ser reversible. Aquí, nos limitaremos al almacenamiento químico basado en el hidrógeno ( $H_2$ ), ya que es el más extendido y, adicionalmente, tiene la ventaja de generar directamente energía eléctrica.

El almacenamiento basado en  $H_2$  consiste en la generación de hidrógeno a partir de agua, por medio del proceso de hidrólisis. Una vez generado el  $H_2$ , se debe almacenar de manera adecuada, siendo este uno de los principales retos a solventar en este sistema. Como norma general, se opta por el almacenamiento criogénico o el almacenamiento a muy altas presiones. Cuando es requerida la devolución de la energía (descarga), se procede a la generación de electricidad mediante una pila de combustible.

Figura 13

#### Esquema general de almacenamiento de energía por medio de hidrógeno



Un sistema de almacenamiento basado en hidrógeno se divide en los siguientes componentes:

1. Generación de hidrógeno: a partir del agua, por medio de un electrolizador. Se consideran tres tecnologías principales en este componente:
  - a. Electrolizadores alcalinos: están basados en la obtención del hidrógeno disolución de hidróxido de potasio en agua. Mediante este método, se obtiene hidrógeno de alta pureza (>99 %), con rendimientos entre el 70 y el 80 %.

- b. Electrolizadores PEM: se basan en la utilización de una membrana polimérica de alta conductividad de los iones de hidrógeno, rodeada de catalizadores de platino. Mediante su uso, se obtiene un hidrógeno de muy alta pureza (>99,99 %), con rendimientos entre el 80 y el 90 %.
  - c. Electrolizadores de óxidos sólidos: estos electrolizadores están compuestos por una celda de combustible con membrana cerámica (óxidos sólidos), que es capaz de operar en modo regenerativo. Provee buenos resultados y rendimientos, a cambio de operar a temperaturas muy altas (>500 °C).
2. Sistema de almacenamiento: una vez generado el hidrógeno, es necesario almacenarlo. Debido al reducido tamaño de la molécula de hidrógeno, su almacenamiento y transporte no resulta trivial, ya que es capaz de difundirse por múltiples materiales, además de provocar su fragilización. Se han planteado diversas tecnologías a este respecto. Otro punto crítico es la baja densidad del hidrógeno, lo que ha provocado que se opte por su compresión e, incluso, licuefacción (sistemas criogénicos) para su almacenamiento.
3. Pila de combustible: este componente permite revertir el proceso, generando agua y electricidad a partir del hidrógeno previamente almacenado y el oxígeno obtenido del aire. Existen diversas tecnologías aplicables, siendo las más relevantes:
- a. Pilas de combustible de membrana polimérica.
  - b. Pilas de combustible alcalinas.
  - c. Pilas de combustible de ácido fosfórico.
  - d. Pilas de combustible de carbonatos fundidos.
  - e. Pilas de combustible de óxidos sólidos.

Hoy en día, la eficiencia individual de estos componentes es media-baja, por lo que la eficiencia de ciclo cerrado del sistema es baja. Adicionalmente, tanto el electrolizador como la pila de combustible, como norma general, no soportan de manera adecuada variaciones rápidas de los niveles de potencia (deterioro acelerado de las membranas), por lo que no son aplicables a esquemas de regulación primaria o secundaria. En general, estos sistemas se consideran adecuados para el almacenamiento de la energía de larga duración (almacenamiento estacional) o como método de almacenaje de excedentes de producción de energía verde. También son aplicables en sistemas en los que se hibriden con otras tecnologías para solventar los problemas asociados a los largos tiempos de respuesta del sistema. Las principales características de los sistemas de almacenamiento basados en  $H_2$  se muestran en el cuadro 11.

Cuadro 11

**Características de los sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno**

Parámetro	Valor
Eficiencia (%)	<50
Rango de potencia	1.000 MW
Vida útil	5-15 años
Ciclabilidad	Alta
Densidad de potencia	-
Densidad de energía	-
Tiempo de respuesta	Minutos (min)
Potencia Mínima de Operación	>0
Seguridad	Alta

**4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO**

Los sistemas de almacenamiento electromagnético basan su funcionamiento en el almacenamiento de energía en base a una de las dos magnitudes electromagnéticas fundamentales, como son el campo eléctrico y el campo magnético.

**4.1. Ultracondensadores**

Los ultracondensadores o ultracapacitores basan su operación en el almacenamiento de la energía en forma de campo eléctrico. La ecuación que describe la energía que almacenan es:

$$E = \frac{1}{2} QV = \frac{1}{2} CV^2$$

En donde  $Q$  representa la carga eléctrica almacenada, expresada en culombios,  $V$  el voltaje en voltios y  $C$  la capacidad en faradios. La capacidad de un condensador viene dada por la fórmula:

$$C = \epsilon_a \frac{A}{d}$$

En la que  $\epsilon_a$  es la permitividad eléctrica del dieléctrico utilizado,  $A$  el área de los electrodos y  $d$  la distancia entre ellos. En este sentido, se deduce que la capacidad es proporcional al área de los electrodos e inversamente proporcional a la distancia entre ellos. A efectos prácticos,

existe un límite en el aumento del área de las placas y la reducción de la distancia entre ellas. Adicionalmente, conforme reducimos la distancia entre ellas, la tensión máxima de operación se reduce debido al campo máximo de operación del dieléctrico.

A efectos prácticos, un condensador “convencional” presenta una capacidad inferior al faradio y tensiones de operación inversamente proporcionales a este valor. Los ultracondensadores solventan esta limitación mediante el uso de los efectos de capacidad de doble capa y la pseudocapacitancia electroquímica. El primer efecto se basa en el uso de un dieléctrico iónico, que provoca la acumulación de capas intercaladas de iones positivos y negativos en cada uno de los electrodos, provocando una multiplicación del área efectiva del condensador. Por su parte, la pseudocapacitancia electroquímica constituye un efecto asociado con la absorción de iones en los electrodos, provocando un comportamiento híbrido entre un condensador y una batería. Gracias a estos efectos, se logran obtener dispositivos con capacidades de hasta 5.000 faradios. Los sistemas de ultracondensadores se caracterizan por una alta densidad de potencia, una baja densidad de energía y una alta ciclabilidad. Además, tienen tiempos de respuesta muy rápidos, que permiten asistir en sistemas con picos de potencia muy rápidos (cuadro 12).

Cuadro 12

### Características sistemas ultracondensadores

Parámetro	Valor
Eficiencia	95 %
Rango de potencia	100 MW
Vida útil	5-10 años
Ciclabilidad	100.000 ciclos
Densidad de potencia	2.000-140.000 W/kg
Densidad de energía	1.5-15 Wh/kg
Tiempo de respuesta	Milisegundos (ms)
Potencia Mínima de Operación	0
Seguridad	Muy alta

## 4.2. Bobinas superconductoras

Este sistema se basa en el uso del campo magnético como medio de almacenamiento. Para ello, se hace circular una corriente por una bobina compuesta de múltiples espiras que, una vez cargada, se cortocircuita. La energía contenida de esta manera se describe por la siguiente ecuación:

$$E = \frac{1}{2} L I^2$$

A fin de evitar el decaimiento de esta corriente debido a las pérdidas óhmicas en el devanado de la bobina, se requiere la utilización de materiales superconductores. Esto implica la necesidad de mantener todo el circuito a temperaturas solo unos pocos grados por encima del 0 absoluto. Esto se logra de dos maneras diferentes:

- Inmersión de la bobina en un líquido criogénico, como el nitrógeno líquido.
- Situar la bobina en una cámara de alto vacío y bajar su temperatura por medio de un criostato.

Hoy en día, esta tecnología solo se ha utilizado de manera experimental y, por ello, no se dispone de información suficiente sobre la misma.

Al igual que los sistemas de ultracondensadores, las bobinas superconductoras se caracterizan por una alta densidad de potencia, baja densidad de energía y unas altas ciclabilidad y vida útil.

Las principales características de este sistema se resumen en el cuadro 13.

Cuadro 13

**Características sistemas bobinas superconductoras**

Parámetro	Valor
Eficiencia	95 %
Rango de potencia	40 MW
Vida útil	5-20 años
Ciclabilidad	Ilimitada
Densidad de potencia	1.000 W/kg
Densidad de energía	10 Wh/kg
Tiempo de respuesta	Milisegundos (ms)
Potencia Mínima de Operación	0
Seguridad	Muy alta

**4.3. Aplicabilidad de las diferentes tecnologías al apoyo de la red eléctrica**

Existen diversos esquemas de utilización de los sistemas de almacenamiento energético en soporte a la operación de la red eléctrica. Un criterio para clasificar estos esquemas lo constituye

la ventana temporal de operación. Así podemos identificar, de forma orientativa, los siguientes esquemas y la tecnologías más adecuadas para cada uno de ellos.

- Almacenamiento estacional: estos esquemas se basan en el almacenamiento de la energía durante periodos relativamente largos que pueden abarcar desde varios días, a semanas o incluso meses. Las tecnologías mejor adaptadas a estos esquemas son:
  - Hidráulica de Bombeo.
  - CAES.
  - Hidrógeno.
  - Baterías de Flujo.
- Almacenamiento interdiario: estos esquemas se basan en almacenamiento de la energía por periodos de pocos días (generalmente no más de 2). Las tecnologías mejor adaptadas a estos esquemas son:
  - Hidráulica de bombeo.
  - CAES.
  - Hidrógeno.
  - Baterías de flujo.
- Almacenamiento intradiario: estos esquemas se basan en el almacenamiento de la energía por periodos de tiempo de pocas horas. En este esquema, podemos definir dos subesquemas de operación:
  - Aplanamiento de la demanda (*Peak Shaving*): este esquema se basa en tratar de sincronizar la curva de producción y demanda, almacenando en aquellos momentos en que la primera excede a la segunda e inyectando esta energía a la red cuando esta la necesita. Las tecnologías más adecuadas para estos escenarios son:
    - Baterías.
    - Hidráulica de bombeo
    - CAES.

- Esquemas de regulación: en estos esquemas, el almacenamiento opera como un elemento de regulación de los parámetros fundamentales (frecuencia y tensión) de la red y compensa variaciones no programadas en los niveles de producción y consumo. Para ello, la principal característica es la velocidad de reacción de estos. Existen diversos niveles de regulación con tiempos de respuesta y operación diferentes. En general, las tecnologías más adecuadas para estos escenarios son:
  - Volantes de inercia y ultracondensadores: para los escenarios de operación más rápidas con tiempo de respuesta de hasta pocos milisegundos y cantidades de energía baja.
  - Baterías: dependiendo de la tecnología utilizada es posible su participación con tiempo de respuesta muy cortos, pero también con tiempos de respuesta y operación más largos.

## 5. COMPARATIVA DE COSTES

Para finalizar el trabajo, se presenta una comparativa de costes basada en un estudio de la Comisión Europea realizado en el año 2023. Se puede señalar que los costes estimados para las baterías de ion-litio resultan elevados con respecto a los costes actuales de mercado. Como referencia, cabe destacar que los costes de las baterías LFP han descendido, desde la publicación del estudio, situándose por debajo de los 100 €/KWh, aunque a partir del mes de febrero de 2026, se observa un ligero repunte de los mismos. De igual manera, se aprecia la ausencia de datos sobre las baterías de sodio-ion, ya que en esa fecha aún se encontraban en un estado de desarrollo preliminar.

Cuadro 14

### Comparativa de costes de las diversas tecnologías

	Volante de inercia (FESS)	Hidráulica de bombeo	CAES diabático	CAES adiabático	Batería de plomo	Batería de litio Energía	Batería de litio Potencia	Batería de flujo (VRF)	Batería NiMH	Ultracondensadores
Coste total (€/KWh)	2.800	470	112	450	400	400	800	464	600	765
Coste total (€/KW)	310	1.880	940	1.600	1.350	1.200	NA	1.850	1.200	NA
Vida (nº ciclos)	10 <sup>5</sup> -10 <sup>7</sup>	20 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	5.000-20.000	1.000	250-2.000	1.500-3.500	>1.000	>10.000	300-1.800	10 <sup>4</sup> -10 <sup>8</sup>
Vida (años)	20+	50-100	60	25-40	8-20	10-20	10-20	10-25	5-15	20+
Tiempo de respuesta	s	s-min	min	min	ms	ms	<100 ms	ms-s	ms	ms
Eficiencia del ciclo (%)	85-95	70-85	42-54	>70	75-85	85-89	>88	68-80	50-80	90-95

# ¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética? El papel crítico de la hidráulica, la flexibilidad y la regulación

*José Pablo Chaves, Javier García González, Juan Francisco Gutiérrez Guerra, Pedro Linares, Andrés Ramos y Juan José Valentín\**

## Resumen

Para poder avanzar en la transición hacia un sistema energético descarbonizado, el sistema eléctrico requerirá nuevas inversiones en almacenamiento que permita integrar mejor las energías renovables variables. La estimación de estas inversiones es conveniente para preparar al sistema ante eventos inusuales, o años meteorológicos adversos. En este trabajo realizamos una estimación de las necesidades de almacenamiento previstas para el sistema eléctrico español en 2030 y 2050 teniendo en cuenta estas circunstancias. Los resultados muestran la importancia de dotar de más flexibilidad a la demanda y a la producción hidráulica, y también de desarrollar instrumentos específicos que permitan construir el almacenamiento necesario para dar fiabilidad al sistema, ya que el mercado de energía no les permite recuperar su coste. También se identifica la necesidad de disponer de almacenamiento estacional para 2050, que no puede ser proporcionado por las tecnologías actuales.

Palabras clave: sistema eléctrico, almacenamiento, renovables.

## 1. INTRODUCCIÓN

La necesidad de descarbonizar los sistemas energéticos globales, junto con el coste ya competitivo de las tecnologías de energía renovable variable (VRE, por sus siglas en inglés), como la solar fotovoltaica o la energía eólica, está impulsando un aumento muy significativo en la participación de estas tecnologías en los sistemas eléctricos de todo el mundo. De las cuotas actuales cercanas al 15 %, la mayoría de los escenarios prospectivos apuntan a cuotas de alrededor del 34-39 % en 2030, y del 46-54 % en 2050 (IEA, 2025). Europa se encuentra entre los líderes en este sentido, como se expresa claramente en su Estrategia “Fit for 55” (Comisión Europea, 2021); y España es uno de los países de Europa con las mayores cuotas de VRE en el sector eléctrico, con un 57 % en 2025 (REE, 2026), y se espera que alcance casi el 80 % en 2030 y el 100 % en 2050 (MITERD, 2023).

---

\* IIT, Universidad Pontificia Comillas – ICAI.

Sin embargo, la gestión de un sistema eléctrico con cuotas tan grandes de VRE presenta muchos desafíos, tanto técnicos como regulatorios, que deben abordarse cuidadosamente.

Desde el punto de vista técnico, la necesidad de garantizar que un suministro variable y no totalmente predecible satisfaga la demanda en todo momento (desde el muy corto hasta el largo plazo) requiere desplegar la cantidad adecuada de flexibilidad en la demanda y en la generación que no sea VRE, así como construir capacidad de almacenamiento o de respaldo si esa flexibilidad no es suficiente, y disponer de los instrumentos necesarios para controlar la tensión del sistema. Desde un punto de vista regulatorio, se deben enviar las señales adecuadas para asegurar que este despliegue se lleve a cabo.

Algunos han argumentado (por ejemplo, Junge *et al.*, 2022) que, si no existieran límites de precios, los precios del mercado eléctrico por sí mismos podrían proporcionar los incentivos adecuados para la inversión en almacenamiento o flexibilidad de la demanda. Sin embargo, la presencia de límites de precios requeriría algún apoyo adicional para lograr la cantidad de almacenamiento socialmente óptima. La aversión al riesgo o la incertidumbre regulatoria también pueden afectar a la inversión en almacenamiento, dados los elevados plazos necesarios para recuperar la inversión, como por ejemplo en el caso del bombeo. Además, la existencia en algunos sistemas de periodos de baja producción de VRE y alta demanda, como el *dunkelflaute* (Li *et al.*, 2021), o la gran variabilidad anual en sistemas con hidroelectricidad (por ejemplo, en España, la producción hidráulica puede variar hasta un 10 % de la generación anual total), pueden exigir instrumentos adicionales para asegurar el dimensionamiento correcto del almacenamiento necesario para cubrir estos periodos infrecuentes.

Esto, a su vez, requiere estimar con la mayor precisión posible las necesidades de almacenamiento, que dependerán de varios factores: los perfiles de demanda o VRE (Ramsebner *et al.*, 2021), la existencia de tecnologías de generación flexible alternativas (como centrales hidroeléctricas de embalse o térmicas), la capacidad de respuesta de la demanda, o las características de las tecnologías de almacenamiento disponibles. A este respecto, estudios previos han demostrado que pueden ser necesarias diferentes tecnologías de almacenamiento para casar la oferta y la demanda en diferentes escalas temporales (por ejemplo, Gabrielli *et al.*, 2020), las cuales interactuarán entre sí y con el resto de las opciones de flexibilidad de formas no evidentes (véase Junge *et al.*, 2022).

Ya se han llevado a cabo varios estudios para estimar las necesidades de almacenamiento de los sistemas eléctricos con grandes cuotas de VRE. Probablemente el más completo hasta la fecha, el MIT Future of Energy Storage (MIT, 2022), revisa a fondo las diferentes tecnologías disponibles para el almacenamiento de electricidad y estima las necesidades de almacenamiento para 2050 para sistemas eléctricos con diferentes configuraciones (las regiones del noreste, sureste y Texas de EE. UU.) y supuestos de reducción de carbono, siguiendo un enfoque similar

al presentado en Sisternes *et al.* (2016). Haas *et al.* (2017) y Cebulla *et al.* (2018) presentan revisiones exhaustivas de estudios sobre necesidades de almacenamiento y evalúan los enfoques de modelado, así como la sensibilidad de los resultados obtenidos a las cuotas de VRE o los tipos de tecnologías renovables. Moser *et al.* (2020) introducen tecnologías de almacenamiento innovadoras y sus beneficios potenciales. Gabrielli *et al.* (2020) analizan particularmente el papel del almacenamiento de hidrógeno en sistemas de cero emisiones, aunque centrándose en el detalle del almacenamiento de hidrógeno (y no en el modelado del sistema eléctrico).

Sin embargo, como señalan Haas *et al.* (2017), estimar con precisión las necesidades de almacenamiento para los sistemas eléctricos requiere una alta resolución temporal y espacial, lo que normalmente no se logra en los trabajos citados (por ejemplo, el estudio del MIT utiliza 25 franjas horarias para representar un año completo; los modelos de evaluación integrada como POLES (Després *et al.*, 2017) o MESSAGE (McPherson *et al.*, 2018) también presentan un bajo detalle temporal. Otra limitación típica de ejercicios anteriores es su consideración (o más bien olvido) de las centrales hidroeléctricas, que pueden contribuir significativamente al equilibrio de las VRE. Dimanchev *et al.* (2021) muestran cómo los embalses hidroeléctricos pueden aumentar la cuota de VRE o reducir la necesidad de otros tipos de almacenamiento, aunque solo analizan un subsistema particular. Huclin *et al.* (2022) también consideran los detalles del almacenamiento hidráulico, pero no modelan la expansión óptima del sistema. Freire-Barceló *et al.* (2022) sí consideran las inversiones de forma iterativa pero no tienen en cuenta el impacto esperado del cambio climático en las aportaciones de agua. Finalmente, una deficiencia común de todos los enfoques anteriores es su modelado de años promedio, lo que resultará en una subestimación de las necesidades de almacenamiento: las variaciones en la disponibilidad hidráulica, o en la producción eólica o solar, pueden requerir mayores cantidades de almacenamiento para asegurar la fiabilidad del sistema. Geske y Green (2020) sí evalúan el efecto de la incertidumbre en lo que denominan "almacenamiento de precaución", pero solo analizando patrones diarios, no estacionales.

En este trabajo tratamos de abordar la mayoría de las limitaciones identificadas: utilizamos un modelo de expansión de red, almacenamiento y generación de código abierto (el modelo openTEPES [Ramos *et al.*, 2022]) con gran detalle temporal (horario) y geográfico, capaz de representar la mayoría de las características relevantes de los sistemas eléctricos como rampas, mínimos técnicos, etc.; simulamos años hidrológicos tanto promedio como extremos para determinar las diferentes necesidades de almacenamiento y cómo pueden recuperarse sus costes de inversión, identificando implícitamente la fracción de esas necesidades que puede ser proporcionada por el mercado y las que deben lograrse de otras maneras (administrativamente o mediante instrumentos a largo plazo); modelamos los embalses hidroeléctricos como fuentes potenciales de almacenamiento, teniendo en cuenta las restricciones que pueden afectarles; y consideramos múltiples opciones de flexibilidad (incluida la respuesta de la demanda, los vehículos eléctricos, las exportaciones a países vecinos o el acoplamiento del sector del

¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética?

hidrógeno) para contabilizar correctamente sus interacciones. Hacemos esto para 2050, asumiendo un sistema eléctrico totalmente descarbonizado, pero también para 2030 para entender el papel que el almacenamiento puede desempeñar durante la transición.

Como se insinuó anteriormente, elegimos el sistema eléctrico español como nuestro caso de estudio debido a varias características interesantes: tiene pocas interconexiones con otros sistemas, por lo que puede modelarse (casi) como una entidad separada; presenta las mayores cuotas de VRE en Europa y entre las mayores del mundo; se espera que logre un sistema eléctrico 100 % renovable antes que otras regiones; y tiene una contribución significativa de la hidroelectricidad. Creemos que los resultados obtenidos para el sistema español proporcionarán muchas perspectivas interesantes para otros sistemas.

La sección 2 describe el caso de estudio y la metodología utilizada; la sección 3 presenta los resultados para 2030 y 2050, y la sección 4 ofrece algunas conclusiones del estudio.

## 2. METODOLOGÍA

Nuestra estrategia de evaluación se basa en las siguientes etapas. Primero, determinamos las necesidades de almacenamiento para un escenario pesimista (entendiendo como tal un año de hidraulicidad seca y poco viento). Para ello, ejecutamos el modelo openTEPES (descrito a continuación) en un modo de expansión de generación y almacenamiento, aunque fijamos la potencia inicialmente instalada en el sistema a las cifras presentadas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima español. Por lo tanto, permitimos inversiones en almacenamiento y también permitimos aumentar la capacidad instalada de VRE si hay problemas de energía no suministrada en el sistema.

Luego, fijamos las variables de inversión determinadas en la etapa anterior y ejecutamos el modelo para un escenario hidroeléctrico promedio, lo que nos permite representar la operación normal del almacenamiento construido en la etapa anterior (así como del parque de generación). Finalmente, ejecutamos algunos escenarios adicionales en los que variamos la flexibilidad hidráulica, la respuesta de la demanda u otros parámetros para probar la robustez de los resultados y las implicaciones de estos escenarios alternativos. Primero describimos el modelo utilizado y luego los escenarios considerados.

### 2.1. El modelo openTEPES

El modelo de código abierto de Planificación de la Operación y Expansión de la Generación, el Almacenamiento y la Transmisión con Fuentes de Energía Renovables y Sistemas de Almacenamiento de Energía (openTEPES) (Ramos *et al.*, 2022) determina el *mix* de inversión óptimo

para sistemas eléctricos a gran escala considerando nuevas instalaciones como generadores, sistemas de almacenamiento de energía y líneas de transporte con el fin de satisfacer la demanda proyectada al menor coste total posible. El modelo formula un problema de optimización estocástica de dos etapas que incluye decisiones binarias de inversión/retiro de generación, almacenamiento y red, decisiones de operación de generación (las decisiones de acoplamiento, arranque y parada también son binarias). La expansión de capacidad considera restricciones de margen de reserva de potencia firme del sistema.

El modelo de operación es un modelo de despacho con posibilidad de incluir restricciones de red basado en una formulación fuerte y compacta, que incluye reservas de operación con un flujo de carga de corriente continua, e incluye decisiones de apertura de líneas. Las pérdidas óhmicas de la red se consideran proporcionales al flujo de la línea. Considera diferentes sistemas de almacenamiento de energía (ESS), por ejemplo, bombeo hidráulico, baterías, etc. Permite analizar el compromiso entre la inversión en generación/transporte y la inversión o el uso de la capacidad de almacenamiento. El modelo tiene detalle horario y tiene en cuenta el arranque, la parada y las rampas de las diferentes tecnologías; sus resultados incluyen costes, emisiones de CO<sub>2</sub>, costes marginales a corto plazo por ubicación, valor del agua o ingresos por operación y reservas operativas.

## 2.2. Escenario de referencia

Nuestro escenario de referencia se basa en los escenarios prospectivos del gobierno español para 2030 (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [MITERD 2023]) y 2050 (Estrategia de descarbonización a largo plazo [MITERD, 2020]). Solo analizaremos el sistema peninsular interconectado, no las islas. La demanda total de electricidad se estima en 267 TWh para 2030 y 292 TWh para 2050. Adicionalmente, suponemos una demanda de hidrógeno de 16 TWh en 2030, mientras que en 2050 asumimos una demanda adicional de 170 TWh para alimentar electrolizadores para la demanda final de hidrógeno (ENTSO-E and ENTSOG, 2025). Los vehículos eléctricos demandan 11,2 TWh en 2030 y 64 TWh en 2050.

Se supone que esta demanda es flexible hasta cierto punto: suponemos que los servicios y la industria tienen una flexibilidad del 10 % de su demanda durante 1 h., mientras que se supone que los clientes residenciales tienen una flexibilidad del 24 % durante 6 h. La flexibilidad total asciende a 3 GW, o 10,6 TWh. Además, se considera que la demanda de hidrógeno es flexible en algunos escenarios, y los vehículos eléctricos también pueden cargarse de forma inteligente o no dependiendo del escenario considerado (para los escenarios de referencia asumimos una carga "no inteligente"). El coste de la energía no suministrada es de 6.000 €/MWh (Linares y Rey, 2013).

¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética?

El parque de generación inicial asumido para 2030 (es decir, antes de ejecutar el modelo de inversión) se muestra en el siguiente cuadro. Esto es básicamente el parque de generación actualmente instalado, más las inversiones esperadas según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Para el parque nuclear se hacen dos supuestos, según se continúe con el cierre previsto o se extienda la vida útil de las centrales.

Cuadro 1

### Potencia instalada en 2030

	Potencia [MW]
Solar termoelectrica	4.800
Bombeo puro	3.649
Nuclear*	3.100/5.100
Ciclo combinado de gas**	24.500
Cogeneración	4.200
Biomasa	1.960
Hidráulica fluyente	2.181
Hidráulica regulable***	14.788
Eólica marina	2.800
Eólica terrestre	72.751
Solar fotovoltaica	57.521
	<b>180.701</b>

Notas: \* Se simulan dos escenarios para la nuclear: mantenimiento de las plantas actuales o cierre progresivo. \*\* Suponemos que todas las centrales de ciclo combinado de gas estarán operativas en 2030. \*\*\* Incluye bombeo hidráulico mixto.

Para 2050, los supuestos de potencia instalada están basados en el TYNDP Global Ambition (ENTSO-E and ENTSOG, 2025) y la Estrategia de Largo Plazo del gobierno español. En este horizonte, de acuerdo con estos estudios, no existirán centrales nucleares ni de gas natural.

Hemos utilizado perfiles de generación históricos promedio para la eólica terrestre y la solar en España de e-sios (REE, 2026). Para la solar termoelectrica, los perfiles de generación se han obtenido de SAM (NREL, 2023), y se ha asumido un almacenamiento de 12 h. para las nuevas plantas planificadas. El perfil de generación de la eólica marina se ha obtenido de renewables.ninja.

Las tecnologías de almacenamiento existentes consideradas han sido el bombeo puro y el bombeo mixto, ambos con una eficiencia del 75 %. Además de esto, para 2030 asumimos 6.387 MW en 14 proyectos candidatos de bombeo puro (con un CAPEX que oscila entre 300

Cuadro 2

**Supuesto de potencia instalada en 2050**

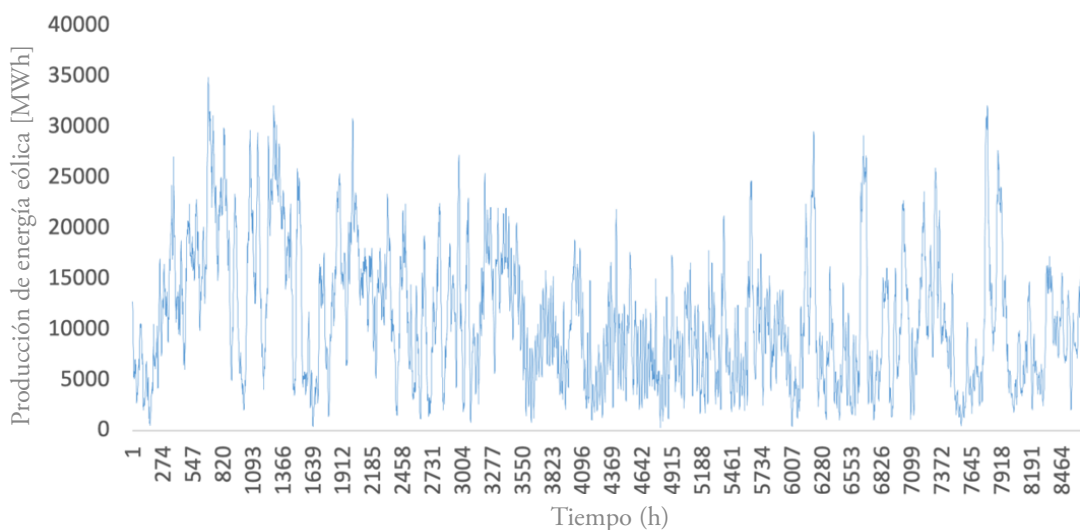
	Potencia [MW]
Solar termoeléctrica	12.300
Baterías	15.830
Almacenamiento por bombeo	9.448
Hidráulica fluyente	2.181
Hidráulica regulable*	14.788
Eólica marina	2.800
Eólica terrestre	80.885
Solar fotovoltaica	126.180
Biomasa	1.730
	<b>266.142</b>

Nota: \* Incluye bombeo hidráulico mixto.

y 1.000 €/kW) y 2.500 MW en baterías (con un CAPEX de 300 €/kW y una eficiencia del 90 %, con un almacenamiento de 2 h. para 2030 y de 4 h. para 2050). En 2050, además de eliminar la restricción de capacidad máxima para instalar bombeo y baterías, también añadimos

Figura 1

**Perfil de generación eólica**



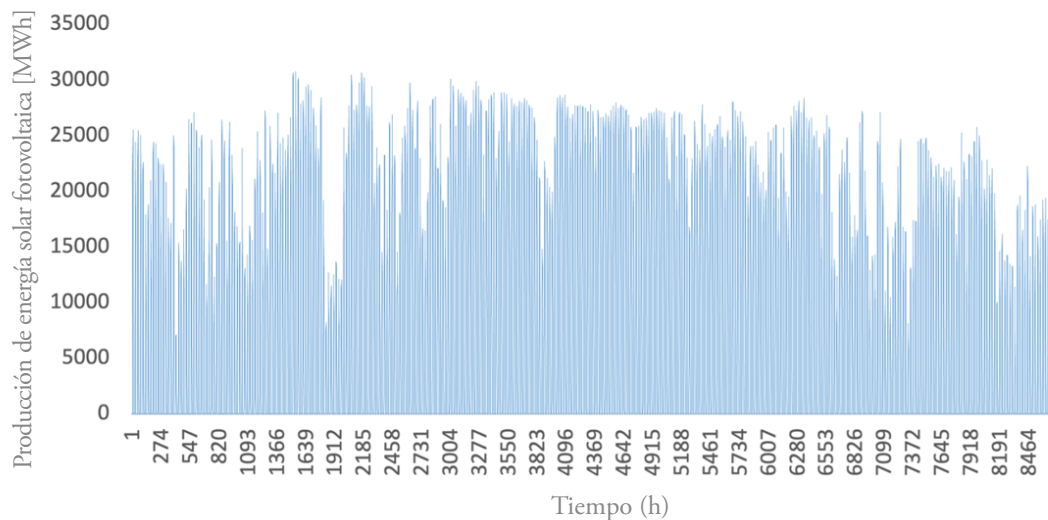
Fuente: REE (2026).

la posibilidad de instalar almacenamiento de hidrógeno (con una eficiencia completa del 37 % y un CAPEX de 85 €/kW).

La generación hidráulica es una característica muy importante del sistema eléctrico español, particularmente para este estudio. Hay dos tipos de centrales hidroeléctricas en España: las fluyentes, con una potencia instalada agregada de 2.181 MW, y las regulables, con 12.674 MW. Las plantas fluyentes se consideran no despachables, con una potencia máxima de 903 MW para el año seco y de 1.188 MW para el año promedio. Su perfil de generación se ha obtenido de e-sios (REE, 2026). A las centrales hidráulicas regulables se les ha asignado una potencia máxima de 11.388 MW y rampas de 2.400 MW/h, basándose en los registros históricos 2011-2020. El 57 % de las reservas hidráulicas se consideran hiperanuales y corresponden al bombeo mixto. El 43 % restante se supone como reservas anuales sin bombeo. Las reservas máximas y mínimas en los embalses están influenciadas por muchos factores (incluyendo demandas agrícolas, flujo mínimo, etc.) y también se han determinado basándose en registros históricos.

Figura 2

### Perfil de generación solar



Fuente: REE (2026).

Las aportaciones hidráulicas también se toman de registros históricos y se escalan a la producción total en un año seco (18 TWh) y en un año promedio (29,61 TWh).

El impacto del cambio climático es un elemento importante en este estudio (Girardi *et al.*, 2020). Aunque para 2030 no se esperan impactos importantes, para 2050 hemos supuesto una reducción de las aportaciones en las diferentes cuencas de entre el 4 y el 13 %, según CEDEX

Figura 3

**Reservas hidráulicas máximas, mínimas y medias en el período enero-diciembre 2011-2020**

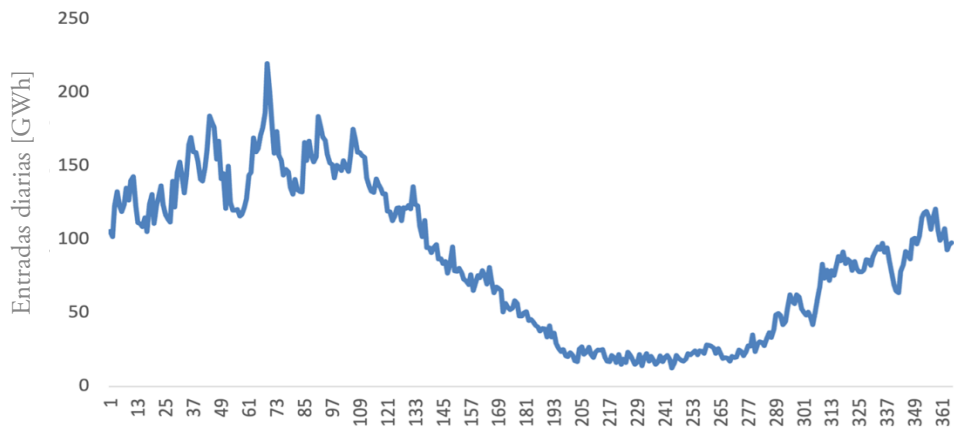


Fuente: Elaboración propia basada en REE, 2026.

(2017), lo que resulta en una disponibilidad hidráulica total de 13,1 TWh para el año seco y de 21,5 TWh para el año promedio. También asumimos un aumento del 5 % en la producción de solar fotovoltaica y una reducción del 5 % en la energía eólica (Girardi *et al.*, 2020).

Figura 4

**Aportaciones hidráulicas diarias medias 2013-2020**



Fuente: Elaboración propia basada en REE, 2026.

¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética?

En cuanto a las restricciones de fiabilidad, hemos asumido un margen de reserva del 10 % de la demanda y una reserva de operación del 2 % de la demanda + 5 % de la generación eólica + la planta térmica más grande del sistema. Además, para 2030, requerimos 5.800 MW de potencia síncrona conectada a la red, según los supuestos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (MITERD, 2023). Finalmente, aunque el modelo permite representar la red de transporte, hemos asumido que no habrá restricciones significativas, lo que lo hace equivalente a un modelo de nudo único. No se han utilizado interconexiones con Portugal y Francia para el análisis del caso peor. Para el caso promedio, asumimos interconexiones de 5 GW para Francia y 4 GW para Portugal desde 2030 en adelante.

### 2.3. Escenarios alternativos

Para 2030, hemos considerado los siguientes escenarios alternativos, que nos permiten no solo entender las implicaciones del cambio de parámetros para las necesidades de almacenamiento, sino también identificar los elementos más importantes que deben ser vigilados en el futuro.

- Menor eficiencia de los CCGT: una reducción en la eficiencia de los CCGT de gas debido a la operación esperada más baja y volátil resultante de una mayor cuota de VRE. Asumimos una reducción del 58 % al 48 %.
- Demanda inflexible: eliminamos la posibilidad de respuesta de la demanda de la industria, los servicios o los hogares.
- Exportaciones renovables a Europa: asumimos que España, debido a los menores costes de la electricidad, podrá exportar 12 TWh a Portugal y 27 TWh a Francia (adicionales a la producción en el caso de referencia y correspondientes a los supuestos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima español). Para Portugal, se asume un perfil de exportación plano. Para Francia, modelamos un generador virtual con un coste de 70 €/MWh para que las exportaciones solo ocurran cuando haya un excedente renovable.
- Hidráulica inflexible: para ilustrar el papel de la hidráulica en el sistema, reducimos la reserva máxima en un 40 %, restringiendo así la flexibilidad en la gestión en la producción hidráulica.
- *Dunkelflaute*: Aunque España no está sujeta a los mismos problemas (bajas temperaturas, poco sol y poco viento) que el norte de Europa, hemos encontrado que históricamente hay entre una y dos semanas en invierno donde las bajas temperaturas se combinan con poco viento (aunque la producción solar no se ve afectada). Por lo tanto, hemos reducido en un 90 % la generación eólica en las dos semanas con mayor demanda eléctrica en invierno.

Para 2050, analizamos los siguientes escenarios:

- Carga inteligente de vehículos eléctricos: permitimos que el 100 % de la demanda de los vehículos eléctricos sea "inteligente", es decir, que responda a las señales de precios (en comparación con el 50 % en el caso de referencia).
- *Dunkelflaute* (con inversión adicional): al igual que en 2030, combinamos las dos semanas con mayor demanda con una reducción del 90 % en la energía eólica. Sin embargo, eso resultó en energía no suministrada, por lo que tuvimos que permitir que el modelo instalara nueva potencia.
- Demanda de hidrógeno inflexible: asumimos que solo el 50 % de la demanda de hidrógeno es flexible (lo que correspondería a una menor disponibilidad de almacenamiento de H<sub>2</sub> o a una menor flexibilidad de la propia demanda de H<sub>2</sub>).

### 3. RESULTADOS

Los resultados obtenidos al ejecutar el caso de referencia y los escenarios alternativos para 2030 y 2050 aportan perspectivas muy interesantes no solo sobre la cantidad de almacenamiento necesaria a lo largo de la transición energética, sino también sobre la forma de financiar estas inversiones. Presentamos primero los resultados para 2030 y luego para 2050, tanto para el caso de referencia como para los escenarios adicionales considerados.

#### 3.1. Necesidades de almacenamiento en 2030

El cuadro 3 muestra los resultados de la modelización para 2030.

El primer resultado interesante es que el almacenamiento total a instalar en el sistema para el caso de referencia asciende a 3.254 MW, con una participación mayor de las baterías. Esto es mucho menor que la estimación de 20 GW proporcionada por el Ministerio español en su Estrategia de Almacenamiento (MITERD, 2021) y también que los 6 GW incluidos en el plan nacional de 2019. También es proporcionalmente menor que la estimación de EASE (2022) para toda Europa<sup>1</sup>, y una cantidad muy pequeña en comparación con los 150 GW de generación instalados en el sistema.

Una razón para esta divergencia podrían ser los supuestos optimistas realizados en el caso de referencia sobre la flexibilidad en el uso de los CCGT, la respuesta de la demanda, o la flexibilidad hidráulica. Sin embargo, incluso en el caso más extremo analizado, el de exportaciones significativas de RES (y por tanto mucha más cuota de VRE), el almacenamiento

---

<sup>1</sup> Este estudio estima las necesidades de almacenamiento en Europa en unos 200 GW en 2030 (incluyendo los 60 GW ya existentes). Para 2050 consideran que se requerirían al menos 600 GW.

Cuadro 3

**Necesidades de almacenamiento en 2030**

	Nueva potencia instalada [MW]		Almacenamiento utilizado (GWh)	Operación CCGT (GWh)	Vertidos renovables (GWh)	Costes de inversión anualizados (M€)	Costes totales anuales (M€)	Coste marginal ponderado por la demanda [€/MWh]
	Baterías	Bombeos						
Referencia	1.898	1.356	-10.966	18.391	60.597	98	2.089	4,69
<i>Dunkelflaute</i>	1.561	1.480	-11.659	22.152	58.670	102	2.444	5,75
Eficiencia CCGT	1.553	2.448	-12.804	18.034	59.907	152	2.475	5,14
Demanda inflexible	2.321	1.200	-13.717	18.815	60.780	100	2.140	5,17
Hidro inflexible	2.383	1.177	-11.590	18.359	60.158	119	2.114	4,67
Nuclear	1.301	0	-9.664	17.872	70.321	32	2.000	3,83
RE Export	2.138	2.728	-16.006	18.164	40.104	187	3.041	5,58

total ascendería a 4.866 MW, todavía por debajo de otras estimaciones. La falta de respuesta de la demanda también aumentaría las estimaciones de referencia en alrededor del 8 %, que no explicaría tampoco la gran diferencia con las cifras oficiales.

Creemos que la razón de esta divergencia puede residir en la forma en que se considera la eficiencia de costes en el análisis y también en las limitaciones técnicas del almacenamiento considerado. Nuestro modelo elige la opción que integra la producción de VRE dada al menor coste. Y eso, bajo los supuestos considerados, parecen ser los ciclos combinados de gas, no la capacidad de almacenamiento adicional. Podemos observar cómo en los casos con menor flexibilidad del sistema, el respaldo adicional es proporcionado por los CCGT de gas; por ejemplo, en el caso del *dunkelflaute*, aumenta su producción en un 20 %. Esto también se debe a que, excepto para la respuesta de la demanda (que compite directamente contra las baterías, dado el corto tiempo de respuesta considerado, y también con el bombeo puro), ni las baterías ni el bombeo puro son capaces de proporcionar fiabilidad para un periodo de dos semanas (como el *dunkelflaute*). De hecho, la inversión en baterías es mucho menor bajo el escenario de *dunkelflaute*. Por lo tanto, los CCGT de gas deben ser los que proporcionen flexibilidad, dada su capacidad excedente y su menor coste relativo. Esto se confirma cuando reducimos la eficiencia de los CCGT, aumentando su coste: observamos una reducción en su producción, que es asumida por el bombeo.

También observamos cómo, gracias a la flexibilidad de los CCGT, los vertidos de VRE, muy significativos, no cambian mucho entre escenarios, excepto en el caso de las exportaciones de

VRE, en el que la posibilidad de enviar la producción de VRE a Francia permite esta reducción de los vertidos. Sin embargo, este escenario también muestra cómo el coste del sistema español aumenta significativamente, en parte debido al almacenamiento extra a instalar (que no es tan relevante en términos de costes totales) y a la mayor producción de los CCGT. Los costes marginales (que se aproximarían a los precios mayoristas) aumentan un 19 % respecto al caso de referencia. Esto plantea la cuestión de cómo distribuir las rentas y los costes generados entre los productores y consumidores españoles y franceses.

En realidad, los vertidos no se reducen significativamente sin importar la cantidad de almacenamiento instalado<sup>2</sup>. La primera razón para ello es que la generación potencial obligatoria (*must-run*), según la definición del PNIEC español, es superior a la demanda. El PNIEC lo resuelve mediante las exportaciones, pero este es un elemento incierto. La segunda razón es que el excedente de energía renovable se concentra en un número reducido de horas al día, llenando muy rápidamente la capacidad de almacenamiento.

En cuanto a la flexibilidad hidráulica, que es una de las novedades de nuestro análisis, la figura 5 muestra cómo el mayor aumento de VRE en el sistema cambia drásticamente la forma en que se operan las reservas hidráulicas: podemos observar cómo el agua se desplaza hacia la primavera y el verano, hasta los límites permitidos por la reserva máxima (en lugar del patrón tradicional centrado en los meses de invierno)<sup>3</sup>. La gestión hidráulica estaba orientada a producir en los meses de mayor demanda (e implícitamente de un mayor coste marginal) mientras que ahora, con mayor potencia de VRE, la demanda neta no necesariamente sigue el mismo perfil.

Este desplazamiento puede explicarse por la mayor utilidad de usar el agua para acomodar la producción fotovoltaica (que es mucho mayor en el verano). Sin embargo, el cambio en la operación de los embalses ya está limitado por la reserva histórica máxima. Esto, por supuesto, plantea la cuestión de cómo incentivar esta flexibilidad, tanto en términos de cambios de reservas como de niveles de reserva máximos. Se requieren claramente señales estacionales o de largo plazo, que hoy en día no están disponibles bajo las regulaciones actuales del mercado mayorista.

Finalmente, es interesante llamar la atención sobre el caso de extensión nuclear: en este escenario no se instalan bombeos, y se reduce mucho la instalación de baterías. Como consecuencia, aumentan significativamente los vertidos renovables: es más barato operar la nuclear que flexibilizar el sistema mediante el almacenamiento. Esto, evidentemente, tiene implicaciones

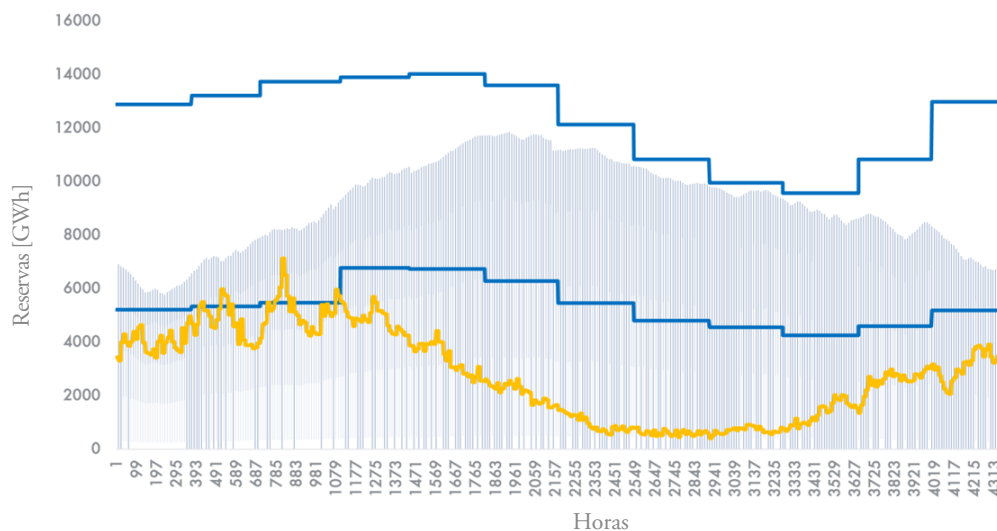
---

<sup>2</sup> Hemos realizado análisis de sensibilidad adicionales, aumentando la inversión en almacenamiento hasta los 100GW, sin que los vertidos se reduzcan significativamente.

<sup>3</sup> Aunque respetamos los límites históricos, el realismo del modelo puede cuestionarse por otras razones que pueden restringir la operación (evaporación, flujos ecológicos, etc.). Serían necesarios modelos más sofisticados para recoger correctamente estas cuestiones.

Figura 5

### Reservas hidráulicas modeladas



Notas: Reservas hidráulicas modeladas (barras azul claro). Las aportaciones se muestran en amarillo, y las reservas mínimas y máximas en azul oscuro.

Fuente: Elaboración propia.

para la rentabilidad de las renovables variables, más aun teniendo en cuenta que es el caso con precios de mercado más bajos.

Para concluir el análisis para 2030, una cuestión importante, normalmente pasada por alto en otros estudios, es si la cantidad de almacenamiento necesaria, incluso si es menor que en otros documentos oficiales, podrá recuperar sus costes. El cuadro 4 muestra una evaluación económica del almacenamiento instalado por nuestro modelo. El cuadro detalla los ingresos de las diferentes tecnologías de almacenamiento en total, y particulariza los ingresos en los mercados de reserva a subir y a bajar (calculadas como las contribuciones a las mismas por el coste marginal correspondiente). Luego comparamos con el coste de inversión anualizado y aproximamos un beneficio anual, que expresamos en términos de GW instalados o TWh almacenados.

El cuadro muestra que las baterías obtienen ingresos en mayor proporción del mercado de reservas y el bombeo puro del arbitraje en el mercado diario. Sin embargo, como se puede ver, el almacenamiento solo recupera su coste en algunos escenarios puntuales, y solo en el caso de las baterías, generalmente asociados a una menor potencia instalada de las mismas. Esto, por supuesto, se debe a que la cantidad de almacenamiento instalada no es la óptima

Cuadro 4

**Evaluación económica del almacenamiento en 2030**

		Ingresos totales	Ingresos por reservas	Costes anualizados	Beneficio		
		[M€]	(M€)	[M€]	[M€]	[M€/GW]	[M€/TWh]
Referencia	Baterías	46	27	56	- 11	- 6	- 1,98
	Bombeo	22	-	60	- 38	- 28	- 6,83
<i>Dunkelflaute</i>	Baterías	49	34	46	3	2	0,50
	Bombeo	22	-	71	- 49	- 33	- 8,56
Eficiencia CCGT	Baterías	59	40	50	9	6	1,50
	Bombeo	47	-	131	- 84	- 34	- 12,86
Demanda inflexible	Baterías	47	25	68	- 21	- 9	- 3,07
	Bombeo	24	-	52	- 28	- 24	- 4,12
Hidro inflexible	Baterías	37	19	68	- 31	- 13	- 6,13
	Bombeo	23	-	70	- 47	- 40	- 7,16
Nuclear	Baterías	46	32	40	5	4	0,85
	Bombeo	0	-	0	-	-	-
RE Export	Baterías	50	27	67	- 17	- 8	- 3,43
	Bombeo	56	-	158	- 102	- 37	- 9,25

en el escenario promedio (que, según explican Junge *et al.* (2022), sería suficiente para la recuperación de costes). Es decir, hay una cantidad extra de almacenamiento que se instala por motivos de fiabilidad (en este caso, un año excepcionalmente seco), y que debe pagarse a través de otros mecanismos. Vemos que es el bombeo puro el más afectado por esta situación, posiblemente porque es el que más contribuye a dar fiabilidad al sistema en los años secos.

**3.2. Necesidades de almacenamiento en 2050**

Los resultados para 2050 son significativamente diferentes de los de 2030: en 2050, el año objetivo para las emisiones netas cero, el sistema no permite combustibles fósiles, por lo que la capacidad de respaldo que proporcionaban los CCGT en 2030 ya no está disponible. Sin embargo, su lugar no puede ser ocupado completamente por baterías o bombeo, que no son capaces de proporcionar el almacenamiento estacional requerido por el sistema, ni de dar el mismo nivel de respaldo en términos de margen de reserva. Por lo tanto, el modelo instala almacenamiento de hidrógeno (denominamos así a los electrolizadores más las turbinas de hidrógeno) y también utiliza la demanda final de hidrógeno flexible (para la industria y el transporte) para acomodar las VRE.

El cuadro 5 ofrece algunos datos interesantes: primero, en comparación con 2030, la cantidad de almacenamiento instalado es significativamente mayor. El modelo agota la capacidad disponible de bombeos puros (instala lo máximo posible), aumenta en un orden de magnitud la instalación de baterías, e instala hasta 22 GW de ciclos de H<sub>2</sub>. La capacidad de almacenamiento efectivamente utilizada en el caso de referencia es de 29 TWh (esto es, tres veces más que en el caso 2030) para una demanda de electricidad que es menos del doble que la de 2030 (un 63 % superior). La capacidad de generación total instalada en 2050 es de 263 GW, por lo que ahora la potencia instalada de almacenamiento asciende al 21 % de esa generación total (frente al 1,5 % en 2030). Todo esto se traduce en un coste de inversión anualizado que equivale a la mitad del coste total del sistema. Estos resultados son ahora mayores que las estimaciones oficiales de MITERD (2021) de 30 GW para 2050. En particular, la potencia instalada de baterías es mucho mayor que el 50 % estimado por el Gobierno.

Cuadro 5

### Necesidades de almacenamiento en 2050

	Potencia instalada total [MW]			Almacenamiento utilizado (GWh)	Vertidos renovables [GWh]	Costes de inversión anualizados [M€]	Costes totales [M€]	Coste marginal ponderado por la demanda [€/MWh]
	Baterías	Bombeo	Ciclos de H <sub>2</sub>					
Referencia	23.181	12.748	21.569	28.999	6.562	2.836	5.578	5,18
<i>Dunkelflaute</i>	25.639	12.748	20.709	36.195	6.742	2.947	6.388	10,17
<i>Carga EV inteligente</i>	21.125	12.748	22.289	27.666	4.579	2.756	5.521	8,00
Demanda H <sub>2</sub> inflexible	28.983	12.748	19.538	41.422	21.740	3.109	6.438	28,09
Hidro inflexible	25.614	12.748	20.718	34.042	7.950	3.001	5.726	3,97
Sin margen	19.044	12.748	3.509	26.046	10.221	1.186	3.996	28,48

También podemos observar en el caso de referencia cómo los vertidos renovables no pueden eliminarse (o no conviene hacerlo desde un punto de vista económico), y cómo el coste marginal del mercado es muy bajo (salvo en el escenario de baja flexibilidad de la demanda), cuestionando, por tanto, la recuperación de costes de las distintas tecnologías salvo que se desplieguen mercados de capacidad o más largo plazo.

El análisis de las variaciones introducidas en los distintos escenarios ofrece lecciones de gran interés acerca de la interacción entre las distintas tecnologías, o de la importancia de unos supuestos u otros.

Por ejemplo, vemos cómo al eliminar el requisito del margen de reserva, la potencia instalada de almacenamiento estacional o de respaldo se reduce muchísimo. Esto básicamente indica que los ciclos de  $H_2$  fundamentalmente ofrecían capacidad firme, y no tanto flexibilidad. También se observa cómo las baterías también ofrecían potencia firme. Por otra parte, cuando esta restricción está activa, al hacer que se instale más almacenamiento, se reducen significativamente los costes marginales del sistema (y por tanto, la remuneración en el mercado diario). Esto ilustra bien la interacción entre los distintos mecanismos de apoyo y la competencia entre las tecnologías.

También podemos observar cómo, cuando la carga de los vehículos eléctricos se hace más inteligente (y por tanto, la demanda es más flexible), las baterías son menos competitivas (los vehículos hacen una función similar), y esto, a su vez, requiere una mayor potencia de respaldo de ciclos de  $H_2$ . En cambio, cuando reducimos la flexibilidad en la demanda de  $H_2$ , aumenta mucho la instalación de baterías, haciendo menos necesarios los ciclos de  $H_2$ .

En este caso, sin embargo, los vertidos renovables aumentan mucho, ya que el coste de absorberlos no resulta económico. La carga inteligente por otro lado sí logra reducir los vertidos renovables (esta alternativa es más barata que la instalación de baterías, y por tanto permite reducir los vertidos a menor coste), pero tampoco eliminarlos completamente.

Los supuestos de flexibilidad de la hidráulica también tienen impacto: una hidráulica menos flexible (es decir, que responde más a la consigna tradicional) requiere una mayor instalación de almacenamiento en baterías, lo que, a su vez, reduce la necesidad de almacenamiento de  $H_2$  (el mayor número de baterías da la capacidad firme que ofrecían los ciclos de  $H_2$ ). Curiosamente, los resultados son similares a los obtenidos en el caso *dunkelflaute*, pero los vertidos renovables aumentan con respecto a éste. En cualquier caso, el aumento de necesidades de almacenamiento en baterías por esta inflexibilidad de la hidráulica es de un 10 %, mientras que la inflexibilidad de la demanda requiere un aumento del 25 % en la potencia instalada de baterías. Claramente la flexibilidad de la demanda es un factor mucho más relevante.

En cuanto a los costes del sistema, vemos que los costes por margen de reserva son significativos, del 38 % de los costes totales. El escenario más barato es el de la carga EV inteligente, y el más caro, el de la demanda inflexible. Es interesante observar cómo el escenario *dunkelflaute* tiene un coste muy elevado y similar al de la demanda inflexible, a pesar de tener menos potencia de almacenamiento instalada: la menor eficiencia de los ciclos puede estar detrás de esta situación.

Un escenario no representado sería el que se produciría si hubiera biometano disponible. En este caso, el biometano sustituiría al  $H_2$  en los mismos términos, los costes apenas se verían afectados (baja algo el coste de inversión y el de operación). Pero bajan las baterías, que son “fagocitadas” por el biometano, que se instala por margen de reserva. Si no hay margen de

reserva, el biometano apenas entraría, igual que para el caso de los ciclos de H<sub>2</sub>, aunque también se reduciría algo la potencia instalada de las baterías.

Sin embargo, y a pesar de los mayores volúmenes de almacenamiento requeridos, de nuevo el almacenamiento no es capaz de recuperar su coste de instalación en un año medio, salvo en el caso sin margen, y, en el caso de las baterías y bombeos, en el escenario de demanda de H<sub>2</sub> inflexible. En esos escenarios podemos ver cómo los precios de mercado son mayores, y permiten obtener un beneficio para los almacenamientos que dan flexibilidad (no los que dan capacidad firme). En el resto de escenarios, los bajos precios impiden rentabilizar la inversión.

Las pérdidas económicas de las unidades de almacenamiento son incluso mayores que en 2030 (en parte debido a los precios más bajos y planos observados en el mercado). De nuevo, esto plantea la necesidad de desarrollar algún mecanismo para pagar el almacenamiento necesario.

Cuadro 6

**Evaluación económica del almacenamiento en 2050**

		Ingresos mercado [M€]	Costes anualizados [M€]	Beneficio [M€]	Beneficio [M€/GW]	Beneficio [M€/TWh]
Referencia	Baterías	71	370	- 298	-12,88	-10,66
	Bombeo	60	149	- 88	-6,94	-111,40
	Ciclo H <sub>2</sub>	34	1.808	- 1.774	-82,23	-8.350,73
<i>Dunkelflaute</i>	Baterías	164	473	- 308	-12,03	-9,84
	Bombeo	75	200	- 125	-9,81	-128,49
	Ciclo H <sub>2</sub>	628	2.331	- 1.703	-82,23	-436,14
Carga EV inteligente	Baterías	85	264	- 180	-8,50	-6,79
	Bombeo	99	147	- 48	-3,77	-55,83
	Ciclo H <sub>2</sub>	58	1.891	- 1.833	-82,23	-5.073,85
Demanda H <sub>2</sub> inflexible	Baterías	498	424	74	2,56	1,95
	Bombeo	119	117	2	0,19	1,86
	Ciclo H <sub>2</sub>	351	1.958	- 1.607	-82,23	-736,10
Hidro inflexible	Baterías	69	491	- 422	-16,49	-12,76
	Bombeo	38	149	- 111	-8,74	-142,31
	Ciclo H <sub>2</sub>	25	1.729	- 1.704	-82,23	-11.018,06
Sin margen	Baterías	175	157	18	0,97	0,75
	Bombeo	417	131	286	22,45	291,84
	Ciclo H <sub>2</sub>	667	376	291	82,90	532,29

## 4. CONCLUSIONES

Este estudio ha estimado las necesidades de almacenamiento para el sistema eléctrico español en 2030 y 2050. Superando la mayoría de las limitaciones de los enfoques anteriores, utilizamos un modelo de expansión de red, almacenamiento y generación, de código abierto, con gran detalle temporal y geográfico; simulamos años promedio de operación para evaluar los retornos económicos a partir de las expansiones decididas para años extremos con restricciones de fiabilidad; y consideramos múltiples opciones de flexibilidad.

Las principales conclusiones que pueden derivarse de nuestros resultados son, primero, que la flexibilidad de la demanda y de la hidráulica reducen significativamente la necesidad de inversión en almacenamiento. Segundo, que las necesidades de almacenamiento son bastante pequeñas en 2030, incluso con una cuota del 80 % de renovables variables en el sistema, si las centrales térmicas todavía pueden contribuir a proporcionar flexibilidad; pero son mucho mayores en 2050 y, lo que es más importante, requieren almacenamiento estacional, que no puede ser proporcionado por baterías o bombeos puros. La carga inteligente de vehículos o la demanda flexible de hidrógeno proporcionan una cuota muy significativa de la flexibilidad requerida en 2050.

Finalmente, una conclusión relevante es que la cantidad de almacenamiento requerida para proporcionar fiabilidad en años secos no podrá recuperar sus costes en el mercado de energía; por otro lado, si se instala almacenamiento mediante instrumentos específicos para ello (subsidios específicos, por ejemplo), esto supone una reducción de los precios del mercado, que hace más compleja la recuperación de costes. Por tanto, todo apunta a que se requerirían mecanismos de remuneración alternativos, que vayan más allá de los mecanismos de flexibilidad, si se quiere instalar la cantidad adecuada de almacenamiento, y a una coordinación apropiada entre ellos de forma que uno no canibalice al otro. Esto debería incluirse en las propuestas de reforma del mercado eléctrico actuales o futuras, como la recientemente aprobada en Europa.

## REFERENCIAS

CEBULLA, F., HAAS, J., EICHMAN, J., NOWAK, W., y MANCARELLA, P. (2018). How much electrical energy storage do we need? A synthesis for the U.S., Europe, and Germany. *Journal of Cleaner Production*, 181, 449–459.

CEDEX. (2017). Evaluación del Impacto del Cambio del Climático en los recursos hídricos y sequías en España.

DESPRÉS, J., MIMA, S., KITOUS, A., CRIQUI, P., HADJSAID, N., y NOIROT, I. (2017). Storage as a flexibility option in power systems with high shares of variable renewable energy sources: A POLES-based analysis. *Energy Economics*, 64, 638–650.

¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética?

DIMANCHEV, E., HODGE, J., y PARSONS, J. (2021). The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy. *Energy Policy*, 155.

EASE. (2022). Energy storage targets 2030 and 2050. Ensuring Europe's energy security in a renewable energy system. European Association for Storage of Energy.

ENTSO-E and ENTSOG. (2025). TYNDP 2024 Scenarios Report – Final Version. January 2025. <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

EUROPEAN COMMISSION. (2020). Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1>

EUROPEAN COMMISSION. (2021). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. COM/2021/550 final

FREIRE-BARCELÓ, T., MARTÍN, F., SÁNCHEZ, A., RIVIER, M., GÓMEZ, T., HUCLIN, S., CHAVES, J. P., y RAMOS, A. (2022). Storage and demand response contribution to firm capacity: analysis of the Spanish electricity system. *Energy Reports*, Vol. 8, 10546 - 10560.

GABRIELLI, P., POLUZZI, A., KRAMER, G. J., SPIERS, C., MAZZOTTI, M., y GAZZANI, M. (2020). Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109629.

GESKE, J., y GREEN, R. (2020). Optimal storage, investment and management under uncertainty: It is costly to avoid outages! *The Energy Journal*, 41, 1-28.

GIRARDI, G., ROMERO, J. C., y LINARES, P. (2020). La adaptación del sector energético al cambio climático. *Ekonomiaz. Revista Vasca de Economía*, 97(1), 113–143.

HAAS, J., CEBULLA, F., CAO, K., NOWAK, W., PALMA-BEHNKE, R., RAHMANN, C., y MANCARELLA, P. (2017). Challenges and trends of energy storage expansion planning for flexibility provision in low-carbon power systems – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 603-619.

HUCLIN, S., CHAVES, J.P., RAMOS, A., RIVIER, M., FREIRE-BARCELÓ, T., MARTÍN, F., GÓMEZ, T., y SÁNCHEZ, A. (2022.) Exploring the roles of storage technologies in the Spanish electricity system with high share of renewable energy. *Energy Reports*, Vol. 8, 4041-4057.

José Pablo Chaves, Javier García González, Juan Francisco Gutiérrez Guerra, Pedro Linares, Andrés Ramos y Juan José Valentín

IEA. (2025). *World Energy Outlook 2025*. International Energy Agency. [www.iea.org](http://www.iea.org)

JUNGE, C., MALLAPRAGADA, D., y SCHMALENSSEE, R. (2022). Energy Storage Investment and Operation in Efficient Electric Power Systems. *The Energy Journal*, 43(6).

LI, B., BASU, S., WATSON, S. J., y RUSSCHENBERG, H. W. J. (2021). A brief climatology of dunkelflaute events over and surrounding the North and Baltic Sea areas. *Energies*, 14, 6508.

LINARES, P., y REY, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals? *Energy Policy*, vol. 61, 751–760. [10.1016/j.enpol.2013.05.083](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.083).

MCPHERSON, M., N. JOHNSON, N., y STRUBEGGER, M. (2018). The role of electricity storage and hydrogen technologies in enabling global low-carbon energy transitions. *Applied Energy*, 216, 649–661.

MIT. (2022). *The future of energy storage. An interdisciplinary MIT study*. Massachusetts Institute of Technology.

MITECO. (2020). Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

MITERD. (2021). Estrategia de almacenamiento energético. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

MITERD. (2023). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC\\_2024\\_240924.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf)

MOSER, M., GILS, H. C., y PIVARO, G. (2020). A sensitivity analysis on large-scale electrical energy storage requirements in Europe under consideration of innovative storage technologies. *Journal of Cleaner Production*, 269, 122261.

NREL. (2023). System Advisory Model (SAM). National Renewable Energy Laboratory. <https://sam.nrel.gov/>.

RAMOS, A., ÁLVAREZ, E. F., y LUMBRERAS, S. (2022). OpenTEPES: Open-source transmission and generation expansion planning. *SoftwareX*, Vol. 18, 101070-1 - 101070-14, June 2022.

RAMSEBNER, J., LINARES, P., y HAAS, R. (2021). Estimating storage needs for renewables in Europe: The correlation between renewable energy sources and heating and cooling demand. *Smart Energy*, 3, 100038.

¿Cuánto almacenamiento necesitamos para la transición energética?

REE. (2015). Informe del Sistema Eléctrico Español 2015. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2015> (accedido Jun. 03, 2025).

REE. (2026). Esios. <https://www.esios.ree.es/es/>

RENEWABLES.NINJA. <https://www.renewables.ninja/> (accedido mayo 26, 2025).

SISTERNES DE, F. J., JENKINS, J. D., y BOTTERUD, A. (2016). The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector. *Applied Energy*, 175, 368-379.

# Thermal Energy Storage for Industrial Heat Decarbonization: Turning Renewable Variability into an Industrial Advantage

*Alberto Toril Castro\**

## Abstract

Every factory needs heat – to cook, dry, melt, distill, sterilize, or shape the products we use every day. Industrial heat accounts for roughly two-thirds of all the energy that industry consumes, and it remains overwhelmingly dependent on burning fossil fuels on site. As renewable electricity scales across Europe and wholesale price volatility deepens, a new decarbonization pathway is gaining traction: converting surplus renewable electricity into storable heat for industrial use. This article examines the role of thermal energy storage (TES) in enabling that pathway. It defines industrial heat for a non-specialist audience, surveys decarbonization routes, and makes the case that TES offers distinctive system-level value through intraday price arbitrage, risk management, grid flexibility, and –critically– a structural reduction in Europe’s dependence on imported gas. The technology landscape is reviewed across sensible, latent, and thermochemical approaches, with particular attention to solid-media systems now entering commercial deployment. Rondo Energy’s experience is presented as an illustrative case. The article closes by identifying the regulatory and infrastructure barriers constraining deployment in Spain and Europe, and proposing a constructive policy agenda.

Keywords: thermal energy storage, industrial heat, decarbonization, electrification, renewable integration, flexibility, energy policy, Spain, Europe.

## 1. INTRODUCTION

Pedro Linares’ introduction to this issue covers the broader case for energy storage in the energy transition – the growth of variable renewables, deepening wholesale price volatility, and the systemic need for flexibility. This article takes that context as given and zooms in on a specific, massive, and surprisingly under-discussed challenge: decarbonizing industrial heat.

The numbers are staggering. According to the IEA, heat accounts for roughly half of all global final energy consumption and about 40 percent of energy-related CO<sub>2</sub> emissions. Half of that heat goes to industrial processes – close to 6 gigatonnes of CO<sub>2</sub> per year (IEA, 2019; 2023). In Spain, as in most of Europe, the great majority of this heat is still generated by burning natural gas, fuel oil, or coal on site. The power sector has been transformed by renewables over the past decade. Industrial heat has barely been touched.

---

\* Rondo Energy.

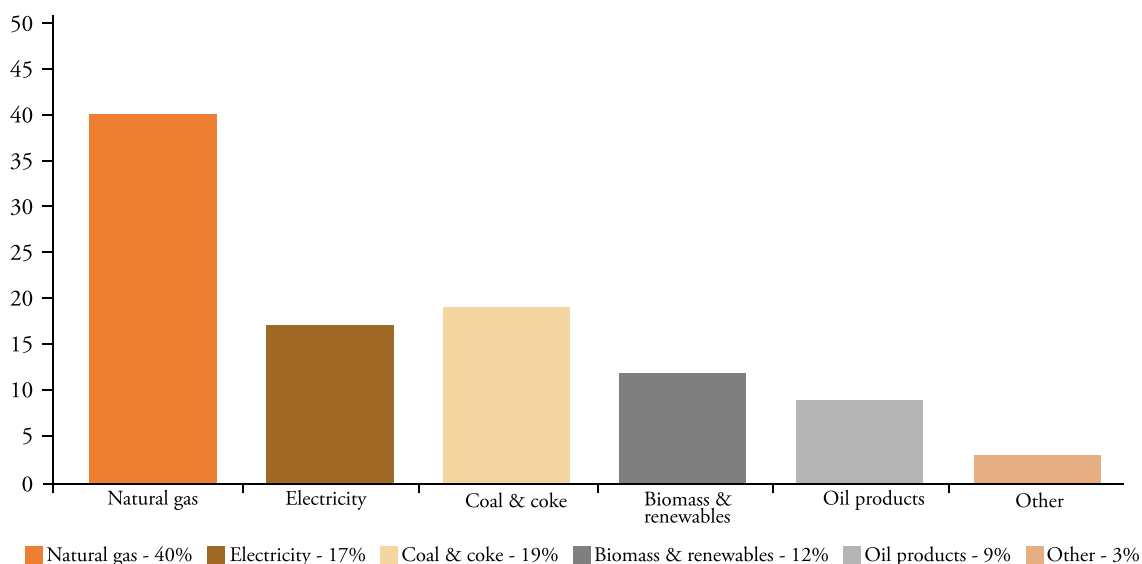
The core argument of this article is that thermal energy storage can turn renewable variability from a liability into an asset for industry. Instead of forcing plants to consume electricity at the exact moment heat is needed, thermal storage decouples the grid draw from the heat delivery. Electricity gets converted into heat when it is abundant and cheap, stored efficiently, and dispatched as steam or hot air on demand – matching the plant’s process requirements while giving the grid a large, controllable, price-responsive load.

But this article is not just about emissions. It is about money, jobs, and strategic independence. Consider a parallel that is playing out in real time on the other side of the world.

China did not become the dominant electric vehicle market primarily because of climate policy. It did so because the country was spending over \$338 billion per year importing crude oil –up from \$20 billion just two decades earlier– creating a massive dependency on tanker routes through the Malacca Strait and on geopolitical relationships it could not fully control (UN Comtrade; IEA). The government responded by promoting battery-powered vehicles with extraordinary speed: in 2024, more than 10 million new energy vehicles were sold in China, accounting for roughly 40 percent of all new car sales. The IEA estimates that electric vehicles, LNG trucks, and high-speed rail expansion have together avoided oil demand growth of approximately 1.2 million barrels per day since 2019 - and that China’s consumption of gasoline and diesel actually declined for the first time in 2024 (IEA, 2025). By 2030, EVs are expected to displace more than 5 million barrels of oil per day globally, with China accounting for half of that reduction (IEA, 2025). The climate benefit is real, but the economic and

Figure 1

### EU Industrial Heat Consumption by Energy Source (% , indicative)



Sources: Author compilation based on Eurostat energy balances and IEA (2023). Indicative values for illustration.

strategic logic came first: replace an imported, volatile commodity with domestically produced energy, keep the money in the economy, and reduce a structural vulnerability.

The scale of the challenge is visible in the numbers. As Figure 1 shows, fossil gas alone accounts for roughly 40 percent of European industrial heat supply today – with coal adding a further 19 percent. Electricity covers only 17 percent of demand, the vast majority of it in processes where direct resistance or induction heating has long been the only option. Biomass and renewables together account for around 12 percent, concentrated in sectors with abundant feedstock. The fuel mix has changed remarkably little over the past two decades, even as the power sector has been transformed.

Europe's industrial heat challenge follows exactly the same pattern. The continent imports the vast majority of the natural gas its factories burn – from Norway, Algeria, the United States, Russia, Qatar, Nigeria, and others. Norwegian supplies, arriving by pipeline from a stable European partner, represent a partial exception to the geopolitical exposure; the rest does not. This creates a permanent outflow of capital, a structural exposure to price shocks (as 2022 and now 2026 demonstrated painfully [Ember, March 2026]), and a competitive vulnerability that no amount of hedging can fully eliminate. Every euro spent on imported gas to make steam is a euro that leaves the European economy. Electrifying industrial heat with domestically produced renewable electricity –stored in thermal batteries– reverses that flow. The fuel becomes local, the price becomes more predictable, and the money stays in the economy. What China is doing with cars and oil, Europe can do with factories and gas. Decarbonization is not the only reason to do this. It may not even be the most important one.

The article is organized as follows. Section 2 explains what industrial heat actually is – a topic less obvious than it sounds. Section 3 maps out the decarbonization options and positions TES among them. Section 4 describes how electro-thermal energy storage works and why it is different from electrical batteries. Section 5 reviews the main technology families. Section 6 walks through what real-world deployment looks like, drawing on Rondo Energy's project experience. Section 7 digs into the barriers holding back scale-up in Spain and Europe. Section 8 sets out a policy agenda and closes with a forward-looking assessment.

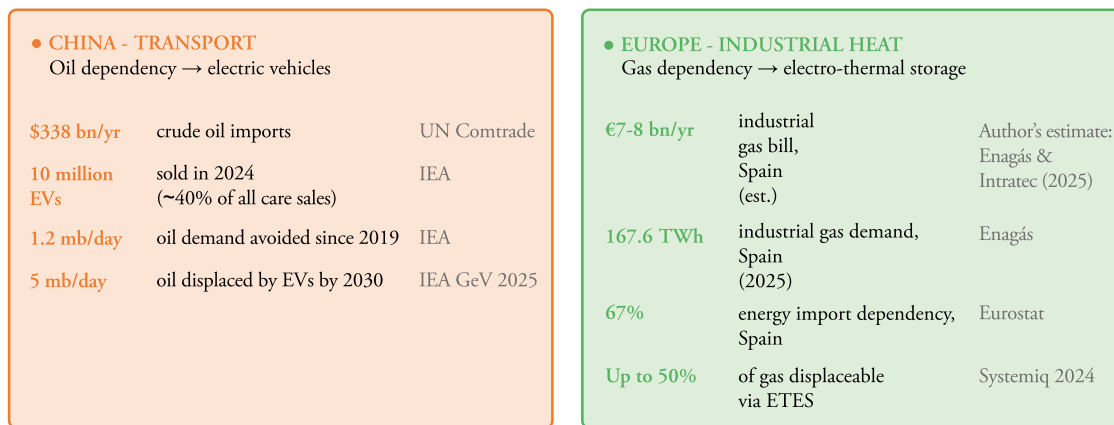
Throughout this article, references to TES in an industrial electrification context refer specifically to electrically-charged systems –ETES– unless otherwise noted. The broader term TES is used where the argument applies to thermal storage as a general category.

I should note upfront that I write from a practitioner's perspective – I work at Rondo and have been involved in project development across multiple geographies. That gives me a certain vantage point, but it also means the reader should expect me to be transparent about my perspective. Where Rondo is discussed, it is presented as one example in a growing market

with over 40 ETES technology providers, not as the only game in town. My aim is analytical, not promotional.

Figure 2

### China vs. Europe: The Same Strategic Logic (Introduction)



The same logic in both cases: replace an imported, volatile fuel with domestically produced energy — keep the money in the economy, reduce structural vulnerability. The climate benefit is real, but the economic and strategic case comes first.

Sources: UNComtrade; IEA Global EV Outlook (2025); Enagás (2025); Eurostat (2022); Systemiq/Breakthrough Energy (2024). €7-8 bn/yr: author's own estimate based on Enagás (2025) and Intratec (2025). All figures indicative.

## 2. THE OVERLOOKED GIANT: WHAT INDUSTRIAL HEAT IS (AND WHY IT IS HARD TO DECARBONIZE)

### 2.1. A definition for non-experts

Industrial heat is simply the thermal energy used in manufacturing and processing. Not space heating, not domestic hot water – this is the heat consumed inside factories, refineries, and production facilities. If you have ever seen steam rising from a factory chimney, you have seen industrial heat at work. It is one of those things that is invisible in everyday life but absolutely fundamental to the economy: without industrial heat, there is no processed food on the shelf, no paper in the printer, no cement in the building, no steel in the car. It takes several distinct forms depending on the process.

*Steam* is the workhorse. It transfers heat, drives chemical reactions, sterilizes equipment, and provides mechanical energy through turbines. Broadly speaking, low-pressure steam (below 5 bar, around 150 °C) serves heating and food processing; medium-pressure steam (5-40 bar, roughly 150-250 °C) is the backbone of chemical, pharmaceutical, and pulp-and-paper operations; high-pressure steam (above 40 bar, past 400 °C) is needed for refining and heavy

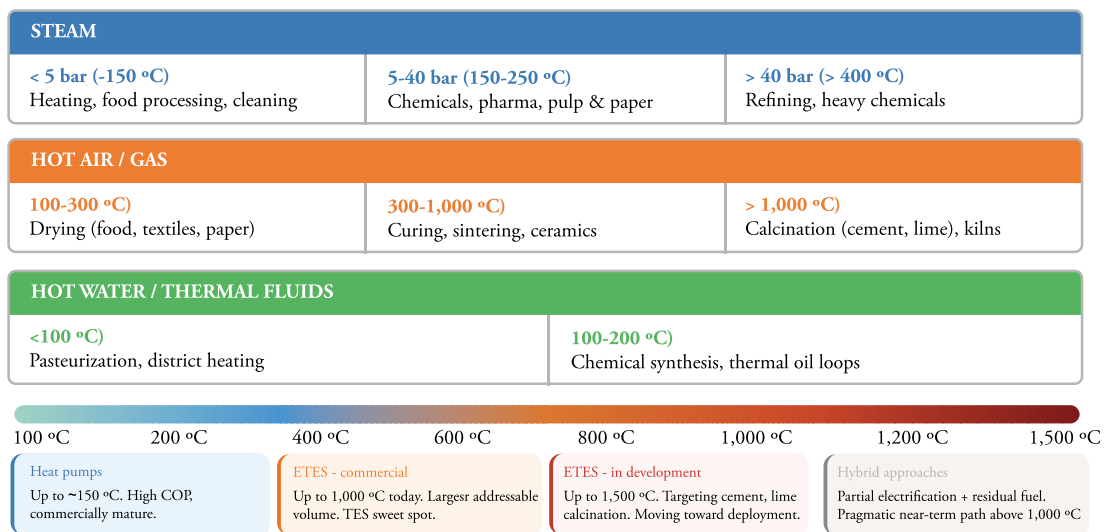
chemicals. A typical mid-sized plant can consume tens of tonnes of steam per hour, around the clock.

*Hot air and hot gases* are needed wherever a material must be in direct contact with a hot gas stream – drying paper, textiles, food products, or minerals; curing coatings; calcination and sintering in cement, lime, and ceramics. Temperatures range from 100 °C for gentle drying to well over 1,000 °C in kilns.

*Hot water and thermal fluids* serve pasteurization, district heating integration, and certain chemical syntheses - typically below 200 °C, though thermal oil systems can operate up to 300–350 °C in some industrial applications. These are typically the easiest to electrify.

Figure 3

### Three Forms of Industrial Heat: Temperature Ranges and Applications



Sources: Author diagram based on IEA and IRENA classifications; Systemiq (2024). ETES: electro-thermal energy storage. Development-stage systems targeting 1,500 °C are not yet commercially deployed.

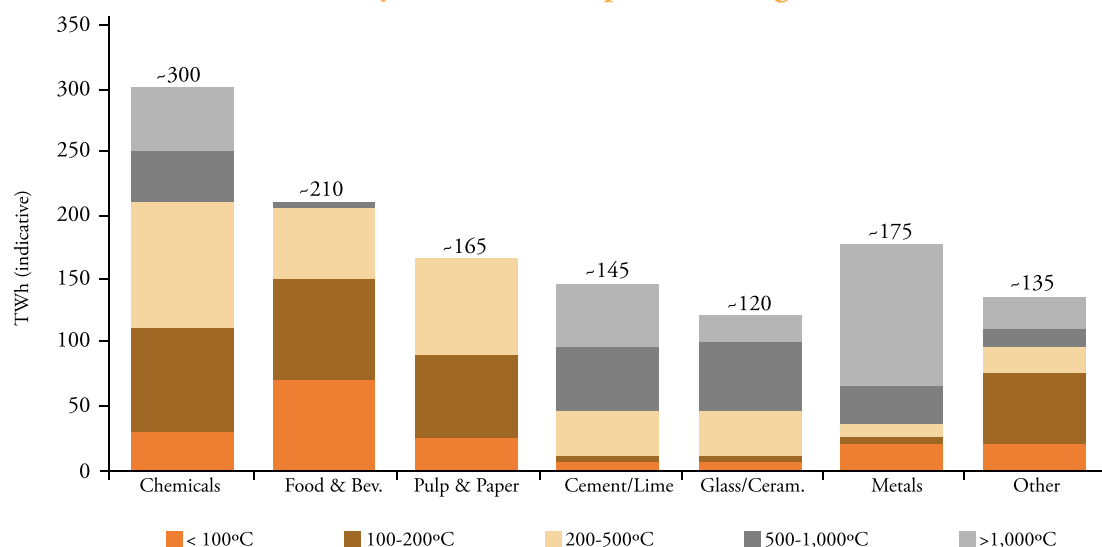
## 2.2. Key sectors

Across Europe –and Spain is no exception– industrial heat demand is concentrated in a handful of sectors. In Spain, the leading consumers of industrial gas are refining (around 20 percent), chemicals and pharmaceuticals (around 15 percent), food and beverage, and building materials (Enagás, 2024). The European picture follows the same hierarchy: *chemicals and petrochemicals* are the single largest consumer – massive quantities of steam for reactions, separations, drying. *Food and beverage* comes next: pasteurization,

sterilization, cooking, drying, cleaning. *Pulp and paper* is extraordinarily heat-intensive – steam for pulping, drying, paper-machine operation. *Building materials* (glass, ceramics, bricks, cement) run high-temperature kilns and furnaces, often above 1,000 °C. *Metals* span moderate-temperature annealing through extreme-temperature smelting. And *cement and lime* production involves calcination at 1,400 °C or more – the outer edge of what current electrification technology can reach.

Figure 4

### EU Industrial Heat Demand by Sector and Temperature Range (TWh, indicative)



\* Temperature bands indicate approximate process requirements. Values are indicative estimated based on IEA (2018) and Eurostat energy balances – not official statistics. Sector totals rounded.

Sources: Author compilation from IEA (2018) and Eurostat energy balances. Indicative values for illustration only.

### 2.3. Temperature matters more than people think

At the *low end* (below about 150 °C), heat pumps are increasingly competitive. The *medium range* (150-500 °C) is where the action is – the largest volume of fossil-fuel consumption, the biggest abatement opportunity, and the temperature band where TES has the strongest case. IEA data shows more than half of all industrial heat demand sits above 200 °C (IEA, 2018). Commercially available electro-thermal energy storage (ETES) systems can deliver up to 1000 °C today; systems designed for 1,500 °C are under development and moving toward commercial deployment (Systemiq & Breakthrough Energy, February 2024). Section 3 explains how these systems work and why they differ from conventional electrical batteries.

At the *high end* (above 500 °C, and often over 1,000 °C), options get thin. Electric arc furnaces handle steelmaking, induction heating covers some metallurgical jobs, but cement clinker, glass, and lime calcination remain tough to electrify at scale. Integrating electrification at

these temperatures requires more R&D and engineering work, and solutions are actively in development. Some emerging approaches show near-term promise for parts of this segment. Broadly, hybrid configurations –partially electrifying what is feasible while retaining residual fuel for the rest– remain a pragmatic path for many operators in the near term.

The medium-temperature sweet spot deserves emphasis: largest addressable volume, commercially available technology, and the price band where electricity market dynamics matter most.

### 3. A SIMPLE MAP OF INDUSTRIAL HEAT DECARBONIZATION PATHWAYS

#### 3.1. The menu

There is no single silver bullet. The landscape is a menu, and each option has its conditions for viability.

*Electric boilers* are the most direct swap – replace gas with an electrode or resistance boiler. Mature, fast-responding, commercially available. The catch: zero buffering. The plant buys electricity at whatever the market charges, hour by hour. In most European markets today, the average price of electricity across all hours -including the morning and evening peaks, and overnight pricing- makes electrified steam uncompetitive with gas on a flat, continuous basis.

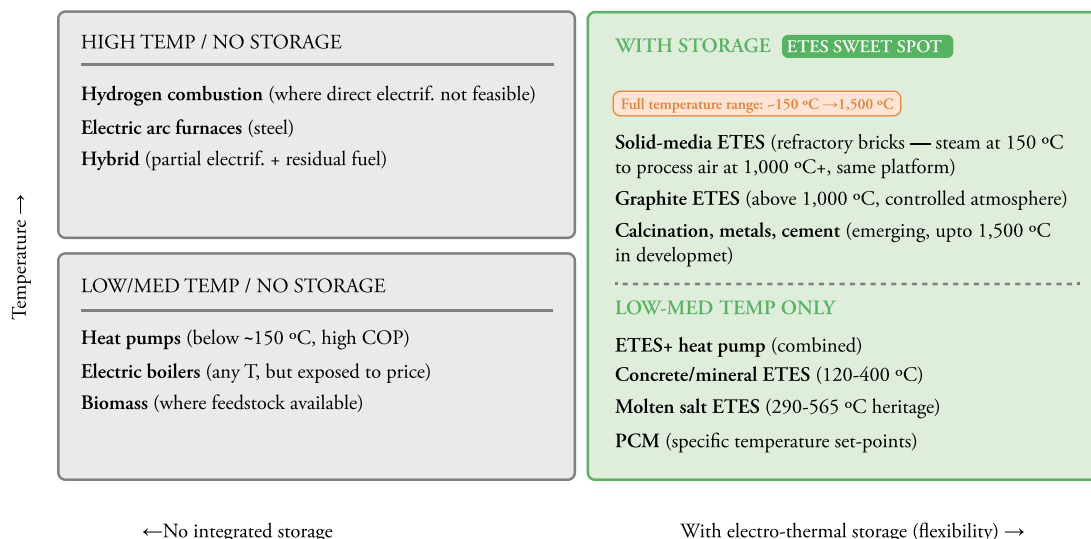
*Heat pumps* work well for low-temperature applications and are getting better every year. But the bulk of industrial steam demand at 150-400 °C remains beyond their efficient reach. High-temperature heat pump R&D is advancing, though commercial products above 200 °C are still rare. Where they can reach these temperatures, fundamentals prevent them from having a high coefficient of performance when serving these temperatures, unless they are able to tap into a waste heat source meaning the temperature lift is still manageable (*e.g.*, <100 °C). And like electric boilers, heat pumps offer no buffering: without storage, the plant still buys electricity hour by hour at whatever price the market sets. Their higher efficiency –a COP that can reach 2-4 at low temperatures but falls below 2 for steam generation applications above 150-200 °C– lessens the impact of that exposure but does not eliminate it.

*Biomass boilers* are proven in regions with abundant forestry residues – Scandinavia, parts of Central Europe. But feedstock is finite, competition for sustainable biomass is fierce (power generation, transport fuels, carbon removal all want it too), and scalability across the full volume of European industrial heat is not credible.

*Renewable gases*—biomethane and green hydrogen— get a lot of airtime. Biomethane is chemically identical to natural gas but severely supply-limited. Green hydrogen loses 30-40 percent of input electricity in the electrolysis step alone, faces unresolved infrastructure questions, and remains far more expensive than direct electrification for medium-temperature steam. For certain high-temperature niches where direct electrification cannot work, hydrogen may be essential. As a general-purpose solution for medium-temperature steam, it is hard to justify on physics or economics.

Figure 5

### Industrial Heat Decarbonization: Technology Options by Temperature and Flexibility



Note: ETES: electro-thermal energy storage (electricity-charged); TES: thermal energy storage (broader category); COP: coefficient of performance; CSP: concentrated solar power; PCM: phase-change material.

Source: Author diagram. Solid-media ETES serves the full temperature range from -150 °C to 1,000 °C+ using the same core platform. Systems targeting 1,500 °C are in development and not yet commercially deployed.

### 3.2. The volatility problem

Thermodynamically, direct electrification is elegant – resistance heating is close to 100 percent efficient. The problem is commercial. Plants need steam 24 hours a day. Electricity prices are discontinuous: cheap during hours of peak solar output, expensive in demand peaks (morning & evening), and often average (not cheap) overnight. The blended average across all hours still typically sits above gas.

But the gap is closing. In several European markets, day-ahead electricity is already cheaper than gas (including CO<sub>2</sub> charges) during 15-40 percent of hours, even after adding transmission and distribution charges (McKinsey & Company, March 2026). The problem is the remaining

hours – the expensive ones pull the average back above gas parity for anyone who needs to buy electricity around the clock. This applies equally to electric boilers and heat pumps: both technologies are thermodynamically sound, but without storage they remain fully exposed to the price in every hour they operate. Higher efficiency reduces the bill; it does not change the structure of the problem.

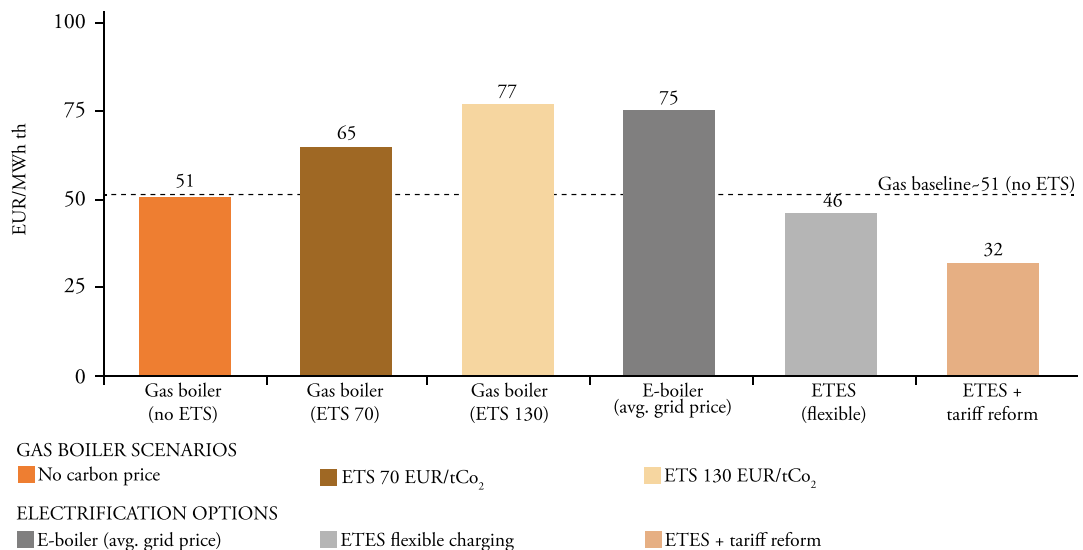
### 3.3. TES as the missing piece

Thermal energy storage cracks this problem. The logic is simple: buy electricity during the cheap hours, convert it to heat, store it, and dispatch it when the plant needs it. ETES systems achieve 90-98 percent efficiency from grid electricity to stored heat (Systemiq & Breakthrough Energy, February 2024).

The economic effect: the plant’s effective electricity cost shifts from the blended all-hours average to a weighted average of only the cheapest hours. And here is the kicker – the deeper and more frequent the low-price windows (which is a direct consequence of more renewable capacity connecting), the better TES economics get. Renewables intermittency is not a problem for TES; TES is precisely designed to pair with such intermittency.

Figure 6

#### Effective Energy Cost of Heat: Spain, Indicative 2025-2030 (EUR/MWh thermal)



\*Note: Energy cost only; capital cost not included.

Source: Author model. Gas 46 EUR/MWh (Intratec, 2025), boiler eff. ~90%. ETS scenarios at 70 and 130 EUR/tCO<sub>2</sub>. E-boiler (avg. grid price)= e-boiler purchasing electricity at the all-hours average wholesale price (~65 EUR/MWh), plus T&D and system charges, at ~90% boiler efficiency; total effective heat cost ~75 EUR/MWh thermal. ETES= electro-thermal energy storage, charging cheapest 8h. See Figure 11 for a full breakdown of cost components by technology. All values indicative.

### 3.4. Complementarities

TES does not compete with other heat solution options – it enables them. A heat pump can serve the low-temperature loop while TES handles medium-temperature steam, at the same site. An e-boiler can back up a TES system. A hybrid system keeping a gas boiler for residual peak steam demand duty, and backup, while TES handles base load steam demand can cut emissions 70-80 percent without decommissioning anything – often the most bankable first step.

The way I think about it: TES is not a technology that displaces other technologies. It is the enabling layer that makes direct electrification work economically, by cutting the link between when electricity is consumed and when heat is delivered.

## 4. ELECTRO-THERMAL ENERGY STORAGE EXPLAINED (AND HOW IT DIFFERS FROM BATTERIES)

### 4.1. How it works

ETES systems share a common logic, but differ in storage medium, charging mechanism, and discharge configuration - as Section 5 describes in detail. The following describes the general principles, illustrated through solid-media refractory brick systems, which is the architecture this author knows best and which are furthest along in commercial deployment.

An ETES system does three things.

It *charges*: draws electricity during low-price hours and converts it to heat – typically using resistance heating elements, though some systems use direct Joule heating of the storage material itself.

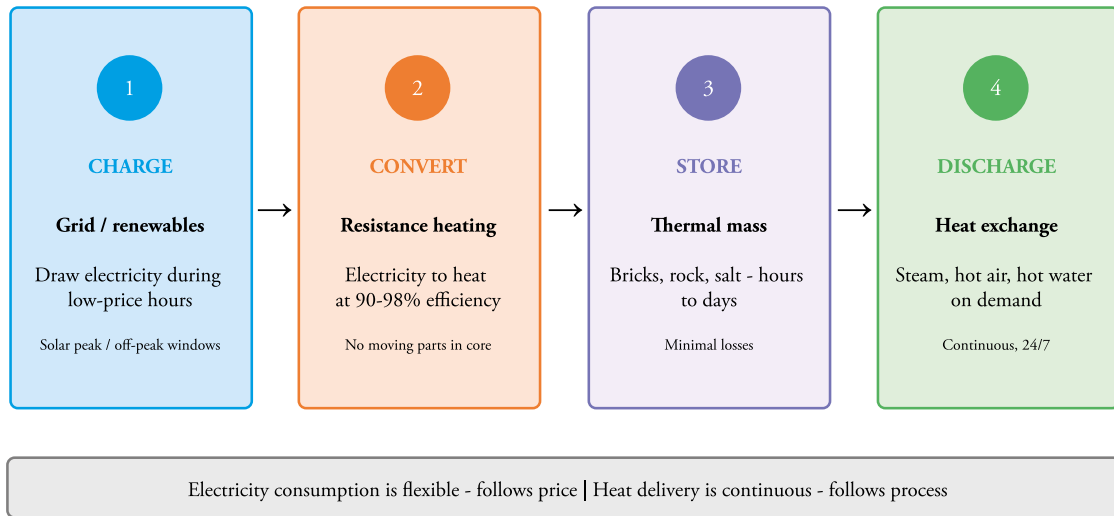
It *stores*: the heat gets absorbed into a storage medium – bricks, rock, molten salt, others, depending on the technology (see Section 5 for a full review of storage families) - which holds the thermal energy for hours or days with minimal loss.

It *discharges*: when the plant needs heat, energy is extracted from the storage medium –through air or fluid flow, heat exchange, or direct radiative transfer, depending on the technology– and delivered as steam, hot air, or hot water at the required conditions. In solid-media refractory systems, discharge runs continuously and independently of the charging cycle; some other ETES architectures operate in cyclical charge/discharge modes.

Section 5 reviews the main storage media in detail –from refractory bricks and molten salt to phase-change materials– and explains the trade-offs between them

Figure 7

### How an ETES System Works: Charge, Store, Discharge



Source: Author diagram. Applicable to solid-media ETES systems.

## 4.2. Why it is not a battery

The confusion with lithium-ion batteries is common and important to clear up. Think of it this way: a lithium-ion battery is like a rechargeable bank account denominated in electricity – you put electricity in, you get electricity out. If what you actually need is heat, you then have to take that electricity and run it through a heater – an extra step, with extra equipment and extra cost. An ETES system stores energy as heat from the outset, and returns it as heat. The conversion step still exists –for steam applications, a heat exchanger or steam generator is needed on the discharge side; for hot air applications, heat is delivered directly– but in either case it is the same equipment the plant already operates. The more fundamental difference is economic: storing energy as heat in refractory bricks or rock costs a fraction of storing it as electricity in lithium-ion cells. Since the end use in a factory is heat, storing it in that form avoids a round-trip through electrochemical storage and back - and that round-trip is where both cost and efficiency are lost.

This has several practical consequences. The storage materials bricks, rock, sand- are dirt cheap and available everywhere in the world. There are no rare or critical minerals involved (no lithium, no cobalt, no nickel). Capital costs per unit of stored energy for grid-scale batteries

can be more than double those for ETES (Systemiq & Breakthroug Energy, February 2024). And from the electricity grid's perspective, ETES provides something different from batteries: instead of storing electricity and releasing it back to the grid at peak times (which is what batteries do), ETES creates a large, flexible electricity consumer that absorbs surplus renewables during the cheapest hours. Both functions help the system. In the case of ETES, this is sector coupling—connecting the heat energy system to the electricity energy system— and using storage in the heat energy system to provide very large volumes of demand-side flexibility into the electricity system, which is exactly what the system needs as it integrates more intermittent renewable generation.

### 4.3. System-level value

#### 4.3.1. *The Spain opportunity in numbers*

Before getting into the value stack, it is worth pausing on the scale of the opportunity in Spain specifically, because the numbers are larger than most people realize.

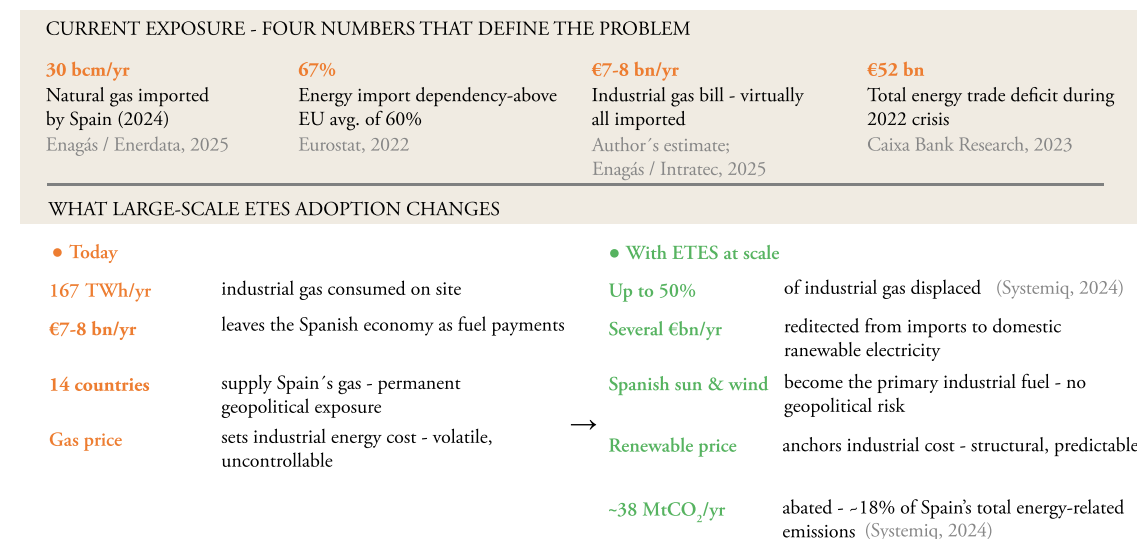
Spain imported approximately 30 billion cubic metres of natural gas in 2024, arriving from 14 different countries – mainly Algeria (39%), Russia (21%), the United States (17%), and Nigeria (14%) (Enagás, 2024; Enerdata, 2025). Domestic gas production is negligible – roughly 540 GWh in 2023, less than one percent of consumption. Spain's energy import dependency ratio sits at approximately 67 percent, above the EU average of 60 percent (Eurostat, 2022).

Of the total gas consumed domestically, industry is the single largest consumer. Industrial gas consumption in Spain reached 167.6 TWh in 2025, even after a 5.2 percent decline driven mainly by lower cogeneration output (Enagás, 2025). As noted in Section 2, demand is concentrated in refining, chemicals, food and beverage, and building materials - the same sectors that account for the bulk of decarbonization potential. The industrial gas price in Spain stood at around 46 €/MWh in early 2025 (Intratec, 2025).

What does this mean in money? At that price level, Spanish industry's gas bill for heat alone runs in the estimated range of €7-8 billion per year – virtually all of it spent on imported fuel, flowing out of the Spanish economy. During the 2022 energy crisis, Spain's gas trade deficit reached €22 billion in a single year, and the total energy deficit hit €52 billion – roughly 4 percent of GDP (CaixaBank Research, 2023). Even in calmer years, the structural outflow is enormous. And unlike the cost of a solar panel –which you buy once and then generate free fuel for 30 years– the gas bill arrives every single month, at whatever price the global market dictates that week.

Figure 8

## Spain's Industrial Gas Dependency: Key Indicators and the ETES Opportunity



Sources: Enagás (2024, 2025); Enerdata (2022); Eurostat (2022); Intratec (2025); CaixaBank Research (2023); Systemiq / Breakthrough Energy (2024). Author's own estimate for €7-8 bn/yr based on Enagás (2025) and Intratec (2025). All figures indicative.

Meanwhile, on the electricity side, Spain's renewable transformation has been dramatic. Renewables accounted for 58 percent of electricity production in 2024, and over the course of 2025 Spain consistently ranked among the European markets with the lowest wholesale electricity prices – with 44 percent of hours below 14 €/MWh and an annual average of around 65 €/MWh (Ember, 2025; CNMC, 2025). An Ember analysis found that solar and wind capacity added in the past five years avoided 26 billion cubic meters of gas imports worth €13.5 billion – almost five times what Spain invested in its transmission grid over the same period (Ember, 2025). The critical caveat is that wholesale prices are only part of what industry actually pays: once transmission charges, system levies, and taxes are added, the all-in cost can be two to three times higher - a structural distortion that Section 7 addresses directly.

The paradox is that this cheap, abundant renewable electricity is largely unavailable to industry for heat – because industrial plants cannot stop and start their boilers with the sun and wind, and because the grid, tariff, and regulatory infrastructure for industrial electrification has not caught up with the generation transformation. TES is the bridge between the two: it lets industry access the cheap renewable hours for heat production, without sacrificing the continuity that manufacturing demands.

The potential is correspondingly large. Systemiq and Breakthrough Energy estimate that large-scale ETES adoption in Spain could displace up to 50 percent of the country's current gas consumption

and abate around 38 million tonnes of CO<sub>2</sub> –equivalent per year– roughly 18 percent of Spanish energy-related emissions (Systemiq & Breakthrough Energy, February 2024). That is a shift of several billion euros per year from imported fossil fuel to domestically generated renewable electricity – strengthening energy security, improving the trade balance, and anchoring industrial competitiveness in a structural cost advantage rather than a commodity bet. The logic is the same as China’s electric vehicle push, applied to factories instead of cars: replace an imported, volatile fuel with a domestic, increasingly cheap one. The emissions reduction is a consequence, not the cause.

### 4.3.2. The four layers of value

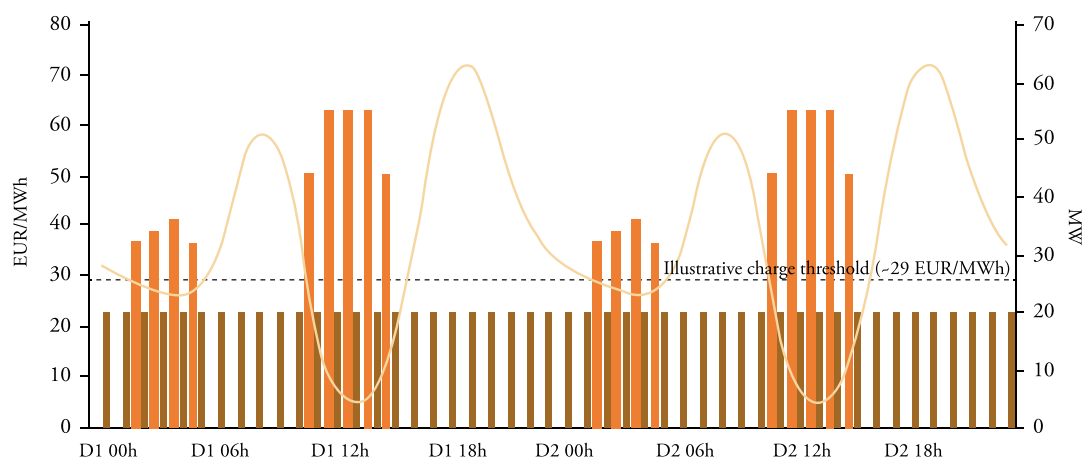
*Within-day arbitrage* – the most visible layer. In Spain, midday solar surpluses already produce multi-hour windows of very low prices on most days. The spread between those hours and morning and evening peaks is material and widening. Further overnight electricity prices are typically higher than cost of gas.

*Risk management.* An ETES-equipped site hedges simultaneously against gas prices and carbon prices. By converting cheap renewable electricity into stored heat, the plant reduces exposure

Figure 9

### ETES in Action: Dispatch Profile for a Spanish Industrial Site

*Illustrative only — stylized profiles for a generic 20 MWh industrial site. Not based on any specific project or company data.*



A - 48 HOUR DISPATCH PROFILE: ETES CHARGING VS. ELECTRICITY PRICE (STYLIZED SPAIN)

■ ETES charging (MW<sub>e</sub>)      ■ Steam output (MW<sub>th</sub>)      — Electricity price (EUR/MWh)

Price profile stylized on typical OMIE Spain patterns (spring/summer, high solar): morning demand peak ~8-10h, deep solar valley ~11-15h (~5-8 EUR/MWh), evening peak ~19-22h. ETES charging concentrates in low-price windows (threshold ~29 EUR/MWh); steam output is continuous and flat regardless of charging state. MW<sub>e</sub>: electrical; MW<sub>th</sub>: thermal.

All values hypothetical and for illustrative purposes only.

Sources: Author’s illustration based on OMIE price data, McKinsey (2026), and Systemiq (2024).

to gas-price swings and to the EU ETS allowance trajectory. For a CFO signing off on a 15-year capital investment, that dual hedge matters.

*Grid value.* Because ETES charging concentrates in off-peak, high-renewable hours, peak demand can drop 6-30 percent versus flat electrification scenarios (Systemiq & Breakthrough Energy, February 2024). In Spain, ETES on industrial sites could add roughly 4 GW of controllable off-peak demand by 2030 - a serious contribution to absorbing solar surpluses and relieving congestion.

*Investor economics.* McKinsey's modelling of eight-hour ETES systems across six European countries finds projected IRRs above 15 percent in most markets under 2030 conditions. Spain comes out on top, above 20 percent (McKinsey & Company, March 2026). Across Europe, the cumulative investment opportunity is estimated at around €16 billion as ETES capacity scales from under 0.5 GWh today to over 200 GWh by 2035.

#### 4.4. New business models

The commercial landscape is also shifting. Heat-as-a-service (HaaS) models are emerging, where rather than the industrial customer buying or leasing an ETES system, they buy heat (often in the form of steam). To deliver this, one player (*e.g.*, ETES provider) will install and finance the ETES system, buy electricity, and combine the two to sell heat to the industrial customer at a contracted €/MWh. This takes the capital investment, electricity trading complexity, and performance risk out of the equation for the industrial. The industrial simply buys an energy commodity (heat). For industrial companies that do not have an energy trading desk or do not want to invest in non-core assets or ETES technology, the HaaS commercial structure makes the economic benefits of ETES accessible (McKinsey & Company, March 2026).

## 5. THE MAIN FAMILIES OF THERMAL STORAGE: OPTIONS AND TRADE-OFFS

This section gives a non-technical overview of the technology landscape. The goal is not to pick winners but to give the reader a map of the options and the dimensions along which they differ. All the information captured here represents only publicly available data.

### 5.1. Sensible heat – solids

This is the broadest and most commercially advanced category, encompassing several distinct architectures.

*Refractory brick systems* use structured arrays of ceramic bricks heated by electrical resistance elements. The same aluminosilicate ceramics have a long track record in high-temperature industrial applications — notably in steelmaking blast stoves (Cowper stoves) operating at up to 1,500 °C with 30-year service lives. The DLR characterizes these systems as drop-in boiler replacements with high efficiency and safety (DLR, 2026).

*Graphite-based systems* can reach very high temperatures (above 2,000 °C). Because graphite is susceptible to oxidation above certain temperatures, these systems generally require controlled-atmosphere containment – an engineering consideration that adds system complexity and influences facility integration requirements. Several companies are developing graphite-based thermal batteries targeting both industrial heat and thermophotovoltaic electricity generation.

*Packed bed and granular media* systems (rock, sand, ceramic spheres) are attractive for their low material costs. As with all sensible heat systems, outlet temperature declines during discharge as the thermal front progresses through the storage medium; in unstructured beds this effect is more pronounced and typically requires additional heat management downstream, though it is manageable from a system design perspective. The DOE and Sandia have documented multiple pilot and demonstration projects using packed beds for industrial heat applications (DOE, 2023).

*Concrete and mineral systems with embedded heat exchangers* store heat in concrete or volcanic-rock blocks. Charging and discharging can be achieved via embedded steel pipes carrying thermal oil or steam, though some mineral systems use other heat transfer configurations. They typically operate in a moderate temperature range (around 120–400 °C). Thermo-mechanical management –controlling thermal ramps and ensuring compatibility between any embedded piping and the surrounding medium– is a key design consideration for long-term durability. Several European companies have brought modular concrete TES systems to commercial deployment.

## 5.2. Sensible heat – liquids

*Molten salt systems* (typically nitrate-based) have track records from concentrated solar power, with roughly 50 GWh deployed globally across multiple CSP installations. Proven operating range is approximately 290-565 °C. The upper limit is set by the thermal stability of conventional nitrate salts, while the lower bound reflects the need to keep the salt above its solidification temperature (~220 °C), which requires continuous heat tracing. The technology is mature at TRL 7-9 for solar-charged configurations. The adaptation of molten salt storage to electrically charged industrial ETES configurations is an active area of development, with several companies working on commercial systems. Research into next-generation salt chemistries (*e.g.* chloride salts) aims to raise the temperature ceiling, though these remain at earlier development stages (IRENA, 2020; NREL, various).

### 5.3. Latent heat (PCM)

Phase-change materials exploit the energy absorbed or released during melting and solidification. PCM systems offer higher energy density per unit volume than sensible-heat systems, which is an advantage in very highly space-constrained environments. The main engineering challenges include low thermal conductivity of many PCM materials (which limits charge/discharge rates), potential for material degradation over many cycles, and the complexity of encapsulation at industrial scale.

### 5.4. Thermochemical

Reversible chemical reactions offer the highest theoretical energy densities and the possibility of long-duration or even seasonal storage with minimal thermal losses. Challenges related to reaction kinetics, material stability, and system complexity have so far limited deployment to laboratory and pilot scale (IRENA, 2020). Active research continues, and the technology may become relevant at longer time horizons, but it is not yet at commercial deployment stage for industrial heat applications.

### 5.5. Why solid-media systems are gaining ground in industry

Among the options, solid-media sensible-heat systems –and particularly refractory brick architectures– have moved fast toward industrial deployment. The reasons are practical: materials are globally abundant (aluminosilicate bricks are made from aluminium, silicon, and oxygen – together about 80 percent of Earth’s crust); architecture is simple, with no moving fluids, no freeze risk, and minimal degradation; service life can exceed 30 years, based on proven analogues in high-temperature industrial applications; storage costs sit at the lower end of the ETES spectrum; energy efficiency is high (90-97+%).

The slight trade-off is footprint – a solid-media system takes up somewhat more space per unit of stored energy than a PCM or thermochemical system. However, in vast majority of industrial sites, including in urban locations in Europe, enough space exists on-site, often even next to the existing boiler house. This is a manageable constraint. In very heavily space-constrained environments, other solutions may be more appropriate.

## 6. FROM CONCEPT TO REALITY: WHAT DEPLOYMENT LOOKS LIKE IN INDUSTRIAL SITES

### 6.1. Rondo as an illustrative case

There are over 40 ETES technology providers globally (Systemiq & Breakthrough Energy, February 2024). I focus on Rondo here because it is the system I know best. The integration challenges and lessons are broadly representative of solid-media ETES deployment.

The Rondo Heat Battery stores energy in free-standing arrays of refractory bricks. Inside the unit, the brick stack is organized as a checkerboard of open chambers, with electrical resistance heating elements suspended within them. The key insight is in how the heat gets from the heater to the brick. Rather than blowing hot air over the bricks (which is how most heating systems work), Rondo's heaters transfer energy directly through thermal radiation – the same way the sun warms your face, or a campfire heats you from across the room. The physics of radiation (described by the Stefan-Boltzmann law) means that in an enclosed chamber, all surfaces that can “see” each other rapidly reach the same temperature. Rondo's design approach enables standard, off-the-shelf industrial heating elements to bring the bricks to much higher temperatures than would be possible with convective heating. A key engineering challenge in radiative systems –managing hot spots and thermal stress on the storage medium– is addressed through the system's chamber geometry and heating element configuration.

During discharge, air flows through channels between the hot bricks and comes out superheated – at temperatures above 1,000 °C. The superheated air exiting the bricks then runs through a heat-recovery steam generator (HRSG) –a standard piece of industrial equipment in combined-cycle power plants– to produce steam at whatever pressure and temperature the industrial plant needs. The system is not limited to high-temperature operation or steam delivery. The same core platform can deliver heat across a wide range – from steam at 150°C for food processing to superheated air above 1,000°C for calcination. Output temperature is controlled by adjusting airflow and the downstream delivery configuration. A plant requiring medium-pressure steam at 250°C uses the same bricks and heating elements as one requiring 900°C process air - only the HRSG specification and duct configuration change.

Electricity-to-delivered-heat efficiency is above 97 percent. The system can deliver superheated air above 1,000 °C – temperatures required for hard-to-abate sectors such as alumina and cement.

## 6.2. Integration lessons from the field

A few observations that apply to solid-media refractory brick ETES systems – the focus of this section - though many apply more broadly:

*Retrofit beats greenfield for near-term deployment.* Most projects today are retrofits – ETES installed alongside an existing gas boiler at an operating plant. The gas boiler provides redundancy. A hybrid solution, running ETES for base load and gas for “top-up” in days when there are fewer (*e.g.*, <6) hours of cheap electricity, can cut site emissions 70-80 percent and provides the overall cheapest cost of heat. For many industrial firms, this is the step they are willing to take.

*Grid connection is a bottleneck.* The most common source of delay across European projects is not the ETES technology but the process of securing adequate electricity grid connection. Sites that have run on gas for decades typically lack the 10-50 MW electrical connection needed for

ETES. Upgrading involves multi-year timelines, permitting, and sometimes uncertainty. In Spain, timelines for connection queues for large industrial loads are a well-documented issue.

*Operations are simple.* No chemical reagents, no moving parts in the storage core, no freeze protection, no inert atmospheres. Materials are non-combustible and non-toxic. Charge is managed by optimization software running against electricity price forecasts. Discharge of heat is “on-demand” and operators familiar with conventional boilers need only modest training as the discharge controls are highly similar. These characteristics apply to solid-media refractory systems; Some other ETES systems have different operational considerations, as noted in Section 5.

*Heat demand certainty is a financing asset.* Industrial heat demand is well-characterized – plants know their steam profiles in detail. This predictability, in contrast to the weather-dependent uncertainty of renewable generation, allows ETES projects to be structured around long-term heat-supply agreements with predictable revenue. Bankable, boring revenue streams.

### 6.3. Across sectors and geographies

ETES projects span food and beverage, chemicals, aluminium, biofuels and fuels, and building materials across geographies including the US, Europe, Africa, and Asia. The variety of applications drives home an important point: any industrial site with significant steam or hot-air demand and access to the electricity grid could potentially benefit from ETES. The same core Rondo platform serves everything from food-processing steam at 150 °C to hot air above 1,000 °C. Only the downstream delivery subsystem changes (HRSG for steam, direct air duct for high-temperature process heat, or turbine integration for co-generation). Every deployment in any sector adds operating hours and performance data to a shared experience base, which accelerates bankability for the next project.

A few sector-specific observations are worth drawing out.

*Food and beverage.* This is often the first sector where ETES projects reach financial close, for a straightforward reason: steam requirements are moderate in temperature (typically 150-200 °C), demand profiles are well-characterized and relatively flat, and the sites tend to have some available footprint. The sustainability commitments of large food companies –driven by both Scope 1 reporting and consumer-facing brand pressure– create internal pull for electrification. The challenge is usually grid capacity, not process integration. A food-processing plant switching a 15 MW gas boiler to ETES may need an electrical connection upgrade that takes longer to secure than the ETES installation itself.

*Chemicals and pharmaceuticals.* Chemical plants use steam at a wide range of pressures and temperatures, often with multiple steam headers at different conditions. ETES systems can be configured to feed into one or more headers. The key learning from chemical-sector projects is that the plant’s steam balance –how much steam is generated, consumed, and vented across

different process units— must be mapped in detail before sizing the ETES system. In complex chemical sites, getting the steam balance right is a precursor to sizing the ETES system.

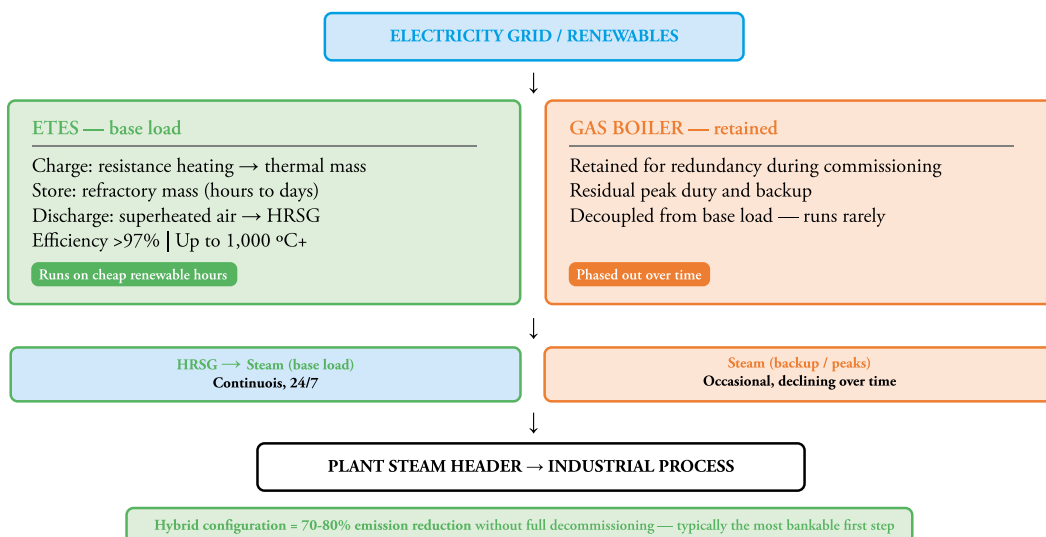
*Aluminium and metals.* Alumina refineries need large volumes of steam for the Bayer process (digestion of bauxite) and very high-temperature heat for calcination of aluminium hydroxide at 950-1,000 °C. The calcination step has historically been considered unreachable by electrification. A refractory ETES system delivering superheated air above 1,000 °C can serve both the steam requirements and integrate with calcination, from the same core platform – the downstream delivery subsystem changes but the storage and charging system is identical. This “one platform, multiple applications” characteristic is strategically significant for aluminium producers evaluating full-site decarbonization pathways.

*Cement and lime.* These sectors present the most demanding temperature requirements – clinker production involves calcination at temperatures approaching 1,400 °C and above. While commercially deployed ETES systems have not yet reached these extreme temperatures, active development work –supported by government R&D grants in multiple countries– is targeting the adaptation of calciners to operate on superheated air from ETES, or CO<sub>2</sub> used as a heat-transfer medium. The cement sector represents both the toughest technical challenge and, if solved, one of the largest single-sector abatement opportunities in European industry.

*Co-generation and power.* In some configurations –particularly for industrial sites with sizeable heat load and steam needs at or below 20 bar– ETES can feed high-pressure steam (*e.g.*, 100 bar)

Figure 10

### Hybrid Integration: ETES with Existing Gas Boiler



Source: Author diagram based on standard ETES hybrid integration architecture. ETES: electro-thermal energy storage. HRSG: heat recovery steam generator.

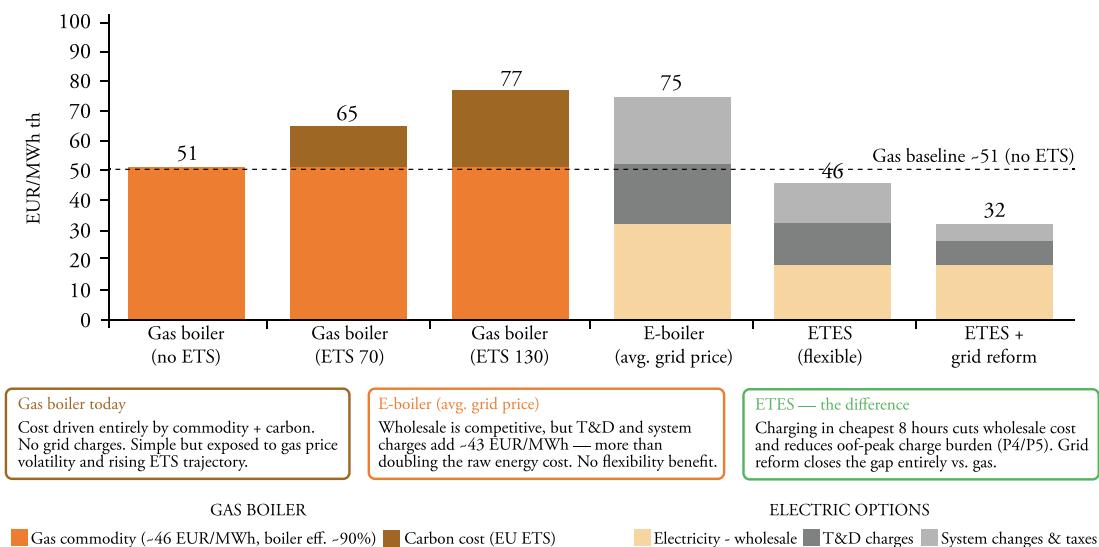
through a turbine to generate electricity and extract lower-pressure steam (*e.g.*, 20-bar) from the turbine to meet the process heat need. There is additional capital investment for this configuration: steam turbine, additional electricity connection and storage capacity. The benefit is that the baseload electricity served from the system, is from a system that is drawing in electricity from the grid during the cheapest hours. That electricity arbitrage can create material value in the right market conditions. The system further benefits that the energy storage is far cheaper than li-ion energy storage, and the system maintains >95% energy efficiency as both the electricity and heat output from the turbine are used.

## 7. WHAT BLOCKS SCALE TODAY IN SPAIN AND EUROPE – AND WHAT WOULD UNLOCK IT

The technologies are commercially available. The economy is moving in the right direction – though the picture is more nuanced than a simple “electrification is now cheaper than gas.” As Figure 11 illustrates, the wholesale electricity price is only part of what industry pays: once grid charges, system levies, and taxes are added, the all-in cost of electrified heat remains

Figure 11

### Effective Cost of Industrial Heat by Technology and Scenario, Spain – Indicative 2025 (EUR/MWh thermal)



Note: E-boiler reflects all-hours average grid cost. ETES (flexible) concentrates consumption in cheapest 8 hours, reducing both wholesale and charge burden (P4/P5). ETES + grid reform assumes fee reduction consistent with regulatory reforms under discussion in Spain and already implemented in Germany and the Netherlands (McKinsey, 2026). All values indicative. Sources: Author model. Gas: Intratec (2025); boiler eff. ~90%; ETS at 70 and 130 EUR/tCO<sub>2</sub>. Electricity wholesale avg. 2025; -65 EUR/MWh (Ember, 2025). T&D and system charges: CNMC (2025) ETES + grid reform scenario adapted from McKinsey & Company (2026). All values illustrative.

competitive with gas in the cheapest hours but not across the board. In markets with high renewable penetration like Spain, McKinsey modelling suggests IRRs above 20 percent for flexible ETES by 2030, but today, under current tariff structures and without grid fee reform, the margin is tighter than the headline numbers suggest. European deployment still lags far behind its potential. The obstacles are not technological - they are regulatory, infrastructural, and institutional. Closing that gap is primarily a policy challenge.

### 7.1. Grid access

The most immediate barrier. A mid-sized plant switching from gas to ETES may need 10-50 MWe of connection capacity. In Spain and across much of Europe, getting this capacity can take three to five years or more, with real uncertainty about timing, cost, and technical feasibility.

Grid-connection auctions in Spain have focused mainly on generation projects. Industrial demand, even flexible demand from ETES -that would only consume during off-peak hours when there is spare capacity in the existing network and relieve renewables curtailment by consuming during surplus hours- has not been prioritized in the past. Projects that would help the grid are queued behind projects that create congestion. There is no prioritization with network benefits in mind.

### 7.2. Flexible connections

One promising approach: non-firm or flexible connections, where an industrial consumer agrees to cap its grid draw during system-stress hours in exchange for faster, cheaper access during the majority of hours when capacity is available. The Entra Coalition is pushing this model in Spain, and precedents already exist in the UK, Germany and the Netherlands.

The regulatory framework in Spain is still under development. The RDL 7/2026 establishes the legal basis for flexible grid access for demand-side storage installations in Spain (RDL 7/2026), introducing the principle that storage permits need not guarantee supply in all hours of the year. The framework now exists; what remains pending is the CNMC's development of specific conditions and their practical application to industrial ETES sites.

### 7.3. Electricity costs versus gas costs: the fiscal tilt

There is a persistent structural disadvantage, and its nature is precise: the system charges and taxes layered on top of the wholesale electricity price are disproportionately high relative to the equivalent burden on gas. Gas pays for its fuel and, increasingly, for its carbon emissions through the EU ETS. Electricity pays for its fuel plus transmission, distribution, system charges, and multiple levies that collectively can more than double the raw wholesale cost.

What matters for an industrial decision-maker is not the wholesale price of electricity in isolation, but the all-in cost of consuming a megawatt-hour of heat from each source – and that comparison, illustrated in Figure 11, looks very different depending on the technology and electricity consumption conditions. A flat e-boiler, buying power around the clock at average grid electricity cost remains uncompetitive with gas in most scenarios today. An ETES system charging flexibly in the cheapest hours closes most of that gap. This asymmetry does not reflect the actual network system costs and environmental cost of the two routes – it actively penalizes the cleaner option (consuming electricity outside of demand peaks, during solar generation peak output). Reforming tariff structures -reducing charges during off-peak periods (P4/P5 in the Spanish system) to reflect the system benefit of flexible demand- would directly improve ETES economics and correct a distortion that has no justification on either efficiency or environmental grounds. Electricity networks are sized to meet peak demand. Highly flexible electricity demand (*e.g.*, from ETES) adds zero electricity demand to the peak. It uses the existing network when it is otherwise underutilized. For the network, this means more MWhs of electricity demand without any required network investment, drastically improving network utilization.

#### 7.4. Carbon price uncertainty

The EU ETS gives a carbon-price signal that in theory favours electrification. But industrial firms making 15-25 year investment decisions need a credible trajectory, not a spot price. The postponement of ETS2 and ongoing political debates about allowance reductions have injected uncertainty. When the carbon price outlook is unclear, capital commitments to electrification get deferred.

#### 7.5. No home for demand flexibility

Most European support mechanisms target supply-side technologies - renewable generation, grid-scale batteries, hydrogen production. There is a notable absence of mechanisms that reward large flexible industrial electricity demand or behind-the-meter thermal storage. ETES does not fit existing categories: it is not generation, not a grid battery, not a traditional efficiency measure. Giving it a clear regulatory identity and ensuring eligibility for relevant support would remove a needless barrier.

#### 7.6. Spain: PERTE programmes and industrial hesitation

Spain has created specific instruments for industrial decarbonization through its PERTE programmes. The PERTE for industrial decarbonization has had some success – particularly in the food sector using biomass. But the instruments often do not reach small and medium enterprises due to minimum investment thresholds, and loan-based support is less attractive

than grants. The bigger question is what comes after PERTE funding runs out. One potential answer is already taking shape: the SEPIDES decarbonization fund, launched to provide long-term financing for industrial transition projects, could fill part of that gap – provided its instruments are structured to support OPEX as well as CAPEX, and that ETES is explicitly included as an eligible technology category.

More broadly, there is a “first-mover hesitation” problem. Technologies are available and economics are improving, but companies keep deferring decisions because they lack confidence in the stability of the regulatory framework – grid tariffs, carbon prices, subsidy eligibility – over the lifetime of the asset. For most industrial firms the critical variable is not CAPEX but OPEX: the investment decision follows from the operational-cost outlook, and without long-term visibility on energy costs, capital does not move.

Figure 12

### Barrier Matrix: What Blocks ETES Scale in Spain

Barrier	Description	Impact on ETES	Status in Spain	Key action needed
Grid access	3-5 year timelines for 10-50 MW connections	Primary deployment delay	Auctions focused on generation, not demand	Prioritize flexible demand in connection auctions
Flexible connections	Non-firm connections to accelerate access	Would unlock faster deployment	Regulatory framework under development	Implement non-firm connection model (UK/NL precedent)
Fiscal asymmetry	Electricity charges >2x raw energy cost; gas taxed less	ETES economics penalized vs. gas	P4/P5 tariffs do not reflect system benefit	Reduce off-peak charges for flexible demand
Carbon price uncertainty	ETS2 postponed; long-term trajectory unclear	Defers 15–25 year capital commitments	EU ETS ~70 EUR/tCO <sub>2</sub> , but volatile	Credible long-term price signals (e.g. CCfDs)
Incentive gaps	No category for demand-side ETES in support schemes	ETES excluded from most subsidies	Does not fit generation, battery, or efficiency categories	Create regulatory identity for industrial ETES
PERTE execution	Minimum thresholds exclude SMEs; loans less attractive than grants	Limited reach to smaller firms	Some success in food/biomass sector	Lower thresholds; support OPEX not just CAPEX; include SEPIDES fund
Bankability	2–4 year project cycle needs 15–20 yr framework visibility	Risk-adjusted returns hard to underwrite	Multiple overlapping uncertainties	Stable, long-term regulatory framework across all above dimensions

Source: Author assessment based on public sources and project experience. ETES: electro-thermal energy storage. CCfDs: Carbon Contracts for Difference.

## 7.7. Bankability requires predictability

Replacing a gas boiler with TES involves engineering studies, procurement, grid applications, permits, and often board-level capital approval (though capital approval not necessary in the case of storage-as-a-service or heat-as-a-service). The whole process can take two to four years before construction starts. For the investment to be financeable, the framework needs to be stable and visible over 15-20 years.

That is not today's reality in most European markets. Grid access uncertainty, fiscal ambiguity, carbon-price volatility, and shifting subsidy rules create an environment where the risk-adjusted returns -attractive in a spreadsheet- are hard to underwrite in practice. Solving this is not about better technology. It is about better policy.

## 8. CONCLUSION: THERMAL STORAGE AS AN ENABLER OF FLEXIBLE, ELECTRIFIED INDUSTRIAL HEAT

### 8.1. A constructive agenda

The barriers in Section 7 are real but not immovable. Six reforms, taken together, would substantially change the picture.

1. *Faster, clearer grid connections.* Accelerate build-out for industrial demand. Recognize flexible demand (including ETES) in connection auction frameworks as a system asset – it reduces curtailment and congestion, not just adds load.
2. *Flexible connections.* Implement a regulatory framework for non-firm industrial connections, drawing on UK and Dutch models and the Entra Coalition's work in Spain.
3. *Rebalance electricity taxation.* Reform tariffs so off-peak charges (P4/P5) reflect the actual system benefit of consuming outside of demand peaks and during high-renewable hours. Stop penalizing electrification relative to fossil-fuel combustion through an outdated fiscal structure.
4. *Flexibility remuneration.* Allow industrial thermal storage to participate in balancing mechanisms, capacity markets, and ancillary services. Create explicit pathways for behind-the-meter ETES.
5. *Stable long-term signals.* Give industrial firms credible 15-20 year visibility on carbon prices, electricity market design, and support mechanisms. Instruments like Carbon Contracts for Difference (Richstein *et al.*, 2024) offer one model for de-risking these investments.

6. *Accessible support instruments.* Make PERTE and successor programmes accessible to smaller firms. Support OPEX, not just CAPEX. Include electro-thermal storage explicitly as an eligible technology category. Consider European-level coordination to avoid asymmetries between member states.

## 8.2. Where this leaves us

Industrial heat decarbonization is one of the biggest remaining pieces of the energy transition and one of the least visible to the general public. The technology to address a large share of this challenge –electro-thermal energy storage– exists today, is commercially deployed, and is increasingly competitive.

Spain, with world-class solar resources, electricity price volatility, and a large industrial heat base, has some of the most favourable conditions for ETES deployment in Europe. The McKinsey and Systemiq analyses point to IRRs above 20 percent (McKinsey & Company, March 2026) and abatement potential equivalent to almost a fifth of the country's energy-related emissions (Systemiq & Breakthrough Energy, February 2024). These projections are not speculative: McKinsey's modelling covers six European markets under 2030 electricity and carbon-price assumptions, with Spain consistently ranking first on return potential.

What is missing is not technology. What is missing is a regulatory and market framework that matches the ambition of the technology with the predictability that industrial capital demands. The reforms outlined above are neither radical nor untested – most have close analogues in existing European energy policy. Their implementation would allow Spain to cut industrial emissions, bring down industrial energy costs, absorb more renewable generation, and position itself as a competitive, low-carbon manufacturing destination.

The strategic dimension should not be lost in the technical detail. Europe spends tens of billions of euros per year importing fossil gas to heat its factories. That money leaves the continent, feeds price volatility, and creates dependency on suppliers whose interests do not always align with Europe's. Every industrial boiler that switches from imported gas to stored renewable electricity is a small act of energy independence - a factory that will never again be disrupted by a pipeline dispute, an LNG price spike, or a geopolitical crisis in a producing country. China understood this logic for transport and acted on it: 10 million electric vehicles sold in a single year, 1.2 million barrels per day of avoided oil demand, a \$338 billion annual import bill finally bending downward. Europe has the same opportunity for industrial heat, and arguably better starting conditions: world-class renewable resources, mature electricity markets, established industrial infrastructure, and a manufacturing base that is actively looking for answers. The question is whether policy will move fast enough to let it happen.

Renewable variability is usually talked about as a problem. For industrial heat, thermal energy storage turns it into a resource. The next phase of the transition depends on letting that happen – not on paper, but at the scale and pace the climate demands.

## REFERENCES

AGORA ENERGIEWENDE, & AGORA INDUSTRY. (2023). *Transforming Industry Through electricity*.

CABEZA, L. F. *et al.* (2021). Thermal energy storage – overview and specific insight. *Energy*.

CAIXABANK RESEARCH. (February 2023). *Spain's energy trade deficit in figures*.

CNMC. (2025). *Reports on grid access and connection regulation in Spain*.

COLUMBIA UNIVERSITY SIPA & CENTER ON GLOBAL ENERGY POLICY (CGEP). (2025). *China's Oil Demand, Imports and Supply Security*. May.

DLR. (2026). *Thermal Energy Storage Handbook*.

EMBER. (2025). *Decoupled: How Spain cut the link between gas and power prices using renewables*. October.

EMBER. (2026). *Latest energy shock reminds Europe of its risky gas reliance*. March.

ENAGÁS. (2024). Distribution of industrial natural gas consumption in Spain in 2023, by sector [Graph]. Statista. <https://www.statista.com/statistics/1320902/industrial-natural-gas-consumption-share-by-sector-spain/>

ENAGÁS. (2024–2025). Demand for natural gas in Spain [Annual press releases].

ENERDATA. (2025). *Spain energy information*.

ENTRA COALITION. *Position papers on flexible industrial connections*.

ENTSO-E. *Transparency Platform: Generation, curtailment, cross-border flow data*.

EUROPEAN COMMISSION. *EU ETS Directive and ETS2 regulatory framework*.

EUROSTAT. (2022). *Energy balances – industry sector detail*.

Thermal Energy Storage for Industrial Heat Decarbonization: Turning Renewable Variability into an Industrial Advantage

HENRY, A., PRASHER, R., & MAJUMDAR, A. (2020). Five thermal energy grand challenges for decarbonization. *Nature Energy*.

IEA. (2018). *Industrial Heat Demand by Temperature Range*.

IEA. (2019). *Renewables 2019: Heat*.

IEA. (2023). *Energy System Overview: Industry*.

IEA. (2025). *Oil Demand for Fuels in China has Reached a Plateau* [Commentary].

IEA. (2025). *Global EV Outlook 2025*. May.

IEA. *World Energy Outlook*. Latest edition.

INTRATEC. (2025). *Natural Gas Price in Spain*.

IRENA. (2020). *Innovation Outlook: Thermal Energy Storage*.

LDES COUNCIL. (2023). *Net-zero heat: LDES to accelerate energy system decarbonization*.

MCKINSEY & COMPANY. (2024). *Net-zero electrical heat: A turning point in feasibility*. July.

MCKINSEY & COMPANY. (2024). *Tackling heat electrification to decarbonize industry*. December.

MCKINSEY & COMPANY. (2026). *Industrial heat electrification in Europe: New business models emerge*. March.

MITECO. (2023). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)*.

NREL. Various *publications on molten salt thermal energy storage*.

OLYMPIOS, A. V. ET AL. (2023). Technology options for thermal energy storage. *Applied Energy*.

OMIE. (2023–2025). *Annual market reports*.

REAL DECRETO-LEY 7/2026, DE 20 DE MARZO, POR EL QUE SE APRUEBA EL PLAN INTEGRAL DE RESPUESTA A LA CRISIS EN ORIENTE MEDIO. *Boletín Oficial del Estado*, núm. 71, 21 de marzo de 2026.

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. *El sistema eléctrico español*. (Latest edition).

RICHSTEIN, J. C., *ET AL.* (2024). Catalyzing the transition to a climate-neutral industry with carbon contracts for difference. *Joule*, 8(12), 3233–3238.

SYSTEMIQ, & BREAKTHROUGH ENERGY. (2024). *Catalysing the Global Opportunity for Electrothermal Energy Storage*. February.

SYSTEMIQ, & BREAKTHROUGH ENERGY. (2024). *Country Memo: Spain*. February.

U.S. DOE. (2023). *Thermal energy storage technology strategy assessment (OE0038)*.



Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas  
Caballero de Gracia, 28  
28013 Madrid  
España / Spain  
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81  
[publica@funcas.es](mailto:publica@funcas.es)

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)  
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726  
Depósito Legal: M-7537-2016