

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN  
INVESTIGACIÓN EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

***COMPETITIVIDAD DE RENOVABLES Y  
ALMACENAMIENTO DESCENTRALIZADO EN EL  
MIX ENERGÉTICO: PROSPECTIVA A 2050***

<b>Estudiante</b>	<i>Vicente García, Iván</i>
<b>Director</b>	<i>Campos Celador, Álvaro</i>
<b>Departamento</b>	<i>Ingeniería Energética</i>
<b>Curso académico</b>	<i>2021-22</i>

*Bilbao, 26 de junio de 2022*

## ÍNDICE

RESUMEN .....	4
1 INTRODUCCIÓN .....	5
2 ESTADO DEL ARTE .....	6
2.1 ESCALAS DE IMPLANTACIÓN DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO .....	6
2.2 TECNOLOGÍAS PARA EL ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO .....	7
2.2.1 Baterías.....	8
2.2.2 Superconductores.....	10
2.2.3 Volantes de inercia .....	10
2.2.4 Pilas de combustible .....	10
2.2.5 Almacenamiento térmico sensible .....	11
2.3 TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	12
2.4 MARCO LEGAL. ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO .....	12
2.5 CONCLUSIONES.....	14
3 OBJETIVOS.....	15
4 METODOLOGÍA.....	16
4.1 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO .....	16
4.1.1 Desplazamiento de demanda mediante baterías.....	16
4.1.2 Sistema de baterías con producción fotovoltaica.....	20
4.2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO .....	21
4.2.1 Generación y almacenamiento centralizados. Discriminación horaria .....	21
4.2.2 Red de baja temperatura.....	23
5 CASO DE ESTUDIO .....	24
Almacenamiento eléctrico .....	25
Almacenamiento térmico.....	27
Escenarios de evolución de precios.....	29
Escenarios del trabajo .....	30
6 RESULTADOS .....	31
6.1 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO .....	31
6.1.1 Desplazamiento de demanda mediante baterías.....	31
6.1.2 Sistema de baterías con producción fotovoltaica.....	33
6.1.3 Reducción área estudio .....	35



6.1.4	Escenarios de evolución de precios .....	38
	Reducción de precios. “Curva de pato” .....	38
	Incremento del precio de la electricidad hasta 2050 .....	40
6.2	ALMACENAMIENTO TÉRMICO .....	42
6.2.1	Generación y almacenamiento centralizados. Discriminación horaria .....	42
6.2.2	Red de baja temperatura.....	43
6.2.3	Proyección de precios a futuro.....	44
	Reducción de precios. “Curva de pato” .....	44
	Incremento del precio de la electricidad hasta 2050 .....	44
7	CONCLUSIONES .....	45
8	BIBLIOGRAFÍA .....	46

## RESUMEN

Mediante este trabajo se ha pretendido realizar un análisis del almacenamiento descentralizado basándose en los beneficios que puede producir sobre el usuario final. Para ello se realizará una revisión bibliográfica que contemplará las diferentes alternativas de generación y almacenamiento distribuidos.

Se presenta además la metodología empleada para realizar los análisis de viabilidad técnico económica de sistemas de almacenamiento de energía teniendo en cuenta diferentes escenarios, tanto presentes como futuros. Asimismo, también se ha tenido en cuenta la generación distribuida, basada en energías renovables, y cómo esta puede aumentar su potencial al ser combinada con un sistema de almacenamiento. Se ha estudiado el almacenamiento de energía de dos maneras, tanto desde el punto de vista térmico como el eléctrico, comprobando la alta relación que tiene su viabilidad con los precios horarios de la electricidad consumida.

De esta manera se ha propuesto un caso de estudio sobre el que realizar los cálculos y obtener conclusiones, buscando el máximo acercamiento a un caso real. Se ha elegido un distrito modelo y se han obtenido sus demandas horarias tipo a lo largo de un año, que han servido de base para plantear los escenarios deseados.

Se comprueba por tanto como los sistemas planteados pueden cubrir las demandas propuestas además de suponer un ahorro económico y energético para sus usuarios, demostrando su viabilidad técnico económica en muchos casos. Asimismo, se puede comprobar que estos sistemas aumentan su potencial ante un escenario de aumento de precios de la electricidad, algo previsto en numerosos estudios. Por último, los sistemas propuestos pueden contribuir a la creación de comunidades energéticas, en las que el usuario final es dueño de su propia energía y puede gestionarla como mejor le convenga.

**Palabras clave:** Almacenamiento eléctrico, generación distribuida, transición energética.

# 1 INTRODUCCIÓN

En el contexto actual de crisis climática y energética, las energías renovables juegan un papel fundamental debido a su amplia disponibilidad, sencillez y escaso impacto medioambiental. Sin embargo, presentan un inconveniente, el cual es la imposibilidad de su predicción, así como su irregularidad. Ejemplos de ello son la energía solar, eólica o marina, las cuales son imposibles de planificar, además de que en numerosas ocasiones su producción no coincide con la demanda. Poniendo el foco en el sistema eléctrico de un país como puede ser España, la demanda eléctrica es relativamente constante a lo largo de los días, y puede ser prevista con relativa sencillez. Sin embargo, los recursos renovables son continuamente variables y la producción de electricidad y calor mediante los mismos crea importantes problemas a la hora de satisfacer demandas elevadas, pudiendo ser la producción temporalmente insuficiente. Es por ello que el almacenamiento energético se muestra por tanto como un aliado fundamental para lograr la descentralización de la generación eléctrica mediante energías renovables mejorando la fiabilidad de la red [1].

En cuanto a la generación, esta tiende a concentrarse en grandes centrales en las que se abastece a extensas superficies de territorio. La principal ventaja de este método es el abaratamiento de los costes de producción, produciendo grandes cantidades de energía empleando recursos habitualmente no renovables, cuyo precio también se reduce al consumirse a gran escala. Sin embargo, además del innegable impacto de la generación eléctrica mediante fuentes de energía no renovable, este planteamiento exige transportar la electricidad a largas distancias, lo cual lleva consigo importantes pérdidas de energía. Además, existen otros aspectos negativos como pueden ser el impacto de las líneas de transporte sobre los entornos que atraviesan, la vulnerabilidad de estas a averías y su elevado coste de construcción. Lo mismo sucede con la generación de calor basada en hidrocarburos, cuya escaseza y desigual reparto geográfico hace que tengan que ser transportados grandes distancias. En el lado opuesto se encuentra la generación distribuida, que en sus orígenes estaba también basada en hidrocarburos y su principal propósito era el de dotar de electricidad y calor a ubicaciones remotas aisladas de la red eléctrica. Gracias a la aparición de las energías renovables y el abaratamiento de sus costes este tipo de generación de electricidad y calor está al alcance de cualquiera y se plantea como una gran oportunidad de descarbonizar la economía y avanzar hacia la sostenibilidad energética.

Sin embargo, tanto el almacenamiento energético como la generación distribuida pueden implantarse de diversas maneras, y es objeto de este trabajo el estudio de la viabilidad de la descentralización, tanto del propio almacenamiento como de la generación renovable. Es por ello que se debe tener en cuenta el método de implantación de este tipo de sistemas a la hora de estudiar tanto sus ventajas e inconvenientes como sus costes de implantación y funcionamiento.

## 2 ESTADO DEL ARTE

### 2.1 ESCALAS DE IMPLANTACIÓN DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

A la hora de plantear un sistema de almacenamiento energético, es fundamental estudiar su escala de implantación. En este sentido, existen dos opciones fundamentales, que son el almacenamiento centralizado, en el que una empresa gestionaría su funcionamiento, y el distribuido, en el que cada consumidor es dueño de la instalación y gestiona sus excedentes, pudiendo beneficiarse económicamente de ellos [2].

En primer lugar, el almacenamiento centralizado consiste en la creación de una instalación común de la que se beneficiarán los usuarios de una misma red. Por ello, estos usuarios no tendrán control alguno sobre el sistema, ya que será la entidad operadora la que asumirá su funcionamiento. El principal inconveniente de este tipo de disposición es la necesidad de situarse en una ubicación próxima al centro de generación, pudiendo existir limitaciones espaciales o geográficas [3]. Un sistema de almacenamiento de electricidad centralizado permite actuar como respaldo de la red, aportando energía durante los picos de demanda o almacenando excedentes de un centro de producción, evitando tener que paralizar su funcionamiento cuando la demanda es menor. Además, permite una rápida y eficaz respuesta ante fallos en la red eléctrica, convirtiéndose en un sistema de respaldo fiable [4]. A pesar de ello, el almacenamiento centralizado no será objeto de este trabajo, en el que se profundizará en la descentralización.

El almacenamiento descentralizado o distribuido, junto con energías renovables, permite a los usuarios de un sistema eléctrico producir y gestionar su propia electricidad, consumiéndola o vendiendo los excedentes generados [5]. Su principal inconveniente es la necesidad de emplear sistemas de almacenamiento de menor capacidad, lo que puede resultar demasiado costoso para muchos usuarios. Sin embargo, el almacenamiento distribuido se presenta como un aliado esencial de la generación distribuida, y un método eficaz para reducir el impacto medioambiental de la producción de electricidad y calor.

Por otro lado, a la hora de clasificar los sistemas de almacenamiento de electricidad y calor, se debe tener en cuenta la escala temporal, la cual condicionará sus características y funcionamiento. A pesar de que puede darse un amplio número de rangos de tiempo desde la escala horaria hasta la estacional [6], en este estudio se tendrán en cuenta los más representativos, que serán el almacenamiento diario y el estacionario.

El tipo de escala temporal empleada depende en gran medida de la tecnología de generación de electricidad que se emplee [7]. Por ejemplo, para el caso de baterías de litio, estas responden con una mayor eficiencia a una escala diaria, mientras que el hidrógeno puede ser almacenado durante meses a la espera de ser empleado para producir electricidad. A continuación, serán descritas las diferentes tecnologías para almacenamiento distribuido.

## 2.2 TECNOLOGÍAS PARA EL ALMACENAMIENTO DISTRIBUIDO

Las diferentes tecnologías de almacenamiento eléctrico distribuido se pueden clasificar en función de diferentes criterios. Si se presta atención a su escala, se pueden diferenciar [8],[9],[10]:

- Almacenamiento a gran escala
  - Hidroeléctrica reversible
  - Almacenamiento térmico
  - Pila de combustible
- Almacenamiento en redes
  - Baterías
  - Supercondensadores
  - Superconductores
  - Volantes de inercia
  - Aire comprimido
  - Pila de combustible
- Almacenamiento a pequeña escala (usuario final)
  - Baterías
  - Almacenamiento térmico
  - Superconductores
  - Volantes de inercia
  - Pila de combustible

Por otro lado, si se presta atención al principio físico en el que se basan, la clasificación de las tecnologías es la siguiente:

- Almacenamiento electroquímico
  - Baterías
  - Pila de combustible
- Almacenamiento térmico
  - Depósito de inercia
  - Materiales de cambio de fase
- Almacenamiento electromecánico
  - Hidroeléctrica reversible
  - Aire comprimido
  - Volantes de inercia
  - Aire comprimido
- Almacenamiento electromagnético
  - Superconductores
  - Supercondensadores

Las diferentes tecnologías eléctricas citadas se muestran a continuación en un gráfico, el cual muestra tanto sus rangos de potencias como su capacidad de almacenamiento de electricidad.

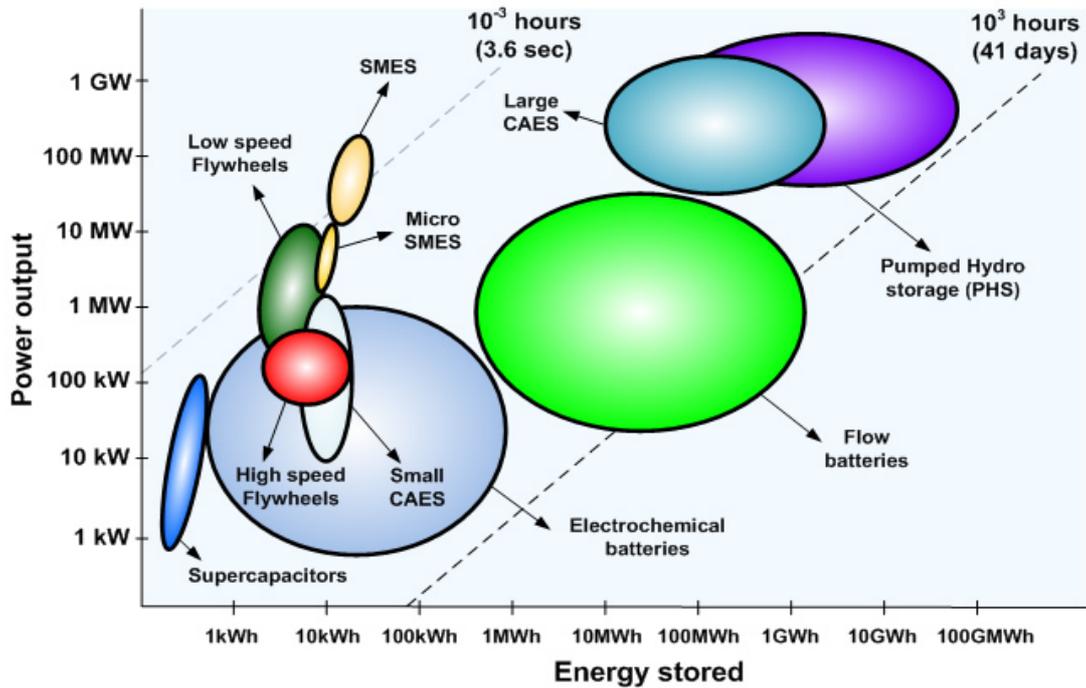


Figura 1: Tipos de almacenamiento de energía. Fuente: *Energy Storage Technologies for Electric Applications* [11].

En la figura 1 se puede comprobar como las centrales de bombeo son capaces de almacenar una gran cantidad de energía, así como de proporcionar una elevada potencia de salida convirtiéndose, junto a la tecnología de aire comprimido, en una opción ideal para grandes sistemas, incluso como respaldo de la red eléctrica. Se puede extraer la conclusión de que, en la mayoría de los casos, existe una relación bastante estrecha entre la potencia de salida que un sistema puede ofrecer y su capacidad de almacenamiento. Además, es sencillo comprobar como las baterías y los supercondensadores son de las opciones más versátiles para almacenar energía a pequeña escala, como es el caso de este trabajo.

Sin embargo, debido a que este trabajo se centrará en el almacenamiento distribuido centrado en el consumidor final, se contemplarán inicialmente solo los tipos de almacenamiento más adecuados para esta finalidad [12], los cuales serán en el caso de electricidad: baterías, superconductores, volantes de inercia y pilas de combustible, al ser estas las opciones más desarrolladas comercialmente. En el caso de almacenamiento térmico, se estudiará únicamente la implantación de depósitos de inercia, de nuevo por su elevada madurez tecnológica.

### 2.2.1 Baterías

Las baterías son una de las maneras más comunes de almacenar energía. Su principio de funcionamiento es básico, convierte electricidad en energía química mediante reacciones entre compuestos en su interior. En el caso del almacenamiento distribuido, es de las opciones más extendidas debido a su precio cada vez más competitivo y su elevada compactación, especialmente en el sector de la edificación [13]. Además, las baterías son grandes aliadas de los sistemas de generación fotovoltaicos, ayudando a suavizar la demanda que una vivienda o consumidor puede tener a lo largo del día [14]. Existen diferentes tipos en función de sus compuestos principales, entre las que destacan las de iones de litio y las de ácido-plomo.

Las baterías de plomo-ácido han sido durante mucho tiempo la tecnología dominante para sistemas recargables a gran escala. Sin embargo, su elevado peso, baja densidad energética y de potencia y elevado impacto medioambiental ha impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento. Las de iones de litio tienden a ser la tendencia dominante de los nuevos sistemas de almacenamiento, ya que actualmente representan la mejor relación entre la presencia de mercado, precio, vida útil y densidad energética.

Las reacciones redox son fundamentales para el funcionamiento de las baterías de iones de litio, siendo el litio un elemento reductor extremadamente eficiente y también uno de los más reactivos. El desarrollo progresivo ha llevado al uso de compuestos de litio más seguros como cátodo y electrolitos mejorados con menores cantidades de compuestos volátiles. La clave para la eficiencia de las tecnologías modernas de iones de litio es la intercalación reversible de iones de  $\text{Li}^+$  entre el cátodo y el ánodo, lo que permite recargar una batería de iones de litio con una mayor eficiencia.

Además de las tecnologías de iones de litio, que ya son comerciales, un gran esfuerzo de investigación se está enfocando un gran esfuerzo en investigación de tecnologías alternativas de iones de metal para reducir el costo del metal de litio y mejorar las densidades de energía. Ejemplo de ellos son los iones de Na y iones de K, más baratos, pero con una vida útil más corta y menor densidad de energía. Los iones de Mg y Al son más seguros, más baratos, con densidades más altas pero baja ciclabilidad. Todos estos iones portadores de carga alternativos son altamente prometedores, pero presentan desafíos en comparación con la tecnología de litio.

Otra tecnología alternativa dirigida a la mejora de la densidad energética son las baterías de metal-aire. En este enfoque, uno de los electrodos se reemplaza por "aire" o, realmente, flujo de oxígeno, lo que evidentemente hace que toda la unidad sea mucho más ligera. Sin embargo, además del mayor voltaje de carga necesario para el funcionamiento, existen mayores inestabilidades en los electrodos y, potencialmente, mayores problemas de seguridad. Por ello, todavía es necesaria investigación en cuestiones fundamentales de la tecnología de metal-aire [15].

Las baterías, junto con un sistema de generación mediante energías renovables, pueden ofrecer una reducción de hasta la mitad de la demanda eléctrica de un hogar, en comparación con la misma situación sin su implantación [16]. En casos pueden hasta permitir la autosuficiencia de sus usuarios, hablando en términos de electricidad.

Sin bien es importante tener en cuenta el impacto medioambiental asociado a este tipo de sistemas, está sobradamente demostrado que es significativamente menor a producir electricidad mediante fuentes convencionales y fósiles [17]. Por último, también se debe tener en cuenta la vida útil de las baterías, que es uno de sus principales limitantes, ya que en muchos casos puede resultar bastante reducida. A pesar de ello, es posible darles una segunda vida, empleándolas en sistemas que garanticen la fiabilidad del suministro eléctrico [18]. En este trabajo se analizará por tanto la implantación del tipo de baterías más comunes en el mercado, las de iones de litio.

Para ello, se estudiará la implantación de modelos conectados a corriente alterna, los cuales son menos usuales que los conectados a sistemas de corriente continua, habitualmente empleados para sistemas fotovoltaicos. Es por ello que la aplicación de este tipo de baterías conectadas a la red supone un enfoque novedoso del almacenamiento distribuido, que permite suavizar el pico de consumo diario.

### 2.2.2 Superconductores

El sistema de almacenamiento de energía mediante superconductores emplea un campo magnético creado por la circulación de corriente por un superconductor con forma de anillo. Éste debe estar refrigerado a una temperatura inferior a la temperatura crítica de superconductividad. Estos sistemas pueden ser de baja o alta temperatura en función de sus características. El almacenamiento de electricidad mediante superconductores magnéticos (SMES) tiene una función principal que es la de compensar irregularidades en la red eléctrica causadas por la conexión de cargas.

Sin embargo, su coste es demasiado elevado y su densidad energética no es lo bastante elevada como para que pueda competir por sí mismo con otros sistemas de almacenamiento, presentándose como una alternativa para sistemas híbridos [19]. Es posible que en el futuro puedan desarrollarse superconductores de gran tamaño que permiten almacenar grandes cantidades de energía y que así puedan convertirse en una opción competitiva por sí misma [20]. Por lo tanto, esta tecnología no será empleada en este trabajo por su imposibilidad de almacenar energía suficiente como para cubrir las demandas típicas del sector residencial.

### 2.2.3 Volantes de inercia

Los volantes de inercia son sistemas que pueden almacenar energía eléctrica convertida en energía cinética. Para ello se hace girar un eje con una masa añadida que le aporta una mayor inercia, y permitirá que siga girando cuando cese el par motor que le transmitió la energía. A la hora de recuperar la energía invertida, solamente es necesario acoplar un generador al eje con el fin de que la transforme de nuevo en electricidad.

Frente a otros tipos de almacenamiento de electricidad, se presenta como una alternativa compacta, de rápida respuesta, con una alta potencia pico, larga vida útil y escaso impacto medioambiental [21]. Además, pueden ser dimensionados en función de las necesidades de una aplicación concreta, permitiendo su implantación tanto a nivel doméstico como industrial. Recientes avances en torno a esta tecnología tales como rotores flotantes o cámaras de vacío hacen que se convierta en una opción cada vez más atractiva y eficiente, ideal para el campo de la generación distribuida [22].

Sin embargo, la fuerte tendencia del mercado hacia los sistemas de baterías hace que los volantes de inercia queden relegados a un segundo plano, sin tener en cuenta el prácticamente nulo impacto medioambiental del que pueden presumir [23]. Los volantes de inercia por tanto tampoco serán tenidos en cuenta para la realización de este trabajo.

### 2.2.4 Pilas de combustible

El hidrógeno se ha convertido durante los últimos años en una prometedora alternativa a los combustibles fósiles. Su elevada densidad energética permite su uso en un gran rango de aplicaciones, entre la que está el almacenamiento de electricidad.

Los métodos empleados para producir hidrógeno son diversos, especialmente si se presta atención a la materia prima desde la que se obtiene. Partiendo de hidrocarburos, puede ser obtenido mediante el reformado de metano con vapor, pirolisis de metano, oxidación parcial, reformado por plasma, del carbón y del coque de petróleo. Sin embargo, de cara a la descarbonización de la economía, deben buscarse métodos alternativos basados en la obtención de hidrógeno a partir de agua. El más extendido es la generación a través de electrólisis, empleando electricidad procedente de fuentes de energía renovable.

Sus aplicaciones en el almacenamiento distribuido poseen una elevada versatilidad y pueden contribuir eficazmente a la autosuficiencia energética de sus usuarios. Esta tecnología destaca por su amplia vida útil, de hasta 70.000 h a plena carga [24] y por su respeto por el medio ambiente, al no producir ningún tipo de contaminación directa durante su uso. Además, gracias a los más recientes avances en su diseño, permiten que sea una tecnología aplicable también a altas potencias, permitiendo su uso por parte de industrias o comunidades [25]. El funcionamiento de esta tecnología lleva consigo una liberación de calor durante su funcionamiento, pudiendo aprovecharse este en aplicaciones residenciales para evitar el uso de sistemas convencionales de generación del mismo [26]. Asimismo, la tecnología de pila de combustible posee un gran potencial si se combina con otras, como pueden ser las baterías, permitiendo la autosuficiencia de un hogar con producción eléctrica mediante placas fotovoltaicas [27]. Sin embargo, las pilas de combustible no se considerarán para la realización de este estudio por su falta de madurez tecnológica, especialmente a pequeña escala, y por su elevado coste.

### **2.2.5 Almacenamiento térmico sensible**

El almacenamiento térmico sensible es la manera más sencilla de almacenamiento de energía, basado en el calentamiento o enfriamiento de un medio de almacenamiento líquido, siendo el agua la opción más económica [28]. El sistema utiliza la capacidad calorífica y el cambio de temperatura del medio de almacenamiento durante el proceso de carga y descarga.

La cantidad de calor almacenado depende del calor específico del medio, la diferencia de temperatura y la cantidad de material de almacenamiento [29]. En el interior de estos depósitos se produce una estratificación del fluido caloportador, en la mayoría de casos agua. De esta manera la temperatura en la parte baja es prácticamente la del ambiente, mientras que la que se encuentra en la parte superior posee la máxima temperatura con la que funciona el sistema. Esto se debe a que el fluido al ser calentado, disminuye su densidad ascendiendo paulatinamente. Así, no es necesario calentar la totalidad del volumen del depósito, sino que en la parte alta siempre existirá agua a la temperatura deseada, con una mayor eficiencia. Muchos sistemas aprovechan este fenómeno ya que es posible obtener agua a diferentes temperaturas de un único depósito.

Como resultado de la estratificación térmica, se forma una región de transición llamada termoclina entre las regiones fría y caliente. Esta zona intermedia se irá desplazando según el depósito se vaya calentando o enfriando a consecuencia del vaciado. El espesor de la termoclina representa la ineficiencia del depósito, siendo más gruesa cuanto menor sea la eficiencia.

El rendimiento del depósito depende únicamente de la estratificación térmica del agua en su interior, que está influenciada por un incorrecto diseño del mismo, de su aislamiento o las características de los difusores de entrada y salida de agua. En este trabajo se empleará este método de almacenamiento de calor tan extendido y sencillo de implantar.

## 2.3 TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Dentro de la generación distribuida, las tecnologías existentes se pueden clasificar en convencionales y renovables. Dentro de las convencionales se pueden encontrar el motor de combustión interna, turbinas y microturbinas de gas. Debido a que todas ellas se basan en combustibles fósiles, este trabajo se centrará en las tecnologías basadas en fuentes renovables, entre las que destacan la pila de combustible, paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas o hidráulicas. De todas ellas, la más extendida es la tecnología fotovoltaica, cuyo precio se ha reducido considerablemente los últimos años. Su sencillez permite que sea instalada en multitud de casuísticas diferentes, convirtiéndose en candidata idónea para la generación distribuida.

En cuanto a las pilas de combustible, basadas en hidrógeno, poseen un gran potencial en la descarbonización del sector eléctrico. Su versatilidad es una de sus principales ventajas, ya que pueden ser implantadas a diferentes escalas, en función de las necesidades concretas. Los vehículos con este tipo de tecnología pueden resultar un pilar fundamental en el futuro de la generación y almacenamiento distribuidos, comportándose como generadores o almacenes de energía.

Las turbinas son de las tecnologías más complicadas de implantar ya que deben existir unas condiciones previas más complejas para su correcto funcionamiento. En cuanto a las turbinas eólicas, su rendimiento a pequeña escala es reducido y generan ruido, un factor condicionante en entornos residenciales [30]. Las turbinas hidráulicas poseen serias limitaciones, ya que debe existir un flujo de agua lo suficientemente grande como para que resulten rentables, algo especialmente complicado en entornos residenciales o urbanos.

Por último, en el campo de la generación de calor, se estudiará el uso de bombas de calor. Si bien no se trata de energía propiamente renovable, las altas eficiencias que pueden alcanzar hacen que sean una de las maneras de generar calor más eficientes y con posibilidad de ser una alternativa cero emisiones. Dentro de esta tecnología, se pueden diferenciar dos tipos de sistemas: los de geotermia y los de aerotermia. Los sistemas de geotermia emplean bombas de calor agua-agua, aprovechando la temperatura estable de la corteza terrestre como foco térmico, empleando agua como fluido caloportador. En cuanto a los de aerotermia, es el propio aire el que se usa como foco térmico, extrayendo su calor o cediéndoselo en función de la aplicación deseada.

## 2.4 MARCO LEGAL. ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO

El almacenamiento distribuido de electricidad es un concepto relativamente reciente y su implantación a gran escala todavía está comenzando a desarrollarse. Un creciente número de países han actualizado sus normativas con el fin de regular esta nueva manera de administración de la energía.

Esta mayor seguridad jurídica, unida a las diversas ayudas y subvenciones a la que es posible optar, permite que el almacenamiento distribuido de energía pueda crecer y extenderse a un ritmo cada vez mayor. En la siguiente gráfica se muestra la evolución anual y perspectiva de futuro del almacenamiento de electricidad.

### Global annual grid-connected energy storage installations by segment

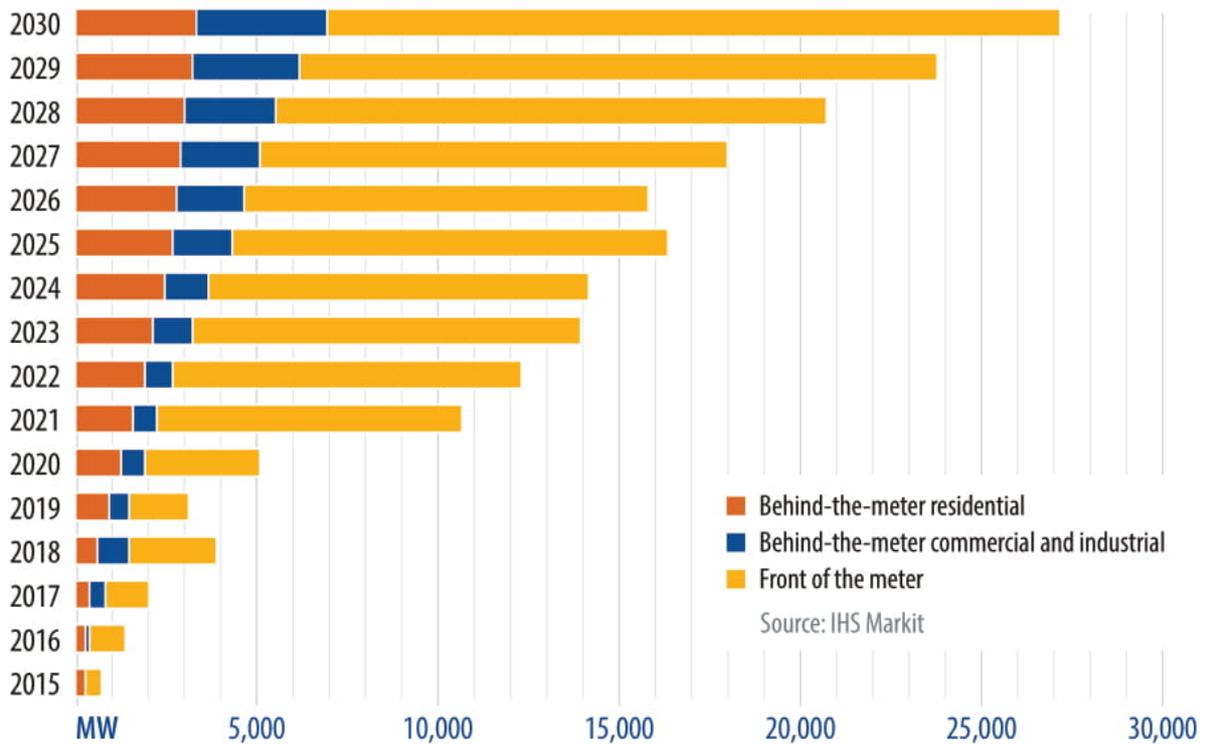


Figura 2: Evolución y previsión de crecimiento del almacenamiento de energía. Fuente: PV Magazine [31].

En la Fig. 2 se puede observar la tendencia al alza de todos los tipos de almacenamiento en las previsiones de futuro. En ella se muestra el almacenamiento distribuido residencial (naranja), el distribuido comercial e industrial (azul) y el centralizado o de red (amarillo). Si bien es cierto que las previsiones de crecimiento para el almacenamiento centralizado son mucho mayores debido al creciente interés de grandes empresas de maximizar sus beneficios mediante esta tecnología, no se debe restar importancia al almacenamiento distribuido, que presenta un gran potencial para reducir la demanda sobre la red eléctrica [32], mejorar la fiabilidad [33] y permitir a cada usuario ser dueño y gestionar su propia energía.

El objetivo de la Unión Europea para el año 2050 es alcanzar la neutralidad climática, por lo que en base al Acuerdo de París debe aumentar la acción climática global. Asimismo, en 2019 acordó adoptar el compromiso de alcanzar la neutralidad climática. En relación al Acuerdo de París, el Consejo Europeo estableció un nuevo objetivo de reducción de emisiones para 2030 de al menos un 55% con respecto a los valores de 1990. También en 2019 la Unión Europea presentó el Pacto Verde Europeo con el fin de alcanzar una economía sostenible.

Para cumplir el objetivo de desarrollo sostenible 7, de la Agenda 2030 aprobada por Naciones Unidas, se propone el despliegue de tecnologías e infraestructuras innovadoras, tales como el almacenamiento energético, así como el desarrollo de las tecnologías asociadas a este sector.

En el caso de España, dentro de la Estrategia de Almacenamiento Energético [34], se ha desarrollado el Marco Estratégico de Energía y Clima el cual marca el camino a seguir para conseguir la neutralidad climática.

Está formado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2050, el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la Estrategia de Transición Justa. El PNIEC prevé alcanzar un 42% de penetración renovable en el uso final de la energía en el horizonte 2030, llegando al 74% renovable en el sector eléctrico. Para conseguirlo, incluye diversas tecnologías de almacenamiento energético, principalmente de almacenamiento estacional como diario a gran escala, alcanzando los 6 GW nuevos instalados. Además, se proponen otros tipos de almacenamiento, tales como el almacenamiento distribuido, el almacenamiento térmico (principalmente asociado a centrales solares termoeléctricas) y almacenamiento químico basado en hidrógeno obtenido mediante fuentes renovables.

Asimismo, en 2020 fue aprobada por el Consejo de Ministros la Hoja de Ruta del Hidrógeno, en concreto hidrógeno obtenido mediante fuentes de energía renovables, una herramienta fundamental para lograr la transición energética y dotar a las instalaciones existentes de una mayor eficiencia y rentabilidad, fomentando una descarbonización de la economía.

Hablando del marco normativo, cabe destacar el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que incluye objetivos en energía y clima con prospectiva a 2030 y 2050, proporcionando a su vez un marco institucional. En él se contempla el desarrollo del almacenamiento energético. Además, el Real Decreto ley 23/2020, de 23 de junio [35], adelanta la incorporación del almacenamiento de energía en la regulación nacional y en el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

## 2.5 CONCLUSIONES

Mediante esta revisión bibliográfica se ha podido comprobar el gran número de soluciones de generación y almacenamiento distribuidos que existen. Además, existe una amplia variedad de casuísticas concretas que pueden ser cubiertas gracias a ellas, a diferentes escalas energéticas, temporales y económicas.

Es por ello que queda sobradamente demostrado el enorme potencial del almacenamiento y la generación distribuidos. De esta manera, en este trabajo se analizarán algunos de ellos, los cuales se adaptan de mejor manera al caso de estudio elegido. Además, se comprueba que el planteamiento de este trabajo es novedoso al no existir a penas casos en la literatura en los que se realice un estudio de estas características.

### 3 OBJETIVOS

El objetivo general de este trabajo es analizar la viabilidad de la descentralización del almacenamiento energético, así como la generación, basada en energías renovables. Se centrará en el beneficio obtenido por los consumidores, así como para el sistema eléctrico al equilibrar las demandas diarias, evitando grandes picos y valles. Se abordará un enfoque novedoso con el fin de aportar información útil sobre la descentralización del almacenamiento y producción de energía.

Objetivos específicos:

- Sintetizar las tecnologías idóneas para las aplicaciones estudiadas.
- Establecer medidas de ahorro energéticos basadas en la descentralización de la demanda.
- Identificar las tendencias a futuro del mercado energético y buscar soluciones a los problemas que se plantean.

## 4 METODOLOGÍA

Para poder determinar la viabilidad de un sistema de almacenamiento distribuido deben tenerse en cuenta diversos factores que definan de una forma completa y fiable las condiciones que se presentarán a la hora de llevarlo a cabo en el emplazamiento deseado. Como se indicará más adelante, existirán numerosos condicionantes que limitarán en cierta medida la aplicación de esta tecnología, y que serán tenidos en cuenta en los cálculos. La principal premisa de este trabajo será la completa electrificación de las demandas energéticas de edificios, con el fin de poder ser cubiertas con tecnologías basadas en sistemas eléctricos, buscando así la máxima eficiencia. Para ello se estudiarán varios sistemas de almacenamiento y generación distribuida.

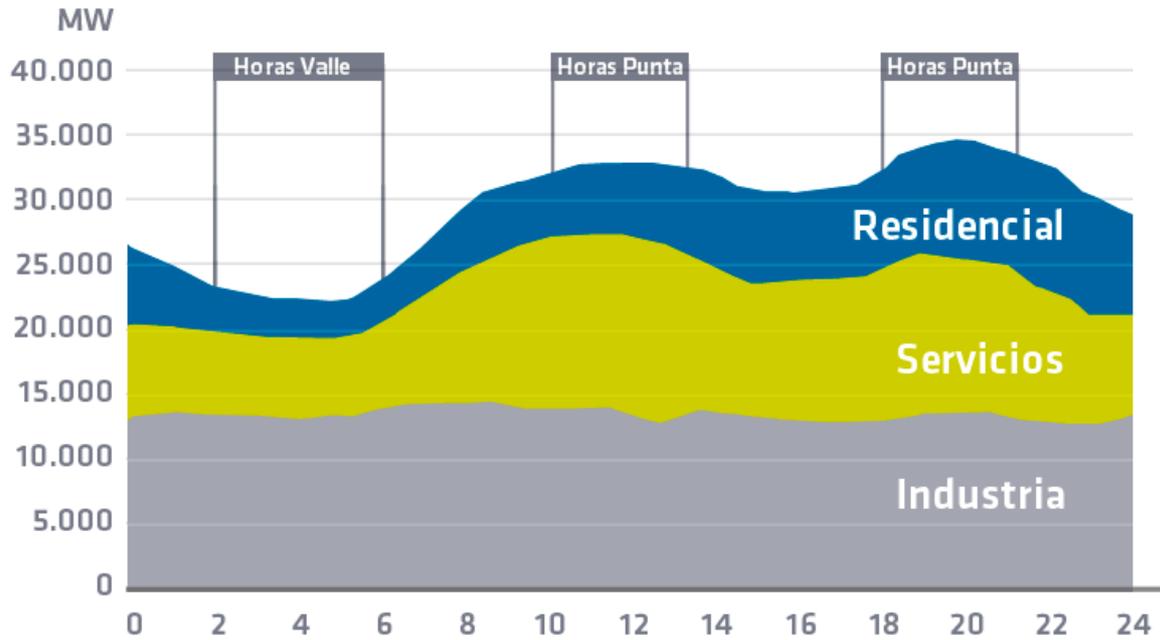
### 4.1 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO

#### 4.1.1 Desplazamiento de demanda mediante baterías

En este primer apartado se presentará la metodología propuesta para realizar el estudio de almacenamiento eléctrico distribuido. Los cálculos realizados tienen el objetivo de estudiar la viabilidad económica de un sistema de almacenamiento eléctrico mediante baterías, contemplando también la posibilidad de ser complementado mediante generación renovable, concretamente de energía solar fotovoltaica. El sistema estará destinado a cubrir la totalidad de la demanda energética que se plantea, gracias a la electrificación de la demanda térmica mediante el uso de bombas de calor.

Para ello se trabajará con demandas de edificios, tanto residenciales como del sector terciario, con el fin de establecer estrategias de funcionamiento y estudiar su viabilidad, especialmente desde el punto de vista económico.

Se propondrá por tanto el uso de baterías eléctricas. Su principal ventaja en este tipo de aplicaciones es la de desplazar los picos de consumo para alejarlos de los del propio sistema eléctrico, en los que el precio de la electricidad alcanza su máximo diario. Para ello, las baterías se cargarán durante las horas de menor demanda y precio, y se aportarán la energía acumulada en las horas en las que el consumo sea mayor. La distribución de consumo se muestra en la figura 3.

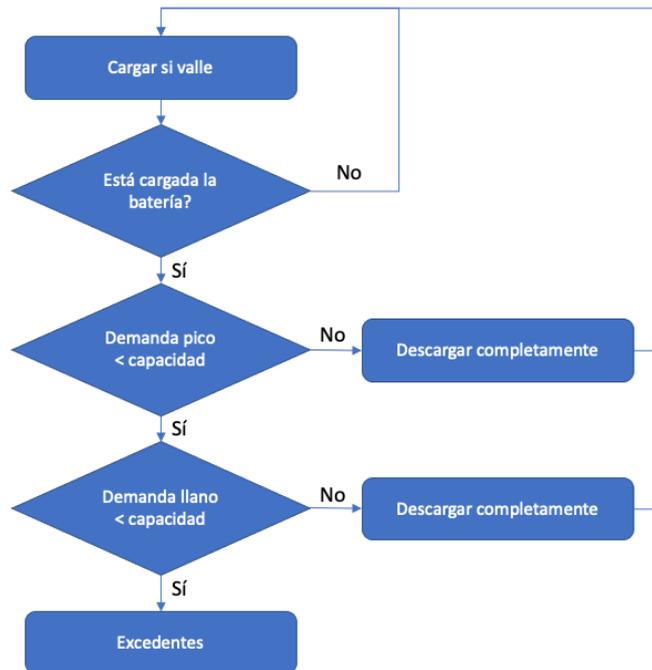


**Figura 3: Distribución de consumo eléctrico en España. Fuente: Red Eléctrica de España**

Inicialmente, el estudio se realizará en base a los precios de la electricidad basados en la tarifa PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), también conocida como “regulada”. Esta tarifa, empleada por las comercializadoras de referencia, aplica un precio dinámico indexado al mercado mayorista de electricidad. En ella se establece una discriminación horaria en tres periodos en los que varía la aplicación de peajes y cargos regulatorios: punta, llano y valle. Para simplificar el modelo de cálculo, se establecerán los precios medios para cada uno de los tres periodos, que serán introducidos como variables con el fin de poder ser modificados para estudiar diferentes escenarios de costes.

En la mayoría de casos presentados en la literatura, lo más habitual es la combinación de generación eléctrica mediante energías renovable con el almacenamiento de la misma mediante baterías. Sin embargo, en este trabajo se abordará también un enfoque más novedoso, que propone el uso únicamente de baterías para almacenar energía de la propia red, como método para aplanar la curva de consumo. Este planteamiento resulta menos común, en la mayoría de casos por el elevado coste de la instalación de baterías y su carga diaria. Es por ello que se propondrán diferentes estrategias de carga y escenarios mediante los cuales se buscará la rentabilidad de este tipo de sistemas, así como las condiciones idóneas que se deben alcanzar para que los mismos puedan empezar a ser considerados como alternativa competitiva.

En el diagrama de flujo propuesto en la figura 4 se muestra la propuesta para la estrategia de carga del sistema de baterías durante cada día. Se realizará únicamente un ciclo al día debido a las restricciones que se detallarán más adelante.



**Figura 4: Diagrama de flujo del funcionamiento del sistema de baterías. Fuente: elaboración propia**

Para poder cumplir esta estrategia sería necesario conocer de antemano la demanda horaria de cada día con el fin de poder evaluar en qué grado la capacidad instalada puede cubrir la demanda diaria. De esta manera se prioriza la descarga de las baterías durante las horas de mayor precio de la electricidad de la red, siempre que esto sea posible, especialmente si su capacidad no puede cubrir toda la demanda. Posteriormente, si las baterías disponen de excedentes suficientes después de su descarga en horas punta, se continuará con su descarga en las horas valle. La demanda cubierta por este sistema puede ser significativamente elevada, especialmente si se habla de edificios o distritos enteros, con lo cual se estudiarán diversas casuísticas con el fin de contemplar el mayor número de escenarios posible y que estos sean próximos a casos reales.

En cuanto a la carga de las baterías, se planificará para realizarse durante la madrugada, donde el precio de la electricidad es el mínimo y consecuentemente supondrá un coste menor. De esta manera se desplaza el consumo eléctrico del día a la noche, especialmente el de las horas punta, que se sitúan en torno al mediodía. Para ello se propone el uso de una hoja de cálculo, mediante la cual se establecerán requisitos en función de demandas y capacidades disponibles.

Partiendo de los datos horarios de demanda de un año completo, en la hoja de cálculo se introduce la capacidad de la instalación, medida en kWh. Asimismo, se introducen también los parámetros económicos correspondientes, como son el precio de la electricidad para los tres periodos, el coste de las baterías por kWh y los costes de operación y mantenimiento de la instalación. De esta manera, se realiza en la hoja de cálculo el análisis de si las baterías podrán cubrir la demanda y en qué medida. En primer lugar, en una celda se calcula para cada día si las baterías podrán cubrir la demanda del periodo punta. Para ello se realiza el sumatorio de la demanda del día en periodo punta. Si esta demanda es menor que la capacidad de las baterías, se dejará tal cual, pero si es mayor, se mostrará en la celda el valor máximo que estas pueden asumir, es decir, la capacidad máxima de almacenamiento del sistema.

Algo similar se realiza en otra celda para la demanda en periodo llano. En este caso se introduce la condición de que debe sobrar energía en las baterías después de ser cubierta la demanda en punta; de no ser así, no se cubrirá la demanda durante el periodo llano. Si por el contrario ha sobrado energía del periodo punta, será empleada para cubrir la demanda en llano siempre y cuando no exceda de nuevo la capacidad máxima de las baterías. Puede darse el caso de que existan excedentes aun cubriendo ambas demandas.

A continuación, para cuantificar el ahorro que esto supone, se realiza la diferencia entre el coste que supondría cubrir esa demanda con la electricidad de la red y el coste de cargar las baterías en periodo valle. Este coste de consumo de la red se obtiene multiplicando la energía aportada por las baterías por sus respectivos precios horarios. Lo mismo sucede con el coste de cargar las baterías, que se obtiene multiplicando la energía aportada por estas durante cada día por el precio de la electricidad en valle. Realizando la diferencia citada, se obtiene el ahorro diario que supondría este sistema de almacenamiento.

El funcionamiento de las baterías, como se comenta previamente, está limitado a un único ciclo diario, es decir, se descargará y cargará únicamente una vez al día. El principal factor condicionante es la distribución horaria de precios de electricidad en la tarifa PVPC. En ella solo existe un único periodo de precio reducido, que se da durante la noche, resultando inviable la carga durante el día que, aun realizándose en periodo llano, reduciría significativamente el ahorro.

A continuación, se realizará un estudio de la viabilidad económica del sistema de almacenamiento planteado. Para ello, una vez obtenido el ahorro diario, se suman todas sus celdas, obteniendo el ahorro anual para la capacidad de almacenamiento determinada. Se definen además otras capacidades de interés que permitan caracterizar correctamente el estudio y permitan la comparación de diferentes tamaños de instalaciones, obteniendo de la misma manera el ahorro anual para cada una de ellas. Posteriormente se calcula también la inversión inicial asociada a cada una de las capacidades, en función de los precios de baterías definidos en el caso de estudio.

El ahorro anual para cada caso se empleará, junto con el valor de inversión inicial, para calcular el payback simple y actualizado. El primero se calcula dividiendo la inversión inicial entre el ahorro anual. Sin embargo, el payback simple no contempla la inflación, por lo que se incluye también el actualizado. Este último se calcula mediante la siguiente fórmula, en la que  $r$  corresponderá al valor de la depreciación.

$$\text{Payback actualizado} = \frac{\ln(1 - r * \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro mensual}})}{\ln(1 + r)}$$

Además, se incluirán los flujos de caja para el periodo de vida útil de la instalación, establecido en 10 años, en los que se tendrá en cuenta la inversión inicial y el ahorro en cada uno de los años. A partir de ello se podrá obtener el TIR o Tasa Interna de Retorno, la cual permitirá conocer la rentabilidad de la inversión para llevar a cabo la instalación.

Esta también equivale a la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) se iguala a cero, es decir, cuando los ingresos previstos (ahorros en este caso) se igualan a la inversión inicial). Se calcula mediante la siguiente fórmula, en la que  $I_0$  corresponde a la inversión inicial,  $C_n$  al flujo de caja o ahorros generados por la inversión cada año,  $N$  al número total de años,  $n$  a cada uno de los años calculados y  $r$  al TIR.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+r)^n} = 0$$

En este caso un valor del TIR mayor a la depreciación  $r$  significará que la instalación es viable económicamente ya que los ahorros son mayores a la inversión inicial en el periodo de tiempo establecido. En caso de un valor menor, la inversión no podría llegar a amortizarse antes del fin de su vida útil, con lo cual resultaría inviable.

#### 4.1.2 Sistema de baterías con producción fotovoltaica

Por otro lado, las ventajas del almacenamiento distribuido aumentan si junto a este se instala un sistema de generación renovable, que permite reducir significativamente los costes de fijos durante su operación. Por ello, se propone combinar el sistema de baterías con una instalación de paneles solares fotovoltaicos, con el fin de poder almacenar los excedentes que estos producen. Debido a la intermitencia e impredecibilidad de las energías renovables, estas en numerosas ocasiones no pueden cubrir por sí mismas la demanda deseada, al no coincidir los picos de consumo con los de demanda. Es por ello que un sistema de almacenamiento eléctrico permite encajar ambos, obteniendo el máximo potencial.

Para ello, ya que se trata de un estudio de viabilidad tecno económica de carácter paramétrico, no se realizará un dimensionamiento de la instalación propiamente, sino que se estimarán los costes por kWh de energía que proporcionen los paneles solares fotovoltaicos. De esta manera se incluirá la inversión en la instalación y los costes de operación y mantenimiento en un único valor, que los asociará a la energía producida. Para ello se hará uso del software PVGIS, de carácter gratuito y desarrollado por la Unión Europea. En él es preciso introducir parámetros propios de la instalación fotovoltaica, tanto técnicos como económicos, así como la ubicación de estudio.

A continuación, como manera de simplificar el cálculo, se integrará la producción fotovoltaica en el cálculo previo para el almacenamiento diario mediante baterías. Para ello, se emplea el balance anual ofrecido por la hoja de cálculo.

En él, si el valor de la producción fotovoltaica es mayor a la energía cubierta por baterías, se interpretará que toda la demanda cubierta por estas será suplida por los paneles, ya sea de forma directa o almacenada. Por ello el coste en este caso se calculará como la energía cubierta por baterías multiplicada por el precio por kWh de energía producida por los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, esta situación solo se dará en casos en los que la capacidad de almacenamiento sea muy reducida.

Para el resto de casos, en los que la producción fotovoltaica sea menor a la demanda cubierta por baterías, se multiplicará en una celda el coste de la energía cubierta por cada una de las tecnologías, priorizando siempre el consumo de la energía de las placas. De esta manera el ahorro anual será la diferencia entre los costes que existirían si no se implantase el sistema (comprando energía de la red) y los costes de cargar las baterías, ya sea mediante la red en periodo valle o mediante el sistema fotovoltaico.

Es importante tener en cuenta ciertos limitantes que aparecerán si se decide implementar el sistema de generación fotovoltaica conjuntamente con el de almacenamiento de baterías cargadas mediante la red.

En primer lugar, deberá existir un sistema de control que garantice únicamente una fuente de carga de las baterías, ya sea la red o los paneles fotovoltaicos, teniendo estos últimos preferencia debido al menor coste de la electricidad que producen y su carácter renovable. Además, se deben dimensionar correctamente las baterías y placas con el fin de evitar conflictos en su funcionamiento. Un ejemplo de ello puede ser que en un momento determinado las baterías se encuentren al 100% de su capacidad y que a la vez las placas fotovoltaicas cubran completamente la demanda y en consecuencia existan excedentes que no se podrán aprovechar. En ese caso, el sistema de control debe prever la existencia de excedentes eléctricos con el fin de que puedan ser almacenados en las baterías para su posterior uso, al tratarse de energía de muy reducido coste. Asimismo, el sistema de control también priorizará que se satisfaga la demanda eléctrica mediante las placas antes que, mediante las baterías, dejando estas últimas para horas en las que exista menor o nula producción renovable. Los resultados de la implantación de ambos sistemas se mostrarán en el apartado homónimo.

## **4.2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO**

La segunda parte de este trabajo se centrará en el estudio técnico económico de un sistema de almacenamiento térmico distribuido. Para ello, al igual que en el caso anterior, se estudiará trasladar la demanda térmica a horas de menor coste con el fin de obtener un ahorro significativo, empleando un sistema de calefacción y agua caliente sanitaria centralizado a nivel distrito. Además, se propondrá en un segundo escenario la creación de una red de baja temperatura a nivel distrito que aumente el rendimiento de las instalaciones individuales del consumidor final. Para ello se parte de la electrificación la demanda térmica mediante el uso de bombas de calor y almacenamiento del calor producido.

### **4.2.1 Generación y almacenamiento centralizados. Discriminación horaria**

En este primer escenario, se propone trasladar, dentro de lo posible, el funcionamiento de la bomba de calor a las horas valle, es decir que el sistema funcione durante los periodos de menor coste y almacene la energía en un depósito de calor sensible. Para ello se usará como factor determinante el precio horario de la electricidad. De esta manera, se programará el funcionamiento del mismo para que emplee dos límites de temperatura en función del periodo horario en el que se encuentre, diferenciando entre horas valle y el resto.

Así, durante las horas valle, la bomba de calor se activará siempre que el depósito descienda de un valor de temperatura prefijado, preferiblemente elevado, para maximizar el funcionamiento durante las horas de menor precio. Sin embargo, durante las horas de mayor precio (punta y llano), el valor prefijado de temperatura por debajo de la cual se activará la bomba de calor será significativamente menor, permitiendo reducir el gasto energético. Para ello será necesario calcular el COP (Coefficient of Performance o Coeficiente de Rendimiento) de la bomba de calor, determinado por las condiciones en las que opera. Inicialmente se deben determinar las temperaturas de operación de la misma durante los dos periodos que se comentan previamente.

La temperatura límite durante las horas valle será elevada para almacenar la mayor cantidad de calor posible en el depósito, pero a su vez no debe ser demasiado grande, ya que reduciría el rendimiento de la bomba de calor. Por tanto, el COP máximo para ambos casos se calculará mediante la siguiente fórmula, en la que  $T_{BC}$  será la temperatura del flujo de calor útil generado por la bomba de calor y  $T_F$  la temperatura del foco frío (agua de red).

$$COP_{max} = \frac{T_{BC}}{T_{BC} - T_F} = \left(1 - \frac{T_F}{T_{BC}}\right)^{-1}$$

Sin embargo, este método ofrece el valor máximo sobre condiciones estándar. Para obtener el valor real, se le aplicará el rendimiento del tipo de tecnología que se vaya a aplicar. Este rendimiento variará en función de si se emplean bombas de calor aerotérmicas, geotérmicas o hidrotérmicas [36]. Con todos estos datos de partida, se calculará la viabilidad de la instalación de generación y almacenamiento centralizados que distribuirán el calor a las viviendas y edificios del sector terciario ubicados en la zona.

Para realizar este análisis, se propone de nuevo el uso de una hoja de cálculo, en el que en esta ocasión se introducirán las demandas térmicas horarias del área de estudio en kWh, así como el precio horario de la electricidad para cada uno de los periodos. Inicialmente se calculan los límites de temperatura sobre los cuales empezará a funcionar la bomba de calor. Existirán dos límites, uno para el periodo valle, y otro para los periodos llano y punta. De esta manera, el límite para el periodo valle será mayor que para el de llano y punta, permitiendo acumular más energía a menor coste en valle, y reducir el funcionamiento de la bomba al mínimo el resto del tiempo. Estos límites se calculan mediante la ecuación fundamental de la calorimetría, en la que  $m$  corresponde a la masa de agua a calentar,  $c_p$  es el calor específico del agua y  $\Delta T$  es el salto de temperatura, desde la inicial a la que se busca obtener.

$$Q = m * c_p * \Delta T$$

Obtenidos los límites de energía o calor que determinarán el funcionamiento de la bomba de calor, se analizará para cada hora la energía almacenada en el depósito o lo que es lo mismo, la temperatura del agua. Para ello, se introducirá una ecuación fundamental de funcionamiento. En ella, si la energía acumulada es mayor que el límite establecido para ese periodo, la bomba permanecerá apagada. Si por el contrario la energía es menor que el límite correspondiente, se activará la bomba de calor, calentando el agua hasta sobrepasarlo. De esta manera, se logrará un ahorro energético al maximizar el funcionamiento de la bomba de calor durante horas valle, acumulando calor para los periodos de mayor precio de la electricidad.

#### **4.2.2 Red de baja temperatura**

En contraposición al primer escenario, se plantea un segundo en el que se propone la creación de una red de baja temperatura que alimentará las bombas de calor individuales, permitiendo aumentar su rendimiento. De esta manera, mediante una instalación centralizada se calentará ligeramente el agua de la red o de retorno un valor relativamente bajo a establecer y esta será canalizada hacia los diferentes edificios. En ellos las instalaciones individuales mejorarán su rendimiento al aumentar la temperatura de partida. La forma de calcular el SPF será la misma que en el escenario anterior.

El método de cálculo se realizará de la misma manera que en el caso anterior salvo alguna diferencia. La principal será que, en el caso del cálculo del coste de funcionamiento del sistema central, no se establecerá una discriminación horaria, ya que su alta eficiencia permitirá que funcione a cualquier hora a un bajo coste. De esta manera solo existirá un único límite de temperatura en el que la bomba de calor se activará.<sup>8</sup> Sin embargo en las bombas de calor individuales, sí que se establecerá la discriminación horaria con el fin de que se obtenga un mayor ahorro al preverse una eficiencia menor que en el sistema central.

Sin embargo, este tipo de sistemas plantean pérdidas de energía que deberán ser tenidas en cuenta, especialmente si las dimensiones de la instalación implican largos distancias de tuberías por el subsuelo. Asimismo, también existirán pérdidas de temperatura en los depósitos de inercia, que deberán mantener la energía durante el mayor tiempo posible para que el traslado del consumo al periodo nocturno sea el mayor posible.

## 5 CASO DE ESTUDIO

En este apartado se pretende definir las consideraciones tomadas para la realización de este trabajo que, aplicadas a metodología ya definida, permiten obtener los resultados que se mostrarán posteriormente. Además, se presentarán también los escenarios de estudio de los cuales se obtendrán las conclusiones finales.

En primer lugar, ya que uno de los principales condicionantes de este trabajo son los precios de la electricidad, se definirán sus horarios, que determinarán los modos de funcionamiento de los sistemas propuestos. En la tabla 1 se muestran los horarios de los tramos correspondientes a los diferentes precios de electricidad.

	Punta	Llano	Valle
Horario	10 a 14 y 18 a 22	8 a 10, 14 a 18 y 22 a 14	0 a 8

**Tabla 1: Horarios para los diferentes tramos la electricidad. Fuente: elaboración propia**

Asimismo, será necesario definir el precio de cada uno de los tramos. Para ello, debido al contexto de inestabilidad presente, se establecerá un valor medio correspondiente al existente durante la primera mitad de año 2022. Este escenario plantea unas circunstancias interesantes debido a la inestabilidad del mercado energético, cuyos precios se han incrementado significativamente con respecto a años anteriores, lo que puede facilitar la viabilidad del estudio planteado. Los precios empleados se muestran en la tabla 2.

	Punta	Llano	Valle
€/kWh	0,40874	0,31514	0,23846

**Tabla 2: Precios de la electricidad para el primer semestre de 2022. Fuente: elaboración propia**

Es importante destacar que los valores detallados en la tabla 2 tienen un carácter conservador debido a la amplia inestabilidad del mercado eléctrico, con el objetivo de que puedan representar los casos más desfavorables.

Sin embargo, gracias al progresivo crecimiento y penetración de las energías renovables en el sistema se prevé una bajada generalizada del precio de la electricidad a largo plazo. Para ello, se proponen inicialmente dos escenarios de análisis, los años 2030 y 2050. En el caso de 2030, no se prevé un gran cambio en el precio de la electricidad, el cual se mantendrá elevado hasta entonces [37]. Es por ello que este trabajo empleará el horizonte de 2050 para realizar un análisis a medio plazo de la evolución de los precios de la electricidad y su repercusión en el almacenamiento distribuido.

Es importante destacar que el estudio de viabilidad tecno económica debe realizarse en base a las demandas patrón de diferentes tipos de edificaciones con el fin de evaluar el potencial de las diferentes propuestas sobre un caso realista, no siendo este modelo válido para una ser aplicado en un caso real debido a la impredecibilidad de la demanda eléctrica.

### Almacenamiento eléctrico

En cuanto a la ubicación empleada como base para realizar este estudio será Bilbao, concretamente el barrio de Zorrotzaurre. Este posee unas dimensiones y características óptimas para ser tomado como patrón a la hora de diseñar un sistema de generación y almacenamiento distribuidos a nivel distrito. Sus demandas serán introducidas por metro cuadrado, de manera que puedan ser dimensionadas en función del área de estudio que se desee. Se tendrán en cuenta varias capacidades de almacenamiento de las baterías, que irán desde los 200 kWh hasta los 6200 kWh de capacidad, rango dimensionado de acuerdo a las características del citado distrito.

Por otro lado, la garantía de las baterías está limitada en la mayoría de los casos a unos 3000 ciclos, lo que equivale a unos 10 años si se realiza un único ciclo por día. Este factor determina en gran medida la viabilidad económica de este tipo de sistemas, dificultando su amortización debido a la gran inversión que debe ser llevada a cabo en contraste con una vida útil relativamente limitada. Además, se establecerá un valor de depreciación del 5% con el fin de calcular la rentabilidad de las instalaciones bajo un punto de vista realista.

Como ya se ha comentado, se empleará la tecnología de iones de litio, especialmente frecuente en sistemas de corriente alterna (conectados a la red) como el que se plantea. Su coste puede resultar difícil de estimar en función de la bibliografía consultada, fabricante y características concretas del sistema. En primer lugar, se estudiaron las dos marcas con más presencia en el mercado con las características deseadas, la alemana Sonnen y la estadounidense Tesla. Sin embargo, estos dos fabricantes ofrecen precios demasiado elevados, especialmente por ser precios de venta al público para pequeñas instalaciones. Es por ello que se ha recurrido al estudio *The Future of Energy Storage*, realizado por el MIT (Massachusetts Institute of Technology) [38]. En él se determina el precio actual de las baterías de iones de litio, así como la prospectiva a 2050 desglosada en tres escenarios, obtenida del informe del NREL (National Renewable Energy Laboratory), en el que se realiza una revisión de literatura de 19 fuentes publicadas entre 2018 y 2020. Los datos ofrecidos por el MIT se muestran en la tabla 3.

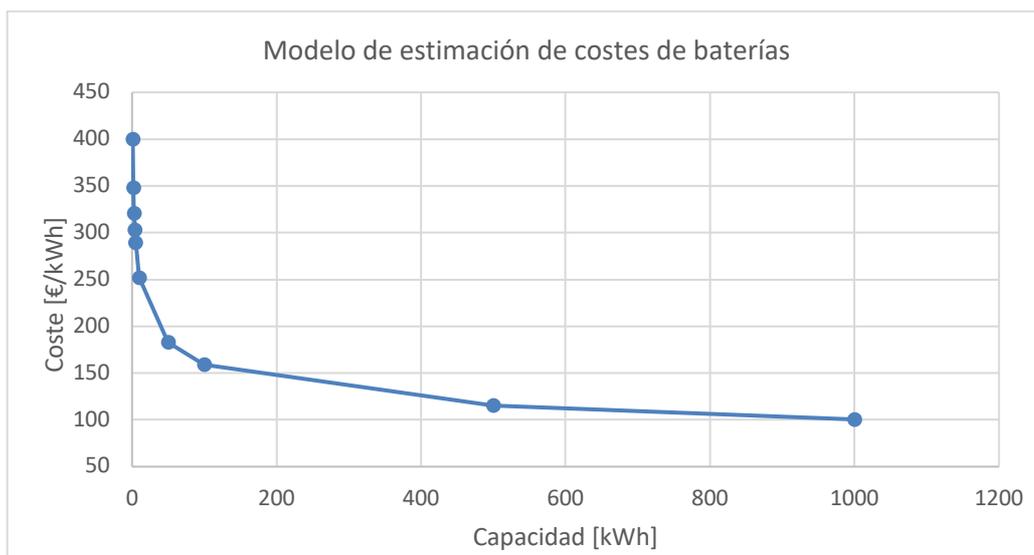
Año	Coste capacidad [\$/kWh]	Costes O&M [\$/kWh-año]	Eficiencia
2020	277,0	6,8	0,92
2050 Low	70,9	1,4	0,92
2050 Mid	125,8	2,2	0,92
2050 High	177,0	3,2	0,92

**Tabla 3: Costes por capacidad y de operación y mantenimiento de baterías. Fuente: MIT [38]**

Sin embargo, a pesar de que estos costes serán tomados como referencia para la realización de este trabajo, en la realidad existen otros factores que han de ser tenidos en cuenta. Uno de ellos es la reducción del coste de las baterías a medida que aumenta su tamaño, por lo que se ha creado un modelo de estimación de costes basado en datos obtenidos de la bibliografía [39]. El modelo permite representar con relativa fiabilidad el comportamiento del mercado actual, cuyos precios se disponen de acuerdo a una exponencial inversa, en la que en los primeros tramos se reducen rápidamente mientras que se estabilizan al alcanzar valores elevados. El modelo de estimación queda determinado por la siguiente ecuación.

$$\text{Coste} = 400 \cdot kWh^{-0,1}$$

En ella, la única variable corresponde a la capacidad en kWh. En la figura 5 se representa de forma gráfica el comportamiento del modelo creado. En ella se puede observar de manera clara como en capacidades reducidas, el precio cambia significativamente, pero deja de reducirse cuando alcanza aproximadamente los 150 €/kWh, sobre los 100 kWh de capacidad. Este modelo se empleará para realizar los cálculos económicos de este trabajo.



**Figura 5: Representación del modelo de estimación de costes de baterías. Fuente: elaboración propia**

Con el modelo descrito previamente, se calculará la inversión inicial necesaria para instalar el sistema. En la tabla 4 se muestran los valores de inversión para las diferentes capacidades de las baterías.

Área de estudio [m <sup>2</sup> ]	Coste capacidad [\$/kWh]	Inversión inicial [€]
200	235,48	47.096
600	210,98	126.589
1000	200,47	200.475
1400	193,84	271.378
1800	189,03	340.256
2200	185,28	407.606
2600	182,21	473.736
3000	179,62	538.852
3400	177,38	603.102
3800	175,42	666.600
4200	173,67	729.431
4600	172,10	791.666
5000	170,67	853.361
5400	169,36	914.565
5800	168,16	975.316
6200	167,04	1.035.649

**Tabla 4: Inversión inicial en función de la capacidad de la batería. Fuente: elaboración propia**

En ella se puede comprobar como el precio por kWh de las baterías se reduce según aumenta su capacidad, de acuerdo con el modelo de estimación de costes.

En cuanto al cálculo de la producción solar fotovoltaica, se empleará también Bilbao como ubicación de estudio sobre la que se calculará la energía obtenida del sol durante un año tipo.

### Almacenamiento térmico

Para el sistema de almacenamiento térmico, se parte de la premisa de que las instalaciones de bomba de calor ya existen y por tanto no será necesaria una inversión inicial. Lo que se propone por tanto es un nuevo modo de funcionamiento, que ayude tanto al ahorro energético de sus usuarios como a reducir el pico de consumo diario, consiguiendo por tanto el aplanamiento de la curva de demanda. Inicialmente se calculará el COP de cada tipo de instalación mediante la fórmula indicada previamente.

Tª B.C.	Tª Red	COP
80	55	3,20
60	45	4,00
20	13	2,86
60	20	1,50

**Tabla 5: Valores de COP máximo para diferentes casuísticas. Fuente: elaboración propia**

En la tabla 5 se muestran los valores del COP máximo teórico para los diferentes escenarios que se van a estudiar. Sin embargo, como se ha comentado en la metodología, el cálculo del COP se realiza para unas condiciones nominales, por lo que será necesario calcular el COP real para cada tecnología. Este se situará entre 0,4 y 0,5, incluyendo todos los sistemas auxiliares asociados. En el caso de las bombas de calor aerotérmicas, el rendimiento será de 0,4, para las geotérmicas, 0,45 y para las hidrotérmicas 0,5. Sin embargo, estos valores son ligeramente conservadores debido a la antigüedad del artículo que se ha estudiado, por lo que en la actualidad estos valores serán superiores gracias al avance tecnológico en este campo [36].

COP aerotermia	COP hidrotermia	COP geotermia
1,60	2,00	1,80
1,92	2,40	2,16
1,44	1,80	1,62
2,00	2,50	2,25

**Tabla 6: Valores de COP real para diferentes tecnologías. Fuente: elaboración propia**

En la tabla 6 se muestran los valores del COP real obtenidos al aplicar el rendimiento de cada tecnología. Las celdas resaltadas en amarillo serán los valores que se usarán para este estudio, empleando la tecnología de geotermia para los sistemas centralizados debido a su mayor potencial y características espaciales y la tecnología de aerotermia para las instalaciones individuales de viviendas.

Para el funcionamiento con discriminación horaria, se partirá de una red centralizada que trabajará a 80°C durante el periodo valle y a 60°C el resto de horas. En cuanto a la red de baja temperatura, se establece el valor de impulsión desde el sistema central de 20°C, considerando que el agua de la red llega a una temperatura media típica para Bilbao, de 13°C. En cuanto a los sistemas individuales para las viviendas, se considerará que la temperatura de operación de las bombas de calor será de 60°C

Para ello, la bomba de calor empleada será de 3,2 kW de potencia y el depósito de inercia de 62 m<sup>3</sup> de capacidad, que corresponde al ratio habitual de dimensionamiento de un 0,02% de la potencia. Es importante buscar un valor idóneo para la capacidad del depósito de inercia, pues un valor demasiado bajo impedirá que acumule energía suficiente como para cubrir la demanda diaria. Por el contrario, si la capacidad es demasiado elevada, será demasiado costoso acumular la energía necesaria cada día.

Finalmente, serán tenidas las pérdidas de calor que se producirán en la red de distribución. Debido a que se realiza un análisis paramétrico y se desconocen las dimensiones concretas de la instalación, las pérdidas se estimarán en un 5%.

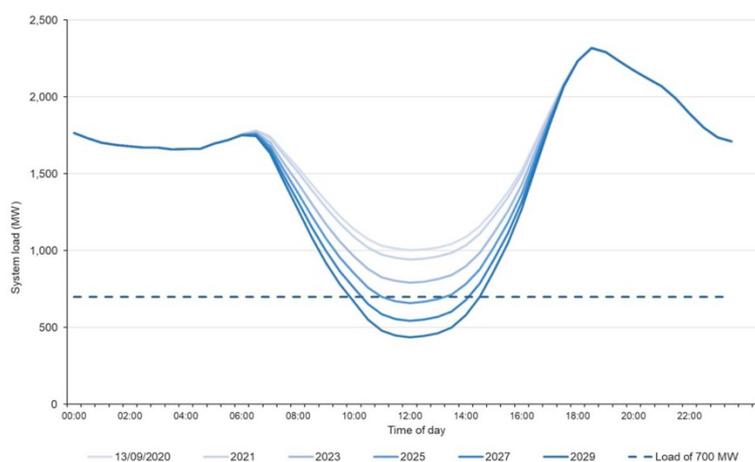
### Escenarios de evolución de precios

En este escenario se contemplarán a su vez dos previsiones de evolución del mercado eléctrico, tanto ante una posible bajada de precios por la penetración de renovables como por un incremento debido a la electrificación de las demandas.

Es importante tener en cuenta la creciente penetración de energías renovables en el sistema eléctrico. Dentro de ellas, la más presente dentro de la generación distribuida es la solar fotovoltaica, que en muchos lugares comienza a alterar las curvas típicas de demanda diarias de las viviendas.

Consecuentemente, el primer escenario a plantear será el de una amplia presencia de energía solar fotovoltaica instalada por los consumidores finales. En la figura 6 se muestra este efecto en el sistema eléctrico del suroeste de Australia, conocido como "curva de pato". El fenómeno que se atribuyó por primera vez al impacto de la energía fotovoltaica sobre tejados en el sistema eléctrico de California [40], [41].

De esta manera, ante el futuro descenso de la demanda en las horas centrales del día, se prevé una consecuente reducción del precio de la electricidad para el año 2050 durante estas horas. Para cuantificarla en este estudio, se propondrán a su vez dos escenarios de evolución del coste. El primero consistirá en la equiparación del precio del tramo punta al llano, equivalente a una reducción de un 20% del mismo aproximadamente. El segundo será un poco más conservador y supondrá una reducción del 10% del precio del tramo punta. Ambos escenarios se calcularán en base a la instalación formada solo por baterías y la respaldada por generación fotovoltaica mencionadas previamente.



**Figura 6: "Curva de pato" en el sistema australiano. Fuente: [41]**

Por otro lado, un gran número de estudios prevén un aumento generalizado de los precios de la electricidad hasta el año 2030, manteniéndose estables hasta 2050 [42]. Esto se debe principalmente a la electrificación de todas las demandas de energía, ya sean térmicas o de movilidad. El creciente reemplazo de calderas de gas por bombas de calor y vehículos de combustión por eléctricos hará que la demanda eléctrica siga creciendo hasta el año 2050. Además, se prevé un gran número de actuaciones que deben ser llevadas a cabo en la red de distribución de electricidad debido al rápido crecimiento de la generación distribuida. De esta manera cambia el modelo de funcionamiento de la red eléctrica, que se convierte una malla formada por pequeños consumidores y productores de electricidad. Asimismo, el aumento de precios también se verá afectado por la aplicación de la tarificación de las emisiones de carbono, que cada vez será mayor.

Por ello, para la realización de este estudio y empleando predicciones de la bibliografía citada, se considerará un posible aumento de un 20% del precio de la electricidad hasta 2050, y se analizará de nuevo la rentabilidad de los dos sistemas propuestos.

### **Escenarios del trabajo**

En cuanto a los escenarios de estudio sobre los que se obtendrá resultados y conclusiones, se organizarán de la siguiente manera.

En el apartado eléctrico:

- En primer lugar, se analizará la implantación de baterías con el objetivo de desplazar la demanda a horas de menor precio.
- A continuación, se estudiará la inclusión de un sistema de generación solar fotovoltaica al sistema de baterías.
- Seguidamente se analizará la influencia de la toma de áreas de estudio de menor tamaño, equivalentes a porciones del distrito planteado. Este análisis se realizará tanto para el primer caso de un sistema de solo baterías como para el segundo, que incluye la producción fotovoltaica.
- Por último, se realizará un estudio para diferentes escenarios de evolución de precios, para los sistemas propuestos en los dos primeros puntos.

En cuanto al apartado térmico:

- Inicialmente se analizará la implantación de discriminación horaria con el objetivo de desplazar la demanda a horas de menor precio. Se empleará un sistema central de producción y almacenamiento de calor a alta temperatura.
- A continuación, se estudiará la implantación de una red de baja temperatura, que distribuirá calor a las instalaciones individuales con el fin de mejorar su eficiencia energética.
- Por último, se realizará un estudio para diferentes escenarios de evolución de precios, de nuevo para ambos sistemas propuestos.

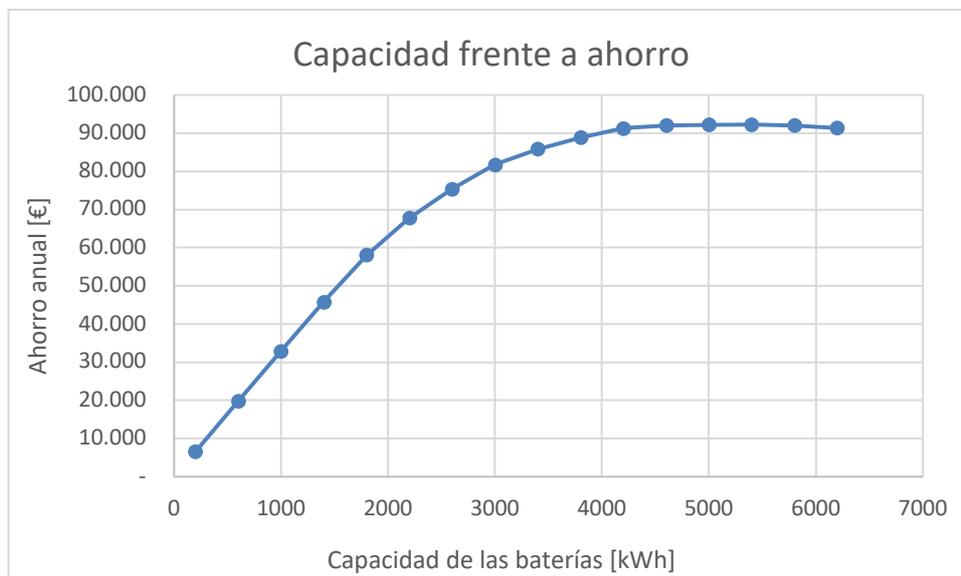
## 6 RESULTADOS

En este apartado se mostrarán y analizarán los resultados obtenidos después de realizar los cálculos pertinentes, todos ellos desarrollados en el apartado de metodología.

### 6.1 ALMACENAMIENTO ELÉCTRICO

#### 6.1.1 Desplazamiento de demanda mediante baterías

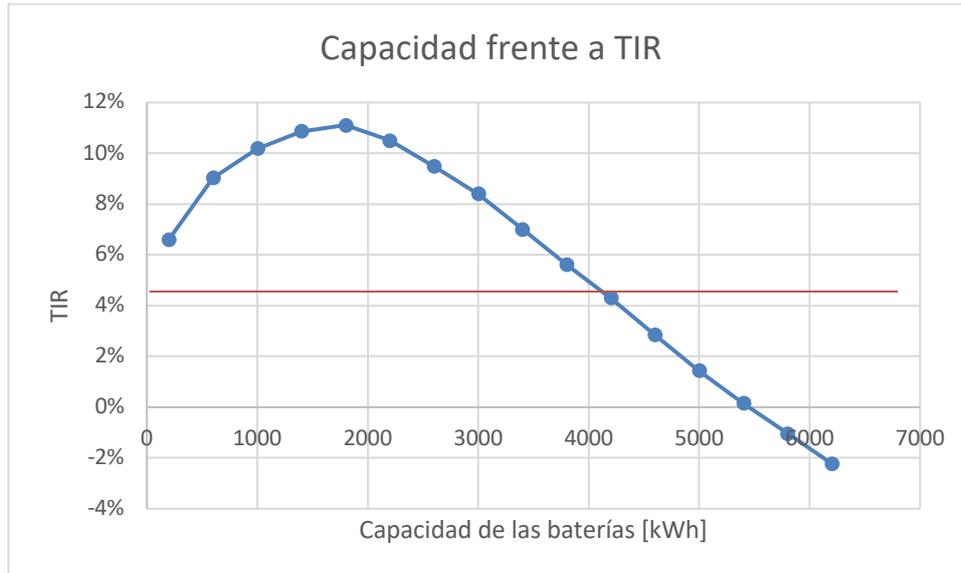
En este apartado se analizarán los resultados obtenidos de la implantación de un sistema de baterías con el fin de desplazar la demanda eléctrica y obtener un ahorro económico. Inicialmente, se calcula el ahorro anual que se obtendría al implantar el sistema de almacenamiento. Además, se calcula el payback simple y compuesto, así como el TIR de la forma que se ha detallado en la metodología. En la figura 7 se muestra la relación entre la capacidad de las baterías y el ahorro obtenido.



**Figura 7: Comparativa entre capacidad de las baterías y ahorro. Fuente: elaboración propia**

Como se puede observar, en las capacidades más bajas, el ahorro crece rápidamente, mientras que, al llegar a las más elevadas, se ralentiza paulatinamente hasta que empieza a decrecer. Esto se debe a que el sistema de baterías cada vez se acerca más a cubrir la totalidad de la demanda diaria, por tanto, aunque se incremente la inversión en un sistema de mayor capacidad, el ahorro permanece constante, en torno a los 90.000€ anuales.

Para analizar la viabilidad de esta instalación, se comparará el TIR con la capacidad de las baterías con el fin de identificar los casos de mayor rentabilidad. Esta comparación se muestra en la figura 8.

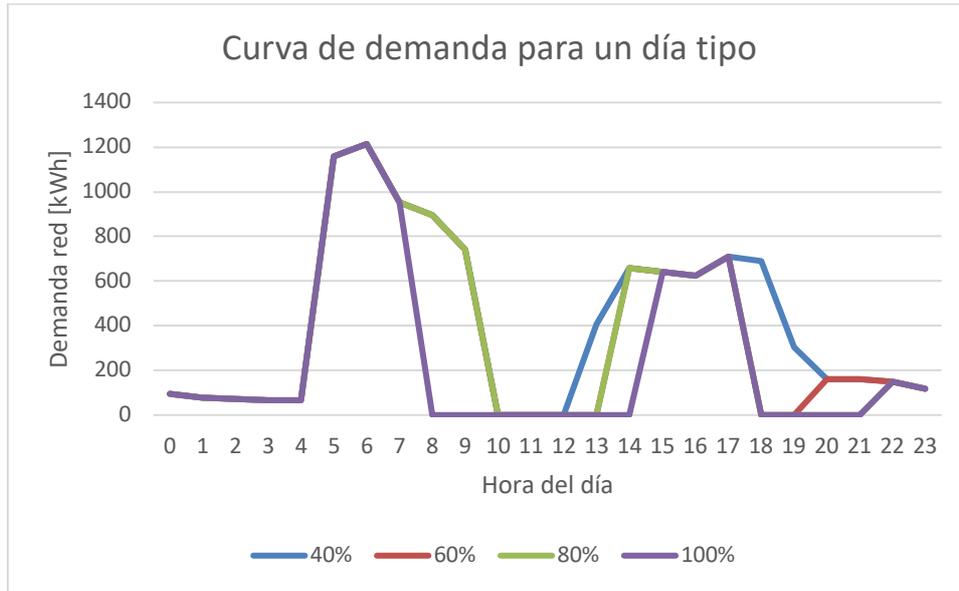


**Figura 8: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Fuente: elaboración propia**

En la figura 8, se puede comprobar como los casos de mayor rentabilidad o, lo que es lo mismo, de mayor TIR, son los intermedios. Una instalación demasiado pequeña supondría una inversión elevada que no podría ser compensada por el reducido ahorro obtenido, al igual que una demasiado grande que, a pesar de poder cubrir toda la demanda, supondría una inversión difícil de asumir que además dificultaría su amortización. Su forma se debe a la combinación de dos efectos diferentes. En primer lugar, el modelo de costes de baterías, que forma una exponencial inversa, y en segundo lugar el ahorro anual obtenido, que crece rápidamente en los primeros casos, pero que poco a poco se va ralentizando hasta que en los últimos comienza a decrecer.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la vida útil de las baterías se ha establecido en 10 años (plazo de garantía), no todas las inversiones contempladas en este análisis serían viables económicamente. Si se establece como valor límite un *payback* de 9 años, solo las instalaciones de entre 600 y 3400 kWh de capacidad serían viables, que corresponden a las que se encuentran por encima de la línea roja. Esta viabilidad se ve determinada por la depreciación, establecida previamente en un 5%, la cual define la línea roja mostrada en el gráfico. En el caso más favorable, el *payback* será de 7 años. Además, es preciso recordar que, en el caso de las instalaciones de menor capacidad, estas no podrán cubrir la totalidad de la demanda con una única carga diaria, con lo que habrá franjas horarias en las que los usuarios seguirán dependiendo de la red eléctrica para cubrir la totalidad de su demanda, con su coste asociado.

Finalmente, no se debe olvidar el efecto que este sistema puede tener sobre la demanda horaria del distrito analizado, que se verá drásticamente modificada. En la figura 9 se muestra cómo cambiaría la curva horaria de un día tipo en función del porcentaje de la demanda que puedan cubrir las baterías.

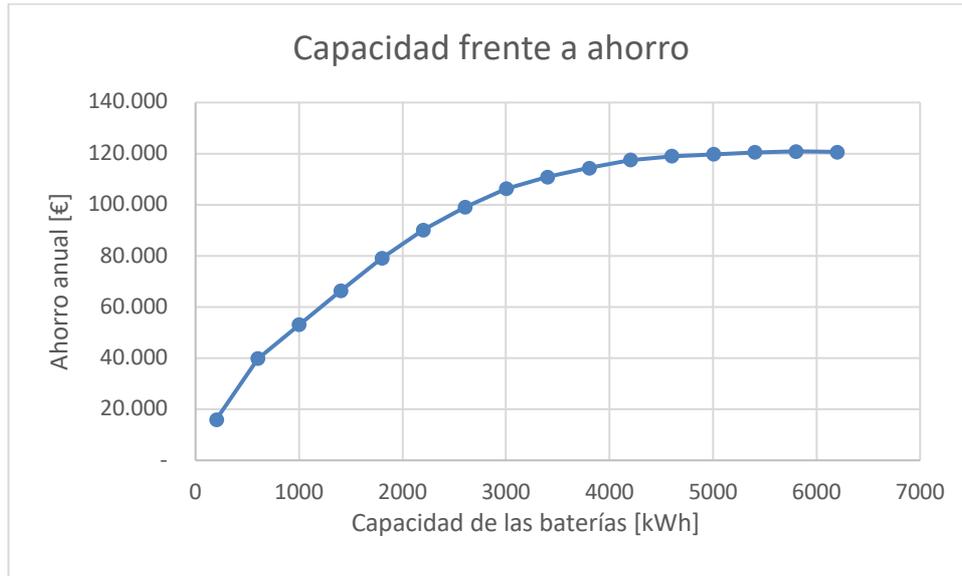


**Figura 9: Curva de demanda a la red en función de cuatro porcentajes de uso de las baterías. Fuente: elaboración propia**

En la figura 9 se puede comprobar como el funcionamiento de las baterías crea las previamente citadas "curvas de pato"

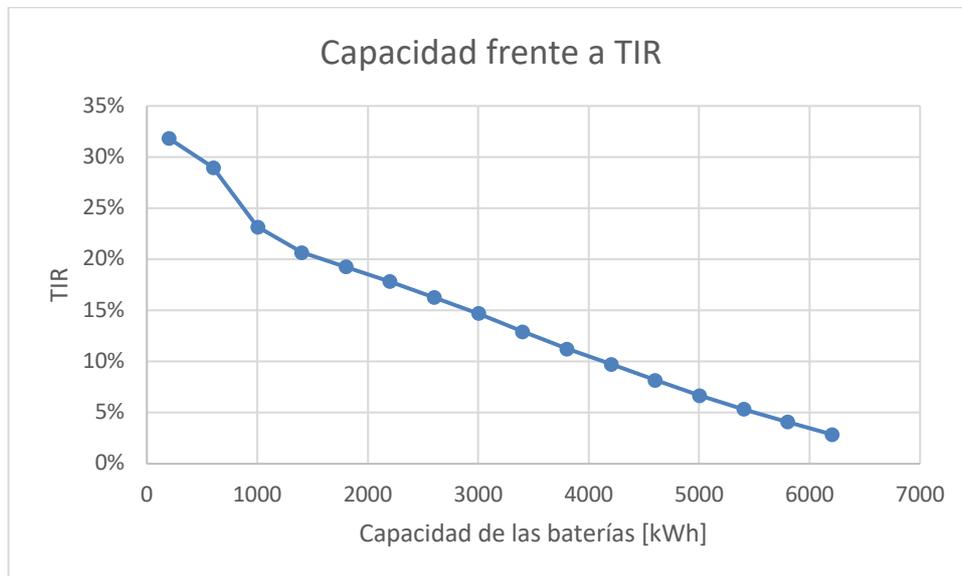
### 6.1.2 Sistema de baterías con producción fotovoltaica

Por otro lado, tal y como se ha comentado en la metodología, se contemplará también integración de generación distribuida en el análisis, concretamente mediante energía solar fotovoltaica. Esta se combinará con el sistema de almacenamiento de baterías para aprovechar al máximo sus ventajas. Para ello se emplearán los cálculos detallados previamente, añadiéndoles la producción fotovoltaica estimada mediante PVGIS, que supondrá un ahorro directo al evitar cargar esa energía desde la red. En la figura 10 se muestran el ahorro anual en función de la capacidad de las baterías.



**Figura 10: Comparativa entre capacidad de las baterías y ahorro, con fotovoltaica. Fuente: elaboración propia**

Como se puede comprobar en la figura 10, los resultados son similares al caso anterior, con un gran crecimiento del ahorro en el primer tramo y una estabilización en el último. Sin embargo, gracias a la inclusión de electricidad a bajo coste proveniente de los paneles fotovoltaicos, el ahorro anual asciende hasta los 120.000€. Para analizar la viabilidad de esta instalación, se comparará el TIR con la capacidad de las baterías con el fin de identificar los casos de mayor rentabilidad. Esta comparación se muestra en la figura 11.



**Figura 11: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías, con fotovoltaica. Fuente: elaboración propia**

Como se puede comprobar en la figura 11, los resultados son significativamente diferentes al caso anterior. Esto se debe a que la incorporación de un sistema de generación fotovoltaico aporta diversas alteraciones.

En primer lugar, la inversión inicial sigue siendo la misma, ya que el coste de la instalación fotovoltaica se incluye en el coste de la electricidad que esta produce. Es importante destacar lo que sucede cuando la capacidad de almacenamiento es reducida, ya que las baterías no se llegan a descargar debido a que la fotovoltaica puede cubrir toda la demanda que estas estaban destinadas a suplir.

Se puede comprobar además que la gran mayoría de casos es económicamente viable salvo los 3 últimos, de mayor tamaño, con unos valores de payback muy reducidos, de poco más de 3 años en los mejores casos, es decir, en los que se contempla una menor capacidad de las baterías.

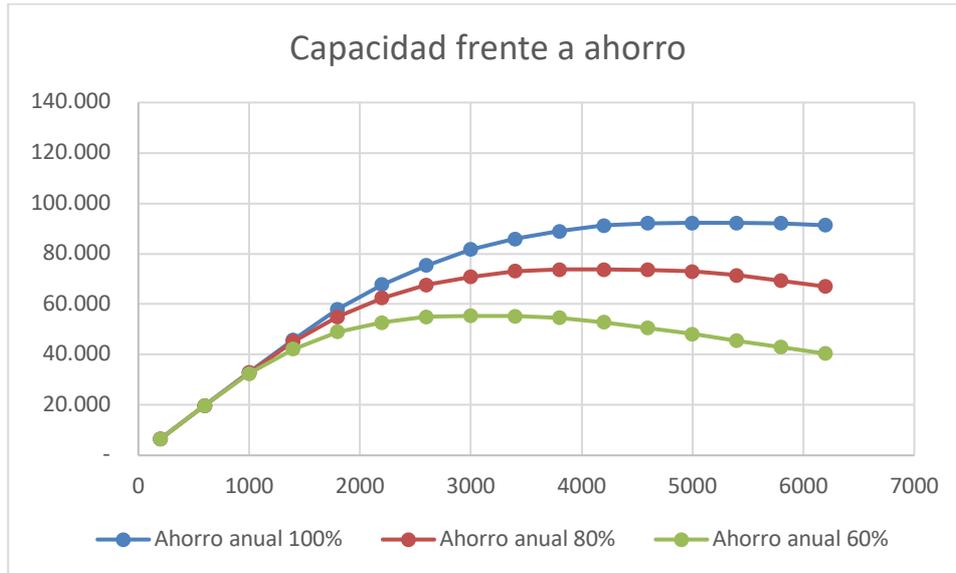
Es importante destacar que, debido a la escasa vida útil de las baterías, puede resultar una opción más atractiva optar por sistemas de menor capacidad y por tanto menor inversión inicial, ya que esta es más fácilmente recuperable. Así, permite a sus usuarios beneficiarse mucho antes del ahorro directo que esta supone, gracias a la rápida amortización a pesar del menor ahorro, si se compara con otros casos.

Debido a que este trabajo se centra fundamentalmente en el almacenamiento energético, el dimensionamiento de sistemas de generación, especialmente el solar fotovoltaico queda en un segundo plano. Esto se debe a la existencia de un gran número de estudios en este campo al estar más extendido comercialmente. Sin embargo, podría ser tomado como eje principal en trabajo futuro debido a su elevado potencial para permitir la independencia energética del sistema propuesto, así como para cubrir más demanda que la limitada por la capacidad de las baterías.

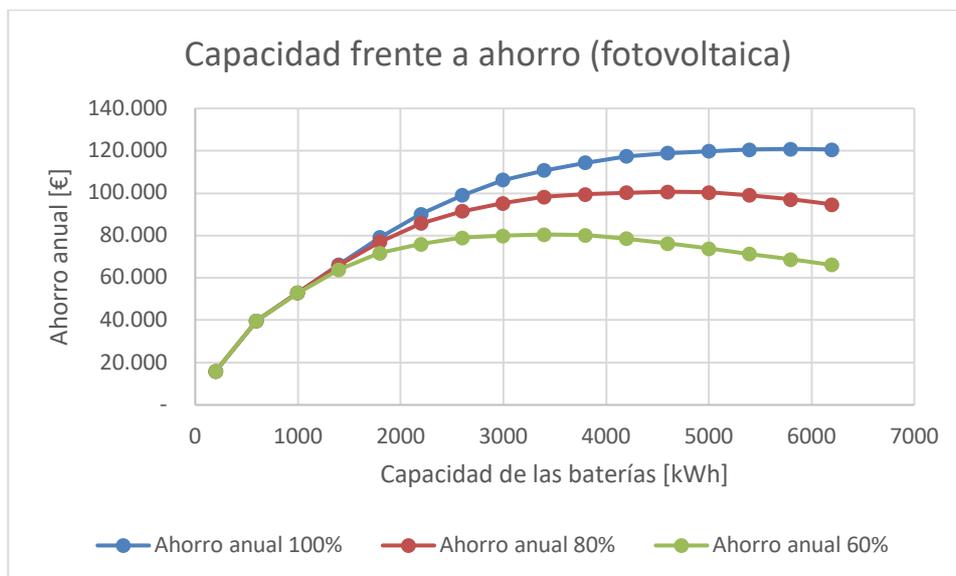
### **6.1.3 Reducción área estudio**

En este apartado se evaluará la viabilidad de los sistemas propuestos si se implantasen en distritos de menor tamaño, o en una parte del propio distrito, pensado especialmente para grupos de edificios dentro de él. Esto supondría fundamentalmente una reducción de la demanda eléctrica, que se rebajará a un 80% y un 60%. De esta manera se podrá comprobar si es más viable crear varias instalaciones de menor tamaño dentro del distrito o una única que cubra la totalidad de su demanda.

En primer lugar, se analizará el primer escenario, en el que la instalación está formada únicamente por baterías. En las figuras 12 y 13 se muestran los valores de ahorro para el caso de partida y para una reducción del 80% y 60% del área de estudio, tanto del sistema formado solo por baterías como del combinado de baterías y producción fotovoltaica.



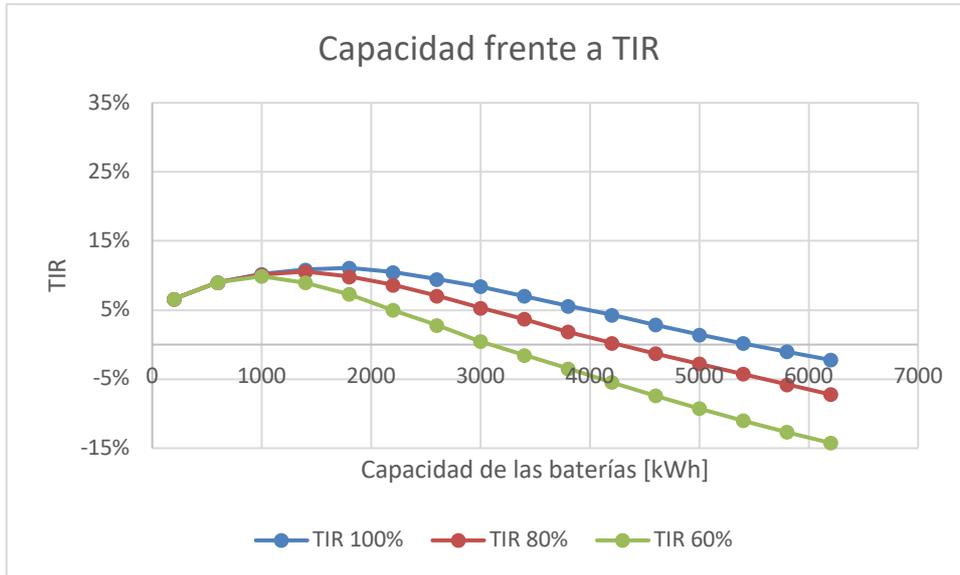
**Figura 12: Capacidad en función del ahorro. Reducción área de estudio al 80% y 60%. Fuente: elaboración propia**



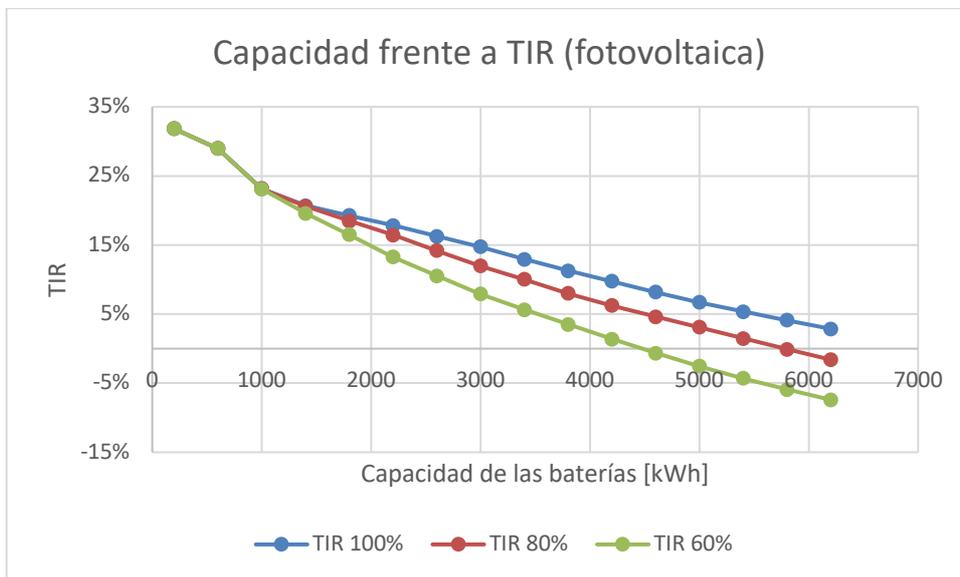
**Figura 13: Capacidad en función del ahorro. Reducción área de estudio al 80% y 60%, con fotovoltaica. Fuente: elaboración propia**

Los resultados incluidos en las figuras 12 y 13 muestran de forma clara como afecta la reducción de la demanda al ahorro anual. En el caso del sistema formado únicamente por baterías, solamente con el 100% del área de estudio el ahorro se mantiene estable en las capacidades más altas, en los otros dos casos el ahorro comienza a descender después de alcanzar su valor máximo. En el caso del sistema que incluye la generación fotovoltaica, se puede comprobar como el ahorro desciende de una manera menos acusada en los valores de almacenamiento más altos. Esto se debe a que, llegado un cierto punto, la mayor capacidad de las baterías permite cubrir la totalidad de la demanda, con lo que el sistema estará sobredimensionado y no será viable una inversión inicial tan elevada.

A continuación, para analizar la viabilidad de estos escenarios, se comparará el TIR con la capacidad de las baterías con el fin de identificar los casos de mayor rentabilidad. Esta comparación se muestra en las figuras 14 y 15.



**Figura 14: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Reducción área de estudio al 80% y 60%. Fuente: elaboración propia**



**Figura 15: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Reducción área de estudio al 80% y 60%, con fotovoltaica. Fuente: elaboración propia**

En las figuras 14 y 15 se pueden comprobar varios factores que las diferencian. En el caso de la figura 14, para el sistema formado únicamente por baterías se puede comprobar como la rentabilidad de la instalación cae drásticamente si se reduce el área de estudio, especialmente con la reducción al 60%, en la que solamente las capacidades por debajo de 2000 kWh resultan viables.

Esto demuestra que no merece la pena sobredimensionar este sistema, ya que la inversión inicial debe estar muy ajustada, buscando el mínimo valor posible.

Algo diferente sucede en la figura 15 con la inclusión de la generación fotovoltaica. En este caso, la instalación mantiene una elevada rentabilidad para capacidades pequeñas a pesar de que se reduzca el área de estudio. En ella se puede comprobar su elevado potencial para un gran rango de casuísticas, resultando viables la mitad de las capacidades en el caso más desfavorable planteado.

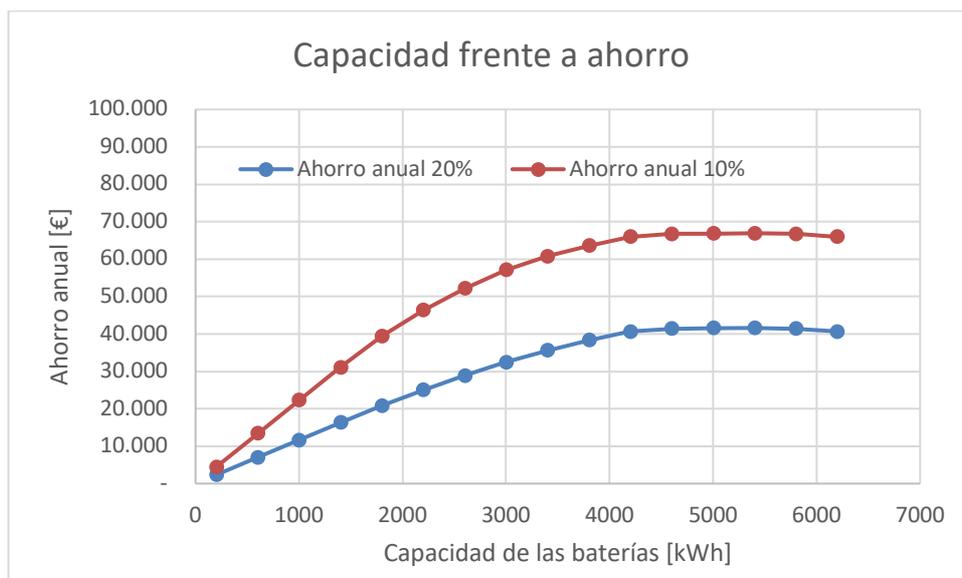
Se puede comprobar por tanto que la demanda a cubrir afecta significativamente a la rentabilidad del sistema, siendo más viable cubrir grandes áreas de distritos ya que, aunque la inversión es elevada, esta se amortiza fácilmente gracias a un mayor ahorro y a la reducción de precio de las baterías al aumentar su capacidad. De esta manera la inversión se repartirá entre más usuarios que se podrán beneficiar de forma conjunta de este sistema, al mismo tiempo que la demanda será más uniforme y, por tanto, más fácilmente asumible por las baterías.

#### 6.1.4 Escenarios de evolución de precios

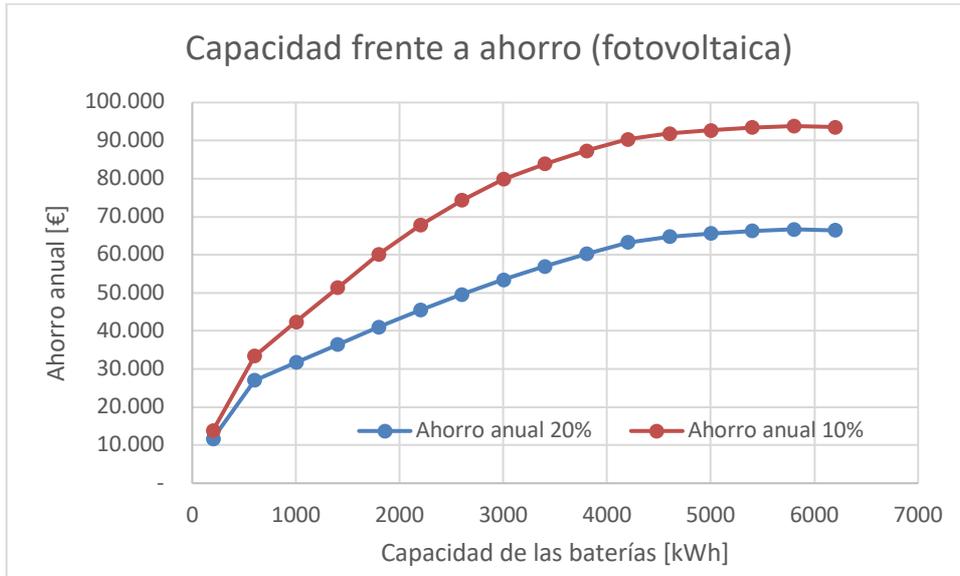
Debido que este trabajo también se plantea como un análisis a largo plazo, a continuación, se detallarán los resultados de los escenarios de evolución de precios hasta el año 2050 detallados en la sección previa.

##### Reducción de precios. “Curva de pato”

Los resultados del análisis del escenario de reducción de precios se muestran a continuación en las figuras 16 y 17. En ellas, se muestra el ahorro anual obtenido en los dos sistemas para los dos escenarios de reducción del precio del periodo punta en un 20% y 10%.



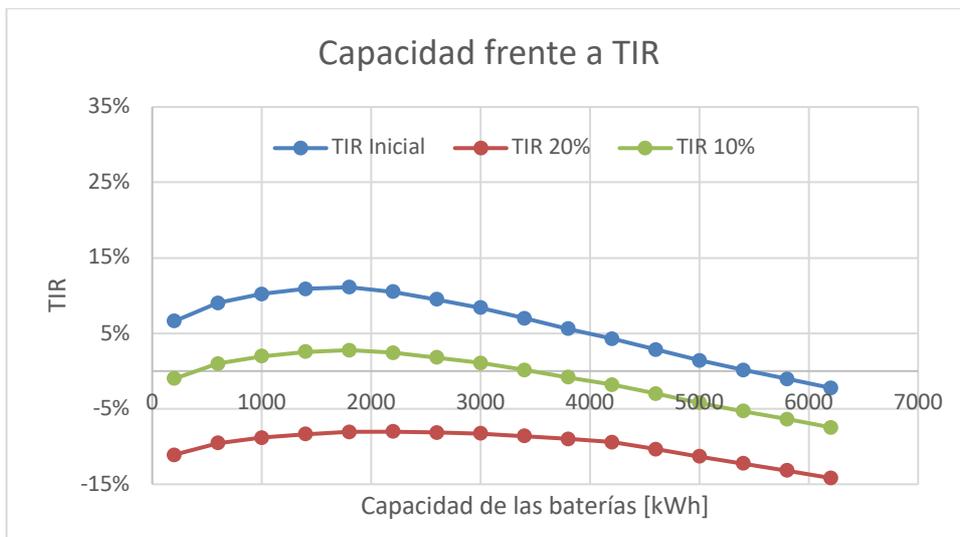
**Figura 16: Comparativa entre capacidad de las baterías y ahorro anual. Reducción punta 20% y 10%. Fuente: elaboración propia**



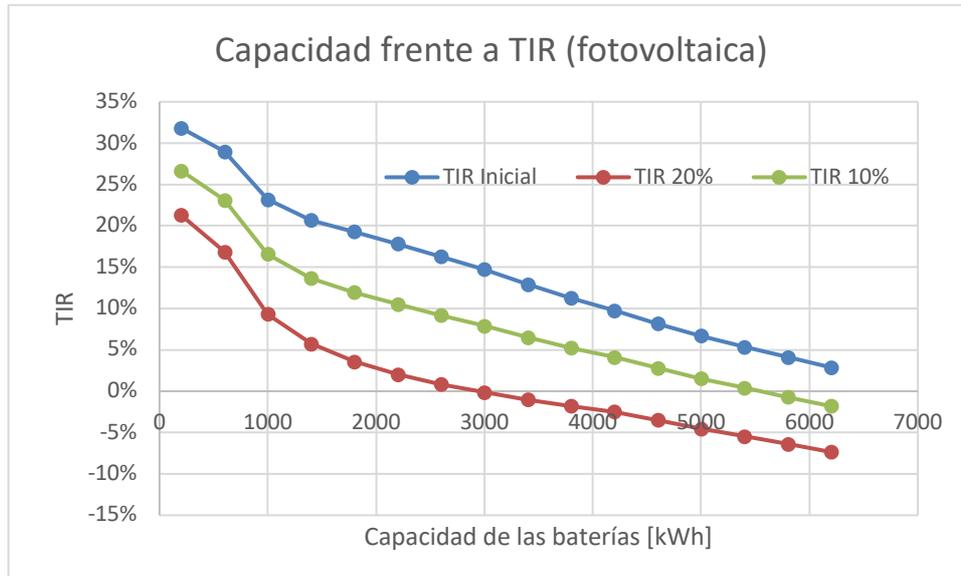
**Figura 17: Comparativa entre capacidad de las baterías y ahorro anual. Reducción punta 20% y 10%, con fotovoltaica.**  
Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en las figuras, con el patrón de las curvas de ahorro es similar a casos anteriores. Sin embargo, en el caso del sistema formado únicamente por baterías, se puede comprobar como a partir de la mitad el valor del ahorro se estabiliza y deja de crecer, algo que no sucede en el caso del sistema que incluye fotovoltaica. Esto se debe a que el sistema está diseñado para reducir el consumo de la red en las horas pico, pero si estas reducen su precio, el ahorro será menor ya que no influirá si se consume en pico o llano, perdiendo este planteamiento su utilidad.

En cuanto a la rentabilidad de las instalaciones, en las figuras 18 y 19 se muestran las comparativas entre el TIR y la capacidad de las baterías para el caso de partida y los dos escenarios de reducción del precio de punta.



**Figura 18: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Reducción punta 20% y 10%.**  
Fuente: elaboración propia



**Figura 19: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Reducción punta 20% y 10%, con fotovoltaica.**  
Fuente: elaboración propia

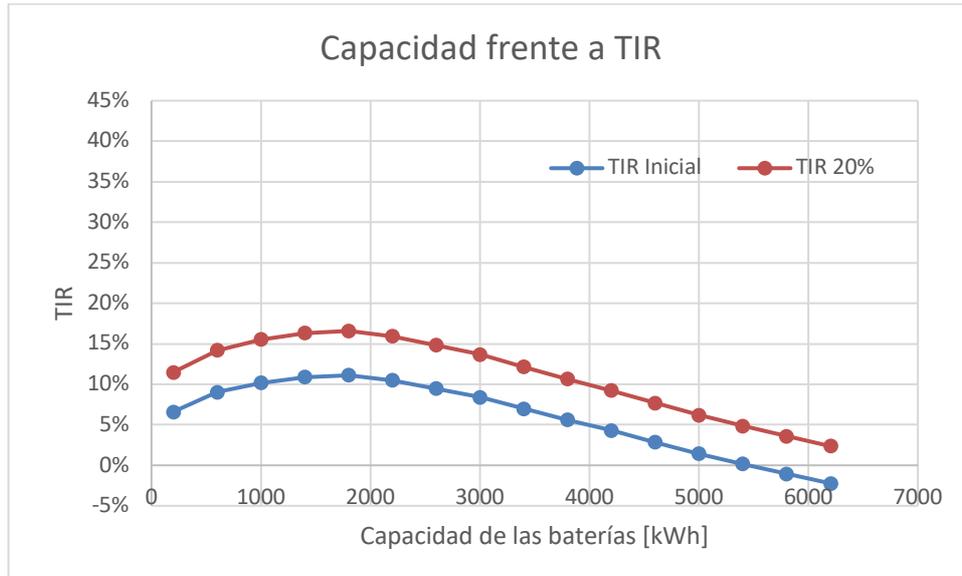
En la figura 18 se puede comprobar como la rentabilidad del sistema formado únicamente por baterías cae drásticamente si se reducen los precios de la electricidad en el periodo punta. Esto se debe, como ya se ha comentado, al diseño del funcionamiento del sistema, que está pensado para evitar los altos costes de la electricidad en punta y llano. Si estos costes caen, el sistema deja de ser rentable. En el caso de este estudio, para ninguno de los casos sería rentable implantar este sistema de almacenamiento si los precios de la electricidad se reducen.

La cosa cambia para el sistema que incorpora la producción fotovoltaica. En él, aunque la rentabilidad cae según lo previsto, en el caso de la reducción de un 10%, más de la mitad de capacidades siguen siendo rentables, especialmente las más pequeñas, que requieren una menor inversión inicial y por tanto son más fácilmente amortizables. Para el caso de la reducción del 20% del precio del periodo punta, la rentabilidad cae significativamente, siendo únicamente viables las 3 primeras capacidades.

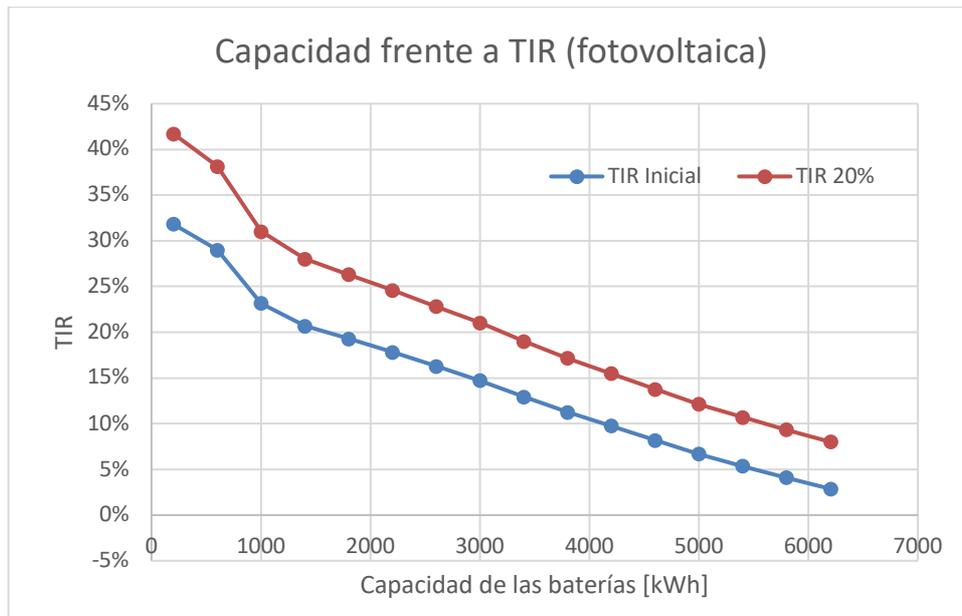
Por ello, se confirma como este sistema está especialmente pensado para funcionar con un sistema de precios elevados, especialmente el del periodo punta. Ante un escenario de reducción de los mismos, reduciría drásticamente su viabilidad, siendo necesario considerar otras opciones de almacenamiento y generación distribuidas más adecuadas para el nuevo escenario.

### Incremento del precio de la electricidad hasta 2050

Los resultados del análisis del escenario de incremento de precios se muestran a continuación en las figuras 20 y 21. En ella, se muestra la rentabilidad de los dos sistemas el escenario de aumento de los 3 periodos de electricidad en un 20%.



**Figura 20: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Aumento precio 20%. Fuente: elaboración propia**



**Figura 21: Comparativa entre TIR y capacidad de las baterías. Aumento precio 20%, con fotovoltaica. Fuente: elaboración propia**

Como se puede comprobar en las figuras 20 y 21, la rentabilidad de la instalación aumenta en todos los casos. Esto se debe a que las baterías sirven como amortiguación de los precios elevados durante las horas más caras. A pesar de que los tres tramos de precios de electricidad incrementen su coste y consecuentemente sea más caro cargar las baterías por la noche, el aumento a su vez del resto de tramos compensa directamente este sobrecoste, obteniendo así un ahorro mayor. Es por ello que este sistema de almacenamiento de electricidad se presenta como una opción fiable tanto a corto como largo plazo para mitigar la posible subida de los precios de la electricidad.

Además, la incorporación de la generación fotovoltaica se plantea como una alternativa de muy elevada rentabilidad, ya que la electricidad que proporciona posee un coste estable y muy reducido.

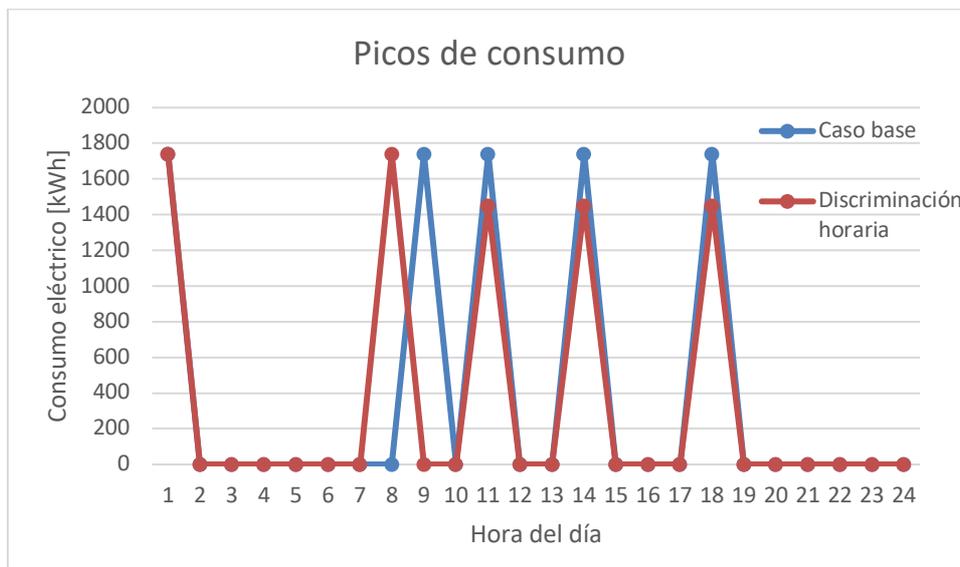
Finalmente, es importante resaltar que existe un limitante que debe ser tenido en cuenta, el cual está relacionado con las vidas útiles de los sistemas. Mientras los bancos de baterías alcanzan la reducida cifra de 10 años de vida útil, los paneles fotovoltaicos pueden alcanzar sin problemas los 20 años. De esta manera, una instalación formada por ambos sistemas, a pesar de resultar ventajosa a corto plazo, supone un problema al llegar a los 10 años, ya que las placas podrán seguir produciendo electricidad, pero las baterías verán reducida su capacidad en gran medida. Por lo tanto, a la hora de diseñar y analizar un sistema como el planteado, formado por baterías y placas fotovoltaicas, debe tenerse en cuenta el reemplazo de las baterías, lo que supondrá una menor rentabilidad, alejándose de los favorables resultados obtenidos en este estudio.

## 6.2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

En cuanto a la parte térmica de este estudio, tal y como se ha indicado en la metodología, se realizará un estudio para comprobar la viabilidad de la implantación de discriminación horaria de la demanda térmica de un distrito, proponiendo las dos opciones de funcionamiento mencionadas previamente, así como un estudio ante diferentes proyecciones de precio a futuro.

### 6.2.1 Generación y almacenamiento centralizados. Discriminación horaria

A continuación, en la figura 22 se muestra la comparativa entre el modo de funcionamiento propuesto y el caso base, mostrando los picos de consumo eléctrico para un día tipo.



**Figura 22: Comparativa entre consumo en caso base y en el modo de funcionamiento con discriminación horaria.**

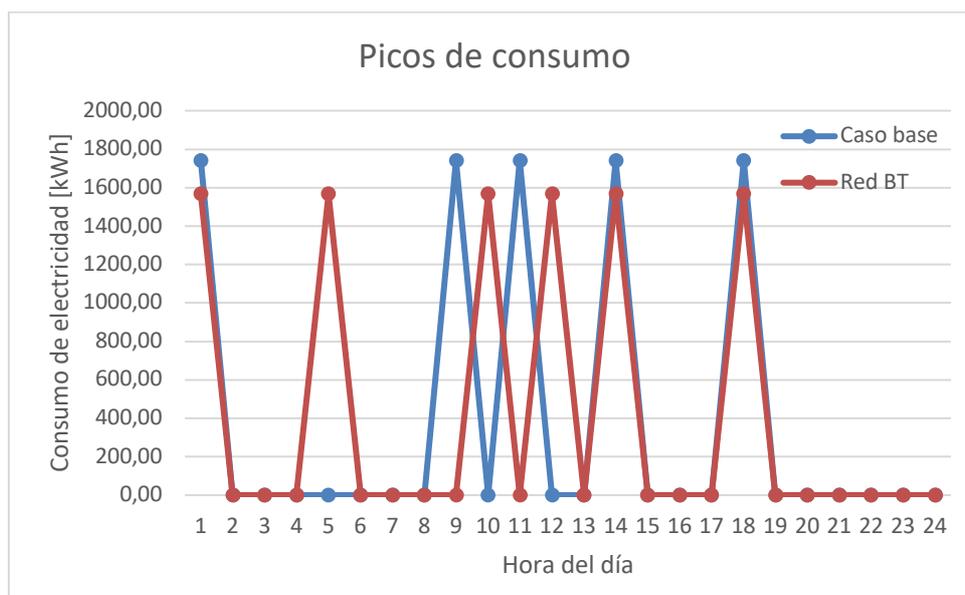
*Fuente: elaboración propia*

En la figura 22 se puede comprobar la eficacia del modo de funcionamiento propuesto para el sistema. La reducción de la temperatura límite para las horas más caras permite que la demanda eléctrica en estos periodos sea menor, obteniendo así un ahorro económico visible. Además, se puede comprobar como el primer pico de consumo del día se desplaza a horas valle, con el consecuente ahorro económico.

A la hora de cuantificar el ahorro que este modo de funcionamiento supone, el caso base, en el que el sistema funcionaría sin ningún tipo de restricción supondría un coste anual de electricidad de 897.307,75 €. Al implantar el modo de funcionamiento con discriminación horaria, el gasto anual se reduce a 784.497,29€ anuales, lo que supone un ahorro anual de 112.810,46€, cifra de gran atractivo debido a que no sería necesario realizar una inversión inicial, sino que podría ser implantado en cualquier sistema de calefacción de distrito.

### 6.2.2 Red de baja temperatura

A continuación, en la figura 23 se muestra la comparativa entre el modo de funcionamiento propuesto y el caso base, mostrando los picos de consumo eléctrico para un día tipo.



**Figura 23: Comparativa entre consumo en caso base y en el modo de funcionamiento con red de baja temperatura.**  
*Fuente: elaboración propia*

En la figura 23 se puede comprobar como la propuesta de emplear una red de baja temperatura no supone un ahorro tan evidente como el caso previo. Sin embargo, se comprueba su efectividad a la hora de trasladar la demanda al periodo valle. Por ello, esta opción puede ser considerada en instalaciones en las que ya exista esta disposición, suponiendo un pequeño ahorro con respecto a si esta no existiese y toda la demanda fuese únicamente cubierta mediante bombas de calor individuales. La implantación de este modo de funcionamiento supone por tanto un ahorro anual de 88.076,89€, valor más reducido que en la propuesta anterior, pero aun así suficientemente atractivo como para considerar este escenario aplicable.

### 6.2.3 Proyección de precios a futuro

A continuación, se estudiará cómo afectará una posible evolución de precios a futuro a los modos de funcionamiento propuestos previamente.

#### Reducción de precios. “Curva de pato”

En el caso del sistema de generación y almacenamiento centralizados, se estudiará cómo afectaría al ahorro anual obtenido en este escenario la reducción de un 10% y 20% del coste del periodo punta de electricidad. De esta manera, para una reducción del 10% del coste de la electricidad en punta, se obtendrá un ahorro de 103.480,90€ respecto al escenario en el que no se implementa el modo de funcionamiento propuesto. El ahorro si el precio se reduce un 20% asciende a 94.151,33€. Se puede comprobar por tanto como el ahorro se reduce ligeramente si el precio del periodo punta se reduce en los próximos años. En concreto, para una reducción del precio de un 10%, el ahorro decrecerá un 8%, y para una reducción del 20%, este caerá un 16%.

Para el caso de la red de baja temperatura, también se estudiará la afección de la reducción del precio del periodo punta. Con una reducción del 10% del citado coste, el ahorro obtenido será de 84.151,33€, mientras que con una del 20% se ahorrarán 81.675,41€ anuales. Para la primera reducción, el ahorro decrecerá un 4% mientras que, para la segunda, de un 20%, el ahorro será un 7% menor.

De esta manera, deberá considerarse en cada caso concreto si merece la pena implementar los modos de funcionamiento propuestos ya que, ante una bajada de precios, su función de discriminación horaria puede perder eficacia. Sin embargo, al no ser necesaria una inversión inicial, siempre que estos supongan un ahorro, serán una opción perfectamente válida y aplicable a una instalación real.

#### Incremento del precio de la electricidad hasta 2050

Al igual que en el apartado eléctrico, resultados del análisis del escenario de incremento de precios se dispondrán a continuación. Se aplicará por tanto el ya citado aumento de los 3 periodos de electricidad en un 20%.

En el caso del sistema de generación y almacenamiento centralizados, el ahorro obtenido por esta previsión de subida de los precios de la electricidad también aumenta, hasta situarse en 197.461,55€ anuales. Esto supone un ahorro anual un 43% superior al que se obtenía antes de la subida de precios.

En cuanto a la red de temperatura, ante el aumento de un 20% del precio de la electricidad, se obtendría un ahorro anual de 105.692,66€, un 17% superior al que se obtenía antes de la subida de precios.

Por lo tanto, se puede comprobar la capacidad de ambas propuestas de absorber una hipotética subida generalizada de los precios de la electricidad, obteniendo unas mayores cifras de ahorro y convirtiéndolos en una opción más atractiva. De nuevo, aunque suban los precios de los tres tramos de electricidad, el traslado de la demanda a horas valle amortigua el mayor precio de las horas punta.

## 7 CONCLUSIONES

El presente trabajo trata de analizar la viabilidad técnica y económica de la descentralización del almacenamiento y producción de energía. Para ello se analizan diferentes propuestas de descentralización, así como varios escenarios. De ellas se pueden extraer diversas conclusiones.

En primer lugar, tras la revisión bibliográfica se puede afirmar que este trabajo posee un enfoque novedoso del almacenamiento energético mediante baterías, el cual tiene escasa presencia en los estudios analizados, por lo que ofrece un elevado potencial. Esto queda demostrado mediante los cálculos técnicos y económicos, que avalan la posibilidad de aplicar los sistemas propuestos a un caso real.

El análisis se realiza a nivel distrito, que se presenta como un caso idóneo para la implantación de dichos sistemas, tanto de generación como de almacenamiento. Se puede comprobar como estos sistemas son viables económicamente, con periodos de amortización significativamente reducidos, que permiten a sus usuarios a obtener un ahorro real en sus facturas energéticas al cabo de pocos años. Además, se concluye que el almacenamiento eléctrico en baterías resulta más rentable de implantar cuando se emplean capacidades pequeñas que, a pesar de aportar un ahorro reducido, su baja inversión inicial permite que puedan ser adoptados por un rango más amplio de usuarios. De esta manera, durante la vida útil del sistema, sus usuarios ahorrarán durante más tiempo, haciendo realmente atractiva la inversión. Por otro lado, también se demuestra la elevada rentabilidad de la implantación de un sistema de generación eléctrica basado en paneles fotovoltaicos que, al producir electricidad con un coste muy reducido, permiten periodos de amortización de pocos años.

Sin embargo, no se debe olvidar el efecto que este desplazamiento de la demanda puede tener en el sistema eléctrico, especialmente debido a la electrificación de la demanda que se supone en este trabajo. Por ello, es probable que, durante los próximos años, a medida que se extienda la generación y almacenamiento distribuidos, aparezcan “curvas de pato” en la demanda diaria, que a su vez pueden suponer problemas para el sistema eléctrico. Esto debe ser tenido en cuenta en trabajos futuros, en los que se busque un aplanamiento de la curva, estabilizando la demanda y evitando picos, tanto positivos como negativos, con el fin de estabilizar el precio de la electricidad a lo largo de todo el día.

En cuanto al estudio de generación y almacenamiento de calor, al tener la peculiaridad de ser una propuesta de modo de funcionamiento y no un sistema nuevo como tal, las posibilidades de ahorro que ofrece a sus usuarios resultan muy interesantes. De esta manera, se ha comprobado que, sin necesidad de una inversión inicial, se pueden obtener sustanciales ahorros anuales, especialmente para la propuesta de traslado de demanda a horas valle en el sistema centralizado. Sin embargo, el uso de una red de baja temperatura, aunque no ofrece un ahorro tan elevado como la anterior, presenta ciertas ventajas que deben ser tenidas en cuenta, como la reducción de las pérdidas térmicas en las conducciones gracias a la escasa temperatura del agua que circula.

Finalmente, de este trabajo se puede extraer la elevada compatibilidad de los sistemas de almacenamiento con los de generación basados en energías renovables, ofreciendo en todos los casos una mayor viabilidad económica debido al bajo coste de las mismas. Es por ello que para futuros trabajos será de gran interés el estudio de la integración de esta generación renovable tanto en sistemas de almacenamiento eléctrico como térmico.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

1. BROWN, David P.; and SAPPINGTON, David E. M. Procuring Electric Storage as a Transmission Asset. *The Electricity Journal*, Apr, 2020, vol. 33, no. 3. pp. 106711. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2020.106711>> CrossRef. ISSN 1040-6190.
2. JIA, Liyan; and TONG, Lang. Renewables and Storage in Distribution Systems: Centralized Vs. Decentralized Integration. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, Mar, 2016, vol. 34, no. 3. pp. 665-674. Available from <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7397860>> CrossRef. ISSN 0733-8716.
3. Optimum Coordination of Centralized and Distributed Renewable Power Generation Incorporating Battery Storage System into the Electric Distribution Network .
4. CHALAMALA, Babu R., et al. Grid-Scale Energy Storage Systems: Ensuring Safety. *IEEE*, Dec, 2021 CrossRef. ISBN 2325-5897.
5. ZAKERI, Behnam, et al. Centralized Vs. Distributed Energy Storage – Benefits for Residential Users. *Energy (Oxford)*, Dec 1, 2021, vol. 236. pp. 121443. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2021.121443>> CrossRef. ISSN 0360-5442.
6. HEDEGAARD, K.; and MEIBOM, P. Wind Power Impacts and Electricity Storage – A Time Scale Perspective. *Renewable Energy*, 2012, vol. 37, no. 1. pp. 318-324. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.06.034>> CrossRef. ISSN 0960-1481.
7. ABDON, Andreas, et al. Techno-Economic and Environmental Assessment of Stationary Electricity Storage Technologies for Different Time Scales. *Energy (Oxford)*, Nov 15, 2017, vol. 139. pp. 1173-1187. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.097>> CrossRef. ISSN 0360-5442.
8. NORMARK, Bo, et al. Europe's Energy Transition. WELSCH, Manuel, et al ed., Academic Press, 2017. Chapter 22 - Storage Solutions and their Value, pp. 173-187. Available from <<https://www-sciencedirect-com.ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/B9780128098066000225>>. ISBN 9780128098066.
9. ABDON, Andreas, et al. Techno-Economic and Environmental Assessment of Stationary Electricity Storage Technologies for Different Time Scales. *Energy (Oxford)*, Nov 15, 2017, vol. 139. pp. 1173-1187. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.097>> CrossRef. ISSN 0360-5442.
10. Red eléctrica de España. Almacenamiento Energético. Available from:<<https://www.ree.es/es/red21/almacenamiento-energetico>>.
11. SAN MARTÍN, J. I., et al. Energy Storage Technologies for Electric Applications. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, May, 2011. pp. 593-598 CrossRef. ISSN 2172-038X. Available from:<<https://icrepq.com/icrepq'11/398-san-martin.pdf>>

12. HADJIPASCHALIS, Ioannis; POULLIKKAS, Andreas and EFTHIMIOU, Venizelos. Overview of Current and Future Energy Storage Technologies for Electric Power Applications. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, no. 6. pp. 1513-1522. Available from <https://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.028> CrossRef. ISSN 1364-0321.
13. GEORGAKARAKOS, Andreas D.; MAYFIELD, Martin and HATHWAY, Elizabeth Abigail. Battery Storage Systems in Smart Grid Optimised Buildings. *Energy Procedia*, Oct, 2018, vol. 151. pp. 23-30. Available from <https://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2018.09.022> CrossRef. ISSN 1876-6102.
14. PURVINS, Arturs; PAPAIOANNOU, Ioulia T. and DEBARBERIS, Luigi. Application of Battery-Based Storage Systems in Household-Demand Smoothing in Electricity-Distribution Grids. *Energy Conversion and Management*, Jan, 2013, vol. 65. pp. 272-284. Available from <https://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.07.018> CrossRef. ISSN 0196-8904.
15. T. A. Faunce et al, "On-grid batteries for large-scale energy storage: Challenges and opportunities for policy and technology," *MRS Energy & Sustainability*, vol. 5, (1), 2018. Available: <https://link.springer.com/article/10.1557/mre.2018.11>. DOI: 10.1557/mre.2018.11.
16. YOUNG, Sharon; BRUCE, Anna and MACGILL, Iain. Potential Impacts of Residential PV and Battery Storage on Australia's Electricity Networks Under Different Tariffs. *Energy Policy*, May, 2019, vol. 128. pp. 616-627. Available from <https://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.005> CrossRef. ISSN 0301-4215.
17. KABAKIAN, V.; MCMANUS, M. C. and HARAJLI, H. Attributional Life Cycle Assessment of Mounted 1.8 kWp Monocrystalline Photovoltaic System with Batteries and Comparison with Fossil Energy Production System. *Applied Energy*, Sep, 2015, vol. 154. pp. 428-437. Available from [https://explore.openaire.eu/search/publication?articleId=od\\_\\_\\_\\_\\_1378::b162e4ed0c19372ca888cd10abc9e064](https://explore.openaire.eu/search/publication?articleId=od_____1378::b162e4ed0c19372ca888cd10abc9e064) CrossRef. ISSN 0306-2619.
18. ZHANG, Yongxi, et al. Optimal Whole-Life-Cycle Planning of Battery Energy Storage for Multi-Functional Services in Power Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Oct, 2020, vol. 11, no. 4. pp. 2077-2086. Available from <https://ieeexplore.ieee.org/document/8844110> CrossRef. ISSN 1949-3029.
19. COLMENAR-SANTOS, Antonio, et al. Technical Approach for the Inclusion of Superconducting Magnetic Energy Storage in a Smart City. *Energy (Oxford)*, Sep 1, 2018, vol. 158. pp. 1080-1091. Available from <https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.109> CrossRef. ISSN 0360-5442.
20. BREEZE, Paul. *Power System Energy Storage Technologies*. BREEZE, Paul ed., Academic Press, 2018. Chapter 5 - Superconducting Magnetic Energy Storage, pp. 47-52. Available from <https://www.sciencedirect.com/ehu.idm.oclc.org/science/article/pii/B9780128129029000055>. ISBN 9780128129029.
21. COLMENAR-SANTOS, Antonio, et al. Technical Approach for the Inclusion of Superconducting Magnetic Energy Storage in a Smart City. *Energy (Oxford)*, Sep 1, 2018, vol. 158. pp. 1080-1091. Available from <https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.109> CrossRef. ISSN 0360-5442.
22. OLABI, Abdul Ghani, WILBERFORCE, Tabbi, ABDELKAREEM, Mohammad Ali and RAMADAN, Mohamad. Critical Review of Flywheel Energy Storage System. *Energies [online]*. 13 April 2021. Vol.

14, no. 8, p. 2159. DOI 10.3390/en14082159. Available from:  
<<http://dx.doi.org/10.3390/en14082159>>

23. WICKI, Samuel; and HANSEN, Erik G. Clean Energy Storage Technology in the Making: An Innovation Systems Perspective on Flywheel Energy Storage. *Journal of Cleaner Production*, Sep 20, 2017, vol. 162. pp. 1118-1134. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.05.132>> PubMed. ISSN 0959-6526.

24. HERRMANN, A.; MÄDLOW, A. and KRAUSE, H. Key Performance Indicators Evaluation of a Domestic Hydrogen Fuel Cell CHP. *International Journal of Hydrogen Energy*, Jul 19, 2019, vol. 44, no. 35. pp. 19061-19066. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.014>> CrossRef. ISSN 0360-3199.

25. THOUNTHONG, Phatiphat; and DAVAT, Bernard. Study of a Multiphase Interleaved Step-Up Converter for Fuel Cell High Power Applications. *Energy Conversion and Management*, 2010, vol. 51, no. 4. pp. 826-832. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.11.018>> CrossRef. ISSN 0196-8904.

26. OU, Kai; YUAN, Wei-Wei and KIM, Young-Bae. Development of Optimal Energy Management for a Residential Fuel Cell Hybrid Power System with Heat Recovery. *Energy (Oxford)*, Mar 15, 2021, vol. 219. pp. 119499. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2020.119499>> CrossRef. ISSN 0360-5442.

27. PURANEN, Pietari; KOSONEN, Antti and AHOLA, Jero. Technical Feasibility Evaluation of a Solar PV Based Off-Grid Domestic Energy System with Battery and Hydrogen Energy Storage in Northern Climates. *Solar Energy*, Jan 1, 2021, vol. 213. pp. 246-259. Available from <<https://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.089>>. ISSN 0038-092X.

28. I. Sarbu and C. Sebarchievici, "A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage," *Sustainability*, vol. 10, (1), pp. 191, 2018. Available:  
<https://search.proquest.com/docview/2002779883>. DOI: 10.3390/su10010191.

29. A. Kumar and S. K. Shukla, "A Review on Thermal Energy Storage Unit for Solar Thermal Power Plant Application," *Energy Procedia*, vol. 74, pp. 462-469, 2015. Available:  
<https://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.728>. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.728.

30. J. Taylor et al, "Noise levels and noise perception from small and micro wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 120-127, 2013. Available:  
<https://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.11.031>. DOI: 10.1016/j.renene.2012.11.031.

31. LONGSON, Michael. Strong Growth Ahead for Battery Storage. *Pv Magazine*, 2021. Available from <<https://www.pv-magazine.com/2021/04/13/strong-growth-ahead-for-battery-storage/>>.

32. PUDJIANTO, Danny, et al. Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Mar, 2014, vol. 5, no. 2. pp. 1098-1109. Available from <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6612755>> CrossRef. ISSN 1949-3053.

33. SHEN, Xinwei, et al. Expansion Planning of Active Distribution Networks with Centralized and Distributed Energy Storage Systems. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Jan, 2017, vol. 8, no. 1. pp. 126-134. Available from <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7501863>> CrossRef. ISSN 1949-3029.
34. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Estrategia De Almacenamiento Energético.
35. Real Decreto-Ley 23/2020, De 23 De Junio, Por El Que Se Aprueban Medidas En Materia De Energía Y En Otros Ámbitos Para La Reactivación Económica.
- 36 D. Mavrokefalidis, "Energy prices to remain 'significantly above average' up to 2030 ," Energy Live News, Available: <https://www.energylivenews.com/2022/04/21/energy-prices-to-remain-significantly-above-average-up-to-2030/>.
37. Heck, T., 2007. Wärmepumpen: Teil X, in: Dones, R., Bauer, C., Bolliger, R., Burger, B., Faist Emmenegger, M., Frischknecht, R., Heck, T., Jungbluth, N., Röder, A. (Eds.), Sachbilanzen von Energiesystemen. Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent data v2.0, No. 6., Dübendorf.
38. Massachusetts Institute of Technology, "The Future of Energy Storage," Available: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2022/05/The-Future-of-Energy-Storage.pdf>.
39. H. Beltran et al, "Levelized Cost of Storage for Li-Ion Batteries Used in PV Power Plants for Ramp-Rate Control," Tec, vol. 34, (1), pp. 554-561, 2019. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8606249>. DOI: 10.1109/TEC.2019.2891851.
40. J. López Prol, K. W. Steininger and D. Zilberman, "The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market," Energy Economics, vol. 85, pp. 104552, 2020. Available: <https://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2019.104552>. DOI: 10.1016/j.eneco.2019.104552.
41. S. Wilkinson et al, "The duck curve in a drying pond: The impact of rooftop PV on the Western Australian electricity market transition," Utilities Policy, vol. 71, pp. 101232, 2021. Available: <https://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2021.101232>. DOI: 10.1016/j.jup.2021.101232.
42. A. De Vita et al, EU Reference Scenario 2020. Luxembourg: Publications Office, 2021.