



# Escuela Técnica Superior de Ingenieros



## Máster en Sistemas de Energía Eléctrica.

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Trabajo Fin de Máster:

## APLICACIONES DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICAS

Autor: José Antonio Gallego Martín

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

Sevilla, Junio 2016





## RESUMEN

El presente trabajo surge en respuesta a la necesidad de aumentar la competitividad y la eficiencia de las centrales hidráulicas en un contexto en el que la producción distribuida será una realidad en breve. Las centrales de generación hidráulica apenas han evolucionado en décadas, por ello es necesario que estas incorporen las últimas tecnologías en sistemas de almacenamiento eléctrico, para dotarles de mayor flexibilidad y adaptación a las nuevas normas de un mercado cada vez más competitivo que está en continua transformación.

El estudio se realiza a las centrales hidroeléctricas ya que estas, a diferencia de las grandes centrales térmicas, parece que tendrán un papel primordial en el futuro junto con el resto de tecnologías de origen renovable, su tecnología no ha sufrido un gran desarrollo debido al marco más o menos estable.

Dentro de la generación hidráulica se analizarán aquellos sistemas de acumulación eléctrica de aplicación a las centrales de bombeo, y a las centrales eléctricas fluyentes, que a diferencia de la anterior, no tienen capacidad de almacenamiento de la energía y su funcionamiento es dependiente del caudal del cauce donde se instalen. Estas centrales generan electricidad independientemente de precio del mercado, para aumentar los ingresos de estas instalaciones en el presente trabajo se va a estudiar los distintos sistemas de acumulación de energía eléctrica que permitirán desplazar y revertir a la red eléctrica la energía almacenada solo en las horas punta. También mediante los sistemas de acumulación se podrá dotar o ampliar los sistemas que permitan prestar los servicios complementarios de regulación de frecuencia, secundaria y terciaria, que son de gran importancia en los ingresos de las centrales. Finalmente se realizarán varios estudios económicos a los sistemas propuestos.



## Nomenclatura:

**BCM:** Miles de millones de metros cúbicos de gas natural

**PFH:** el precio final horario

**PCF:** precio de compra final

**PVF:** precio de venta final

**PA:** Peajes de Acceso

**RD:** Real decreto.

**IMP:** impuestos

**PA:** peaje de acceso.

**PAg:** peaje a la generación

**PC:** precio de compra

**PV:** precio de venta

**PMD:** es el precio del mercado diario

**GPL:** gas licuado del petróleo

**PEM:** Proton Exchanger Membrane

**SOFC:** pila de combustible de óxido sólido

**PEMFC:** Proton exchange membrane fuel cells

**MCFC:** Molten Carbonate Fuel Cell

**SMES:** Superconducting Magnetic Energy Storage

**SC:** bobina superconductor

**LTS:** Low Temperature Superconductor

**HTS:** High Temperature Superconductor

**BEM:** baterías electromecánicas

**CAES:** Compressed Air Energy Storage

**VRB:** batería Vanadio Redox

**ZBM:** batería de zinc-bromuro

**NMC:** mezcla de níquel, manganeso y cobalto

**CES:** Cryogenic Energy Storage



## ÍNDICE

### **CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN.**

- 1.1 La generación hidráulica en España.
- 1.2 La generación hidráulica fluyente de carácter no controlable.
- 1.3 La generación hidráulica de pie de presa.
- 1.4 La generación hidráulica por bombeo.
- 1.5 Integración de los sistemas de almacenamiento.
- 1.6 Breve descripción del mercado eléctrico.
- 1.7 Precio de compra.
- 1.8 Precio de venta.
- 1.9 Horas rentables de producción directa o almacenamiento de la energía.

### **CAPITULO 2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.**

#### **2.1 Almacenamiento en forma de hidrogeno.**

- 2.1.1 Resumen de características principales.
- 2.1.2 Principales fabricantes.

#### **2.2 Almacenamiento magnético superconducción.**

- 2.2.1 Resumen de características principales.
- 2.2.2 Principales fabricantes.

#### **2.3 Almacenamiento en súper condensadores.**

- 2.3.1 Resumen de características principales.
- 2.3.2 Principales fabricantes.

#### **2.4 Almacenamiento en volantes de inercia.**

- 2.4.1 Resumen de características principales.
- 2.4.2 Principales fabricantes.

#### **2.5 Almacenamiento por aire comprimido.**

- 2.5.1 Resumen de características principales.
- 2.5.2 Instalaciones existentes.

#### **2.6 Baterías.**

##### **2.6.1 Baterías de flujo.**

- 2.6.1.1 Resumen de características principales.
- 2.6.2 .1 Principales fabricantes.

##### **2.6.2 Baterías NAS**

- 2.6.2.1 Resumen de características principales.
- 2.6.2.2 Principales fabricantes.



### **2.6.3 Baterías de Ni Cd.**

2.6.3.1 Resumen de características principales.

2.6.3.2 Principales fabricantes.

### **2.6.4 Baterías ion litio.**

2.6.4.1 Resumen de características principales.

2.6.4.2 Principales fabricantes.

### **2.6.5 Baterías de plomo –ácido.**

2.6.5.1 Resumen de características principales.

2.6.5.2 Principales fabricantes.

### **2.6.6 Baterías de Zinc-aire.**

2.6.6.1 Resumen de características principales.

2.6.6.2 Principales fabricantes.

### **2.7 Almacenamiento criogénico.**

2.7.1 Resumen de características principales.

2.7.2 Instalaciones existentes.

### **2.8 Análisis comparativo.**

## **CAPITULO 3. PRESENTACION DEL PROBLEMA Y METODOLOGIA DE RESOLUCIÓN.**

### **3.1.0 Especificaciones técnicas de diseño para centrales de bombeo.**

#### **3.1.1 Justificación de la solución adoptada.**

#### **3.1.2 Dimensionado del sistema de almacenamiento. Esquema unifilar.**

3.1.2.1 Diseño del sistema de almacenamiento con Baterías NA-S.

3.1.2.2 Diseño del sistema de almacenamiento con Baterías ion litio

3.1.2.3 Diseño del sistema de almacenamiento con producción de hidrogeno.

3.1.2.4 Banda de operación del sistema de almacenamiento en modo turbina.

3.1.2.5 Banda de operación del sistema de almacenamiento en modo Bomba.

### **3.2.0 Especificaciones técnicas de diseño para centrales fluyentes.**

#### **3.2.1 Justificación de la solución adoptada.**

#### **3.2.2 Dimensionado del sistema de almacenamiento. Esquema unifilar.**

3.2.2.0 Diseño del sistema de almacenamiento supercondensadores.

3.2.2.1 Diseño del sistema de almacenamiento con Baterías NA-S.

3.2.2.2 Diseño del sistema de almacenamiento con Baterías ion litio



3.2.2.3 Banda de operación del sistema de almacenamiento en modo turbina.

### **3.3.0 Costes de operación y mantenimiento, costes energéticos.**

**3.3.1 Análisis de costes para centrales fluyentes.**

**3.3.2 Análisis de costes para centrales de bombeo.**

**3.3.3 Análisis de costes de sistema producción de hidrógeno.**

## **CAPITULO 4. GESTION HIDRÁULICA DE LAS CENTRALES CON LA INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMA DE ALMACENAMIENTOS.**

### **4.1 CENTRALES DE AGUA FLUYENTES**

#### **4.1.1 Escenarios de funcionamiento.**

**4.1.1.1 Operación normal régimen continuo.**

**4.1.1.2 Operación normal régimen intermitente.**

**4.1.1.3 Operación en sequía.**

**4.1.1.4 Operación en régimen de avenida.**

**4.1.1.5 Operación con grupos en revisión.**

### **4.2 CENTRALES DE BOMBEO.**

#### **4.2.1 Escenarios de funcionamiento.**

**4.2.1.1 Operación normal de generador.**

**4.2.2.2 Operación normal de bomba.**

**4.2.2.3 Operación arranque desde cero.**

### **4.3 BENEFICIOS CON LA OPERACIÓN CON ALMACENAMIENTO.**

**4.3.1 Beneficios para la instalación de generación fluyente.**

**4.3.2 Beneficios para la instalación de generación de bombeo.**

**4.3.3 Beneficio para el sistema eléctrico.**

## **ANEXO 1. ESTIMACION DE INGRESOS CON LA OPERACIÓN CON EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.**

## **ANEXO 2. ESTUDIO ECONOMICO.**

## **CAPITULO 5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES. FUTURO MERCADO ELÉCTRICO**

## **REFERENCIAS**





## CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 La generación hidráulica en España.

España cuenta con una elevada potencia instalada de origen hidroeléctrico, desarrollada a lo largo de más de un siglo. Como consecuencia, en la actualidad, contamos con un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica relativamente eficiente.

Dentro de las energías renovables que explotamos en nuestro país, la energía hidroeléctrica es la tecnología más consolidada y de mayor grado de madurez, gracias al aprovechamiento de la orografía y a la existencia de un gran número de presas.

Existen dos tipologías básicas de aprovechamientos hidroeléctricos:

- Centrales de agua fluyente: captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen hacia la central para ser turbinado y posteriormente lo vuelven al río. Emplean rangos de potencia bajos (normalmente inferiores a 5 MW). Incluyen las centrales en canal de riego, que utilizan el desnivel del agua en los canales de riego para producir electricidad. El rango de potencia de éstas es de entre 1 y 5 MW.
- Centrales de pie de presa: mediante la construcción de una presa o la utilización de una existente, pueden regular los caudales. Suelen tener unos niveles de potencia superiores a los 5 MW. Dentro de las mismas están las centrales de bombeo o reversibles, plantas que, además de generar energía (modo turbinación), tienen la capacidad de elevar el agua a un embalse o depósito consumiendo energía eléctrica (modo bombeo).

En suma, en España existe una capacidad total de embalses de 55.000 hm<sup>3</sup>, de los cuales el 40% de esa capacidad corresponde a embalses hidroeléctricos, una de las proporciones más altas de Europa y del mundo.

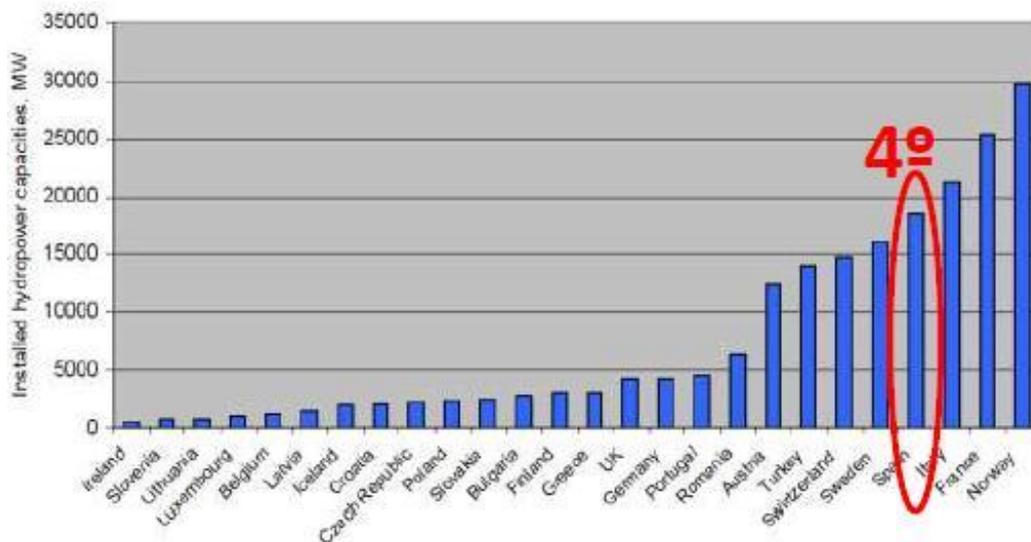


Fig. 1. Posición relativa de España en la generación hidroeléctrica europea.

Aunque la evolución de la energía hidroeléctrica en España ha sido creciente, en los últimos años ha experimentado una disminución en cuanto a su peso relativo de su aportación a la producción total de la electricidad, en favor de otras energías renovables. No obstante, todavía continúa siendo una de las renovables más productivas junto con la energía eólica.

Por ejemplo, en el año 2014, la contribución de la energía hidroeléctrica a la producción eléctrica nacional representó el 15,4%, muy superior a los años anteriores, como resultado de unos recursos hídricos muy por encima de la media histórica de los últimos años. En el futuro se espera que esta tecnología siga creciendo a una media anual de entre 40 a 60 MW, puesto que el potencial hidroeléctrico con posibilidades de ser desarrollado bajo criterios de sostenibilidad, es de más de 1 GW [1].



Fig. 2. Contribución de las distintas tecnologías a la producción nacional de energía eléctrica. Fuente: REE

Cataluña, Galicia y Castilla y León son las comunidades autónomas que cuentan con la mayor potencia instalada en el sector hidroeléctrico, por ser las zonas con mayores recursos hidroeléctricos dentro de España.

El parque hidroeléctrico español está formado por las cuencas del Norte, Duero y Ebro que aportan el 66% de la capacidad hidroeléctrica y si se añade la del Tajo y Júcar se completaría el 90% [2].

Tabla 0. Potencia hidroeléctrica instalada en las cuencas en 2008. Fuente: Ministerio de Medioambiente.

Cuenca Hidrográfica	Número de aprovechamientos	% Total	Potencia instalada MW	% Total
Norte	293	22,3	4.058	22,3
Ebro	343	26,1	3.934	21,6
Duero	155	11,8	3.761	20,7
Tajo	121	9,2	2.878	15,8
Júcar	65	5,0	1.389	7,6
Guadalquivir	29	2,2	569	3,1
Galicia costa	69	5,3	555	3,1
Sur	19	1,4	461	2,5
Guadiana	10	0,8	248	1,4
Cataluña	178	13,6	227	1,2
Segura	27	2,1	108	0,6
Canarias	3	0,2	1	0,0
Total	1.312	100,0	18.190	100,0



La energía hidroeléctrica presenta muchas ventajas para el Sistema Eléctrico [3].

- Energía regulada rápidamente disponible para el seguimiento de variaciones de la demanda (energía rodante).
- Mantenimiento de la frecuencia y la tensión en la red.
- Sustitución de fallos de grandes grupos térmicos y nucleares.
- Apoyo a la operación de fuentes renovables no controlables.
- Reducción cuando existen excedentes de otras tecnologías.
- Rápido aumento de la potencia cuando se precisa.
- Energía autóctona, evita consumo de 6 BCM de gas (1.700 M€) o bien 13.2 Mt de Carbón (900 M€) o bien 9.3 Mt fuel (4.200 M€)
- Tecnología limpia. Reduce emisiones de CO<sub>2</sub> en 22.4 Mt, de SO<sub>2</sub> en 86 kt y de NO<sub>x</sub> en 74 kt [3].

### 1.2 La generación hidráulica fluyente. Caracterización no controlable.

También denominadas *centrales con embalse de regulación*, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Del producible medio hidroeléctrico español total que es de 35.743 GWh/año el 54% de esa energía proviene de centrales fluyente y 46% corresponde a energía regulada. [2]

Estas centrales operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser de eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.

Según su disposición:

1. De agua fluyente. No cuentan con reserva de agua. La potencia máxima se corresponde con la temporada de lluvias, mínima o nula en tiempo seco. Estas centrales son de gran caudal mayores de 300 m<sup>3</sup>/s, pequeña altura no superan los 15 metros. Disponen de una presa que se encarga de contener el agua de un río y subir así la cota. También pueden disponer de rebosaderos, elementos que permiten liberar parte del agua que es retenida sin que pase por la sala de máquinas. O de compuertas para aliviar el agua en épocas de avenidas o caudales superiores a los nominales.

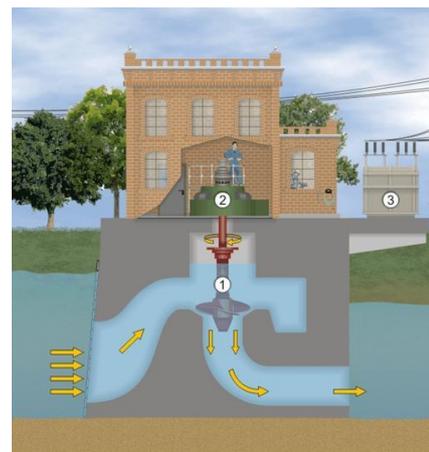


Fig. 3. Central hidroeléctrica de agua fluyente con turbina kaplan

2. De derivación. Las aguas del río son desviadas mediante una pequeña presa y son conducidas mediante un canal con una pérdida de desnivel tan pequeña como



sea posible, hasta un pequeño depósito llamado cámara de carga o de presión. De esta sala arranca una tubería forzada que va a parar a la sala de turbinas

Posteriormente, el agua es devuelta río abajo, mediante un canal de descarga. Se consiguen desniveles más grandes que en las centrales a pie de presa.

El funcionamiento de las centrales hidroeléctricas fluyentes es el siguiente, la presa, situada en el curso de un río, acumula artificialmente un volumen de agua para formar un embalse. Eso permite que el agua adquiera una energía potencial que después se transformará en electricidad. Para esto, la presa se sitúa aguas arriba, con una válvula que permite controlar la entrada de agua a la galería de presión; previa a una tubería forzada que conduce el agua hasta la turbina de la sala de máquinas de la central [4].

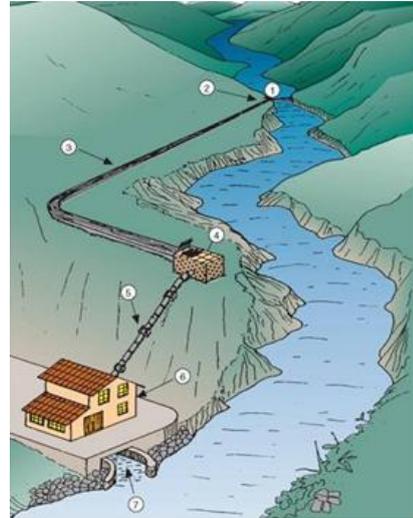


Fig. 4. Central hidroeléctrica en derivación con tubería forzada

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética. Al llegar a la sala de máquinas el agua actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica, transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación.

El eje de la turbina está unido al del generador eléctrico, que al girar convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión, que posteriormente es elevada mediante un transformador para su transporte.

El agua, una vez ha cedido su energía, es restituida al río aguas abajo de la central a través de un canal de desagüe.

En España tenemos instalados 5.149 MW de potencia instaladas en centrales fluyentes, de ellos 3.728 MW son centrales que operan en régimen ordinario y el resto 1.421 MW en régimen especial [2].

### ***1.3 Integración con los sistemas de almacenamiento.***

La integración de sistemas de energía que aprovechan recursos intermitentes, con otros que permitan su almacenamiento, es un concepto que tiene como objetivos mejorar la eficiencia en el aprovechamiento de dichas fuentes de energía discontinuas y dar continuidad en el suministro. En el caso de fuentes intermitentes de energía, como la hidráulica fluyente, que es la que se estudia en este proyecto, los sistemas de almacenamiento de energía son indispensables si se quiere disponer de energía en forma continua. Es deseable contar con sistemas de almacenamiento de energía que sean eficientes y duraderos, todo ello al mínimo coste. Estas tres características son fundamentales para seleccionar un sistema de almacenamiento de energía. También existen



otras características como la densidad de energía, la capacidad de transporte y la duración del almacenamiento.

Los objetivos del sistema de almacenamiento de energía son varios, entre ellos está: evitar los desvíos de producción de potencia respecto a lo acordado en el mercado diario, ampliar la banda de regulación de potencia y modular el perfil horario de producción para vender la energía durante los periodos donde el precio es más alto.

Cada una de estos objetivos presentará unas necesidades distintas para el sistema de almacenamiento de energía.

El operador del parque de generación hidráulica acude a la subasta del mercado diario y se compromete a suministrar una potencia durante un determinado tiempo. Debido a que las horas de funcionamiento vienen impuestas por el caudal y no por la rentabilidad del precio final horario se hace necesario un sistema de almacenamiento de energía que almacene esta cuando el precio final horario sea bajo y devuelva a la red esta energía cuando el precio de venta lo aconseje.

Por ello el equipo de almacenamiento de energía que se utilizara para resolver este problema debe tener una gran eficiencia total de conversión de energía (de eléctrica al tipo que se puede almacenar, y al contrario) ya que está actuando constantemente. Debe tener también una dinámica rápida de los ciclos de carga y descarga, para adaptarse a los cambios en la banda de regulación. Además se requieren unos valores altos para la máxima potencia del generador, del acumulador, y la cantidad de energía máxima acumulable para cumplir este objetivo.

Es obvio que mientras mayores sean estos valores mayor energía se podrá trasladar a las horas pico.

Los sistemas de almacenamiento de energía que presentan mejores características (alta velocidad de respuesta y alta potencia) suelen tener una baja densidad energética.

Por ello se podría dividir los sistemas de almacenamiento de energía en dos grupos.

El primero presentaría altas velocidades de respuesta, con grandes potencias pero con valores de energía almacenados bajos, y se encargaría de solucionar los desvíos a corto plazo, en funcionamiento en control de frecuencia y minimización de desvíos de producción.

El segundo grupo, presentaría unos tiempos de respuestas más lentos con menores potencias instantáneas pero con mayor densidad energética, su capacidad de almacenamiento sería mucho mayor. Este último se encargaría de programar las transferencias de potencia de una hora a otra.



### ***1.4 Breve descripción del mercado eléctrico.***

El actual mercado eléctrico comenzó a ponerse en marcha en 1997, cuando entró en vigor la Ley del Sector Eléctrico. El año anterior ya se había firmado el llamado Protocolo Eléctrico entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas del sector, con lo que quedó anulado el Marco Legal Estable hasta entonces en vigor, que fijaba los precios en función de criterios políticos. Actualmente el mercado eléctrico está liberalizado y se basa por tanto en la competencia entre las empresas. Tiene como objetivo incrementar la calidad del suministro, la mejora del medio ambiente y hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre. RD 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Esta nueva regulación implica que muchas decisiones que antes se tomaban por la administración (como la autorización de construcción de nuevas centrales) ahora se dejan a criterio de las empresas, sin más limitaciones que las que establece la ley para cualquier instalación industrial. En este nuevo marco regulatorio son las compañías generadoras las que individualmente planifican la operación de sus recursos con la intención de maximizar su beneficio esperado. Es importante señalar que también existe ahora la libertad de los consumidores para elegir la empresa suministradora que deseen, en función de la calidad de suministro y el precio que ofrezcan. Esta liberalización se implanta progresivamente, empezando por las empresas más grandes: en el año 2007, cualquier consumidor podrá elegir suministrador.

Para entender cómo funciona el mercado eléctrico se explicará en primer lugar cómo se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía. Las empresas que producen electricidad hacen ofertas de venta de determinadas cantidades de electricidad a determinado precio, para cada una de las horas del día. Al mismo tiempo, los consumidores, directamente en el caso de sean consumidores cualificados, actualmente sólo algunas grandes empresas, o indirectamente, a través de las empresas comercializadoras o las distribuidoras, hacen ofertas de compra.

La suma de las ofertas de compra configura una curva agregada de compra, también llamada curva de demanda o función de demanda. Por otro lado, la suma de las ofertas de venta configura una curva agregada de venta denominada función de suministro. La intersección de ambas curvas en cada hora, determina la energía total casada y el precio marginal.

En el caso español el tipo de ofertas que pueden presentarse son las llamadas “Ofertas Simples con reglas adicionales”. Una oferta simple es una pareja cantidad-precio que es aceptada o rechazada únicamente en función del precio resultante en el mercado. La ventaja de este tipo de ofertas es su transparencia en el proceso de casación. Cualquier agente puede comprobar que si una oferta de venta no ha sido aceptada, es porque el precio del mercado resultó ser menor que el precio ofertado.



Sin embargo las ofertas simples presentan algunos inconvenientes debidos a que la electricidad posee características propias que la distinguen de otros bienes, como que no es posible almacenarla en cantidades significativas de forma económica eficiente, o puede ocurrir por ejemplo que la oferta de venta marginal, es decir la oferta más cara despachada no sea aceptada en su totalidad y esto es un problema ya que el rango de producción de los grupos es discontinuo existiendo un mínimo técnico por debajo del cual no es posible producir. Para solucionar estos inconvenientes, en el Mercado español se añaden reglas adicionales a esta oferta simple, en ellas se incorpora información sobre los mínimos técnicos, rampas máximas [5].

El precio de la electricidad será el de la última oferta. No obstante, hasta la liberalización completa del mercado, las tarifas para los "consumidores no cualificados" pagarán tarifas eléctricas establecidas por la administración.

La figura 5, muestra un ejemplo de la casación de ofertas simples como intersección de la curva agregada de compra y la curva agregada de venta.

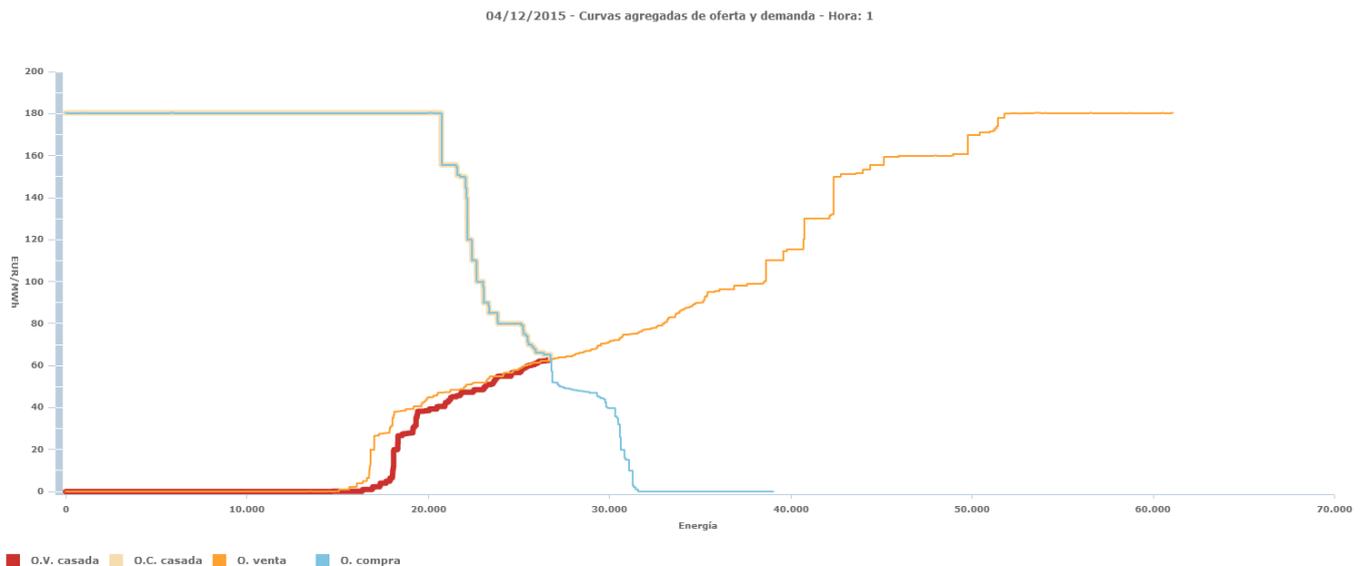


Fig. 5. Curva agregada de ofertas y demanda. Fuente: omie.es

Por lo tanto, como se acaba de ver, el precio de la electricidad se construye básicamente mediante lo que se llama la casación de la oferta y la demanda. Sin embargo, en el precio final intervienen también otros componentes que se añaden al precio básico para formar el precio total que pagarán los consumidores.

Por ejemplo, la producción limpia de electricidad se favorece mediante primas, que repercuten en el precio final.



Otros componentes reflejan el coste que supone a las empresas el poder garantizar el suministro y los llamados costes de transición a la competencia, que pagan las posibles pérdidas de las empresas fabricantes de electricidad al pasar de una economía planificada a un mercado libre cuando realizaron inversiones de capacidad en un entorno centralizado [6].

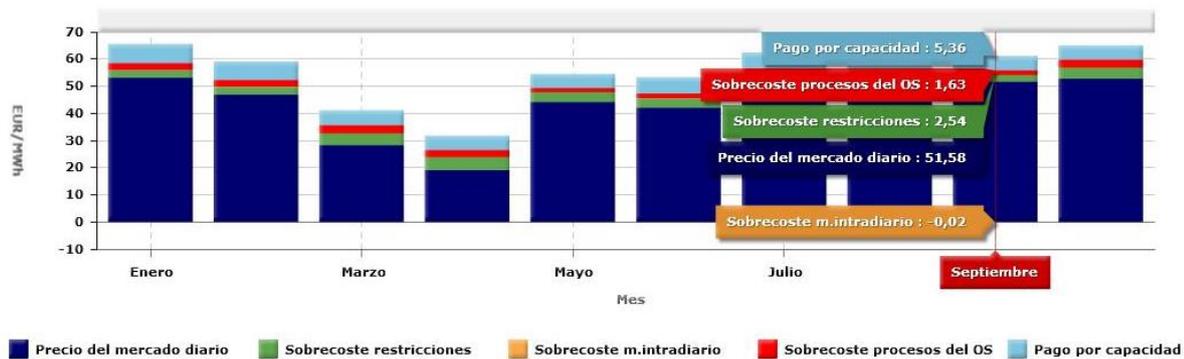


Fig. 6. Componentes del precio final medio de la demanda nacional 2014. Fuente omie.es

**Mercado de producción.** El mercado de producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de seguridad y calidad requeridos. Las transacciones de energía que los agentes negocian en el mercado de producción responden a sus previsiones de demanda, de capacidad de generación de los grupos y de disponibilidad de la red de transporte. Este mercado está basado en varios procesos interrelacionados:

**Mercado diario:** tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía para el día siguiente. El operador del sistema, comunica a los agentes a las 8:30 horas su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte. Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al operador del mercado entre las 8:30 y las 10:00 horas sus ofertas de compra o venta de energía, procediendo éste a la casación de dichas ofertas, determinándose de esta forma el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario. Las transacciones, asignadas o casadas, de compraventa de energía dan lugar al programa base de casación. Una vez analizado este programa desde el punto de vista de seguridad del suministro por el operador del sistema y resueltas las restricciones técnicas, mediante la reasignación de los grupos generadores ante desviaciones de la demanda, se obtiene el programa diario viable definitivo.



**Mercado intradiario.** Gestionado por el operador del mercado, es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad a haberse fijado el programa diario viable definitivo. Este mercado está organizado en seis sesiones y pueden presentar ofertas de compra o venta de energía aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario. El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado por Red Eléctrica para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el programa horario final.

**Mercados de operación** [5]. Gestionados por Red eléctrica como responsable de la operación del sistema, está constituido por los procesos mediante los cuales se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupan a un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción. En este mercado se identifican y resuelven las incompatibilidades que aparecen entre las transacciones de energía acordadas en el mercado de producción y la gestión de su transporte. Para su resolución parte de los resultados del mercado diario e intradiario, las ventas en régimen especial y los contratos bilaterales físicos y reasigna algunas producciones para asegurar la viabilidad del resto.

**Regulación secundaria** [7]. Su objetivo es mantener la capacidad de restablecer los desequilibrios entre generación y demanda en un plazo de 30 segundos a 15 minutos. El producto que se negocia es la capacidad de subir o bajar generación, y es retribuido por dos conceptos: disponibilidad (banda) y utilización (energía).

**Regulación terciaria** [8]. Su objetivo consiste en restituir la reserva de regulación secundaria cuando haya sido utilizada. El producto que se negocia es la variación de potencia que es posible conseguir en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede ser mantenido, al menos, durante 2 horas consecutivas.

**Gestión de desvíos.** Su objetivo es resolver los desvíos entre la generación, por averías en los grupos, y el consumo, si la demanda casada no coincide con la prevista en el plazo que transcurre entre el cierre de cada sesión del mercado intradiario y el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

Existen otros servicios complementarios que deben ser puestos a disposición de la operación del sistema por los agentes del mercado como condición para participar en él. Se ponen en marcha cuando son necesarios:

**La regulación primaria** [9]. Tiene por objeto la corrección automática de los desequilibrios instantáneos que se producen entre la generación y el consumo. Es aportada por los generadores mediante la variación de la potencia de sus centrales como respuesta a



las variaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde 0 hasta 30 segundos.

El control de tensiones [10]. Consiste en el conjunto de actuaciones sobre los elementos de generación y transporte orientadas a mantener las tensiones en los nudos de la red de transporte dentro de los márgenes especificados para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad de suministro eléctrico.

El arranque autónomo [7]. Tiene por objeto facilitar la reposición del servicio en caso de una perturbación o pérdida de suministro. Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin necesidad de alimentación exterior en un tiempo determinado y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de reposición de servicio, mínimo durante 2 horas.

Todos estos procesos permiten llevar a cabo el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, gestionando la red de transporte y coordinándola con la generación, de manera que se garantice en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico. En la Figura 6 se muestra la actuación de los distintos mercados de operación y su horizonte temporal de aplicación:

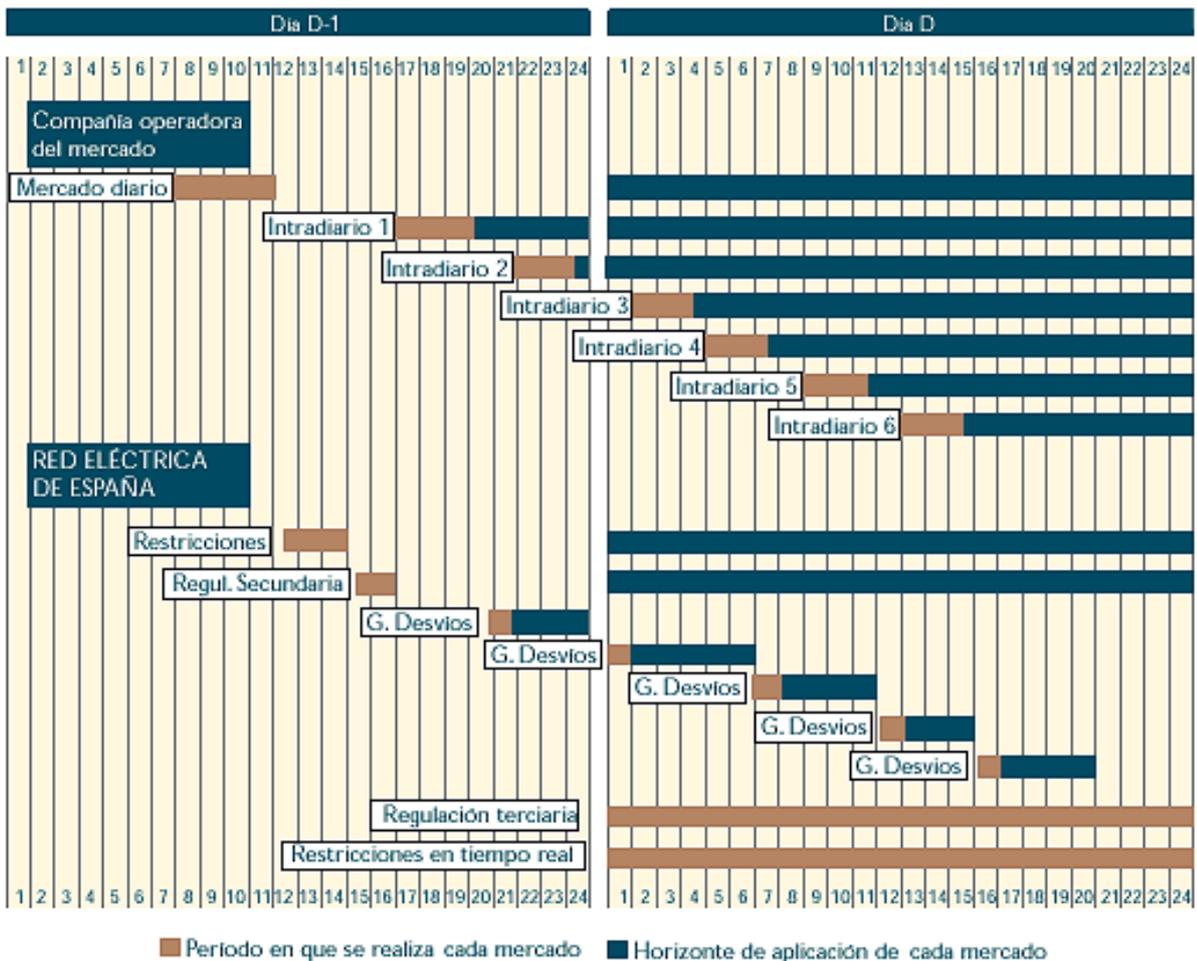


Fig. 7. Actuación de los distintos mercados de operación y su horizonte. Fuente. omie.es



### 1.5 Precio de compra de la energía.

A la hora de obtener los precios de compra de la energía, hay que atenerse a los precios impuestos en el mercado.

A continuación se muestra la forma de obtención del precio al cual la instalación de acumulación puede comprar la energía para almacenarla. Para ello, se ha obtenido el precio final horario (PFH) de la energía de la página del operador del mercado, que es el resultado de la suma del mercado diario, intradiario, restricciones técnicas, procesos de operación del sistema y garantía de potencia.

Al precio que se factura finalmente para la obtención de la energía hay que añadirle los siguientes conceptos:

–Desvíos: El coste de los desvíos en la programación de compra se originan por una mala explotación o problemas durante la misma, dando lugar a penalizaciones que en ningún caso pueden ser superiores al 2 o 3% de la facturación.

– Término de energía Reactiva: Se refiere al consumo de energía reactiva tanto en la producción como en el consumo de energía eléctrica, es decir, pueden dar lugar a bonificaciones o penalizaciones por energía reactiva según RD 1565/2010. Por lo tanto, si el factor de potencia es inferior a 0,98 capacitivo o 0,98 inductivo se obtiene una penalización del 3%. En cambio sí estamos entre 0,995 inductivo o 0,995 capacitivo, obtendremos una bonificación del 4 %.

– Peajes de Acceso (PA)[11]: Se trata de una tarifa de acceso a las redes, establecida por el gobierno. Las tarifas de acceso constituyen el cargo por el uso de las redes de transporte y distribución. Dichas tarifas se estructuran según los niveles de tensión y periodos tarifarios que define el RD 1164/2001 actualizado por la Orden IET/1491/2013 [8] por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. El nivel de tensión y la discriminación horaria caracterizan la estructura de éstas de los distintos suministros: tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos tarifarios en baja tensión (menos de 1 kV), tres y seis periodos tarifarios en media tensión (de 1 a 36 kV), y seis periodos tarifarios en alta tensión (más de 36 kV).

El caso estudiado se encuentra ante tarifas de acceso para alta tensión. Esta tarifa se diferencia por distintos niveles de tensión, como se muestra en la tabla 1:

Tabla 1. Tarifas de acceso según tensión. Fuente: orden IET/107/2014.

TARIFA 6.1	> 1 kV y < 36 kV
TARIFA 6.2	> 36 kV y < 72,5 kV
TARIFA 6.3	> 72,5 kV y < 145 kV
TARIFA 6.4	> 145 kV
TARIFA 6.5	Conexiones internacionales



Además, cada nivel de tensión se clasifica en seis periodos tarifarios según bandas horarias en distintos días tipo a lo largo del año, como se muestra en la tabla 2 y estos a su vez por tipos de días, dependiendo de la temporada eléctrica correspondiente como se observa en la tabla 3 [11].

Tabla 2. Periodos tarifarios según bandas horarias. Fuente: Orden IET/1491/2013

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h. De 13 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---	---	De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 3. Días tipos según temporada eléctrica. Fuente: Orden IET/1491/2013.

Tipo A	De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde.	
Tipo A1	De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.	
Tipo B	De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.	
Tipo B1	De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.	
Tipo C	De lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.	
Tipo D	Sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.	
	Temporada alta con punta de mañana y tarde	Diciembre, Enero y Febrero.
	Temporada alta con punta de mañana	2ª quincena de Junio y Julio.
	Temporada media con punta de mañana	1ª quincena de Junio y Septiembre.
	Temporada media con punta de tarde	Noviembre y Marzo
	Temporada baja	Abril, Mayo, Agosto y Octubre.

Los precios de las tarifas de acceso que se han utilizado en cada periodo se encuentran en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero. En las tablas 5, 6 y 7 muestran dichas tarifas de acceso [11].

**Términos de potencia**

€/KW y año

Peaje	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.2	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	18,916198	9,466286	6,927750	6,927750	6,927750	3,160887
6.4	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

**Términos de energía**

€/KWh

Peaje	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.2	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Tabla 4. Precio de las tarifas de acceso en términos de energía (€/KWh) y potencia para el 2015. Fuente: orden IET/107/2014

– Impuestos (IMP): Estos forman parte de las facturas eléctricas como gastos de alquiler de equipos de medida, además de los impuestos que gravan los ingresos necesarios para compensar la supresión de sectores energéticos no viables, y su 4,864% de la facturación total. La base imponible del impuesto está constituida por el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 el importe total que, con ocasión del devengo del impuesto, excluidas las cuotas del propio Impuesto sobre la Electricidad.

Por lo tanto, sabiendo que el coste por desvíos es cero y que no se consume reactiva, el precio de compra queda definido por la siguiente ecuación (1).

$$PC = (PFH + PA) \cdot IMP \quad (1)$$

**1.6 Precio de venta.**

Para la estimación del precio de venta, éste debe obtenerse como si se fuera a realizar una oferta al mercado mayorista. La ecuación que define, por lo tanto, el precio de venta es (2).

$$PV = (PMD + PPC) - PAg - Tasa_G. - Tasa_{Ley\ aguas} \quad (2)$$



Donde PMD es el precio del mercado diario.

Donde PPC son pagos por capacidad (pero no es aplicable a centrales fluyentes) ITC/3127/2011 [12].

Donde PAg es el peaje de acceso de generación que viene definido en el RD 14/2010 [11], peaje que pagarán todos los generadores de electricidad, con un valor de 0,5 €/MWh generado.

En el caso de la venta de la energía además existe un impuesto aplicable que lo llamamos Tasa<sub>G</sub>, del 7% de la energía neta generada.

Por otra parte las centrales fluyentes de menos de 50 MW y los bombeos, tendrán que sumar una Tasa<sub>Ley de agua</sub> del 2,2 % sobre la energía neta generada. Tasa aplicada por la modificación de la ley de aguas regulada en el RD 15/2012 [13].

Al mismo tiempo, para el caso de la venta de energía también son aplicables los costes por desvíos o consumo de energía reactiva, pero, al igual que se ha supuesto para la compra de energía, diremos que no hay dichas penalizaciones (ni a favor ni en contra).

### **1.7 Horas rentables de producción directa o almacenamiento de la energía.**

Una vez que se conocen las retribuciones de venta al mercado veremos cuando interesa almacenar la energía y cuando venderla por una central de forma independiente, (fig.6) sin contar con el resto de generación que una organización pudiera tener. Para ello habrá que discriminar en qué periodo horario es posible esta venta, según los precios del mercado. Además, habrá que tener en cuenta la penalización de los rendimientos globales del sistema de acumulación elegido. La ecuación (3) muestra el punto de equilibrio (criterio de corte) para discriminar cuando compensa vender o almacenar ya que no hacer ninguna de las dos cosas supone parar la central y derivar la energía en forma de caudal por las compuertas en el caso de las centrales fluyentes.

$$\text{Precio de venta} \geq \text{Precio de almacenamiento} * \Delta \quad (3)$$

Siendo  $\Delta$  el factor que engloba los gastos de operación y mantenimiento y el margen de beneficio. El precio de almacenamiento viene definido según la ecuación (4).

$$\text{El precio de almacenamiento} = PC_{\text{en horas valle}} (E_{\text{almacenada}} / a_{\text{Imacenamiento}}) \quad (4)$$

Mientras que el precio de venta viene determinado por la ecuación (5).

$$\text{El precio de venta} = PV_{\text{en horas puntas}} \cdot (E_{\text{almacenada}} \eta_{\text{inversor}}) \quad (5)$$



## CAPITULO 2. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

### *2.1 Almacenamiento en forma de hidrogeno.*

El par químico que suscita actualmente un mayor interés tecnológico en el almacenamiento de energía eléctrica es el hidrógeno-oxígeno. La ventaja del par H<sub>2</sub>-O<sub>2</sub> sobre otros sistemas químicos de almacenamiento de energía, reside en que sólo es necesario almacenar el hidrógeno, ya que el oxígeno puede tomarse de la atmósfera de la que forma parte en un 20%. El átomo de hidrógeno está muy presente en la naturaleza como integrante de moléculas más pesadas, sin embargo el hidrógeno molecular, que es el combustible en las pilas de hidrógeno, es muy escaso en la atmósfera.

Este sistema de almacenamiento básicamente consiste en transformar la energía eléctrica en energía química en forma de hidrogeno, este se almacena de diferentes formas como veremos más adelante y posteriormente mediante el uso de pilas de combustible obtenemos energía eléctrica ya de forma controlada cuando la necesitamos.

Teniendo en cuenta que el único residuo de las pilas de combustible es agua pura y contando con un método de producción como el anterior solo falta obtener la energía eléctrica de una fuente limpia renovable como la hidráulica para encontrarnos ante un ciclo totalmente ecológico de generación y almacenamiento de energía.

#### *2.1.1 Resumen de características principales.*

##### *Producción de hidrógeno*[14].

Actualmente destacan tres vías para la generación del H<sub>2</sub>, aunque sólo una de ellas presenta las características adecuadas para ser usada en una instalación como la que se propone en este trabajo, donde debería producirse el hidrógeno con el uso de la electricidad generada por los grupos hidráulicos.

El reformado de combustibles consiste en la extracción, mediante reacciones químicas, del hidrógeno contenido en las moléculas de combustibles fósiles para obtener hidrógeno molecular además de, en muchos casos, moléculas de desecho. Entre estos combustibles materia prima se pueden destacar ejemplos sólidos como el carbón; líquidos como la gasolina, el metanol, las naftas, los gases licuados del petróleo (GPL) y el diésel; y gases como el gas natural y el etanol. Esta es la técnica más económica para la producción de hidrógeno y, actualmente, el 95 % se obtiene a partir de combustibles fósiles, pero obviamente no es utilizable en el sistema propuesto.

La producción de hidrógeno por biofotólisis, también citada como fotodisociación biológica del agua, se refiere a la conversión de agua y energía solar (utilizada) a hidrógeno y oxígeno usando microorganismos, comúnmente microalgas y /o cianobacterias. Esta técnica de producción tampoco es compatible con el sistema.

La electrólisis o electrolisis es un método de separación de los elementos que forman un compuesto aplicando electricidad: se produce en primer lugar la descomposición en iones, seguido de diversos efectos o reacciones secundarios según los casos concretos.

El proceso electrolítico consiste en los siguientes pasos. En primer lugar se disuelve una sustancia en un determinado disolvente, con el fin de que los iones que constituyen



dicha sustancia estén presentes en la disolución. Posteriormente se aplica una corriente eléctrica a un par de electrodos conductores colocados en la disolución. El electrodo cargado negativamente se conoce como cátodo, y el cargado positivamente como ánodo. Cada electrodo atrae a los iones de carga opuesta. Así, los iones positivos, o cationes, son atraídos al cátodo, mientras que los iones negativos, o aniones, se desplazan hacia el ánodo. La energía necesaria para separar a los iones e incrementar su concentración en los electrodos, proviene de una fuente de poder eléctrica que mantiene la diferencia de potencial en los electrodos.

En los electrodos, los electrones son absorbidos o emitidos por los iones, formando concentraciones de los elementos o compuestos deseados. Por ejemplo, en la electrólisis que nos ocupa, la del agua, se forma hidrógeno en el cátodo, y oxígeno en el ánodo como se observa en la figura 8.

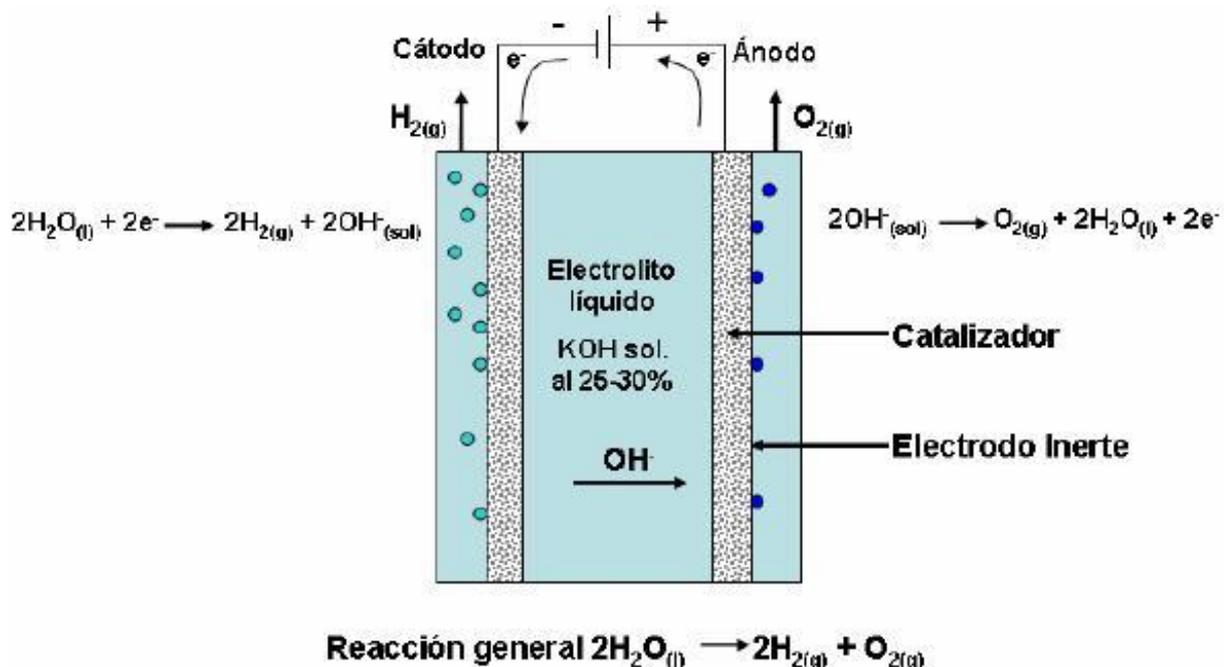


Fig. 8. Esquema de operación de un electrolizador alcalino.

La electrólisis es un método limpio de transformación energética que no depende de la transferencia de calor, aunque éste puede ser producido en un proceso electrolítico, por tanto, la eficiencia del proceso puede ser cercana al 100%.

Al ser un proceso que no requiere ninguna fuente externa aparte de electricidad y agua, resulta la única técnica de producción de hidrógeno que podría ser utilizada en el modelo propuesto.

### **Almacenamiento del hidrógeno.**

Existen distintos métodos para el almacenamiento de hidrógeno, las posibilidades dependen de la aplicación para la que se destina el hidrógeno y de la complejidad de ejecución.



La baja densidad y la alta difusividad del hidrógeno provocan que uno de los mayores inconvenientes del uso del hidrógeno como vector energético sea su almacenamiento. Sin embargo, parte de este problema de vital importancia en aplicaciones de transporte, puede ser de menor importancia en el caso de centrales eléctricas equipadas con este tipo de sistemas, ya que es común que el espacio necesario para almacenar una gran cantidad de hidrógeno no sea una limitación.

Los sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno pueden ser clasificados en función de su estado gaseoso, líquido o sólido.

Dado que los sistemas y métodos de producción generan hidrógeno gaseoso en lugar de líquido y que el hidrógeno se emplea en su forma gaseosa, parece ventajoso almacenar el hidrógeno en dicho estado.

La comparación frente a otros combustibles indica que el almacenamiento del hidrógeno gaseoso en recipientes a presión no es competitivo. Esto es debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso y al alto coste de los recipientes a presión. El almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido es voluminoso y/o pesado y el coste por unidad de energía es alto. El consumo energético de almacenamiento ronda el 13% del PCI del  $H_2$  almacenado.

Para aplicaciones especiales se fabrican tanques con aceros bajos al carbón, normalmente tipo 4130 mediante una técnica que proporciona tubos no soldados muy resistentes.

El hidrógeno líquido o criogenizado se suele usar como una forma común de almacenar el hidrógeno puesto que ocupa menos espacio que el hidrógeno en estado gaseoso a temperatura normal.

Un gas es considerado criogénico si puede cambiar a estado líquido al reducir su temperatura a un valor muy bajo. Normalmente los fluidos criogénicos son gases a temperatura y presión ambiente.

La consecución de temperaturas tan bajas se logra mediante recipientes de almacenamiento aislados por vacío llamados Dewar o bien mediante tanques de doble capa que contienen otro fluido criogénico intermedio como puede ser el nitrógeno líquido.

La necesidad de utilizar sistemas complejos para mantener a baja temperatura el hidrógeno, hace que esta opción pierda interés respecto al almacenamiento gaseoso del hidrógeno, especialmente en este caso donde no se pretende minimizar el volumen del depósito.

Por último existe la posibilidad de almacenar el hidrógeno permitiendo que lo absorba un material, (hidruros metálicos o materiales porosos) de manera que presente unas características más adecuadas para su almacenamiento (una sustancia más densa).

## **Producción eléctrica a partir del Hidrogeno.**

### **1. Combustión de hidrógeno.**

El hidrógeno puede quemarse directamente (6) para la generación de electricidad mediante turbinas de gas y ciclos combinados o directamente como combustible de motores. Las principales ventajas de este compuesto se centran en las elevadas eficacias que pueden alcanzarse y en que el único producto de su combustión es vapor de agua, estando



exento de NO<sub>x</sub>, si se controla la temperatura para inhibir la reacción entre el nitrógeno y el oxígeno atmosféricos, y de CO<sub>2</sub>, evitando la contribución al calentamiento global.



El principal inconveniente de esta reacción es la alta temperatura desarrollada en la zona de la llama, superior a 3.000°C, lo que acarrea problemas con los materiales de los equipos y por la generación de NO<sub>x</sub>, como se comentó previamente. Para solventarlos puede recurrirse a la inyección de agua adicional, lo que permite ajustar la temperatura al valor deseado, pudiendo obtenerse vapor saturado o sobrecalentado.

## 2. *Pilas de combustible*[15].

La aplicación energética de mayor interés en la actualidad para el hidrógeno reside en las pilas de combustible. Se trata de equipos formados por un stack de celdas que actúan como dispositivo electroquímico que, a través de la reacción de un combustible (en este caso hidrógeno) con un comburente (en este caso oxígeno), convierte directamente la energía química en energía eléctrica, sin procesos de combustión intermedios y por lo tanto con un alto rendimiento. La alta eficiencia de la obtención electroquímica respecto a la combustión, junto con la superior densidad energética del hidrógeno respecto a los combustibles fósiles, conducen a la tendencia de sustitución de estos por este nuevo contenedor energético.

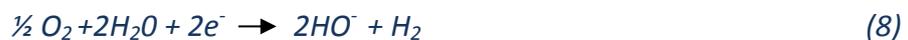
Los equipos de pila de combustible están constituidos por dos electrodos, un electrolito que se encarga de transportar los iones producidos en las reacciones redox, una matriz que contiene al electrolito cuando este no es sólido y una placa bipolar que actúa como colector de corriente y distribuidor de los gases de la pila. Funcionan como una pila convencional con la diferencia de que los reactivos y los productos no están almacenados, sino que se alimentan y se extraen en continuo.

En principio, cualquier compuesto químico susceptible de oxidación y reducción química que pueda alimentarse de forma continua a la pila puede utilizarse como combustible y oxidante, respectivamente. Los más utilizados hasta el momento son el hidrógeno (combustible) que se alimenta al ánodo y el oxígeno (oxidante) al cátodo.

El hidrógeno suministrado a la pila se difunde a través del ánodo poroso y activado por un catalizador reacciona sobre la superficie del ánodo con los iones OH<sup>-</sup>, formando agua y liberando electrones libres según (7).



Como se muestra en la (fig. 9), los electrones van por un circuito externo, creando un flujo de electricidad y el agua generada se dirige hacia el electrolito. El oxígeno se combina en la superficie del cátodo con el agua del electrolito y los electrones del circuito exterior, para formar HO<sup>-</sup> y H<sub>2</sub>O según la (8).





Por último el electrolito, que separa ambos electrodos, transporta los iones  $\text{HO}^-$  y completa el circuito y el agua es eliminada de la célula.

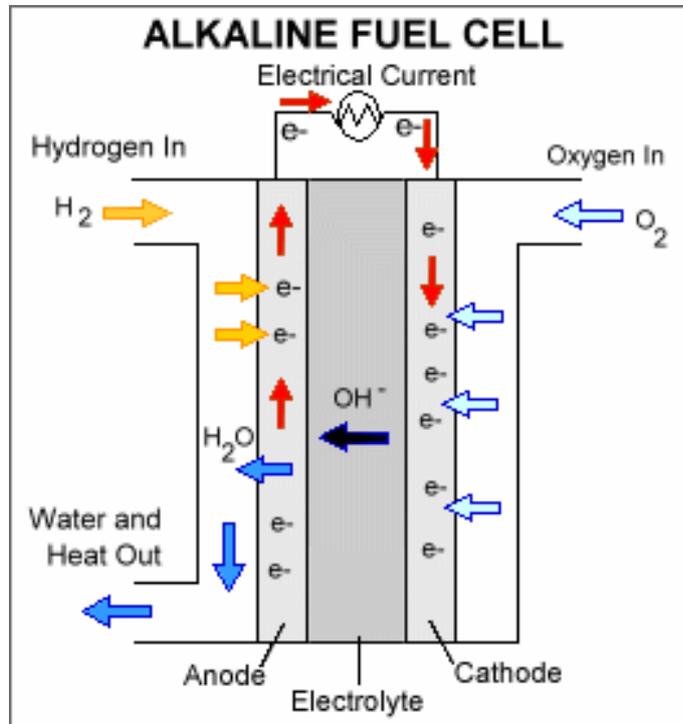


Fig. 9. Esquema de operación pila de combustible alcalina.

Las pilas de combustible se pueden clasificar en base a diferentes criterios tales como: tipo de combustible y oxidante, tipo de electrolito, temperatura, sistema de alimentación de reactivos a la pila y lugar donde se procesa el combustible. La clasificación más utilizada es la referente al tipo de electrolito, que a su vez condiciona la temperatura de operación de la pila, los materiales que pueden usarse, el tiempo de vida y las reacciones que tienen lugar en los electrodos.

Tabla 5. Resumen de los grupos de pilas de combustibles más importantes en la actualidad.

<i>Tipo</i>	<i>Electrolito</i>	<i>Cble.</i>	<i>Tª. Funcionamiento</i>	<i>Dens. Corriente</i>	<i>Aplicaciones</i>
PEMFC	Membrana	$\text{H}_2$	70-80 °C	Alta	Espacial, Generación estacionaria, Aplic. móviles,...
AFC	Alcalino	$\text{H}_2$	70-100 °C	Alta	Espacial, Generación estacionaria, Aplic. móviles,...
MCFC	Carbonatos Fundidos	$\text{H}_2, \text{CH}_4$	600-650 °C	Moderada	Producción Eléctrica base, cogeneración
SOFC	Óxidos Sólidos	$\text{H}_2, \text{CH}_4, \text{CO}_2$	800-1000 °C	Alta	Producción Eléctrica base, cogeneración
DMFC	Membrana	$\text{CH}_3\text{OH}$	70-80 °C	Moderada	Generación estacionaria, Aplic. móviles,...



Las pilas de combustible se empiezan a utilizar progresivamente en el ámbito de aplicaciones móviles, portátiles y, las más interesantes para el objeto de este proyecto, las estacionarias.

Estas últimas, instaladas en plantas de producción de energía eléctrica, se pueden emplear en una gran variedad de aplicaciones con un gran intervalo de potencia (del orden de vatios a megavatios). Las pilas que operan a baja temperatura tienen la ventaja de un menor tiempo de puesta en marcha y las que operan a alta tienen la ventaja de la posibilidad de cogeneración (obtención simultánea de energía eléctrica y térmica).

Las pilas de menor potencia (inferior a 1 kW) son útiles para suministrar potencia a equipos que trabajan en estacionario en lugares aislados, núcleos rurales o montañosos en los cuales no es rentable hacer llegar el tendido eléctrico. Las elevadas densidades de potencia de las pilas de combustible permiten unos tiempos de operación superiores a las baterías convencionales. Además, dado el carácter modular de las pilas y a que se pueden alimentar en continuo, se pueden satisfacer variaciones en la demanda de potencia. En este caso se suelen utilizar pilas del tipo PEM, SOFC y PAFC.

Para potencias medias (1 – 10 kW) se utilizan pilas en edificios y residencias en núcleos urbanos y rurales. En la mayoría de los casos se utilizan con cogeneración para obtener agua caliente y/o calefacción. En estas aplicaciones las pilas más utilizadas son las PEMFC utilizando como combustible gas natural, propano, y en algún caso aislado, hidrógeno.

Finalmente, las plantas de producción de energía eléctrica de mayor potencia (10 kW – 100 MW) utilizan generalmente gas natural como combustible (debido a la falta de una industria madura de generación y transporte de hidrógeno) y mayoritariamente se utilizan pilas del tipo SOFC y MCFC. Frente a las centrales convencionales, las basadas en pilas tienen la ventaja de que su eficiencia no depende del tamaño con lo cual se pueden construir plantas de producción más compactas y con menores costes de producción que las convencionales. Las plantas de potencias inferiores a 1 MW pueden utilizar cogeneración, se pueden utilizar con cualquiera de los seis tipos de pilas mencionados anteriormente y se suelen ubicar en la propia instalación de consumo. Las instalaciones de mayor potencia se utilizan para generación distribuida y se ubican próximas a los usuarios finales.

### **2.1.2 Principales fabricantes[16].**

A continuación, se presenta una recopilación de la información suministrada por los diversos fabricantes en sus páginas web y catálogos comerciales. Es preciso destacar que existe un margen considerable para la reducción de precios.

La relación de fabricantes que se presenta a continuación fue elaborada por Manuel Felipe Rosa Iglesias en “Estudio teórico y experimental sobre la producción de hidrógeno electrolítico a partir de energía solar fotovoltaica: diseño, operación y evaluación de una planta piloto de producción de hidrógeno electrolítico de 1,2 Nm<sup>3</sup>/h [16].

#### **Casale Chemicals S.A. (&Metkon-Alyzer).**

Casale Chemicals S.A. es una empresa suiza radicada en Lugano, suministradora de electrolizadores bipolares en el rango 0,5 – 100 Nm<sup>3</sup>/h de H<sub>2</sub>. Recientemente han desarrollado nuevos electrolizadores, especialmente indicados para la producción



intermitente que permiten incrementar la eficiencia del stack en un 15%. A modo indicativo, el coste de una unidad de  $10 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$  con una pureza de 99,8% vol y 10 bar es de unos 190.000 Euros.

### **ErreDue.**

La compañía italiana ErreDue es fabricante de equipos electrolíticos que sacrifica aspectos de seguridad a cambio de ofertar equipos a bajo precio. El consumo específico de sus unidades es de unos  $6 \text{ kW}/\text{Nm}^3$  de  $\text{H}_2$  producido y la pureza standard de 99,7% vol. La presión habitual de sus equipos es de 6 bar, aunque, bajo pedido, puede llegar a 10 bar.

El coste de una unidad de  $20 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$  a 6 bar es de unos 100.000 Euros. En comparación con otros fabricantes, la diferencia en precio viene motivada por la ausencia de diversos equipos y sensores que redundan negativamente en la seguridad del sistema.

### **Gesellschaft für Hochleistungselektrolyseure zur Wasserstoff.**

GHW mbH fue fundada por Linde AG, MTU-Friedrichshafen y HEW (Hamburgische Electricitäts-Werke AG). Su electrolizador es del tipo bipolar, a una presión hasta 30 bar y el stack se encuentra en el interior de un recipiente a presión que soporta la presión del sistema, rodeado del agua de aporte al electrolizador. La temperatura de operación puede alcanzar los 150 °C y la eficiencia energética es del 80% con densidades de corriente de  $10 \text{ kA}/\text{m}^2$ . La compañía está desarrollando actualmente electrolizadores con una potencia comprendida entre 500 kW y 2 MW.

### **Giovanola Freres.**

Esta firma suiza construye electrolizadores no presurizados con tecnología Bamag, con capacidades comprendidas entre 3 y 330  $\text{Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$ . El consumo de energía específica es de  $4,8 \text{ kW}/\text{Nm}^3$  de  $\text{H}_2$  con una pureza de 99,9% en volumen de  $\text{H}_2$ .

### **Hydrogen Systems.**

Hydrogen Systems N.V. es una empresa belga diseñadora y fabricante de electrolizadores en el rango 1 a 60  $\text{Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$ . Desarrollan un electrolizador capaz de operar a 30 bar. Los requerimientos de agua de refrigeración son de  $50 \text{ l}/\text{Nm}^3$  de  $\text{H}_2$  a una temperatura máxima de 15°C. El coste de una unidad de  $10 \text{ Nm}^3/\text{h}$  de  $\text{H}_2$  operando a 10 bares es de 130.000 Euros y una unidad purificadora que aumente la pureza del hidrógeno obtenido hasta 99,999 % en volumen es de 35.000 Euros. Un aumento en la presión de operación desde 10 hasta 25 bar supone un aumento de coste de un 20%.

## **2.2 Almacenamiento magnético superconducción.**

Un SMES es un dispositivo DES (Almacenamiento de Energía Distribuida) el cual permanentemente almacena energía en un campo magnético generado por el flujo de corriente continua en una bobina superconductora (SC), la energía almacenada viene dada por la (9).



$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad (9)$$

La bobina es criogénicamente enfriada a una temperatura más baja que su temperatura crítica y con ello muestra su propiedad superconductor. El principio básico de un SMES es que una vez que la SC se carga, la corriente no decae y la energía magnética puede ser almacenada indefinidamente.

Este sistema de acumulación ofrece una eficiencia energética próxima al 100% y una ciclabilidad casi ilimitada.

Hay varias opciones[17]:

1. Superconductores de baja temperatura crítica (LTS, *Low Temperature Superconductor*), con He líquido a 4 °K y bobinados. Sus limitaciones son el alto coste del helio y dificultades derivadas de las características magnetomecánicas y magnetotérmicas de las bobinas empleadas.
2. Superconductores de alta temperatura crítica (HTS, *High Temperature Superconductor*), con N<sub>2</sub> líquido a 77 °K y bobinados. Aunque el nitrógeno líquido es más barato que el helio, los bobinados de estos sistemas tienen los mismos problemas de los del apartado anterior.
3. Superconductores de alta temperatura crítica sin bobinados, opción, que ofrecen gran eficiencia energética y ciclabilidad ilimitada. Además, la ausencia de bobinados elimina los inconvenientes de las dos opciones precedentes.

Este almacenamiento de energía puede ser inyectada a la red eléctrica por simple descarga de la bobina.

La estructura básica de un dispositivo SMES se muestra en la figura a continuación.

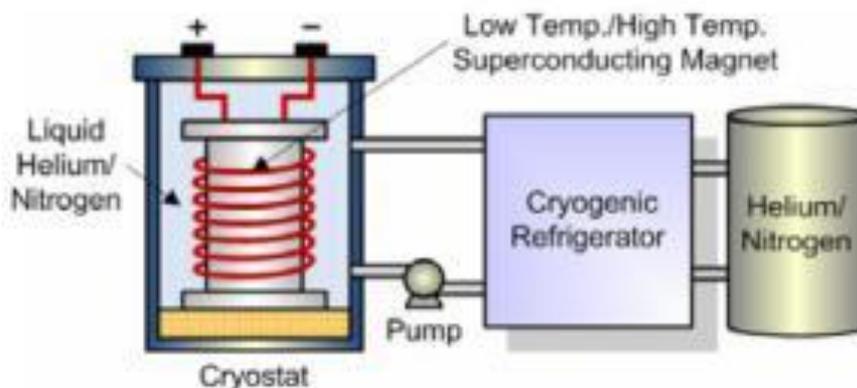


Fig. 10. Esquema básico de un SME.

La base de este dispositivo es un gran SC, cuya estructura básica está compuesta de los componentes de la bobina (el SC con su soporte y componentes de conexión, y el criostato) y el sistema de refrigeración criogénico.

Las propiedades que se requieren en superconductores comerciales son[18]:



- 1) La mayor temperatura crítica posible. Esto se debe a que, cuanto mayor sea, más elevada podrá ser la temperatura de operación del dispositivo fabricado, reduciéndose de esta manera los costos por refrigeración requeridos para alcanzar el estado superconductor en operación.
- 2) El mayor campo magnético crítico posible. Como se pretende utilizar el superconductor para generar campos magnéticos intensos, mientras mayor sea el campo magnético que se quiere generar, mayor tendría que ser el campo crítico del material superconductor.
- 3) La mayor densidad de corriente crítica posible. A mayor densidad de corriente crítica que la muestra pueda soportar antes de pasar al estado normal, más pequeño podrá hacerse el dispositivo, reduciéndose, de esta manera, la cantidad requerida de material superconductor y también la cantidad de material que debe refrigerarse.
- 4) La mayor estabilidad posible. Es muy común que los superconductores sean inestables bajo cambios repentinos de corriente, de campos magnéticos, o de temperatura, o bien ante choques mecánicos e incluso por degradación del material al transcurrir el tiempo (como ocurre en muchos de los nuevos materiales superconductores cerámicos). Así que, si ocurre algún cambio súbito cuando el superconductor está en operación, éste podría perder su estado superconductor. Por eso es conveniente disponer de la mayor estabilidad posible.



Fig.11. Imagen de un SME a la derecha. Equipo de refrigeración criogénica a la izquierda



- 5) Facilidad de fabricación. Un material superconductor será completamente inútil para aplicaciones en gran escala si no puede fabricarse fácilmente en grandes cantidades.
- 6) Costo mínimo. Como siempre, el costo es el factor más importante para considerar cualquier material utilizado en ingeniería y deberá mantenerse tan bajo como sea posible.

### **2.2.1 Resumen de características principales.**

- o Energía específica:  $100-10^4$  kJ/kg
- o Rango de energía:  $1800-5,4 \cdot 10^6$  MJ
- o Rango de potencia: 10-1000 MWe
- o Tiempos de carga y descarga: horas, minutos, segundos,
- o Número de ciclos de carga y descarga:  $>10^4$
- o Rendimiento eléctrico: 95%
- o Forma de almacenamiento : Electromagnética
- o Muy baja autodescarga
- o Precio relativamente Alto
- o No necesitan mantenimiento
- o Tecnología en desarrollo.

### **2.2.2 Principales fabricantes.**

La empresa de ingeniería con sede en Suiza, **ABB** mostró sus planes de desarrollo de un prototipo de SMES de 3.3 kilovatios-hora. El dispositivo almacenará electricidad en forma de un campo magnético generado por la corriente continua circulante por unos cables superconductores. La geometría de las bobinas superconductoras crea un campo electromagnético altamente contenido, pero se requiere relativamente poca energía para mantener el campo. La energía se libera descargando las bobinas. ABB está colaborando con el fabricante de cables superconductores SuperPower, con el Laboratorio Nacional de Brookhaven y con la Universidad de Houston como parte de la beca de 4,2 millones de dólares de la ARPA-E. El objetivo final del grupo es desarrollar un dispositivo de 1 a 2 megavatios-hora a escala comercial que tenga un coste competitivo con las baterías de plomo-ácido, afirma el director del proyecto de ABB, V.R. Ramanan.

### **Superconductor technology. Inc.**

Superconductor Technologies Inc. (ITS), con sede en Santa Barbara, CA, ha sido un líder mundial en alta superconductores de temperatura (HTS) de materiales a partir de 1987, el desarrollo de más de 100 patentes, así como los secretos comerciales de propiedad y la experiencia de fabricación. Durante más de una década, STI ha estado proporcionando innovadores sistemas de eliminación de interferencias y soluciones de mejora de la red para la industria inalámbrica comercial. Actualmente, la compañía está aprovechando sus



investigaciones tecnologías entre las que se encuentran, el filtrado de RF, HTS materiales y criogenia para desarrollar sistemas de energía eficiente y rentable y la segunda generación de alto rendimiento (2G) HTS para aplicaciones de potencia existentes y emergentes.

### **2.3 Almacenamiento en supercondensadores.**

Los supercondensadores [19] son dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica en forma de cargas electroestáticas confinadas en pequeños dispositivos, formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. La construcción y funcionamiento es similar a un condensador convencional a gran escala. Un supercondensador puede llegar a tener capacidades del orden de miles de faradios.

Los supercondensadores son caracterizados por poder ser cargados y descargados en brevísimos períodos de tiempo, del orden de segundos o menos, lo cual los hace especialmente apropiados para responder ante necesidades de puntas de potencia o ante interrupciones de suministro de poca duración. Ello es debido a que el almacenamiento de cargas es puramente electroestático.



Fig. 12 Baterías de supercondensadores. Fabricante Nesscap

En los últimos años, los supercondensadores han surgido como una alternativa o complemento importante para otros dispositivos de producción o almacenamiento de energía eléctrica como las pilas de combustible o las baterías. La principal virtud del primero frente a los dos últimos es la mayor potencia que es capaz de inyectar, aunque poseen una menor densidad de energía. Otras características de los supercondensadores son la rapidez de carga y descarga, pueden proporcionar corrientes de carga altas, cosa que daña a las baterías, el número de ciclos de vida de los mismos, del orden de millones de veces, no necesitan mantenimiento, trabajan en condiciones de temperatura muy adversas y por último, no presentan en su composición elementos tóxicos, muy común en baterías.

La principal desventaja de los supercondensadores es la limitada capacidad de almacenar energía, y a día de hoy, su mayor precio. En realidad debido a sus diferentes prestaciones, condensadores y baterías no son sistemas que rivalicen entre sí, sino más bien



se pueden considerar en muchas aplicaciones como sistemas complementarios donde la batería aporta la energía mientras el supercondensador aporta los picos de potencia [19].

La cantidad de energía almacenada en este dispositivo viene dada por la siguiente expresión (10), en Julios, siendo  $V_1$  y  $V_2$  las tensiones que marcan la profundidad del almacenamiento:

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot C \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (10)$$

Los materiales estudiados como electrodos para supercondensadores son principalmente de tres tipos:

Óxidos de metales de transición, polímeros conductores y materiales de carbono activados. Con óxidos metálicos se han conseguido valores de capacidad muy altos, pero estos supercondensadores tienen la desventaja de que son excesivamente caros y por lo tanto sólo se utilizan en aplicaciones militares y en la industria aeroespacial.

El uso de polímeros conductores también puede dar lugar a capacidades relativamente altas, pero estos materiales presentan el inconveniente de que sufren hinchamiento y contracción, lo cual es indeseable puesto que pueden ocasionar la degradación de los electrodos durante los ciclos de carga y descarga.

Finalmente, los materiales de carbono se presentan como los materiales activos del electrodo más atractivos, debido a su bajo coste relativo, elevado área superficial (pueden superar los  $2.500 \text{ m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$ ) y gran disponibilidad. Además, los materiales de carbono pueden presentar unas estructuras diferentes (materiales grafiticos) y están disponibles en una gran variedad de formas (fibras, telas, aerogeles o nanotubos).

Se puede decir que, actualmente, sólo los supercondensadores basados en carbono, o también llamados condensadores de doble capa (double-layer capacitors), han conseguido llegar a la etapa de comercialización.

### **2.3.1 Resumen de características principales.**

Las características principales de estos dispositivos se indican a continuación:

- o Altas Capacidades: 1-5000 F
- o Energía específica: 18-36 kJ/Kg
- o Rango de energía: 1-10 MJ
- o Rango de potencia: 0,1-10 MWe
- o Tiempos de carga y descarga: minutos, segundos
- o Número de ciclos de carga y descarga:  $>10^5$
- o Tensión de trabajo Limitada: 1-500V
- o Rendimiento eléctrico: 90-95%
- o Forma de almacenamiento : Electrostática
- o Muy baja autodescarga
- o Precio relativamente Alto
- o No necesitan mantenimiento
- o No poseen elementos tóxicos
- o Resistencia a condiciones adversas de temperatura.



### 2.3.2 Principales fabricantes.

MAXWELL TECHNOLOGIES [20]: Fabricante americano de supercondensadores. Dispone de dispositivos con capacidades de 10-3000F y rango de tensiones 2.5V-125V.

NESSCAP ULTRACAPACITORS [21]: Fabricante coreano de supercondensadores. Dispone de dispositivos con capacidades de 1-5000F y rango de tensiones 2.3V-340V.

### 2.4 Almacenamiento en volantes de inercia.

Los acumuladores de energía cinética, también llamados baterías electromecánicas (BEMs), volantes de inercia o Flywheels [22] en la literatura anglosajona, son dispositivos que almacenan energía en masas giratorias en forma de energía cinética de rotación.

La energía almacenada en el sistema viene dada por la inercia de las masas rodantes y por la velocidad angular a que estas estén sometidas (11) y (12).

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (11)$$

$$I = m \cdot R^2 \quad (12)$$

Por medio de una máquina eléctrica y un convertidor bidireccional de potencia se puede transferir potencia al dispositivo por medio de un par acelerador y también realizar la operación inversa de recuperar dicha energía decelerando el volante de inercia e invirtiendo la máquina eléctrica, que pasaría a funcionar como generador recuperando la energía que previamente invirtió en acelerar dicho volante. Los materiales del volante de inercia, el tipo de máquina eléctrica, los rodamientos y la atmósfera de confinamiento determinan la eficiencia del dispositivo.

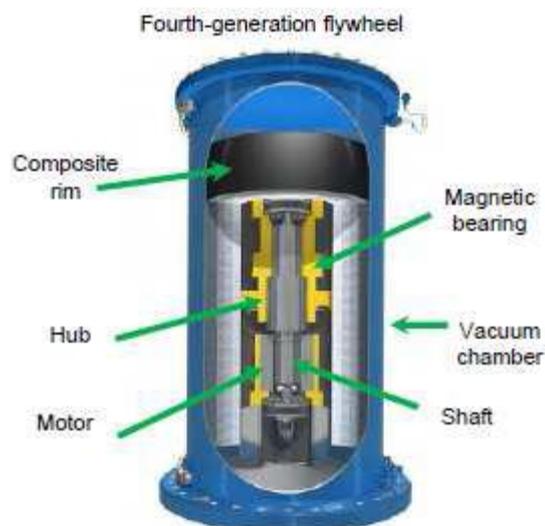


Fig. 13. Esquema de volante de inercia.

La principal ventaja de este tipo de acumuladores es la posibilidad de soportar un elevadísimo número de ciclos de carga y descarga (cientos de miles) con potencias altas (kW



a MW) durante cortos periodos de tiempo. Se pueden obtener tasas de energía específica almacenada de hasta 250Wh/kg dependiendo de la tecnología. Además, la monitorización del estado de carga es sumamente sencilla y fiable, pues basta conocer la velocidad angular del volante. La vida útil de las BEMs es larga (>20años) y además, al contrario que las baterías clásicas electroquímicas, no tienen residuos contaminantes.

Algunos inconvenientes son el alto costo derivado de la elevada complejidad técnica que precisan estos sistemas para almacenar elevadas cantidades de energía específica y las pérdidas relativamente altas, que son en el mejor de los casos de un 20% de la energía acumulada por hora.

Existen distintos tipos de tecnologías que se pueden dividir en sistemas de alta y baja velocidad, entendiéndose por alta velocidad los valores mayores a 6.000 rpm y que pueden llegar hasta las 50.000 rpm. Además se pueden subdividir en sistemas estacionarios y en embarcados en vehículos orientados a la tracción (trenes, trolebuses, metros e incluso coches) presentado importantes diferencias técnicas debido a sus diferentes requerimientos y restricciones. Actualmente las BEMs son una realidad comercial, sobre todo las de baja velocidad, existiendo más de una docena de fabricantes. En el caso de las BEMs de alta velocidad se están actualmente empezando a desarrollar productos comerciales, aunque es un campo que está en completa evolución y desarrollo.

Las tecnologías y capacidades varían significativamente según sean volantes de alta o baja velocidad. En principio, los discos que giran altas velocidades se suelen emplear para almacenar energía y los de bajas velocidades para entregar alta potencia. En el caso de baja velocidad se suelen emplear volante de acero y rodamientos convencionales o mixtos (magnéticos-convencionales).

Las BEMs de alta velocidad requieren el empleo de materiales compuestos (fibras de carbono o vidrio) que presentan muy buenas propiedades mecánicas y bajo peso, lo que es deseable en el caso de sistemas embarcados y permite llegar a altas velocidades e interesantes tasas de almacenamiento de energía específica. Además, deben incorporar rodamientos magnéticos y una atmosfera de vacío o de algún gas de baja densidad para reducir pérdidas aerodinámicas y rozamientos.

Otra ventaja de los volantes de fibra de carbono con respecto a los tradicionales de acero, es que su posible rotura no presenta graves problemas ya que las fibras que componen el volante se van desprendiendo de forma progresiva y con movimiento rotacional en caso de superarse la velocidad crítica, y son fácilmente retenidas por la carcasa, no siendo así en el caso de volantes de acero que rompen típicamente de forma violenta fragmentándose en tres o cuatro porciones con alta energía cinética que podrían causar accidentes en caso de que la carcasa no los pudiese retener.

#### **2.4.1 Resumen de características principales.**

- o Energía específica: 30-360 kJ/Kg
- o Rango de energía: 1-18.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 1-10 MWe
- o Tiempos de carga y descarga: minutos.
- o Número de ciclos de carga y descarga: <10<sup>4</sup>
- o Muy baja autodescarga
- o Forma de almacenamiento : Cinética
- o Precio relativamente Alto



o Tecnología en desarrollo.

### **2.4.2 Principales fabricantes.**

#### **Flywheel Energy Systems Inc.**

Fundada en 1993 desarrolla sistemas de almacenamiento de energía cinética mediante volantes de inercia para aplicaciones de energía, transporte. Surge como consecuencias de la investigación de las aplicaciones aeroespacial para satélites en orbitas bajas. También desarrollan otros sistemas de acumulación [23].

#### **Beacon Power Corporation.**

Nacida de, Beacon Power Corporation, fue fundada en 1997 como un spin -off de la división de Sistemas de Energía de SatCon, para desarrollar la tecnología avanzada de almacenamiento de energía basado en volantes de inercia. Los primeros desarrollos fueron desplegados en América del Norte para telecomunicaciones con energía de respaldo.

Desde el 2004, los trabajos de investigación y desarrollo se han orientado a sistemas capaces de absorber y revertir energía eléctrica a la red, absorbiéndola cuando la demanda se reduce e inyectándola cuando aumenta la demanda.

La tecnología se probó con éxito durante los años 2005-2007 y esto llevó a la consecución del desarrollo de nuestro sistema de volante de Smart Energy 25 a escala de red implementado en el mercado para la regulación de la frecuencia de la red [24].

### **2.5 Almacenamiento por aire comprimido.**

El almacenamiento de energía por medio de aire comprimido. Conocido como CAES (Compressed Air Energy Storage), el aire a altas presiones es almacenado en depósitos bajo tierra naturales o artificiales (minas abandonadas, cavidades rellenas en soluciones minerales ó acuíferos) durante las horas de baja demanda. Posteriormente, en las horas pico, el aire almacenado se expande, moviendo un turbo generador.

El almacenamiento por aire comprimido consume mucha potencia, pudiendo llegar a los 100 MW, y es una buena solución para dar estabilidad a la red. El almacenamiento de energía con aire comprimido es un método no sólo eficiente y limpio, sino económico.

La filosofía de este tipo de plantas se basa en aprovechar la energía eléctrica sobrante y de bajo coste para comprimir el aire en un almacenamiento subterráneo, y más tarde utilizarlo para alimentar una turbina generadora para alimentar a la red eléctrica durante los periodos de alta demanda energética.

Entrando en algunos detalles de funcionamiento, el aire se comprime de forma escalonada, con enfriamientos intermedios, con lo cual se consigue un buen rendimiento en la etapa de almacenamiento de energía en los períodos en los que la red tiene excedente de energía.



Estas plantas están diseñadas para operar en un ciclo diario, la carga durante la noche y la descarga durante el día. Cuando se requiere la energía almacenada, se utiliza el aire comprimido para alimentar turbinas de gas de alto rendimiento, pudiéndose regenerar hasta el 80% de la energía almacenada.

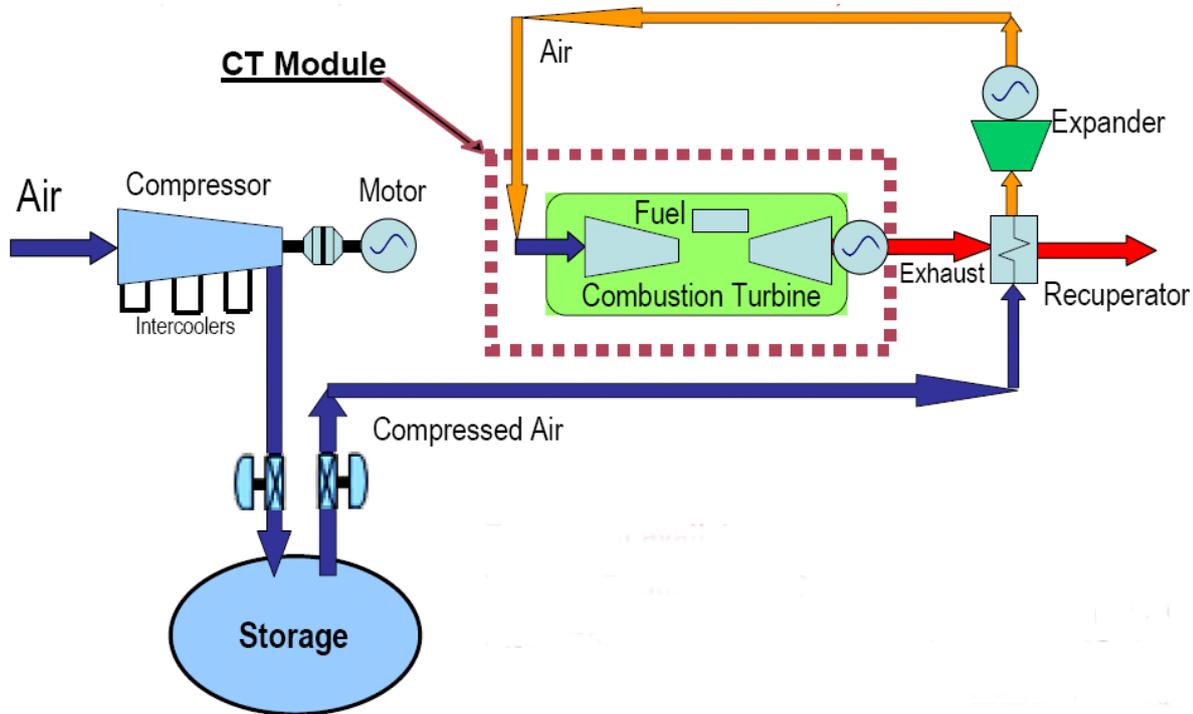


Fig. 14. Diagrama de funcionamiento de una central de almacenamiento de aire comprimido

### 2.5.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía:  $15 \text{ MJ/m}^3$
- o Rango de energía:  $18 \cdot 10^4$ - $18 \cdot 10^6 \text{ MJ}$
- o Rango de potencia: 50-1000 MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas.
- o Número de ciclos de carga y descarga:  $>10^4$
- o Rendimientos: 60- 80%
- o Forma de almacenamiento: Potencial, entalpia.
- o Precio relativamente Alto
- o Tecnología en desarrollo.

### 2.5.2 Instalaciones existentes.

**Huntorf (Alemania)** [25]. En 1973 se instaló en Alemania la primera planta de almacenamiento de energía en aire comprimido, haciendo uso de las cuevas naturales del subsuelo como almacén. La potencia es de 290 MW con una autonomía de 2-3 horas. La



capacidad de almacenamiento es de 310.000 m<sup>3</sup>, y la presión de trabajo es de 46-72 Bar. La potencia consumida en la compresión es de 60 MW durante 12 horas. El rendimiento de la instalación ronda el 42,1 %.

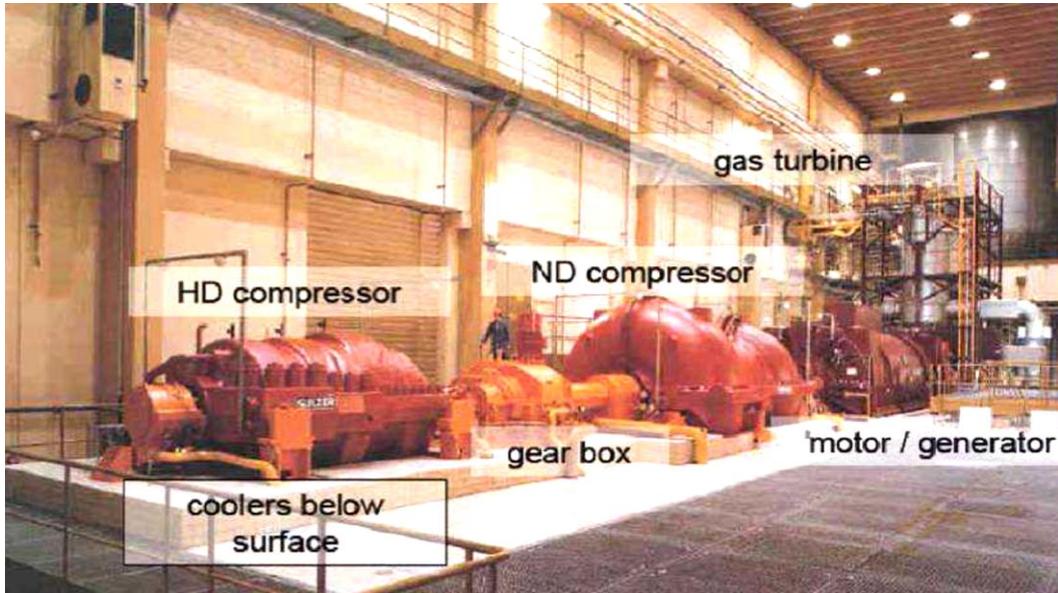


Fig. 15. almacenamiento de energía en aire comprimido, Huntorf (Alemania)

Más tarde se han ido instalando posteriores plantas similares en Estados Unidos.

### McIntosh (EEUU) 1991

Situado en McIntosh, Alabama [26]. La unidad PowerSouth CAES entró en explotación comercial en 1991. Es el único de su tipo en los EE.UU. Tiene una potencia nominal de 110 MW con una autonomía de 26 horas. La capacidad de almacenamiento es de 500.000 m<sup>3</sup> con una presión de trabajo de 45 a 76 Bares. El rendimiento ronda el 53,8%.

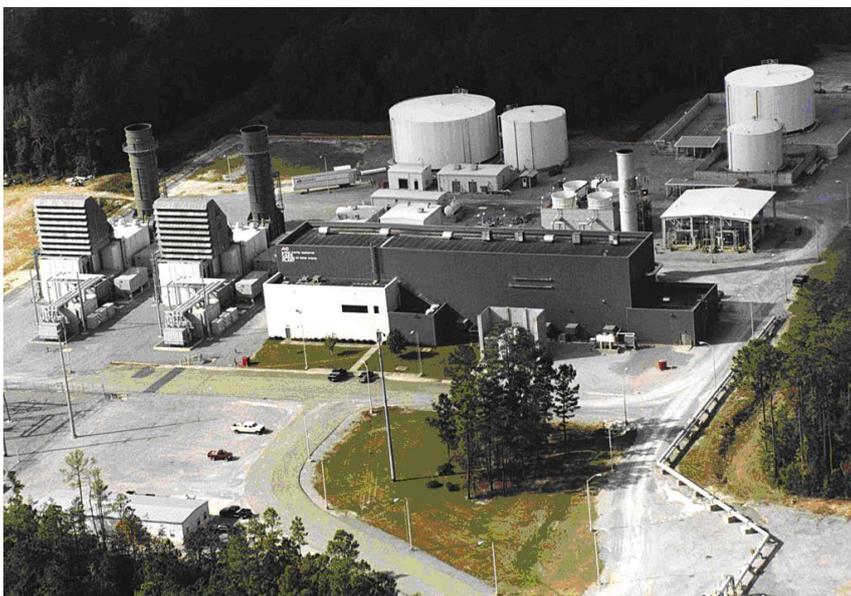


Fig. 16. Unidad PowerSouth CAES de 110 MW en McIntosh, en Alabama



En Estados Unidos, el Laboratorio Nacional del Pacífico Noroeste (PNNL) está estudiando dos posibles enclaves en el estado de Washington para una nueva planta de aire comprimido CAES, que se uniría a las de Huntorf en Alemania, y a las de Alabama y Ohio en Estados Unidos. Están estudiando dos grutas de basalto, a casi 500 m de profundidad, cercanas a líneas de alta tensión y situadas alrededor del río Columbia.

## **2.6 Baterías.**

En las baterías la energía eléctrica es almacenada (cargada) o liberada (descargada) mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones a los electrodos (cátodo y ánodo), conectados por un electrolito (e.g. soluciones líquidas, polímeros conductores sólidos, gel), para llevar cabo reacciones específicas de reducción/oxidación (redox). Frecuentemente se utilizan catalizadores para acelerar las tasas de reacción a niveles aceptables. Durante la carga, la energía se almacena químicamente al incrementarse la composición de iones cargados contenidos en el electrolito a través de reacciones redox selectivas en los electrodos que consumen o producen electrones. Durante la descarga, la energía se libera por transporte de iones, causando reacciones redox que ocurren de forma inversa en los electrodos. Luego el ánodo (electrodo oxidante) y el cátodo (electrodo reductor) cambian de posición entre carga y descarga.

La electricidad se produce en corriente continua y para aplicación en centrales de potencia normalmente se convierte a corriente alterna mediante un inversor.

Existen varios tipos de baterías, las cuales analizaremos a continuación.

### **2.6.1 Baterías de flujo.**

Entre las baterías de flujo se distinguen 2 de vanadio redox y redox zinc –bromo[27].

#### ***Baterías de flujo redox de Vanadio.***

Las baterías redox de Vanadio [28] son las más desarrolladas tecnológicamente dentro de las baterías de flujo. En las baterías de flujo, la energía se almacena mediante iones cargados que se encuentran en dos tanques de electrolito separados entre sí, de manera que uno de ellos contiene electrolito para reacciones de electrodo positivo, mientras que el otro contiene electrolito para reacciones de electrodo negativo. La peculiaridad que presentan las baterías redox de Vanadio es que emplean un único electrolito común, lo que repercute en un incremento de la vida útil de la batería. Cuando se necesita descargar electricidad de las baterías, el electrolito fluye hacia una celda redox con electrodos, generándose la corriente. Esta reacción electroquímica se invierte cuando se aplica una sobretensión, como en las baterías convencionales, permitiendo al sistema efectuar cargas y descargas repetidamente. Como en toda batería de flujo, es posible obtener un amplio rango de potencia y una capacidad de almacenamiento, en función del tamaño del tanque de electrolito.

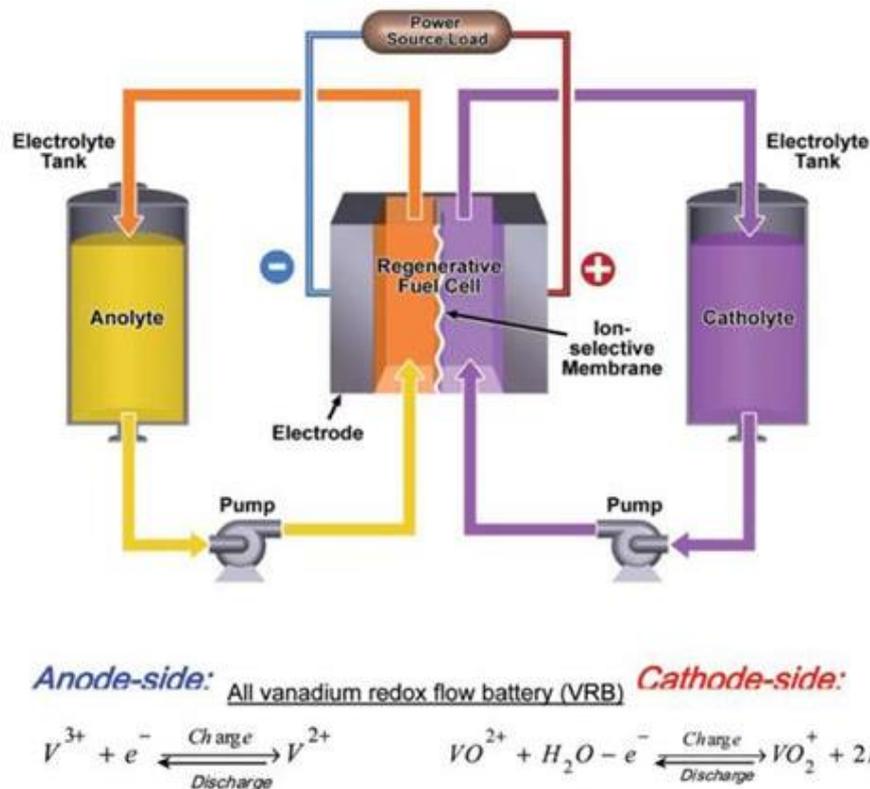


Fig. 17. Esquema de una batería de flujo redox vanadio.

Los sistemas de baterías redox de Vanadio pueden diseñarse para suministrar energía en un rango de tiempo que va desde las 2 a 8 horas. Los fabricantes de este tipo de baterías estiman una vida media del sistema de 15 años, mientras que la vida media de los electrolitos alcanza los 25 años.

Las baterías redox de Vanadio tienen un rendimiento del 90 %, y pueden llegar a alcanzar una profundidad de descarga del 100%. Su número de ciclos equivalentes a lo largo de la vida útil de la batería está entorno a los 12.000 ciclos. Como costes de adquisición y operación y mantenimiento tienen valores cercanos a los 485- 10 €/kWh respectivamente.

Para proyectos que requieran capacidad de almacenamiento de MWh, hay que tener en cuenta que el tamaño de los tanques de electrolito tiende a ser muy grande (fig. 18). Es necesario mantener los electrolitos a 300 °C.

Diversos sistemas de baterías redox de Vanadio se emplean en la actualidad, de los cuales mencionamos:

- Un sistema de 15kW/120kWh, operando en Dinamarca como parte de un sistema de redes inteligentes.
- Un sistema de 250kW – 2 MWh Pacific Corp en Moab (USA).
- Un sistema de 200kW – 800kWh HydroTasmania (Australia)
- Un sistema de 4MW - 6MWh Jpower (Japón)
- Un sistema de 1.5MW – 12MWh Sorne Hill (Irlanda)



Fig. 18. Vista aérea de instalación con batería de flujo redox vanadio.

### Baterías de redox de Zinc-Bromo.

Las baterías redox de Zinc-Bromo son otro tipo de baterías de flujo. La (fig.19) muestra cómo funcionan este tipo de sistemas, incluyendo las reacciones redox.

En cada celda de una batería de Zinc-Bromo, dos electrolitos diferentes fluyen a través de electrodos en dos compartimientos separados por una membrana porosa. Durante descarga, el zinc se carga positivamente y el bromo pasa a ser bromuro, del cual se obtiene bromuro de zinc. El proceso químico que se utiliza para generar esta corriente eléctrica incrementa las concentraciones de iones cargados tanto de zinc como de bromuro en ambos tanques de electrolito. Durante la carga, el zinc se deposita en una fina capa al lado del electrodo. Mientras, el bromo se desprende como una solución diluida al otro lado de la membrana, reaccionando con los otros compuestos en solución (aminas) para formar un compuesto denso y viscoso que precipita al fondo del tanque.

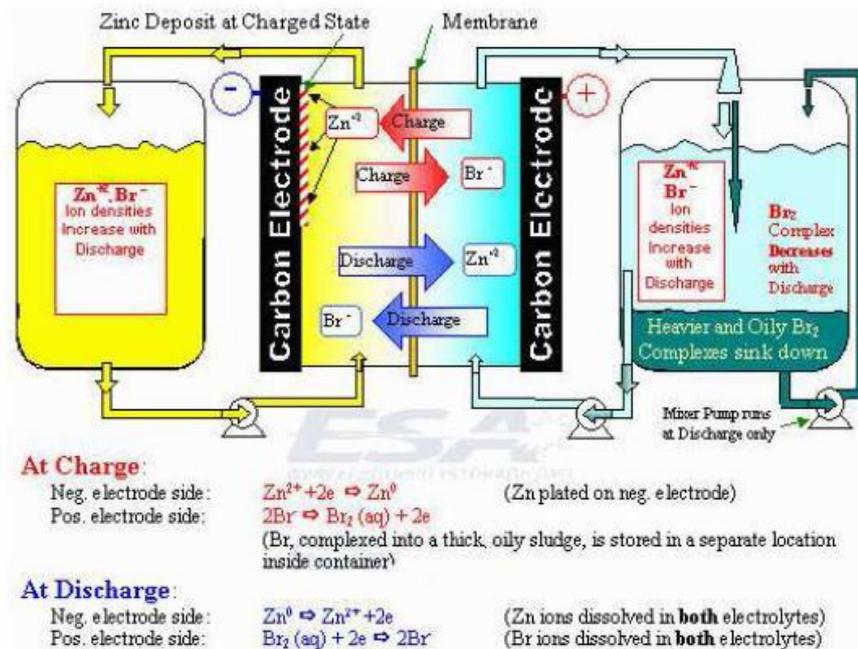


Fig. 19. Esquema de baterías Zinc-bromo.



Las baterías redox Zinc-Bromo están menos desarrolladas tecnológicamente que las de Vanadio. Tienen un rendimiento entorno al 75%, y una vida útil de 12.000 ciclos equivalentes al 90% de descarga máxima admisible. Sus costes de operación y mantenimiento se sitúan en torno a los 385 y 13 €/kWh respectivamente[29].

En los Estados Unidos, las empresas eléctricas llevan a cabo ensayos de sistemas transportables de 0,5MW/ 2,8MWh, como el que se muestra en la (fig.20).



Fig. 20. Sistema transportable de baterías Zinc-bromo.

#### **2.6.1.1 Resumen de características principales.**

- o Densidad de energía: 72 -108 MJ/m<sup>3</sup>
- o Rango de energía: 36-36.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 0,1- 100 MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas.
- o Número de ciclos de carga y descarga: 12.000
- o Rendimientos: 75- 90%
- o Forma de almacenamiento: Electroquímico.
- o Precio relativamente Alto
- o Tecnología en desarrollo.

#### **2.6.1 .2 Principales fabricantes.**

**Prudent Energy Corporation. Fabricación I + D [28].**

Empresa que fabrica e instala la batería Vanadio Redox patentada (VRB -ESS<sup>®</sup>). Suministra una batería de flujo fiable y de alto rendimiento de almacenamiento de energía eléctrica. Fabrica unidades que van desde varios kilovatios hasta muchos megavatios de energía.



Con tiempos de conmutación de milisegundos. Sus sistemas se han instalado para integrar energía eólica y solar, para almacenamiento y para regular el voltaje y la frecuencia de microredes inteligentes.

### **RedFlow.** [29]

Empresa fabricante de baterías de flujo de Zinc-bromuro. Fabrica módulo estándar de RedFlow 3kW continuos/8kWh batería de zinc-bromuro (ZBM) diseñada para ser integrada en los sistemas de almacenamiento de electricidad para gama de aplicaciones estacionarias. Características específicas del ZBM son la capacidad de cargas y descargas profundas diarias lo que las hace ideales para el almacenamiento y el traslado de las energías renovables intermitentes, gestionar picos de carga en la red, así como para el apoyo fuera de la red sistemas de energía ("isla"). RedFlow ha desplegado más de 100 ZBMs en el campo en un número de diferentes aplicaciones de almacenamiento de electricidad en Australia, EE.UU. y otros países. RedFlow fabrica ZBMs en Brisbane, Australia.

### **2.6.2 Baterías NAS**

Los materiales activos en este tipo de baterías son azufre fundido y sodio fundido como electrodos positivo y negativo respectivamente [30]. Dichos electrodos se encuentran separados por un material cerámico en estado sólido, él sirve de electrolito (fig.21). A través de este cerámico pasan únicamente los iones de sodio con carga positiva. Durante la descarga, los electrones salen del sodio metal, dando lugar a la formación de iones de sodio con carga positiva que pasan a través del cerámico al electrodo positivo. Los electrones que salen del sodio metal se mueven a través del circuito y vuelven de nuevo a la batería a través del electrodo positivo, donde son absorbidos por el azufre fundido para formar polisulfuro. Los iones de sodio con carga positiva que se desplazaron al electrodo positivo equilibran el flujo de carga de los electrones. Durante la carga, el proceso es a la inversa del descrito.

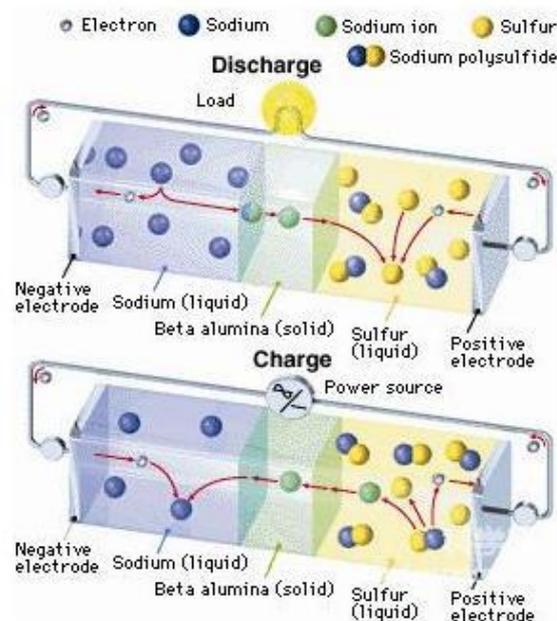


Fig. 21. Esquema de batería de sulfuro de sodio.



Estas baterías necesitan un aporte de calor para poder mantenerse a temperaturas superiores a 300°C, lo cual supone que los sistemas encargados de aportar este calor se consideran parte integrante de la propia batería. Tienen un estado mínimo de carga del 10%, con un rendimiento del 80 %, y con un total de 4.500 ciclos equivalentes como vida útil. Sus costes de adquisición por un lado, y de operación y mantenimiento por otro, están en torno a los 285 y 3 €/kWh respectivamente.

Se encuentran en una fase avanzada de desarrollo, ya que las empresas japonesas TEPCO y NGK Insulators llevan 25 años desarrollando esta tecnología. Por este motivo, solo en Japón hay implantados 270 MW de baterías destinados a la integración de renovables y al aporte de servicios de ajuste del sistema. A parte de esto, otras muchas empresas como EDF y American Electric Power han desarrollado sistemas experimentales basados en este tipo de baterías.

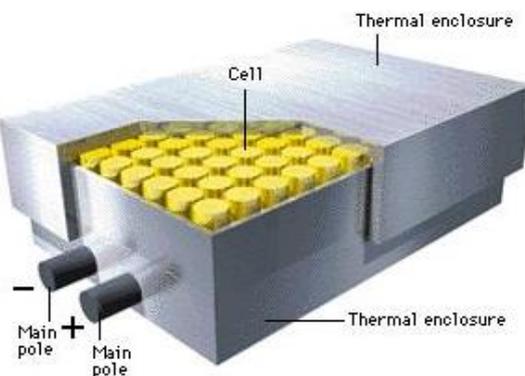


Fig. 22. Esquema de batería de sulfuro de sodio. De 50kW/360kWh

### 2.6.2.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía: 540 MJ/m<sup>3</sup>
- o Rango de energía: 172,8.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 0,1- 10 MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas.
- o Número de ciclos de carga y descarga: 4.000-5.000
- o Rendimientos: 70- 80%
- o Forma de almacenamiento: Electroquímico.
- o Precio relativamente Alto
- o Tecnología en desarrollo.

### 2.6.2.2 Principales fabricantes.

S&C Electric Company [31].

Es un proveedor a nivel mundial de equipos y servicios para sistemas de electricidad. Fundada en 1911, la compañía con sede en Chicago diseña y fabrica productos de interrupción y protección para la transmisión y distribución de electricidad. Los productos de S&C ayudan a suministrar electricidad de manera eficiente y confiable. Algunos se utilizan para interrumpir circuitos. Otros minimizan los daños en equipos en caso



de una falla o reducen el área de interrupción del servicio al redireccionar automáticamente el flujo de electricidad. Los sofisticados productos de electricidad de S&C de primera calidad pueden proporcionar electricidad de manera ininterrumpida para un establecimiento entero y para industrias de procesos cruciales.

Además, S&C ofrece una amplia variedad de servicios de ingeniería, laboratorio y pruebas para empresas de electricidad y sistemas de electricidad comerciales, industriales e institucionales.

American Electric Power [32].

Empresa ubicada en Columbus, OH, USA continua desarrollando investigaciones sobre la tecnología de las baterías NAS en los Estados Unidos, AEP está probando una batería compacta de 12,5 kilovatios en el Centro de Tecnología de Dolan. El experimento que marca la primera aplicación de la batería estacionaria en los Estados Unidos utilizando la tecnología de baterías de sodio – azufre.

### 2.6.3 Baterías de Ni Cd

La batería de níquel cadmio también ha existido durante mucho tiempo. En esta batería el electrodo positivo se hace óxido de níquel y el electrodo negativo de cadmio. El electrolito consiste en una solución de hidróxido de potasio. Puede ser cargada rápidamente y aguanta descargas profundas de hasta el 100%. Su eficiencia energética es baja, es decir no entrega toda la energía con la que fue cargada. Además esta batería presenta el fenómeno de memoria. Este fenómeno trae como consecuencia la disminución de la capacidad de la batería si no se realizan correctamente los ciclos de carga y descarga. A lo que se suma el efecto muy contaminante del Cd y actualmente están prohibidas su fabricación. En la (fig.23) podemos ver una instalación.



Fig. 23. Instalación de Fairbanks (Alaska) 40 MW en 7 minutos.



### 2.6.3.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía:  $160 \text{ MJ/m}^3$
- o Rango de energía:  $23,4 \cdot 10^3 \text{ MJ}$
- o Rango de potencia: 0,1- 40 MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas- Minutos
- o Número de ciclos de carga y descarga: 600-1.200
- o Rendimientos: 80- 85%
- o Forma de almacenamiento: Electroquímico.

### 2.6.3.2 Principales fabricantes.

#### Saft [33].

Es una de las empresas líderes de fabricación de baterías de última tecnología, fundada en 1924. Trabaja en todo el mundo, se destaca por instalar un sistema de almacenamiento de energía para Golden Valley Electrical Association de Fairbanks en Alaska. De 40 Mw de potencia.

#### Varta [34].

Empresa fundada en 1904 comienza con el desarrollo baterías de ácido plomo. Trabaja en todo el mundo y sobre todo para los sistemas de automoción.

### 2.6.4 Baterías ion litio.

La figura 24 obtenida en la página web de Electricity Storage Association, [35] muestra de manera esquemática la composición interna de una batería de Litio-ion.

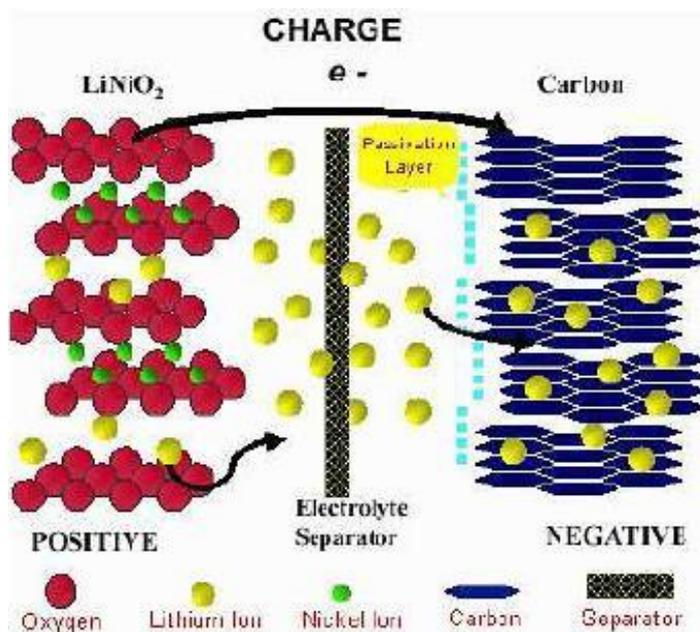


Fig. 24. composición interna de una batería de Litio-ion



Cuando la batería se está cargando, los átomos de litio que hay en el cátodo pasan a ser iones y migran a través del electrolito hasta el ánodo de carbono, donde se combinan con los electrones externos hasta quedar depositados como átomos de litio entre las capas de carbono. Durante la descarga, el proceso es inverso.

Las ventajas que aporta este tipo de baterías son: la alta densidad de energía, alto rendimiento, largo ciclo de vida, mínimo estado de carga.

Los inconvenientes que presentan las baterías de litio son: empaquetamiento especial, circuito interno de protección ante sobrecargas y la refrigeración.

Existen varios tipos de baterías de ion litio a base de materiales catódicos diferentes:

Bateria	LiFePO4	LiCoO2	LiMn2O4	Li(NiCo)O2
Seguridad	Segura	Inestable	Aceptable	Inestable
Contaminacion medioambiental	La mas ecologica	Muy contaminante		Muy contaminante
Durabilidad	Excelente	Aceptable	Aceptable	Aceptable
Relacion fuerza/peso/capacidad	Aceptable	Buena	Aceptable	La mejor
Costo a largo plazo	Excelente	Alto	Aceptable	Alto
Temperatura de trabajo	Excelente (-20C to 70C)	Decae mas alla de (-20C to 55C)	Decae rapidamente a mas de 50 C	-20C to 55C

Tabla 6. Tabla comparativa de diferentes baterías de litio.

**La batería de óxido de cobalto/litio (LiCoO<sub>2</sub>)** [36]: tiene la ventaja de su alta densidad de energía, pero acarrea graves problemas de seguridad.

**La batería de litio/óxido de manganeso** [36]: es la de mayor utilización por sus características y seguridad, pero su mal rendimiento a altas temperaturas es su mayor inconveniente.

**La batería de litio/fosfato de hierro (LiFePO<sub>4</sub>)** [36]: tiene las mejores características de seguridad, ciclo de vida largo (más de 2.000 ciclos). LiFePO<sub>4</sub>, también conocidas como LFP. Comparadas con las baterías tradicionales de ion de litio, en las que el LiCoO<sub>2</sub> es uno de sus componentes más caros, las de litio hierro fosfato son significativamente más baratas de producir.

**La batería de ion de litio en polímero** [36]: en las que la principal diferencia con las baterías de ion de litio ordinarias es que el electrolito litio-sal no está contenido en un solvente



orgánico, sino en un compuesto polimérico sólido como el óxido de polietileno o poliacrilonitrilo. Las ventajas del litio polímero sobre el litio-ion son: menores costes de fabricación, adaptabilidad a una amplia variedad de formas de empaquetado, confiabilidad y resistencia.

**La batería de olivino de litio hierro fosfato [36].** Tienen la característica de que pueden durar unos 10 años si se cargan una vez al día. Además de tener una larga vida, se pueden cargar muy rápidamente, ya que emplean sólo dos horas para el 95% de su capacidad.

En vía de investigación se encuentran las siguientes:

**Baterías de aire y con nanotecnología (en desarrollo) [36].** Una de las alternativas más prometedoras son las pilas con cátodos de aire y ánodos de litio. Estas baterías ofrecen un potencial de densidad energética (o autonomía) entre 5 y 10 veces superior al de la media de acumuladores de litio actuales. Según datos de Battery University, tienen una capacidad teórica de hasta 13.000 Wh/kg, frente a los 190 Wh/kg de las pilas de litio con cátodos de cobalto y los 180 de las de NMC. La mala noticia es que los científicos señalan que tardarán al menos una o dos décadas en poder comercializarse. IBM y Excellatron son algunas de las empresas que están desarrollando esta tecnología.

**Baterías con aire y aluminio (en desarrollo) [36].** En vez de aire y litio, que tienen costes inferiores y una capacidad teórica también menor, aunque todavía impactante y muy superior a cualquier propuesta de ahora: hasta 8.000 Wh/kg.

**Baterías de litio con cátodos de azufre (en desarrollo) [36].** Ofrecen una capacidad energética teórica de 550 Wh/kg y una densidad de potencia (o prestaciones) de 2.500 W/kg. Además, estas baterías pueden funcionar a temperaturas de hasta 60 grados bajo cero. Los desafíos pendientes: mejorar la duración, porque empiezan a degradarse después de tan solo 40 o 50 ciclos de carga y descarga (2.000 en las de NMC), y su funcionamiento a altas temperaturas, todavía inestable. Desde 2007, los ingenieros de la universidad de Stanford, en California, trabajan para solventar estos inconvenientes.

**Baterías con ánodos creados con nanotecnología para las baterías de litio (en desarrollo).** La estructura interna del ánodo está fabricada con un material compuesto mezcla de silicio y carbón, mientras que el recubrimiento es de grafito. Resultados: funcionamiento estable y una capacidad hasta cinco veces superior que la media de baterías de litio. Esta alternativa es una de las más avanzadas a nivel comercial y podría llegar a la calle en unos cinco años. Pero como todas las propuestas, tiene todavía puntos débiles: en este caso, problemas estructurales cuando se insertan o extraen iones de litio a gran escala, algo que sucede, durante una recarga rápida en un poste de alta potencia.

En la actualidad el fabricante Tesla está trabajando con baterías de ion litio con una mezcla de níquel, manganeso y cobalto (NMC, en adelante). Aunque hay marcas, como la china BYD, que apuestan por los acumuladores de litio con cátodos de fosfato de hierro, aunque las de NMC ofrecen la mejor relación entre potencia, autonomía y duración dispone



de varios empaquetamientos de varias capacidades (60-90 kWh para automoción). Dispone de baterías para uso doméstico la denominada Powerwall de 7 o 10 kWh y la de uso industrial denominada Powerpack [37] de 100kW y 500kWh. Estos empaquetamientos están formados por miles de baterías de iones de litio sumando la capacidad nominal. El paquete está formado por baterías de iones de litio Panasonic 18650 de 3,1Ah de capacidad cada una. Cada batería pesa 45.5 gramos y tiene 18,2 mm de diámetro y 65,1 mm de largo con un voltaje nominal de 3,6 V. La capacidad nominal mínima es de 2.950 mAh y la capacidad nominal típica es de 3.100 mAh.

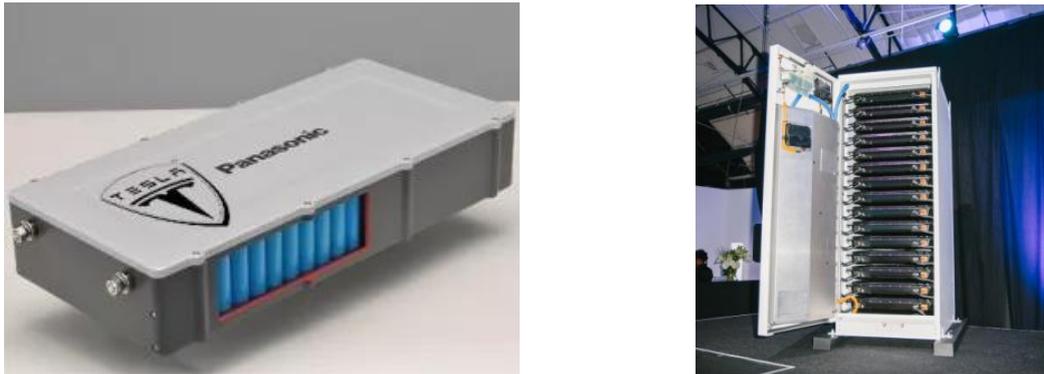


Fig. 25. Izquierda módulo formado por baterías individuales. Derecha módulo de

El conjunto está refrigerado por líquido para evitar su sobrecalentamiento y para optimizar su funcionamiento e intenta mantener la temperatura de las baterías siempre por debajo de 35° C para conseguir una temperatura media de 25° C.

Si la temperatura exterior está por debajo de 0° C el sistema de control calentará el paquete de baterías antes de proceder a la recarga.

Para evitar los estados de carga muy altos o muy bajos el sistema de control no permite superar el 95% de la carga máxima ni bajar del 2%.

Los tiempos de recarga varían dependiendo del estado de carga, su capacidad total, el voltaje disponible y el amperaje de la corriente de recarga.

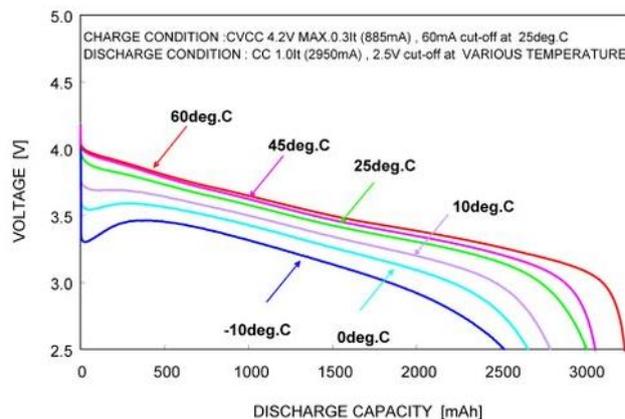


Fig. 26 Curva de capacidad de descarga frente a la Temperatura. Fuente Panasonic



### 2.6.4.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía: 1.080-1.440 MJ/m<sup>3</sup>
- o Energía específica: 190 Wh / kg
- o Rango de energía: 36.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 0,1- 10 MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas- Minutos
- o Número de ciclos de carga y descarga: 2.000- 5.000
- o Rendimientos: 92-94%
- o Forma de almacenamiento: Electroquímico.

### 2.6.4.2 Principales fabricantes.

**Tesla motor** [37]. Tesla Motors, Inc. es una compañía estadounidense ubicada en Silicon Valley, California, que diseña, fabrica y vende coches eléctricos, componentes para la propulsión de vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento a baterías.

**Nec.** Es una compañía multinacional japonesa de tecnología y comunicaciones con oficina central en Tokio (Japón). NEC proporciona soluciones IT (tecnologías de información) y soluciones de comunicaciones a empresas y al gobierno. La compañía está dividida en tres principales ramas: Soluciones IT, Soluciones de Comunicaciones y Dispositivos Electrónicos. Las soluciones IT ofrecen a sus clientes software, hardware y otros servicios relacionados. La rama de soluciones de comunicaciones diseña y proporciona sistemas de conexión de banda ancha, telefonía móvil y sistemas de conexión inalámbricos. La rama de dispositivos electrónicos incluye semiconductores, pantallas y otros componentes electrónicos.

**Panasonic** La compañía fue fundada en 1918 y ha crecido hasta convertirse en una de los mayores productores japoneses de electrónica, junto con Sony, Hitachi, Toshiba, Sharp Corporation y Canon ofrece todo tipo de baterías.

### 2.6.5 Baterías de plomo –ácido.

Las baterías clásicas de plomo ácido son las más maduras comercialmente a nivel mundial.

En consecuencia, presentan las siguientes ventajas:

- Mayor desarrollo tecnológico.
- Coste de inversión reducidos

En contraposición, estas baterías tienen una serie de inconvenientes, entre los que destacan:

- Ciclos de vida cortos 2.500 ciclos equivalentes
- La energía que pueden descargar no es fijo, sino que depende del mínimo estado de carga admisible por cada batería.



- Complejos requisitos de mantenimiento.

Las baterías avanzadas de plomo están consiguiendo paliar los inconvenientes mencionados con el objetivo la integración de energías renovables en el sistema eléctrico. Se encuentran todavía en fase de desarrollo, y por lo tanto existe incertidumbre acerca de sus costes asociados de operación y mantenimiento. Alcanzan un rendimiento del 80 %, con un estado mínimo de carga del 20%. Sus costes de adquisición ascienden a 360 €/kWh, mientras que sus costes de operación y mantenimiento están en torno a 2 €/kWh.

La figura 27 cuya fuente es Electric Power Research Institute de 1 MW/ 1MWh



Fig. 27 Sistema de baterías avanzadas de plomo en Australia.

### 2.6.5.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía: 60-180 MJ/m<sup>3</sup>
- o Rango de energía: 144.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 0,1- 10 MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas- Minutos
- o Número de ciclos de carga y descarga: 2.500
- o Rendimientos: 75-80%
- o Forma de almacenamiento: Electroquímico.



### 2.6.5.2 Principales fabricantes.

Hay una gran cantidad de fabricantes de baterías. Algunos de los fabricantes más importantes son:

**YUASA BATTERY [38]:** Dispone de bancadas de 6 ó 12V, con corrientes máximas desde 3 a 1.200 A, y capacidades máximas de hasta 200 Ah. Uso industrial, telecomunicaciones, UPS y otras aplicaciones de gran potencia.

**EXIDE TECHNOLOGIES [39]:** Posee también un amplio catálogo de baterías para aplicaciones de potencia con capacidades de entre 50 a 5.000 Ah y una vida útil de 25 años.

### 2.6.6 Baterías de Zinc-aire.

Las baterías de zinc-aire se basan en el oxígeno de la atmósfera para generar una corriente, dentro de la batería, un electrodo poroso de "aire" se basa en el oxígeno y, con la ayuda de catalizadores, se reduce hasta formar iones hidroxilos. Estos van, a través de un electrolito, hasta el electrodo de zinc, donde el zinc se oxida. Esta reacción libera electrones generando una corriente de estos (fig.28).

Sin embargo, la producción de baterías de zinc-aire recargables ha resultado difícil. Entre los problemas con este tipo de baterías recargables son la formación de estructuras de zinc dendríticas en el ánodo durante la carga (Las dendritas finalmente atraviesan el separador entre el ánodo y el cátodo y hacer que la batería cortocircuito.)

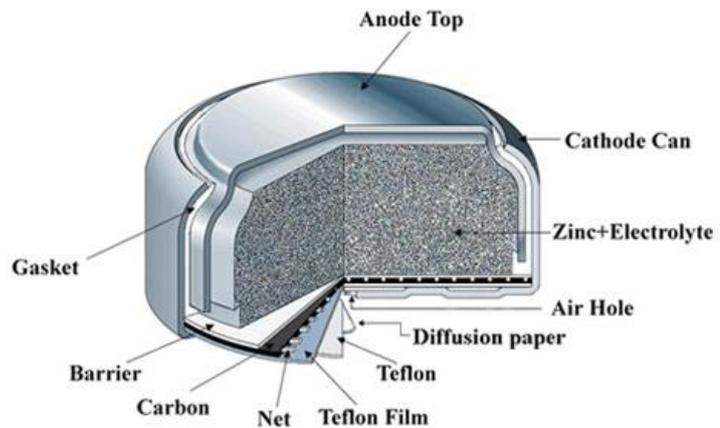


Fig. 28 Esquema pila Zinc-aire no recargable.

Y la obstrucción del electrodo de difusión de gas por el carbonato potásico evolucionó a partir de la solución de un electrolito que contiene KOH. Según EOS empresa fabricante [40], estos problemas han sido resueltos en un entorno de laboratorio mediante el uso de electrolitos no acuosos. Actualmente han presentado un modelo comercial que comienza su suministro en este año 2016.

El uso de un electrolito acuoso con una nueva química, ha ido más allá de demostraciones de laboratorio y EOS está aceptando pre-pedidos para su sistema de baterías de zinc-aire Aurora en 2016.

La ventaja de este tipo de batería es que no son explosivas, no son tóxicas, y los materiales son abundantes y baratos, disponen de bajos costes de mantenimientos. La desventaja que presentan es que la densidad de potencia (a diferencia de densidad de



energía) de sus baterías es demasiado baja para el frenado regenerativo eficaz y para la aceleración para la utilización en vehículos de propulsión eléctrica.



Fig. 29 Izda. Diseño celda (2012). Centro prototipo celda de 1kW (2012). Dcha sub-módulo completo 2kW (2013)

A continuación se dan algunos detalles sobre la batería de zinc-aire Aurora tomado de la ficha de datos de tecnología publicado en su sitio web [41]:

#### 2.6.6.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía: 2000-3000 MJ/m<sup>3</sup>
- o Energía específica: 442Wh / kg
- o Rango de energía: 144.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 0,1- 10 MWe, escalables
- o Tiempos de carga y descarga: Horas- Minutos
- o Número de ciclos de carga y descarga: >5000 sin degradación 10.000 proyectados
- o Rendimientos: 75%
- o Forma de almacenamiento: Electroquímico.

#### 2.6.6.2 Principales fabricantes

Eos es una empresa de soluciones de almacenamiento de energía. Es propietaria de la tecnología de bajo costo y de larga duración, de alta densidad energética, Zenith. Fundada en 2008, después de la emisión de la patente para su tecnología de base, Eos ha crecido hasta convertirse en un líder en la industria de almacenamiento de energía naciente y de rápido crecimiento.

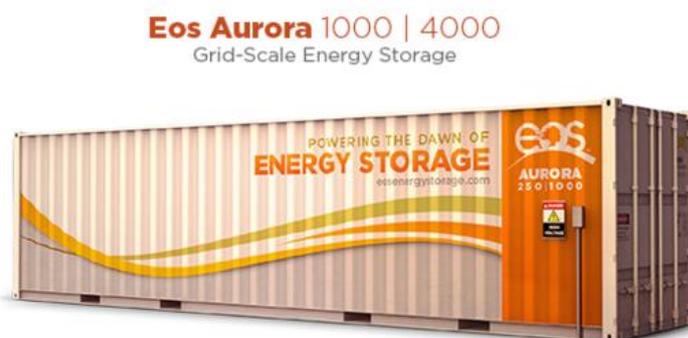


Fig. 30 Sistema de almacenamiento con baterías Zinc-aire de 1MW y 4MWh. Fuente EOS Aurora 2016.

## 2.7 Almacenamiento criogénico.

El almacenamiento de Energía Criogénica (Cryogenic Energy Storage), es una nueva e innovadora técnica de captura y almacenamiento de electricidad que sus investigadores esperan que puedan contribuir a dar la solución definitiva a los problemas de almacenamiento en el mercado de la energía.

El proceso de almacenamiento criogénico se inicia mediante el uso de la energía eléctrica obtenida fuera de las horas pico, por ejemplo cuando el viento sopla y la demanda es baja, para refrigerar el aire a  $-196^{\circ}\text{C}$  convirtiéndose en un líquido criogénico, “aire líquido” (o nitrógeno líquido). Este puede ser fácilmente almacenado en contenedores en grandes cantidades, hasta que se necesite la energía en las horas punta. En este punto, el aire líquido se bombea fuera del depósito y se calienta a temperatura ambiente o mediante el uso del calor residual de una fuente cercana. Esto hace que se expanda rápidamente en un gas con 700 veces el volumen del líquido, haciendo girar una turbina que produce la electricidad.

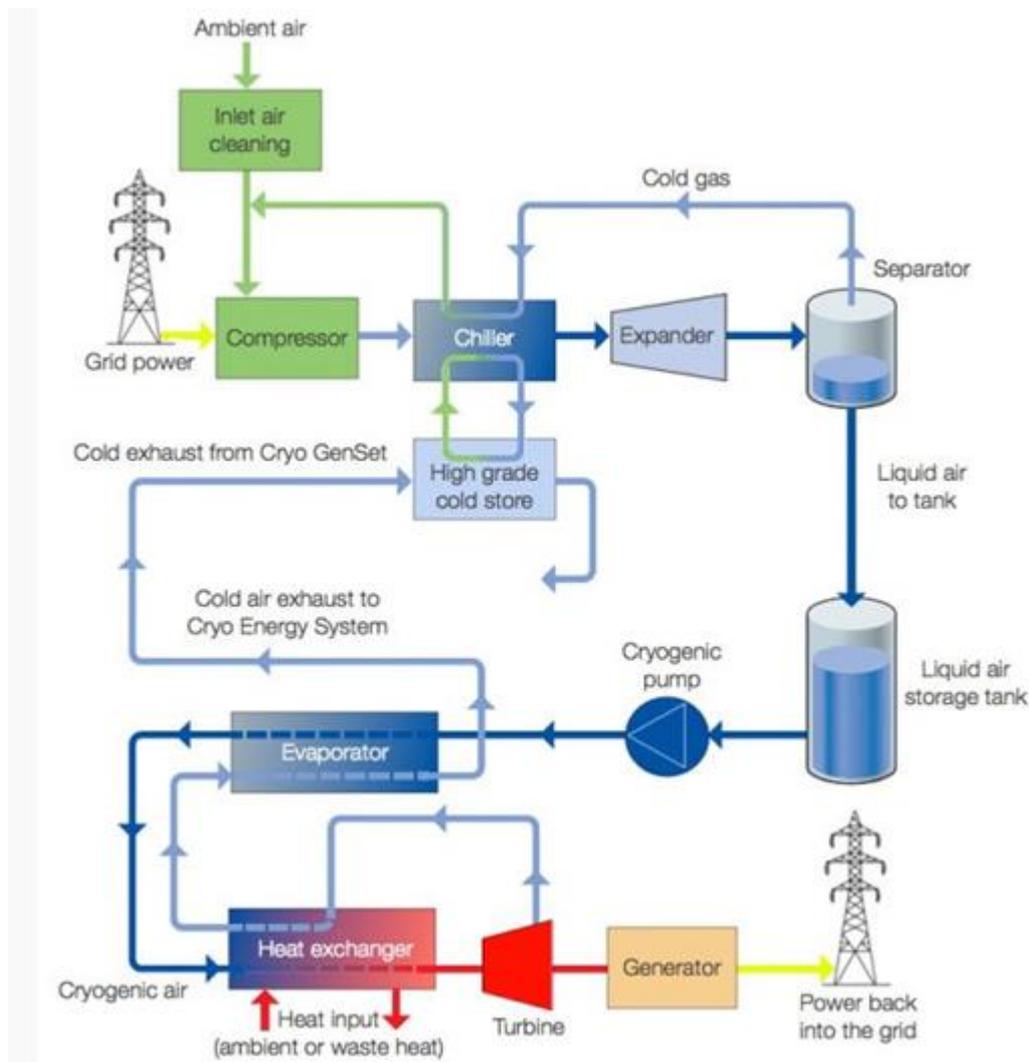


Fig. 31. Esquema de funcionamiento de un sistema criogénico de almacenamiento.



La base de la eficiencia de este proceso es relativamente baja, alrededor del 25%, pero existen sobre la mesa varias ideas para mejorar significativamente el rendimiento. La primera de ellas consiste en el reciclado en frío, capaz de aumentar la eficiencia energética del sistema en alrededor del 50%. Aunque según High View Power Storage, un empresa londinense que ha estado involucrada en los inicios de esta tecnología, indica que mediante el uso del calor residual industrial de otra instalación cercana (una central eléctrica, por ejemplo) podría calentar el nitrógeno líquido, donde la eficiencia podría alcanzar el 70%.

Debemos recordar que el único subproducto que genera el proceso es simplemente aire frío, no requiriendo de materiales difíciles de encontrar o tóxicos e integrando componentes basados en tecnologías conocidas y probadas, lo que reduce mucho más los riesgos.

### 2.7.1 Resumen de características principales.

- o Densidad de energía: 40-60 MJ/m<sup>3</sup>
- o Rango de energía: 9.10<sup>3</sup> MJ
- o Rango de potencia: 0,1- 5MWe.
- o Tiempos de carga y descarga: Horas-minutos
- o Número de ciclos de carga y descarga: 13.000
- o Rendimientos: 40-50%
- o Forma de almacenamiento: aire líquido/nitrógeno líquido.

### 2.7.2 Principales fabricantes [42].

High View Power Storage, es una empresa Londinense que fabrica e investiga sistemas de generación y almacenamiento criogénicos: Dispone de 2 productos, el primero es un generador eléctrico criogénico de 8 MWe y el segundo es una unidad de almacenamiento completa de 5MWe. High View tiene una planta criogénica de almacenamiento de energía prototipo que ha estado funcionando durante más de un año. La instalación cuenta con una potencia máxima de 300 kW y una capacidad de almacenamiento de 2,5 MWh. Eso es suficiente para alimentar a dieciséis casas durante ocho horas. La compañía está construyendo una planta a escala real que puede dar salida a 5 MW con 15 MWh de almacenamiento en una planta de reciclaje.

## 2.8 Análisis comparativo.

Hay tres categorías principales para las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía a larga escala.

1. Calidad de la energía:
  - a. Asegurar la continuidad en la calidad de la energía entregada a la red, mitigando los huecos de tensión. Tiempo de respuesta segundos o minutos.
2. Continuidad de la energía:



- a. Asegurar la continuidad del servicio ante conexiones y desconexiones de distintas fuentes de generación del sistema eléctrico. Tiempo de respuestas, minutos u horas.

3. Gestión de la energía:

- a. Desacoplar el tiempo que existe entre generación y demanda de energía.
- b. Incluye la gestión de la demanda, que consiste en cargar el sistema de almacenamiento cuando el precio de la energía es bajo, para disponer de ella cuando sea necesario.
- c. Tiempo de respuesta requerido: Horas

Las figuras 32 y 33 (Fuente Electricity Storage Association)[43] muestran sendas distribuciones de diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía en función de estas tres categorías principales de aplicaciones.

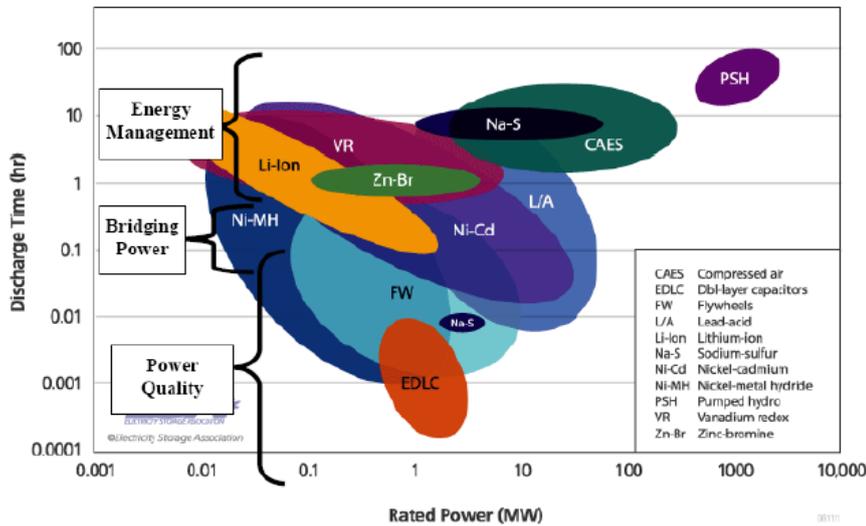


Fig. 32. Grafico tiempo de descarga/ potencia de descarga. Electricity Storage Association

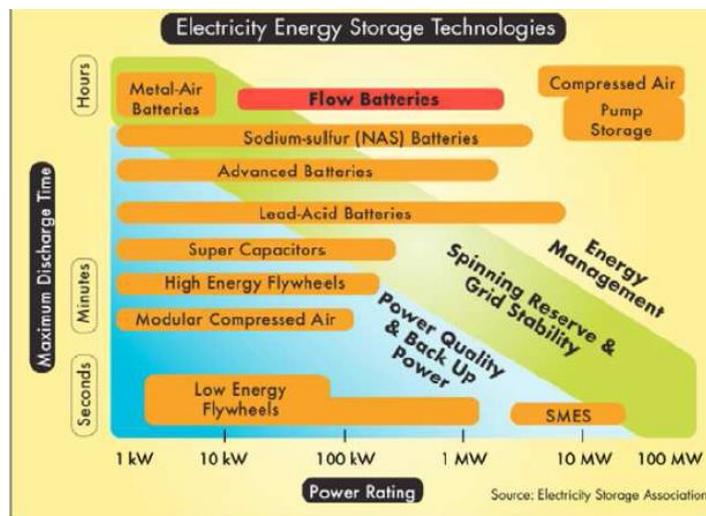


Fig. 33 Grafico tiempo de descarga/ potencia de descarga. Fuente: Electricity Storage Association



Dependiendo de las necesidades que tengamos que cubrir son más recomendables unas u otras tecnologías.

La eficiencia energética y las expectativas de duración, es decir, el máximo número de ciclos, constituyen dos parámetros importantes a considerar, entre otros, para optar por las distintas tecnologías de almacenamiento, puesto que afectan a los costes globales de almacenamiento. En la Figura 34 se indican las características de las distintas tecnologías de almacenamiento en relación a la eficiencia and lifetime [43].

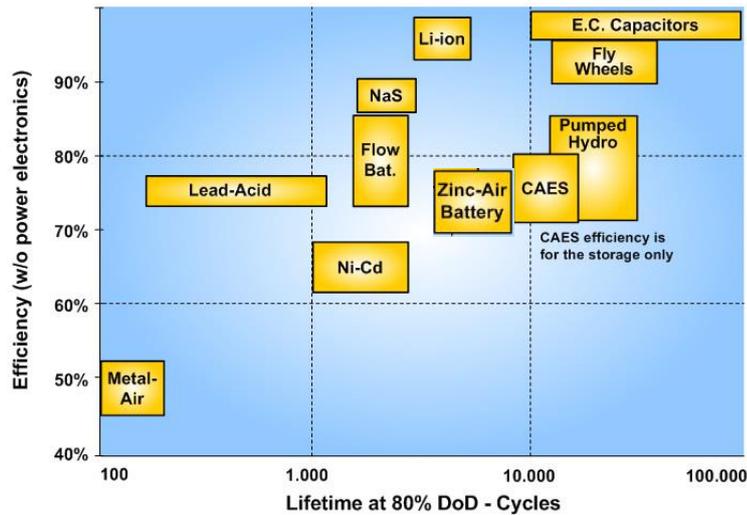


Fig. 34. Eficiencia and lifetime de las tecnologías de almacenamiento.

El análisis de los costes asociados a cada tipo de almacenamiento es un parámetro económico importante, y a efectos al coste total de la producción de energía. En la Figura 35 se indican los costes de inversión de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía por unidad de potencia o unidad de energía [43].

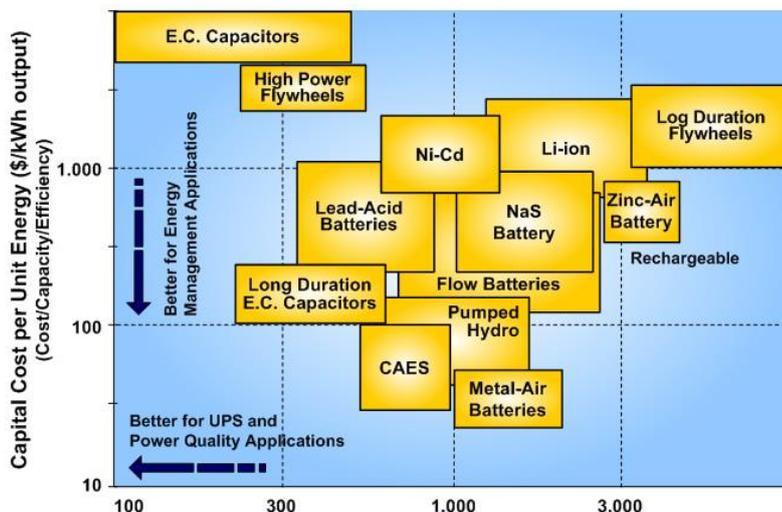


Fig. 35. Costes de inversión de las tecnologías de almacenamiento



El coste por ciclo podría ser el mejor camino para evaluar el coste de un sistema de almacenamiento diseñado para aplicaciones con frecuentes cargas y descargas. La Figura 36 muestra el coste de las distintas tecnologías, teniendo en cuenta la durabilidad y la eficiencia de las mismas [43].

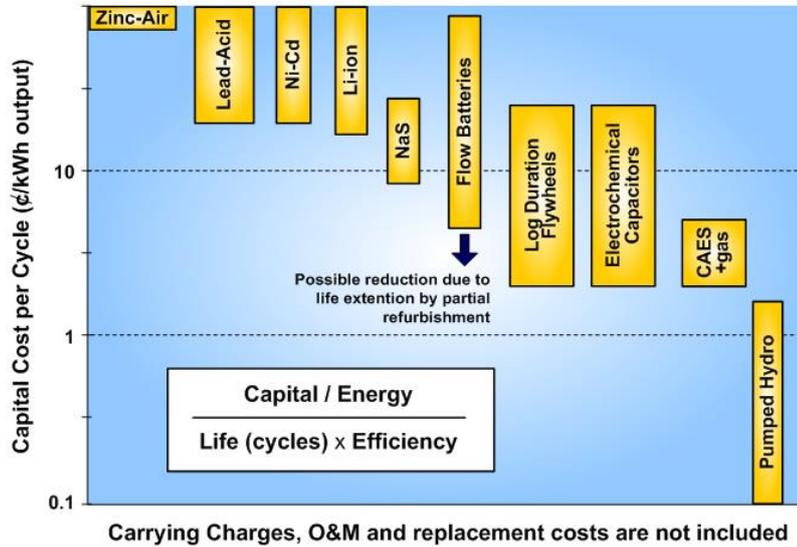


Fig. 36. Costes de inversión de las tecnologías de almacenamiento para cada ciclo de carga-descarga. Fuente: Electricity Storage Association

Las diferentes tecnologías de almacenamiento pueden ser clasificadas en función de la disponibilidad de energía y potencia máxima por densidad de volumen o por densidad de masa. Esta comparativa es particularmente importante para la transmisión de energía, aplicaciones portátiles y zonas aisladas. En la Figura 37 se muestran las distintas tecnologías de almacenamiento en función de la densidad de masa y densidad de volumen [43].

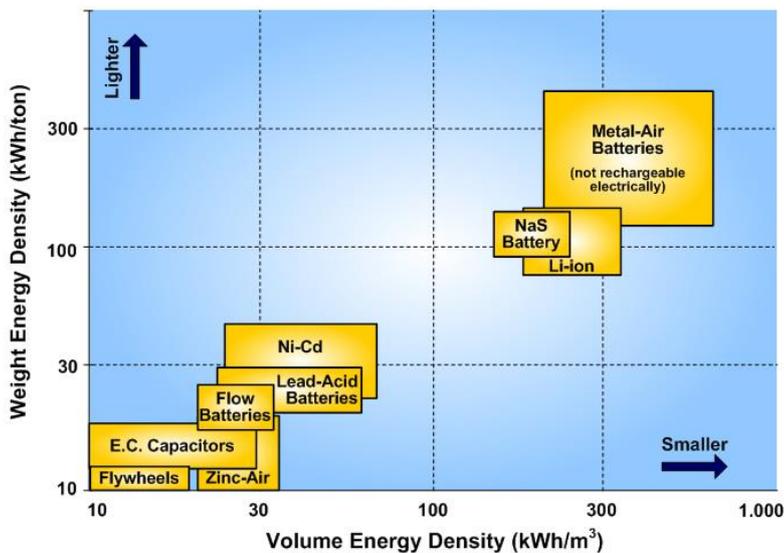


Fig. 37 Tecnologías de almacenamiento en función de la densidad de masa y densidad de volumen. Fuente: Electricity Storage Association





### CAPITULO 3. PRESENTACION DEL PROBLEMA Y METODOLOGIA DE RESOLUCIÓN.

Para poder establecer las soluciones técnicas que permitan diseñar sistemas de almacenamiento de energía a las centrales hidráulicas y aumentar su eficiencia, así como sus ingresos, debemos definir las características de una central tipo, a la cual se le estudiará un sistema de almacenamiento, que cumpla con sus requerimientos.

Para el caso de este proyecto decidimos realizar el estudio sobre la central hidráulica de bombeo puro sevillana de Guillena.

La Central de Acumulación de Guillena se encuentra situada en la cuenca del río Rivera de Huelva, margen derecha, perteneciente al término municipal de Guillena, provincia de Sevilla situada en la sierra norte de Sevilla.

Es la primera central de acumulación con ciclo de bombeo puro construida en España. Sus elementos fundamentales son los siguientes: un depósito superior totalmente artificial de  $2,2\text{Hm}^3$  de capacidad operativa, una conducción forzada de 5,6m de diámetro que enlaza hidráulicamente el depósito superior con una central semisumergida, equipada con grupos turbina bomba; y por último un depósito inferior de  $2,3\text{Hm}^3$  dentro del cual se encuentra la central y no es sino el embalse producido por una presa de gravedad situada 4 Km aguas debajo de la central.

La central hidráulica cuenta con la potencia total instalada de 210 MW (tres grupos de 70 MW) con un tiempo de respuesta de 3 minutos en el arranque de turbina, y de unos 10 minutos en modo bomba. Como objeto adicional tiene la capacidad de reposición ante un cero total de tensión, regulando frecuencia en la zona occidental.



Fig. 38. Vista de la central eléctrica de Guillena sobre el río Rivera de Huelva.



Características principales	
Tensión de generación	13,8kV
Velocidad de giro	375 rpm
Potencia aparente	3x87 MVA
Potencia activa	3x70 MW
Tiempo de arranque Generador	3 minutos
Tiempo de arranque motor	10 minutos
Rango de regulación AGC (R secundaria)	28-70 MW
Estatismo regulador (R. primaria)	4%
Rendimiento total del ciclo	74-76%
Caudal en modo generador	3x34 m <sup>3</sup> /s
Caudal en modo motor	3x30 m <sup>3</sup> /s
Potencia del conjunto	210 MW
Energía almacenada	1.680 MWh

Para la generación de energía eléctrica se dispone de un alternador Alstom por cada grupo acoplado al eje de la turbina Francis reversible. Tienen una tensión de generación de 13,8 kV y una intensidad nominal de 3.660 A además dispone de una excitatriz que suministra la corriente continua al rotor. La refrigeración es por intercambiadores de carcasa y tubos (aire/agua).

Para el transporte de la energía generada se eleva la tensión a 220 kV a través de 3 transformadores de 120 MVA.

Para los servicios auxiliares se dispone de un transformador de 13.800/400V de 760 kVA. Para el mando y señalización se dispone de un banco de baterías de 125 Vcc.

Existe un grupo electrógeno para la alimentación de los servicios esenciales de la central de 760 kVA a 400 V.

La central funciona en un rango de cargas comprendido entre 28-71MW el límite inferior es debido a que existe una banda en la que el nivel vibratorio aumenta debido a la antorcha creada en el tubo de descarga de 20-28MW.

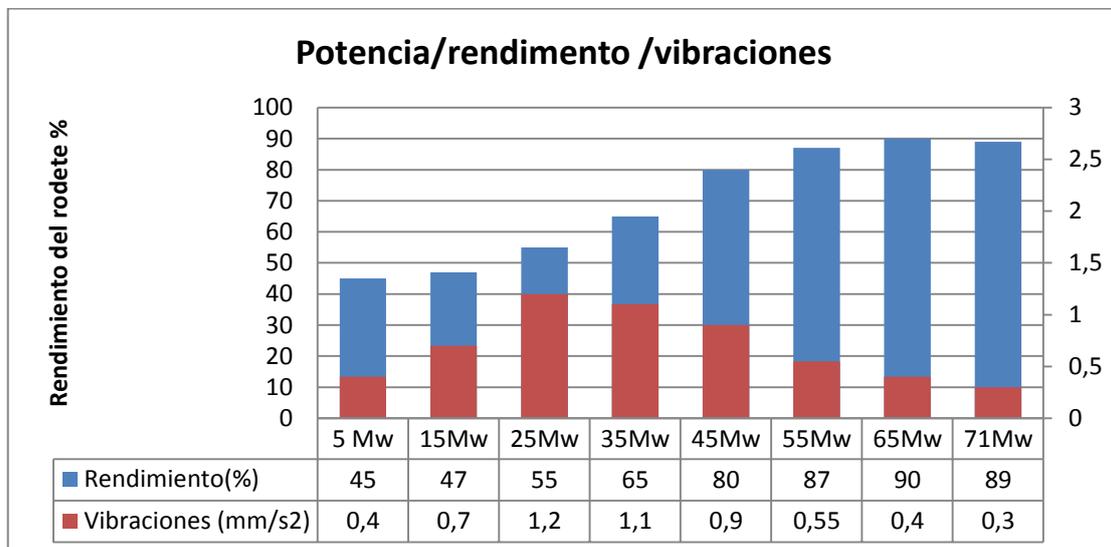


Tabla 7 Comparativa entre potencia, rendimiento del rodete y nivel vibratorio.



A continuación en la fig. 39 observamos el esquema unifilar simplificado de la Central.

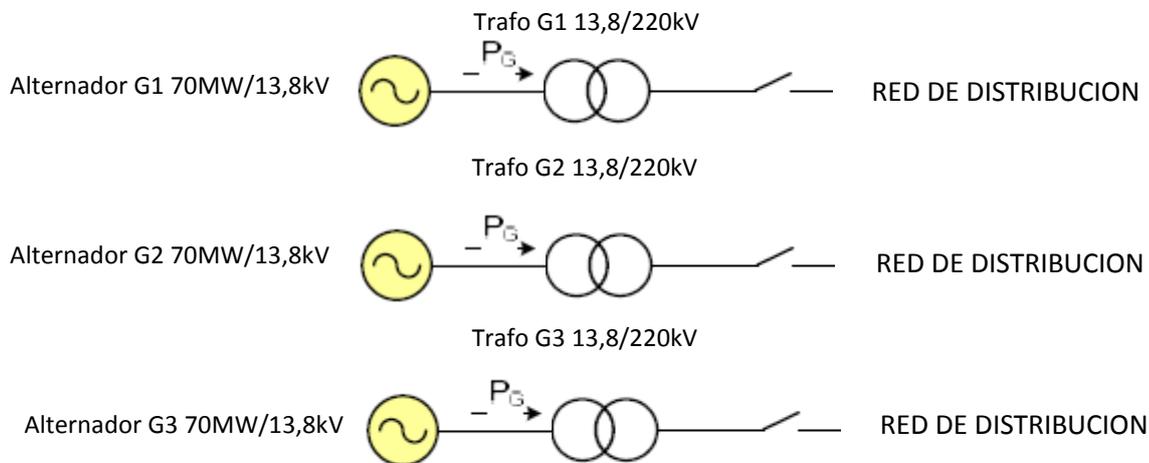


Fig. 39 Esquema unifilar simplificado de la central sin sistema de acumulación

### 3.1.0 Especificaciones técnicas de diseño para centrales de bombeo.

Los objetivos que debe de cumplir el sistema de almacenamiento son:

1. Poder ampliar el rango de regulación de frecuencia actual de (28-70MW), a una banda 5 a 80 MW.
2. El sistema debe de reaccionar con unos gradientes de carga de 20MW/min desde que se le solicita, para el funcionamiento en regulación de frecuencia, (servicios complementarios).
3. Eliminar los tiempos de arranque, inyectando o consumiendo energía de forma instantánea a la red desde la orden de arranque de grupo.
4. Eliminación de la capacidad mínima del embalse superior como reserva ante un posible arranque desde cero.
5. El sistema debe disponer de rendimientos de almacenamiento superiores al 80%, con mínimos 2.000 ciclos de carga y descarga completos para que sea rentable el funcionamiento en modo almacenamiento. Se ha considerado 2 ciclos completos/día.
6. El sistema debe de tener la capacidad de funcionamiento con conexión a red, en un rango de 0- 10MW, se requieren dispositivos electrónicos de conexión a red.
7. Capaz de suministrar 10 MW de potencia instantánea durante al menos 5 horas y 50 MWh de capacidad nominal capaz de trabajar de manera aislada, en condiciones de generación nula (alternador), para poder ofertar en la regulación secundaria con banda ampliada.
8. El sistema permitirá un rango de regulación de potencial de +/- 10Mw en modo bomba. Actualmente no existe banda de regulación en modo bomba 76Mw. Banda regulación 66-86Mw
9. El sistema debe de ser lo más compacto posible debido a la limitación de espacio por lo tanto con alta densidad de energía.



### 3.1.1 Justificación de la solución adoptada.

De entre todas las posibles aplicaciones que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía, la gestión de la producción energética son las que interesan de cara a cumplir los objetivos planteados y en menor medida los que buscan mejorar la calidad de la energía aunque también las consideramos. Por este motivo, quedan descartadas las opciones de implementar los siguientes sistemas de almacenamiento para la gestión de la energía:

- Volantes de inercia.
- Supercondensadores.
- Almacenamiento magnético superconducción.

Además, atendiendo a la potencia nominal que tiene una central hidráulica, y a otros factores específicos del lugar como limitación de espacio, también se deben descartar aquellos sistemas de almacenamiento cuyas aplicaciones se centran en la gestión masiva de energía, tales como:

- Centrales de aire comprimido.
- Baterías redox de vanadio. (limitación de espacio)
- Baterías redox de Zinc-Bromo. (limitación de espacio)

Por otro lado atendiendo a los rendimientos de los sistemas de almacenamiento se podrían descartar los sistemas de almacenamiento con bajos rendimientos menores del 80%.

- Almacenamiento en forma de hidrógeno.
- Almacenamiento criogénico.
- Baterías avanzadas de plomo –Acido.
- Baterías Zinc-aire.

En consecuencia, los sistemas de almacenamiento de energía que serán tomados en consideración a la hora de evaluar su integración con la central hidráulica, son los siguientes:

- Baterías de ion-litio.
- Baterías de Sulfuro –sodio.
- Producción de Hidrógeno(\*<sub>1</sub>)



(\*<sub>1</sub>) Dependiendo del desarrollo de la industria automovilística, si esta se orienta a los vehículos propulsados por H<sub>2</sub> mediante pila de combustible, se propone estudiar la generación de H<sub>2</sub> para la venta cuando el grupo funcione en modo bomba, dotándole de regulación en el rango del consumo del electrolizador, aumentando así los ingresos y diversificando los mercados.

### 3.1.2 Dimensionado del sistema de almacenamiento/Esquema unifilar.

El sistema con el que se va a trabajar es un sistema de generación de energía eléctrica con almacenamiento de alta densidad con una potencia nominal de 10 MW y 50 MWh de capacidad energética aplicado a una red interna de corriente continua con conexión a la red de generación. Suficiente para conseguir el ancho de banda requerido de 5-80 MW, durante al menos 5 horas.

En la figura 40 se puede ver el esquema unifilar de la instalación.

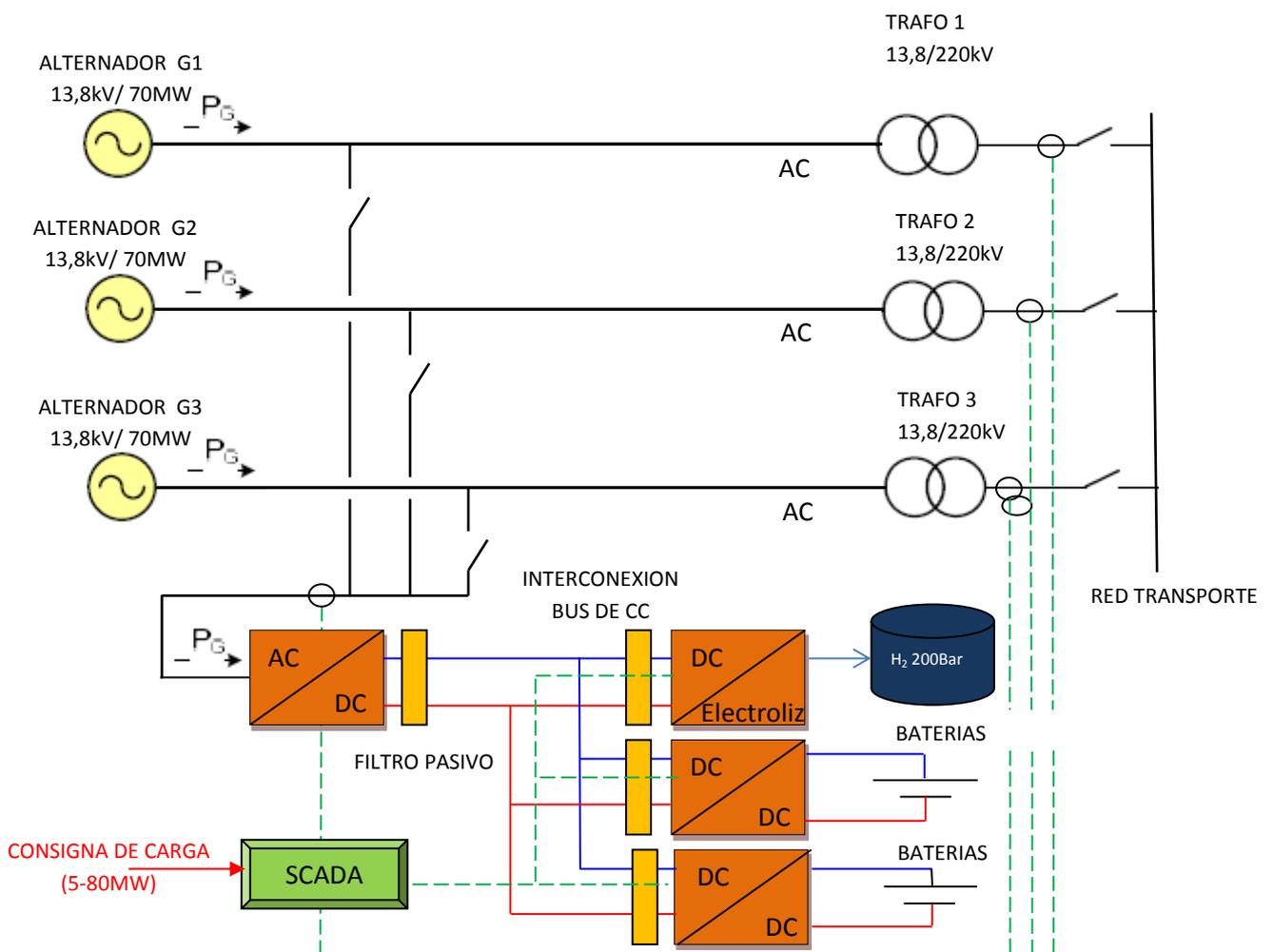


Fig. 40. Esquema unifilar simplificado de la central con el sistema de acumulación



En el diagrama mostrado se puede observar los distintos bloques que forman el sistema de almacenamiento.

El sistema dispondrá de un convertidor de corriente alterna, que podrá conectarse a la salida de los alternadores, a corriente continua que alimentará a un bus de corriente continua del cual se acoplan el sistema de baterías (convertidor cargador con maximizador de carga), el convertidor para la conexión del sistema de almacenamiento por hidrogeno que consta de un electrolizador. Esta opción solo se llevaría a cabo si el desarrollo del vehículo por pila de combustible sale a delante. A la salida de cada dispositivo existen filtros pasivos para eliminar los armónicos generados. Todo el sistema irá gestionado por un Scada que recibirá la consigna de carga (AGC o regulación de frecuencia desde el centro de control) y enviará las consignas a cada convertidor.

### 3.1.2.1 Diseño del subsistema de almacenamiento con baterías Na-S.

El sistema de almacenamiento, por tanto, deberá ser capaz de suministrar o consumir una potencia de +/-10MW a la carga en estas condiciones. Estimando un rendimiento aproximado del convertidor del 90%, la potencia nominal de dicho sistema vendría dada por (13):

$$P = \frac{P_n}{\eta} = \frac{10 \text{ MW}}{0,9} = 11,1 \text{ MW} \quad (13)$$

A la vista del cálculo, el convertidor de potencia se dimensionará para 11,1 MW como potencia nominal. Se necesita un banco de baterías con la misma capacidad, capaz de entregar la potencia de 11.111kW durante 5 horas y que almacene por lo tanto 55.555kwh (200.000 MJ). Para conseguir esto se utilizaran módulos formados a su vez por bancos de celdas de Na-S como el que se aprecia en la (figura 45). Para conseguir los valores de diseño se realizará una asociación serie/paralelo de los módulos como el de la (figura 46) para conseguir tensiones de funcionamiento, potencia y capacidad de diseño.

Las propiedades de la celda de Na-S T5 son:

- Tensión nominal = 2,08 V
- Capacidad nominal ( $C_{\text{elda}}$ ) = 632Ah
- Rendimiento de celda( $\eta_c$ ) = 89%
- Diámetro = 91mm
- Longitud= 515mm
- Numero de ciclos/ profundidad de descarga= 2.500cc/100%.
- Numero de ciclos/ profundidad de descarga= 7.500cc/50%.

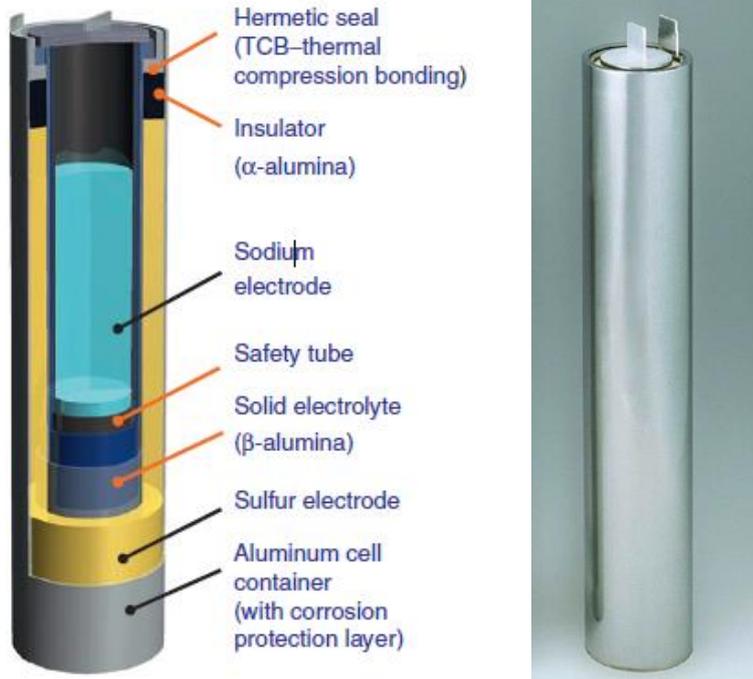


Fig. 45 Celda de Na-S modelo T5 de NGK. Fuente: ngk.co.jp

NKG dispone dos series de módulos la serie PQ para grandes potencias y cortos tiempos de respuestas y la serie PS para menores potencias y tiempo de inyección mayores. Se ha tomado el modelo **PS-G50" Module** de NKG [32], sus características son:

- Tensión nominal modulo = 128 V
- Potencia modulo = 50 kW
- Energía acumulada= 360 kWh
- Capacidad nominal ( $C_1$ ) = 2812,5Ah
- Corriente nominal de descarga =390,6 A
- Corriente nominal de carga = 390,6 A
- Rendimiento de carga( $\eta_c$ ) = 89%
- Numero de celdas = 320 unidades
- Doble aislamiento relleno de arena.
- Temperatura de trabajo 290 – 360 °C
- Consumo de energía para el calentamiento = 2,2-4 kW/resistencia eléctrica
- Peso: 3.400Kg/modulo.
- Dispone de fusible por cada serie.
- Dimensiones: 2.224mm ancho, 1.786 mm largo, 732 mm.

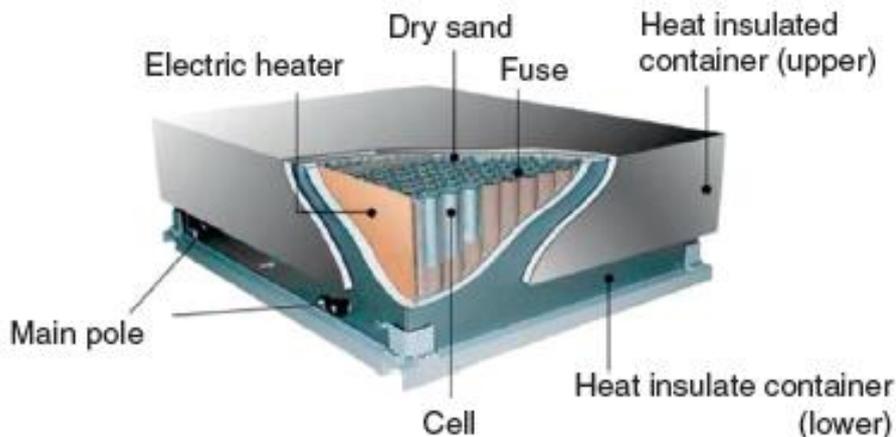


Fig. 46 Interior del módulo de 50 kW/128 V modelo PS-G50 de 320 celdas de Na-S de NGK. Fuente: ngk.co.jp

Si la tensión media de cada módulo es de 128 V en descarga y  $C_1 = 2812,5 \text{ Ah}$ , considerando una profundidad de descarga del 50% máxima. La energía almacenada que el sistema suministra sigue la siguiente expresión (14).

$$E_{descarga} = V_{desc} \cdot C_{desc} \cdot prof_{desc} = 128 \text{ V} \cdot 2812,5 \text{ Ah} \cdot 0,5 = 180 \text{ kWh} / \text{CELDA} \quad (14)$$

Si la tensión de carga es ( $V_{car}$ ) la capacidad de carga es ( $C_{car}$ ), el rendimiento de carga es ( $\eta_c$ ). La energía de carga viene dada por (15).

$$E_{carga} = V_{car} \cdot C_{car} / \eta_c = 130 \text{ V} \cdot 2812,5 \text{ Ah} \cdot 0,5 / 0,89 = 205,4 \text{ kWh} / \text{CELDA} \quad (15)$$

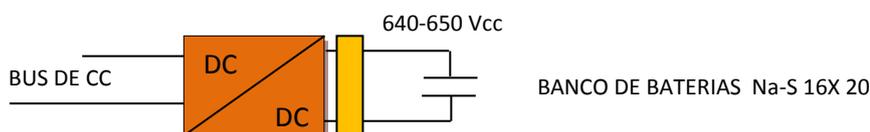
Para una asociación de 310 módulos en contenedores de 20 unidades se tendría la energía requerida para un grupo en el caso más desfavorable que es el proceso de descarga. Esto se conseguiría mediante la asociación en paralelo de 16 contenedores de 20 módulos 5 en serie y 4 en paralelo, obteniéndose una tensión nominal de 640 Vcc. La energía total de almacenamiento sería por lo tanto (16).

$$E_{car} = N_{celdas} \cdot E_{carga} = 310 \cdot 205,4 \text{ kWh} = 63.674 \text{ kWh} = 229.226,4 \text{ MJ} > 200.000 \text{ MJ} \quad (16)$$

Y la energía de descarga considerando una profundidad de descarga máxima 50%, viene dada por (17).

$$E_{desc} = N_{celdas} \cdot E_{desc} = 310 \cdot 180 \text{ kWh} = 55800 \text{ kWh} = 200.880 \text{ MJ} > 200.000 \text{ MJ} \quad (17)$$

Para esta asociación de baterías se ha tenido en cuenta el compromiso con las tensiones y corrientes de funcionamiento, la potencia y topología del convertidor. Según la caracterización proporcionada por el fabricante de estos dispositivos, la tensión nominal de





la bancada (310 módulos en serie/paralelo) en carga completa presenta una tensión nominal de 650V (130v por modulo). En descarga, esta tensión bajaría hasta los 640V (128V con una profundidad de descarga del 50%).



Fig. 47 Módulo de 50 kW/128 V modelo PS-G50 de 320 celdas de Na-S de NGK. Fuente: ngk.co.jp

En la siguiente expresión (18) y (19) se comprueba que el dispositivo es capaz de recibir o entregar la potencia requerida para la mínima tensión de funcionamiento. El funcionamiento en carga supone el peor caso, para el cual se realiza el cálculo.

$$P_{\text{carg } V_{\text{min}}} = N_{\text{filas}} \cdot V_{\text{min}} \cdot I_{\text{nom}} = 62 \cdot 650 \cdot 390,6 = 15,74 \text{ MW} > 11,1 \text{ MW} \quad (18)$$

$$P_{\text{desc } V_{\text{min}}} = N_{\text{filas}} \cdot V_{\text{min}} \cdot I_{\text{nom}} = 62 \cdot 640 \cdot 390,6 = 15,49 \text{ MW} > 11,1 \text{ MW} \quad (19)$$

Las características generales del banco de baterías Na-S que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía por cada módulo: 360 kWh / Energía total conjunto: 111,6 MWh
- Potencia unitaria en carga: 50,78 kW / Potencia del conjunto: 15,74 MW
- Potencia unitaria en descarga ( $C_1$ ): 49,99 kW / Potencia del conjunto: 15,49 MW
- Energía específica: 381.2kJ/Kg
- Densidad de energía: 446,9MJ/m<sup>3</sup>
- Volumen unitario ocupado por modulo: 2,90 m<sup>3</sup>
- Volumen requerido por el conjunto: 899 m<sup>3</sup>/si es posible montaje en horizontal
- Unidades 310 módulos.
- Peso total: 1.054.000Kg (habría que proyectar una superficie que soportara este peso, o repartirlo en una gran superficie, el peso del inversor no está incluido.)

En la (fig.48) se puede observar la disposición de un contenedor de 1MW. En él se observa la disposición y medidas del sistema. Cada contenedor dispone de 20 módulos de 50kW sus



inversores/rectificadores, sistema de transformación, protecciones y un sistema de acondicionamiento de la temperatura de trabajo.

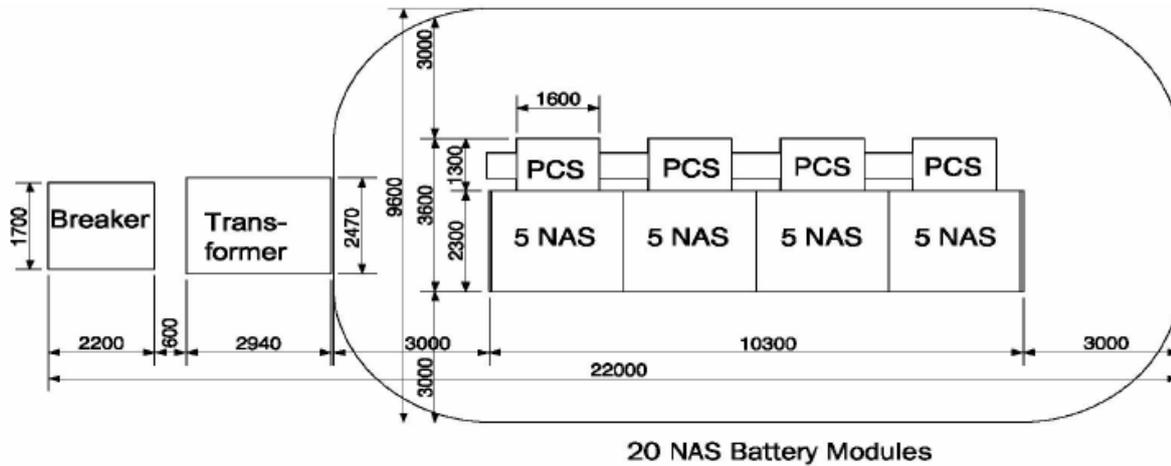


Fig. 48 Disposición de módulos de 50 kW/128 V en contenedores de 20 módulos modelo PS-G50. Fuente:ngk.co.jp

### 3.1.2.2 Diseño del subsistema de almacenamiento con baterías ion litio.

Se necesita un banco de baterías con la misma capacidad, capaz de entregar la potencia de 11.111kW y que almacene 55.555kwh (200.000 MJ). Para conseguir esto se utilizarán baterías de ion litio, ubicadas en contenedores como el que se aprecia en la (fig.49).



Fig. 49 Disposición de módulos de 200 kW/400kWh en contenedores con su refrigeración.



Para conseguir los valores de diseño se realizará una asociación en serie/ paralelo de los módulos como el de la (figura 49) para conseguir las tensiones, potencia y capacidad de diseño.

Se ha tomado un módulo powerpack de Tesla que es una asociación de bloques con el de figura siguiente, sus características son:

- Tensión de trabajo: 408Vac
- Energía por cada módulo: 400 kWh
- Potencia unitaria en carga: 222 kW
- Potencia unitaria en descarga: 200 kW
- Eficiencia con descarga(  $C_2$ ) 89% ; (  $C_4$ ) 93%
- Energía específica: 180 kJ/Kg
- Densidad de energía: 219,4 MJ/m<sup>3</sup>
- Volumen unitario ocupado por módulo: 6,562 m<sup>3</sup>
- Dimensiones: 1.750x 2.500x 1.500 mm.
- Peso total: 8.000 Kg

Si la tensión media de cada módulo es de 408 V en descarga y  $C_1 = 980$  Ah, considerando una profundidad de descarga del 50% máxima. La energía almacenada que el sistema suministra sigue la siguiente expresión (20).

$$E_{descarga} = V_{desc} \cdot C_{desc} \cdot prof_{desc} = 408 \text{ V} \cdot 980 \text{ Ah} \cdot 0,5 = 200 \text{ kWh} / \text{Modulo} \quad (20)$$

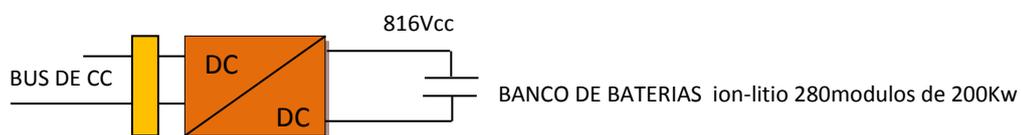
Para una asociación de 280 módulos se tendría la energía requerida para un grupo en el caso más desfavorable que es el proceso de descarga. Esto se conseguiría mediante la asociación en paralelo de 140 grupos de 2 módulos en serie, obteniéndose una tensión nominal de 816 Vcc. La energía total de almacenamiento vendría dada por (21).

$$E_{car} = N_{celdas} \cdot E_{carga} = 280 \cdot 222 \text{ kWh} = 62.160 \text{ kWh} = 223776 \text{ MJ} > 200.000 \text{ MJ} \quad (21)$$

Y la energía de descarga considerando una profundidad de descarga máxima 50%, viene dada por (22).

$$E_{desc} = N_{celdas} \cdot E_{desc} = 280 \cdot 200 \text{ kWh} = 56.000 \text{ kWh} = 201600 \text{ MJ} > 200.000 \text{ MJ} \quad (22)$$

Para esta asociación de baterías se ha tenido en cuenta el compromiso con las tensiones y corrientes de funcionamiento, la potencia y topología del convertidor. Según la caracterización proporcionada por el fabricante de estos dispositivos, la tensión nominal de





la bancada (280 módulos en serie/paralelo) en carga completa presenta una tensión nominal de 816V (408V por modulo).

En la siguiente expresión (23) y (24) se comprueba que el dispositivo es capaz de recibir o entregar la potencia requerida para la mínima tensión de funcionamiento. El funcionamiento en carga supone el peor caso, para el cual se realiza el cálculo.

$$P_{\text{carg } V_{\text{min}}} = N_{\text{filas}} \cdot V_{\text{min}} \cdot I_{\text{nom}} = 280 \cdot 408 \cdot 544 = 62,1 \text{ MW} > 11,1 \text{ MW} \quad (23)$$

$$P_{\text{desc } V_{\text{min}}} = N_{\text{filas}} \cdot V_{\text{min}} \cdot I_{\text{nom}} = 280 \cdot 408 \cdot 490 = 55,9 \text{ MW} > 11,1 \text{ MW} \quad (24)$$

Las características generales del banco de baterías ion-litio que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía por cada módulo: 400 kWh / Energía total conjunto: 112 MWh
- Potencia unitaria en carga: 222 kW / Potencia del conjunto: 62,1 MW
- Potencia unitaria en descarga ( $C_1$ ): 200 kW / Potencia del conjunto: 55,9 MW
- Volumen unitario ocupado por modulo: 6,562 m<sup>3</sup>
- Volumen requerido por el conjunto: 1837,3 m<sup>3</sup> /si es posible montaje en horizontal
- Nº módulos: 280 uds.
- Peso total: 2.240.000Kg (habría que proyectar una superficie que soportara este peso, o repartirlo en una gran superficie, el peso del inversor no está incluido.)

### 3.1.2.3 Diseño del subsistema de generación con producción de hidrógeno.

Si la industria automovilística demanda H<sub>2</sub>, se podría estudiar un sistema de producción de hidrogeno, este sistema consumiría energía coincidiendo con el funcionamiento en modo bomba de menor precio de la energía.

La ventaja del sistema además de hidrogeno producido, sería la posibilidad de dotar al sistema de una banda de regulación en el rango de funcionamiento del electrolizador, que sumado a la banda del sistema de almacenamiento por baterías dotaría al funcionamiento en modo bomba de una regulación secundaria o terciaria que en la actualidad no está disponible.

Por ello estudiaremos la conexión al embarrado de corriente continua de un sistema de producción de hidrogeno. Este sistema dispondrá de electrolizadores, y de un sistema de almacenamiento.

Los requerimientos que se les solicita son:

- Potencia nominal 2 MW.
- Rango de funcionamiento de 0,5-2 MW (25-100%).
- Pureza del H<sub>2</sub> > 99,998%
- Posibilidad de alimentación en 400-800Vcc



### Electrolizador.

El electrolizador elegido que cumple con las características mencionadas es el Hydrogenics HySTAT 60 este equipo es modulable, pudiendo ampliar la producción, sus características son:

- Presión de trabajo: 10 bar.
- Flujo de hidrogeno: 60 Nm<sup>3</sup>/h
- Rango de funcionamiento (25-100%)
- Pureza del H<sub>2</sub> > 99,999%
- Consumo de CA : 5,2kWh/ Nm<sup>3</sup>
- Tensión de alimentación: 480-575 Vca/ 680 Vcc

Para conseguir con los parámetros de diseño se instalaran 2 líneas de 3 HySTAT<sup>®</sup> 60 con una producción total de 360 Nm<sup>3</sup>/h de hidrógeno de calidad superior como se aprecia en la (fig.50).

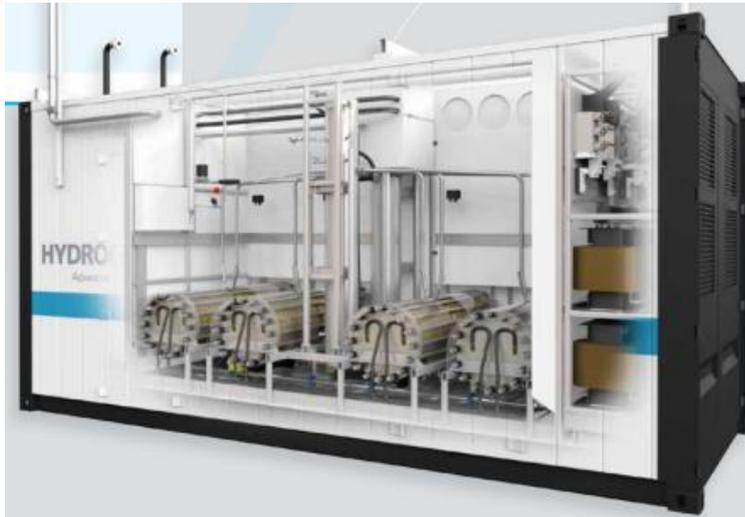


Fig. 50. Arriba electrolizador Hydrogenics HySTAT 60. Fuente: Hydrogenics

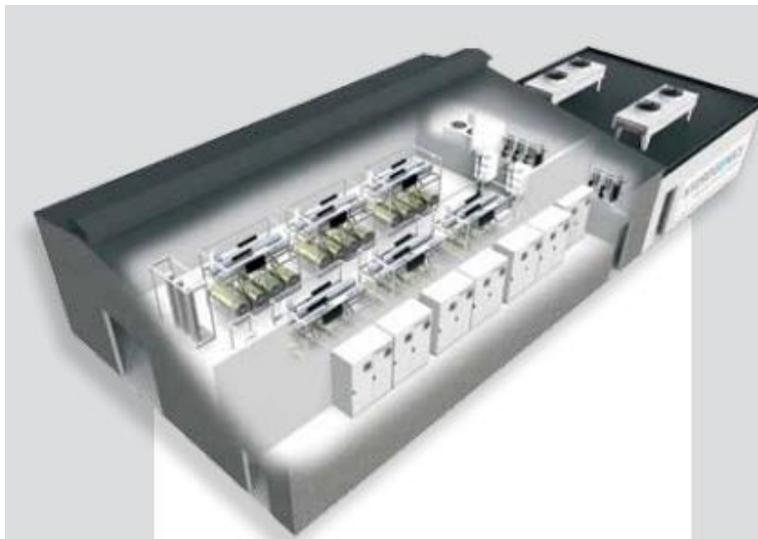


Fig. 51. Línea de 6 Electrolizador Hydrogenics HySTAT con producción de 360Nm<sup>3</sup>/h



**Etapa compresora.** Los compresores alternativos son el tipo de compresor más adecuado para trabajar con hidrógeno. Así, el tipo de compresor que se emplea para la compresión de este gas básicamente es el alternativo.

Dentro de los compresores alternativos los más empleados son los compresores de diafragma o membrana, debido a que gracias a que la membrana separa la cámara del pistón evitando que el gas entre en contacto con el lubricante siendo así, indicado para gases explosivos y consiguiendo un gas no contaminado.

Es por estos motivos que el compresor que se empleará para el diseño de esta planta será de membrana.

PDC Machines, S.A. cuenta con más de 100 años de experiencia en el diseño. La gestión de equipos e instalaciones en España se realiza también desde ARIEMA Energía y Medioambiente S.L.

Tabla 8 Características compresor PDC-10 Ariema. Fuente: comercial Ariema

PDC Machines		
Descripción	Unidad	Especificaciones
Flujo de producción	Nm <sup>3</sup> /h	406.3
Presión compresión	Bar	400
Precio	€	500.000

**Almacenamiento.** Dado que en la aplicación a la que se destinará el hidrógeno producido se requiere que se encuentre en estado gaseoso y elevada presión, y que mediante el método de obtención empleado se obtiene hidrógeno en estado gaseoso.

Se descarta las opciones de almacenamiento en forma de hidrógeno licuado, hidruros metálicos o en nanotubos de carbono y se opta por almacenar en forma de hidrógeno gas comprimido.

Las botellas de acero son una solución de compromiso entre coste, volumen y masa. Esta solución es adecuada para el caso que se estudia en este proyecto. Las botellas suelen almacenar a una presión estándar de 200 bar, lo que facilitará el posterior transporte del hidrógeno. Así el almacenamiento del hidrógeno se realizará en botellas de acero de 200 bar y volumen de 50 l (0,05 m<sup>3</sup>). El alquiler de estas botellas se encuentra actualmente sobre los 100 €/año.



### 3.1.2.4 Banda de operación del sistema de almacenamiento en modo turbina.

El ancho de la banda de operación del grupo juega un papel importante en los ingresos de la central en funcionamiento en regulación secundaria. Por ello el objetivo del sistema de almacenamiento es ampliarla lo máximo posible técnicamente.

Originalmente el grupo tiene asignada una banda de regulación que va desde los 28 a 71MW (banda amarilla) fig. 52. Por debajo de los 28 MW se evidencian los siguientes problemas:

- De 20 a 28MW: es una zona de altas vibraciones, debidas a la formación de la antorcha en el tubo de descarga.
- De 15 a 20MW: es una zona estable en cuanto al nivel vibratorio aunque el rendimiento comienza a decaer.
- De 5 a 15MW: es una zona estable en cuanto al nivel vibratorio, pero de bajo rendimiento del rodete, entorno al 45%.

El funcionamiento con el sistema de almacenamiento sería:

- Para consignas de regulación secundarias comprendidas en la banda de 28 a 71MW (banda amarilla) será el regulador de turbina quien modifique su apertura. El sistema de almacenamiento estará en modo carga o descarga dependiendo del estado del sistema. Si la carga está por debajo del 55% el sistema entraría en carga (banda roja). Si el sistema se encuentra por arriba del 95% entraría en descarga. El objetivo sería mantener una carga entorno al 75%.
- Para consignas de regulación entre los 71 a 80MW, (banda verde derecha) el regulador por lo tanto la maquina síncrona entregará su máxima potencia y el sistema de almacenamiento entregará el resto. En esta banda la potencia del alternador permanecerá constante y serán los inversores quienes realizaran la regulación de frecuencia siguiendo las consignas marcadas. Esta situación se podría mantener en el tiempo al menos durante 5 horas.
- Para consignas de regulación comprendidas entre 20 a 28 MW. La máquina síncrona entregaría 28 MW y la regulación a la baja la realizaría los inversores. Solamente cuando la capacidad de las baterías llegara al 55%, entonces el regulador de turbina bajaría carga a 20MW y las baterías entrarían en carga con consignas de regulación al alza.
- Para consigna de regulación en la banda de 15 a 20 MW. El regulador de turbina enviaría la consigna de 20 MW y la regulación a la baja la realizarían las baterías. Si la capacidad de las baterías llegara al 95% el regulador de turbina adoptaría la apertura



para suministrar los 15MW y las baterías entrarían en descarga siguiendo la consigna de regulación.

- Para funcionamientos en la banda de 5 a 15 MW: El regulador de turbina se posicionaría para entregar los 15MW y el sistema de almacenamiento entraría en carga siguiendo las consignas de regulación. Solamente el regulador de turbina tomaría la consigna de 5 MW en el caso que las baterías presentaran una carga superior al 95%.

En la (fig. 52) se aprecia las zonas donde el sistema de almacenamiento se encontraría en carga, bandas rojas. Mientras que las bandas de descarga se representan en verde. La banda amarilla representa la banda de regulación original, sin el sistema de almacenamiento. La banda gris representa una zona donde el alternador podría regular sin el sistema de almacenamiento. Y para finalizar la banda azul representa la nueva banda de regulación ampliada, ya con el sistema de almacenamiento.

En todo momento el regulador de turbina tomará la carga más elevada posible para mantener el rendimiento del rodete en su punto mayor dentro de la banda de trabajo. Solamente se abandonaría este punto de trabajo para cargar o descargar el sistema llegados a los 55% y 95% de carga del sistema de almacenamiento.

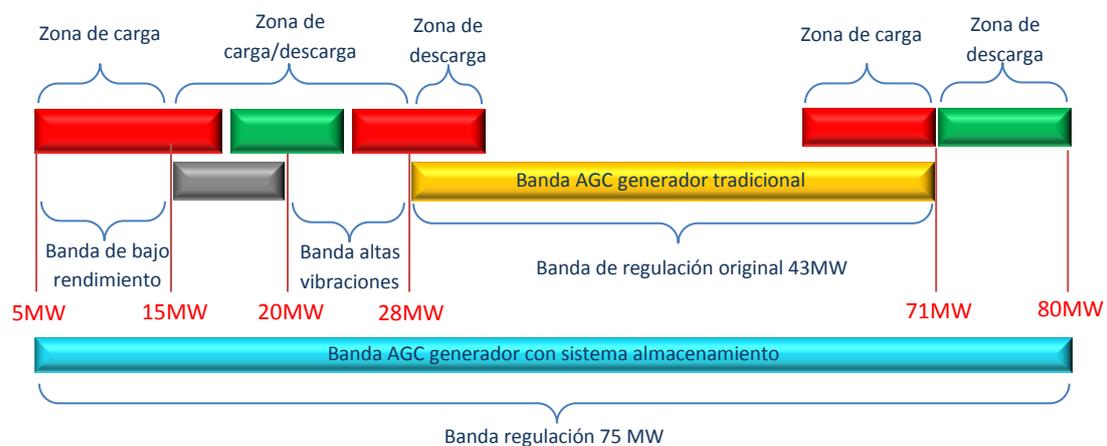


Fig. 52. Zona de regulación en modo turbina con el sistema de almacenamiento (5-80MW)

### 3.1.2.5 Banda de operación del sistema de almacenamiento en modo bomba.

En la actualidad las centrales de bombeo, en modo bomba, no regulan frecuencia ya que ello implicaría la modificación de la apertura del distribuidor.

Esto traería consigo la pérdida de rendimiento en el rodete al funcionar en puntos de menor rendimiento y la disminución de la energía almacenada en el depósito superior en la unidad de tiempo. También aparecerían problemas vibratorios si se trabajase a bajas cargas.



Por ello el sistema de almacenamiento instalado podría realizar la regulación en frecuencia en la banda final es decir a -76MW de consumo.

El funcionamiento sería el siguiente:

El grupo arrancarían en modo bomba y una vez en régimen estacionario a -76 MW de consumo, los inversores y rectificador absorberían o entregaría la potencia solicitada por el control de frecuencia dentro de la banda de -76MW +-10MW.

- Para una consigna de consumo de -66MW. La máquina síncrona consumiría -76MW y el sistema de almacenamiento suministrarían 10MW.
- Para una consigna de consumo de -86M. La máquina síncrona consumiría -76 MW y el sistema entraría en carga con una potencia de - 10MW.

Con ello se podría prestar la regulación en frecuencia en modo bombeo con una banda de 20MW de ancho. Mientras el rodete estaría en funcionamiento en su punto de máximo rendimiento sin afectarle la regulación de frecuencia.

Si se optara por la obtención de H<sub>2</sub>, el electrolizador podría funcionar en los periodos de bombeo aprovechando los bajos precios de la energía. Además podrá regular su producción.

Siguiendo las consignas de la regulación secundaria en bomba. El ancho de banda que el electrolizador aportaría sería de 2 MW. (banda naranja en la fig.53).

En la (fig. 53) podemos ver las distintas zonas de carga /descarga.

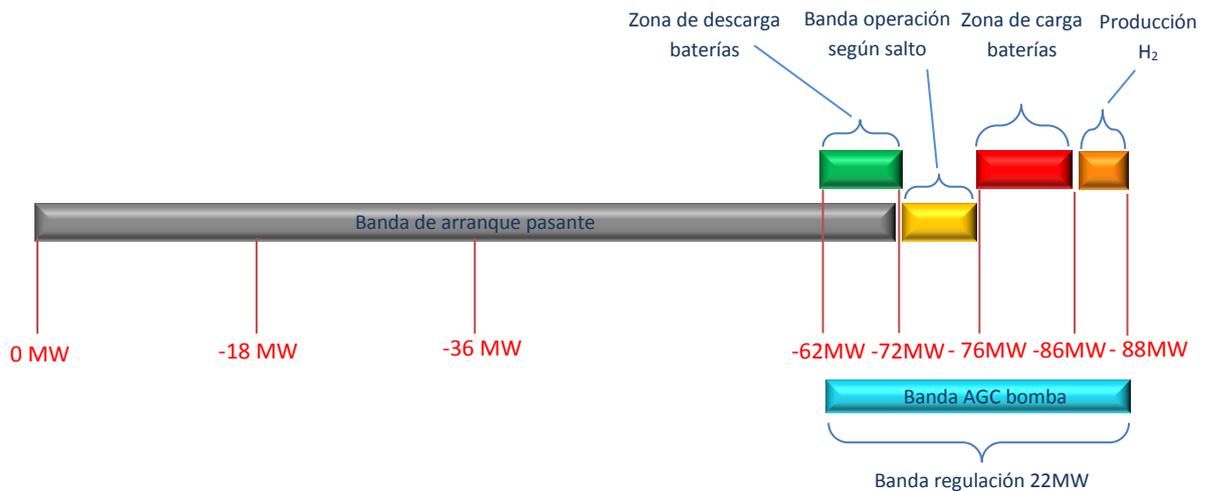


Fig. 53. Zona de regulación en modo bomba con el sistema de almacenamiento y banda de regulación (-62-88Mw)



### 3.2.0 Especificaciones técnicas de diseño para centrales fluyentes.

Para poder establecer las soluciones técnicas que permitan diseñar sistemas de almacenamiento de energía a las centrales de hidráulicas fluyentes ser gestionables debemos definir las características de una Central tipo a la cual se le estudiará un sistema de almacenamiento.

Para el caso de este proyecto decidimos realizar el estudio sobre la central Sevillana de Alcalá del Río.

La central de Alcalá del Río está ubicada sobre el río Guadalquivir, dispone de 2 grupos verticales de 3,5 MW, caudal nominal  $52\text{m}^3/\text{s}$  cada uno y un salto neto máximo de 8,05m. El aprovechamiento de la misma se compone de la presa y la central en la zona derecha de la presa. La toma de agua se realiza de la presa que es de hormigón, tiene una longitud de 204,5 m, y una capacidad total de alivio de  $8000\text{ m}^3/\text{s}$  a través de 8 compuertas de aliviadero de tipo vagón con una capacidad de alivio de  $1000\text{ m}^3/\text{s}$ .

Las dos turbinas son tipo Kaplan de eje vertical de fabricante Voith con velocidad de giro de 136 rpm.

Para la generación de energía eléctrica se dispone de un alternador AEG por cada grupo acoplado al eje de la turbina. Tienen una potencia instalada de  $2 \times 3,5\text{ MW}$  con una tensión de generación de 5,3 kV y una intensidad nominal de 366A además dispone de una excitatriz que suministra la corriente continua al rotor. La refrigeración es por intercambiadores de carcasa y tubos (aire/agua).

Para el transporte de la energía generada se eleva la tensión a 66 kV a través de 2 transformadores de 4.500 kVA.

Para los servicios auxiliares se dispone de un transformador de 5.300/380V de 125 kVA.



Fig. 54. Imagen de la Central hidroeléctrica de Alcalá del Río, en Sevilla.



Para el mando y señalización se dispone de un banco de baterías de 125 Vcc. Existe un grupo electrógeno para la alimentación de los servicios esenciales de la central de 70 kVA a 220 V.

La producción media anual ronda los 20.971 MWh. Dependiendo de la pluviometría anual.

Las horas de generación y la regulación de potencia solo dependen del nivel de agua embalsada y por lo tanto no es posible su gestión acorde a maximizar las horas de generación según su precio horario.

Los grupos funcionan en un rango de cargas comprendido entre 1MW a 3,5MW, cuando funciona a bajas cargas, el rendimiento es muy bajo y dependiendo del caudal es necesario aliviar parte del caudal por las compuertas por no poderse absorber por el grupo. A continuación en la fig. 55 observamos el esquema unifilar simplificado de la Central.

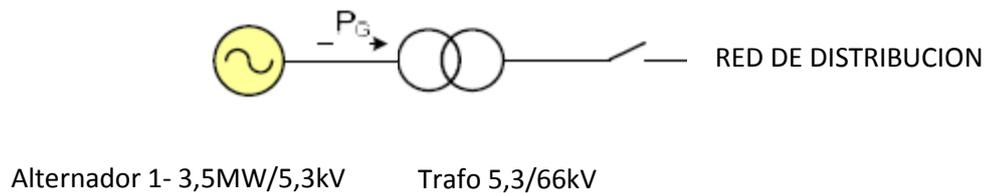


Fig. 55. Esquema unifilar simplificado de un grupo de la central sin sistema de acumulación.

### Especificaciones técnicas de diseño.

Para poder acceder a los servicios complementarios de regulación de frecuencia las instalaciones deberán de cumplir una serie de requerimientos de tiempos mínimos de regulación, bandas y gradientes de carga. Por ello se requiere un sistema de almacenamiento con las siguientes características:

1. Capaz de suministrar 2x 3,5 MW de potencia instantánea y 2 x 7 MWh de capacidad nominal capaz de trabajar de manera aislada, en condiciones de generación nula de fuente de energía renovable (alternador), para poder ofertar en la regulación secundaria.
2. El sistema debe de reaccionar con unos gradientes de carga de 12MW/min desde que se le solicita, para el funcionamiento en regulación de frecuencia, (servicios complementarios).
3. El sistema debe de tener la capacidad de funcionamiento aislado, es decir sin aporte de la fuente renovable, en un rango de 0- 3,5MW por lo tanto se requiere dispositivos electrónicos de conexión a red., para poder funcionar en épocas de sequía o en modo almacenamiento, (que se explicará más adelante).



4. El sistema debe hacer funcionar al turbo-grupo en el punto de máximo rendimiento independientemente de la regulación de frecuencia (de la demanda horaria de la red).
5. El sistema podrá funcionar en épocas de sequía consumiendo energía en horas valle y devolviéndola a la red en horas punta, incluyendo la regulación de frecuencia, independientemente si no funciona el turbo-grupo por falta de agua.
6. El sistema debe disponer de rendimientos de almacenamiento superiores al 80%, para que sea rentable el funcionamiento en modo almacenamiento.
7. El sistema ampliará la banda de regulación de desde 0,25 hasta 7 MW por cada grupo, aportando o consumiendo la energía necesaria, para ampliar los ingresos en regulación.
8. El sistema posibilitará el arranque de la central ante un cero en la Red (pudiéndose incorporar a esta central en el plan de reposición de cero nacional).
9. El espacio disponible para el sistema de almacenamiento, si es una limitación.

### 3.2.1 Justificación de la solución adoptada.

De entre todas las posibles aplicaciones que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía, la gestión de la producción energética son las que interesan de cara a cumplir los objetivos planteados y en menor medida los que buscan mejorar la calidad de la energía.

Por este motivo, y al igual que para las centrales de bombeo nos centraremos en los sistemas de almacenamiento por baterías:

- Supercondensadores (\*)
- Baterías de ion-litio.
- Baterías de Sulfuro –sodio.

(\*) Para cumplir con el gradiente de subida de cargas y el paso de estado de carga a descarga, así como la eliminación de desvíos, se estudiará la implementación de un sistema de almacenamiento por supercondensadores, ya que entre los sistemas que mantienen la calidad de la energía es el que más eficiencia presenta, menor mantenimiento y mayor número de ciclos. Este sistema es opcional y no se tendrá en cuenta en los costes.

### 3.2.2 Dimensionado del sistema de almacenamiento/Esquema unifilar.

El sistema con el que se va a trabajar es un sistema de generación de energía eléctrica de 2 x 3,5 MW basado en energías renovables aplicado a una red interna de corriente continua con conexión a la red de distribución, mostrado en la (fig.56).

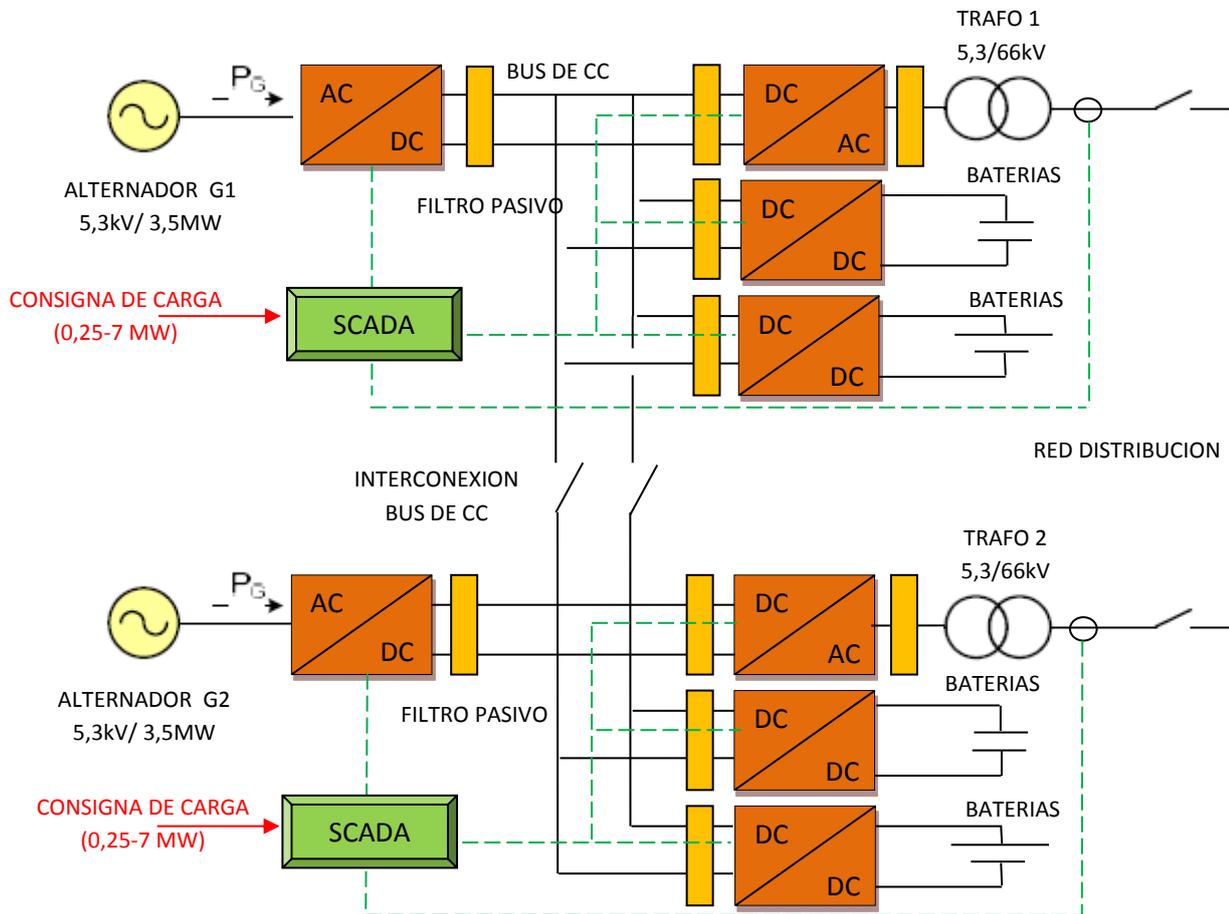


Fig. 56. Esquema unifilar simplificado de la central fluyente con la integración del sistema de almacenamiento.

El sistema dispondrá de un convertidor de corriente alterna a la salida del alternador a corriente continua que alimentará a un bus de corriente continua del cual se acoplan el sistema de baterías (convertidor cargador con maximizador de carga) y el convertidor para la conexión del sistema de los supercondensadores que dotará al sistema de tiempos de respuestas muy cortos y evitará desvíos de producción. A la salida de cada dispositivo existen filtros pasivos para eliminar los armónicos generados. Todo el sistema irá gestionado por un Scada que recibirá la consigna de carga (AGC o regulación de frecuencia desde el centro de control) y enviará las consignas a cada convertidor.

El dimensionamiento se realizará para la situación más desfavorable: demanda máxima de la carga en condiciones de fuente de energía renovable nula. Se necesitará, por tanto, un respaldo de energía capaz de suministrar la potencia nominal durante al menos dos horas de funcionamiento en isla, como se han marcado en las especificaciones de diseño.



El sistema de almacenamiento, por tanto, deberá ser capaz de suministrar una potencia de 3,5MW por grupo a la carga en estas condiciones. Estimando un rendimiento aproximado del convertidor del 90%, la potencia nominal de dicho sistema sería (25):

$$P = \frac{Pn}{\eta} = \frac{3,5 \text{ MW}}{0,9} = 3,89 \text{ MW} \quad (25)$$

A la vista del cálculo, cada convertidor de potencia se dimensionará para 3,89 MW como potencia nominal. En este sistema híbrido de almacenamiento, el banco de supercondensadores debe almacenar la energía necesaria para responder ante los picos de potencia (desvíos de producción, fuente renovable, transitorios, etc); y las baterías deben almacenar la energía necesaria para mantener la potencia en régimen permanente. Por ello, se dimensionarán ambos subsistemas por separado.

### 3.2.2.0 Diseño del sistema de almacenamiento con supercondensadores.

El cálculo de capacidad de energía en un supercondensador responde a la siguiente expresión (26):

$$\Delta E = \frac{1}{2} \cdot C_{eq} \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (26)$$

Siendo  $V_1$  y  $V_2$  las tensiones que marcan la profundidad del almacenamiento. Para el diseño de la energía total almacenada,  $V_1$  sería la tensión nominal del supercondensador y  $V_2$  la tensión mínima de diseño admisible del mismo. Se diseñará el almacenamiento de supercondensadores para abastecer la carga durante varias puestas en funcionamiento del sistema de baterías. Según especificaciones de las mismas, las baterías tienen un tiempo de respuesta medio de 3 segundos para dar la potencia nominal desde reposo, es decir, entregarían una rampa ascendente de potencia desde cero hasta la potencia nominal en el tiempo indicado. El gradiente de carga máximo es de 12 MW/minutos lo que supone unos 200kW/s

La especificación de diseño para el banco de supercondensadores será la capacidad de energía para suministrar la potencia restante en al menos 5 puestas en funcionamiento. Ello supone una entrega de 5 veces la potencia de una rampa descendente desde las condiciones nominales hasta reposo en 3 segundos.

La energía de almacenamiento necesaria responde al siguiente cálculo (27) y (28):

$$E = 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot Pn \cdot t = 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot 200 \cdot 3 = 1500 \text{ kJ} \quad (27)$$

$$\text{Siendo } \eta_{\text{convertidor}} \text{ de } 90\% \text{ tenemos } E = 1500 \text{ kJ} / \eta_{\text{convertidor}} = 1666,6 \text{ kJ} \quad (28)$$

Se ha tomado un módulo supercondensador del catálogo de **MAXWELL®**, modelo **B BMOD0165 BXX**. [20]



Las características más relevantes son:

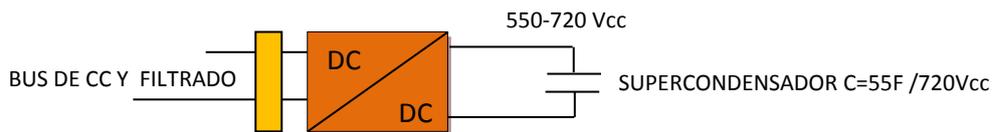
- o Capacidad = 165 F
- o Tensión nominal = 48 V
- o Corriente nominal = 77 A
- o Rendimiento a corriente nominal de carga ( $\eta_c$ ) = 98 %
- o Energía específica 3,9 Wh/kg
- o Potencia específica 3.300 W/kg
- o Peso 13,5kg/ dimensiones: 418mm ancho, 197 mm largo, 126 mm alto

Según potencia y topología del convertidor, para obtener tensiones y corrientes de funcionamiento, y capacidad de almacenamiento, se colocarán 15 módulos en serie, permitido por el fabricante no superando los 750Vcc. La tensión nominal del conjunto sería 720V en paralelo con 5 ramales de iguales características. En total un conjunto formado por 75 unidades. Se ha tomado como tensión nominal de diseño 720 V, y como tensión mínima de funcionamiento, 550V. Por tanto, la energía almacenada en este rango sigue la siguiente expresión (29):

$$E = 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot C_{eq} \cdot (V_1^2 - V_2^2) = 5 \cdot \frac{1}{2} \cdot 165/15 \cdot (720^2 - 550^2) = 5937 \text{ kJ} \quad (29)$$
$$E = 5937 \text{ kJ} > 1666,6 \text{ kJ}/\eta_c = 1700 \text{ kJ}$$

Como se puede comprobar, se tiene el almacenamiento requerido teniéndose en cuenta el rendimiento del sistema en el proceso de carga ( $\eta_c$ ). No obstante, debe verificarse que el dispositivo es capaz de entregar la potencia requerida para la mínima tensión de funcionamiento. En la siguiente expresión (30) se comprueba este requisito.

$$P_{V_{min}} = 5 \cdot V_{min} \cdot I_{nom} = 5 \cdot 550 \cdot 77 = 211,75 \text{ kW} \quad (30)$$



La disposición final que adoptarían los módulos supercondensadores sería una asociación serie de 15 módulos en paralelo con 5 filas iguales que suman una capacidad total de 55F. Una tensión nominal de trabajo de 720Vcc.

Características generales del sistema de respuesta rápida al cambio de cargas es:

- Energía por cada unidad: 52,65 Wh / Energía total: 3,948 kWh
- Potencia unitaria: 44,550 kW / Potencia del conjunto: 3,341 MW
- Volumen unitario ocupado: 0.0214 m<sup>3</sup>
- Volumen requerido por el conjunto: 1,605 m<sup>3</sup>
- Es posible instalar en cualquier posición, necesita habitáculo con ventilación.
- Volumen armario de inversor/cargador : 2 m<sup>3</sup>
- Volumen necesario en contenedor de aproximadamente de 4 m<sup>3</sup>.
- Peso total conjunto: 1012,5 Kg (sin incluir el cuadro inversor/cargador)



### 3.2.2.1 Diseño del sistema de almacenamiento con Baterías NA-S

El sistema de almacenamiento, por tanto, deberá ser capaz de suministrar o consumir una potencia de +/-3,5MW a la carga en estas condiciones. Estimando un rendimiento aproximado del convertidor del 90%, la potencia nominal de dicho sistema vendría dada por (31):

$$P = \frac{P_n}{\eta} = \frac{3,5 \text{ MW}}{0,9} = 3,89 \text{ MW} \quad (31)$$

A la vista del cálculo, el convertidor de potencia se dimensionará para 11,1 MW como potencia nominal. Se necesita un banco de baterías con la misma capacidad, capaz de entregar la potencia de 3.890kW durante al menos 2 horas y que almacene 7777,7kWh (28.000 MJ). Para conseguir esto se utilizarán módulos formados a su vez por bancos de celdas de Na-S. Se ha tomado el modelo **PS-G50" Module** de NKG [32], sus características son:

- Tensión nominal modulo = 128 V
- Potencia modulo = 50 kW
- Energía acumulada= 360 kWh
- Capacidad nominal ( $C_1$ ) = 2.812,5Ah
- Corriente nominal de descarga =390,6 A
- Corriente nominal de carga = 390,6 A
- Rendimiento de carga( $\eta_c$ ) = 89%
- Numero de celdas = 320 unidades
- Doble aislamiento relleno de arena.
- Temperatura de trabajo 290 – 360 °C
- Consumo de energía para el calentamiento = 2,2-4 kW/resistencia eléctrica
- Peso: 3.400Kg/modulo.
- Dispone de fusible por cada serie.
- Dimensiones: 2.224mm ancho, 1.786 mm largo, 732 mm.

Si la tensión media de cada módulo es de 128 V en descarga y  $C_1 = 2812,5\text{Ah}$ , considerando una profundidad de descarga del 50% máxima. La energía almacenada que el sistema suministra sigue la siguiente expresión (32).

$$E_{descarga} = V_{desc} \cdot C_{desc} \cdot prof_{desc} = 128 \text{ V} \cdot 2812,5 \text{ Ah} \cdot 0,5 = 180\text{kWh}/\text{CELDA} \quad (32)$$

Si la tensión de carga es ( $V_{car}$ ) la capacidad de carga es ( $C_{car}$ ), el rendimiento de carga es ( $\eta_c$ ). La energía de carga viene dada por (33).

$$E_{carga} = V_{car} \cdot C_{car} / \eta_c = 130 \text{ V} \cdot 2812,5 \text{ Ah} \cdot 0,5 / 0,89 = 205,4\text{kWh}/\text{CELDA} \quad (33)$$

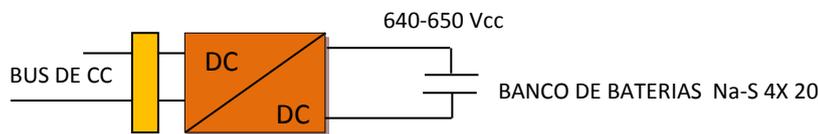


Para una asociación de 80 módulos en contenedores de 20 unidades se tendría la energía requerida para un grupo en el caso más desfavorable que es el proceso de descarga. Esto se conseguiría mediante la asociación en paralelo de 4 contenedores de 20 módulos 5 en serie y 4 en paralelo, obteniéndose una tensión nominal de 640 Vcc. La energía total de almacenamiento sería por lo tanto (34).

$$E_{car} = N_{celdas} \cdot E_{carga} = 80 \cdot 205,4kWh = 16.432kWh = 59.155MJ > 28.000MJ \quad (34)$$

Y la energía de descarga considerando una profundidad de descarga máxima 50%, viene dada por (35).

$$E_{desc} = N_{celdas} \cdot E_{desc} = 80 \cdot 180 kWh = 14.400kWh = 51.840MJ > 28.000MJ \quad (35)$$



Para esta asociación de baterías se ha tenido en cuenta el compromiso con las tensiones y corrientes de funcionamiento, la potencia y topología del convertidor. Según la caracterización proporcionada por el fabricante de estos dispositivos, la tensión nominal de la bancada (80 módulos en serie/paralelo) en carga completa presenta una tensión nominal de 650V (130V por modulo). En descarga, esta tensión bajaría hasta los 640V (128V con una profundidad de descarga del 50%).

En la expresión (36) y (37) se comprueba que el dispositivo es capaz de recibir o entregar la potencia requerida para la mínima tensión de funcionamiento. El funcionamiento en carga supone el peor caso, para el cual se realiza el cálculo.

$$P_{carg} V_{min} = N_{filas} \cdot V_{min} \cdot I_{nom} = 16 \cdot 650 \cdot 390,6 = 4,06 MW > 3,5 MW \quad (36)$$

$$P_{desc} V_{min} = N_{filas} \cdot V_{min} \cdot I_{nom} = 16 \cdot 640 \cdot 390,6 = 4 MW > 3,5 MW \quad (37)$$

Las características generales del banco de baterías Na-S que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía por cada módulo: 360 kWh / Energía total conjunto: 28,8 MWh
- Potencia unitaria en carga: 50,78 kW / Potencia del conjunto: 4,06 MW
- Potencia unitaria en descarga ( $C_1$ ): 49,99 kW / Potencia del conjunto: 4 MW
- Energía específica: 381.2kJ/kg
- Densidad de energía: 446,9MJ/m<sup>3</sup>
- Volumen unitario ocupado por modulo: 2,90 m<sup>3</sup>
- Volumen requerido por el conjunto: 232 m<sup>3</sup> /si es posible montaje en horizontal
- Unidades: 80 módulos.



- Peso total: 272.000Kg (habría que proyectar una superficie que soportara este peso, o repartirlo en una gran superficie, el peso del inversor no está incluido.)

### 3.2.2.2 Diseño del sistema de almacenamiento con Baterías ion litio

Se necesita un banco de baterías con la misma capacidad, capaz de entregar la potencia de 3.890kW y que almacene 7777,7kwh (28.000 MJ). Para conseguir los valores de diseño se realizará una asociación serie/paralelo de los módulos de ion litio como el de la (fig. 57) para conseguir tensiones de funcionamiento, potencia y capacidad de diseño.

Se ha tomado el modelo GSYuasa LIM30H-8 [44], sus características son:

- Tensión nominal = 28,8 V (8 x 3.6 Vcelda)
- Potencia máxima pico = 13,2 kW ( 600A/22V)
- Potencia máxima continua = 2880 W (100A/28,8V)
- Potencia nominal = 864 W ( 30A/28V)
- Energía acumulada= 864 Wh
- Número de celdas por módulo = 8 unidades
- Capacidad nominal ( $C_1$ ) = 30Ah
- Corriente nominal de descarga = 100A
- Corriente nominal de carga = 100A
- Rendimiento de carga ( $\eta_c$ ) = 93%
- Temperatura de trabajo 0-45°C
- Peso: 19,5kg/modulo :dimensiones/mod: 414mm ancho, 231 mm largo, 147 mm alto

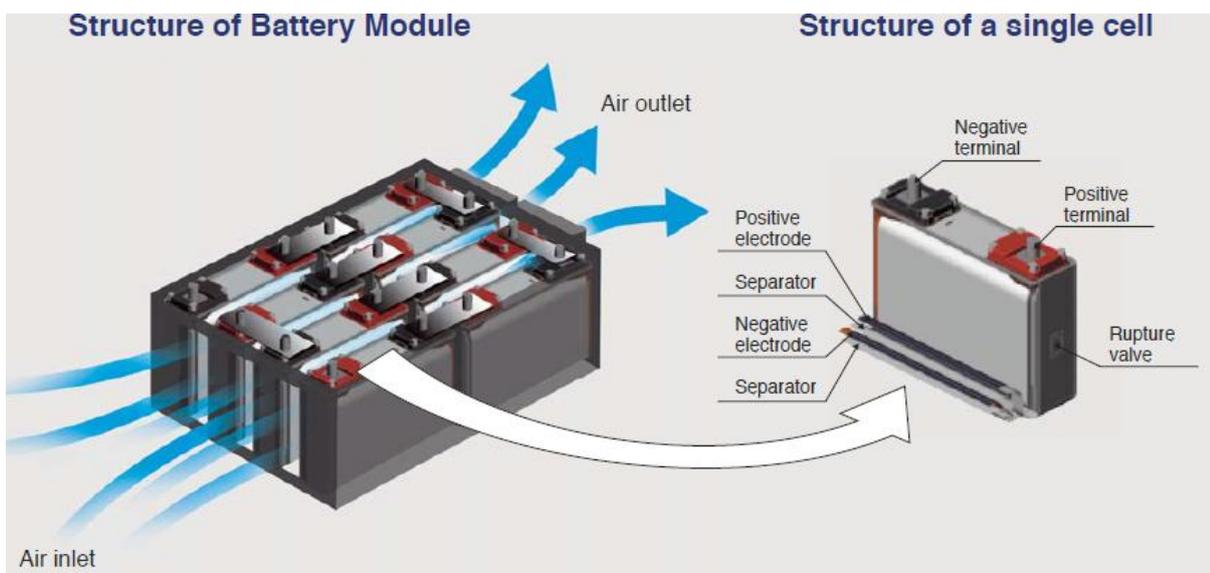


Fig. 57 Disposición interior del módulo GSYuasa LIM30H-8 formado por 8 celdas. Fuente: [www.gsyuasa-lp.com](http://www.gsyuasa-lp.com)



Si la tensión media de cada módulo es de 28 V en descarga y  $C_1 = 30 \text{ Ah}$ , considerando una profundidad de descarga del 50% máxima. La energía almacenada que el sistema suministra sigue la siguiente expresión (38).

$$E_{descarga} = V_{desc} \cdot C_{desc} \cdot prof_{desc} = 28 \text{ V} \cdot 30 \text{ Ah} \cdot 0,5 = 420 \text{ Wh/Modulo} \quad (38)$$

Si la tensión de carga es ( $V_{car}$ ) la capacidad de carga es ( $C_{car}$ ), el rendimiento de carga es ( $\eta_c$ ). La energía de carga viene dada por (39).

$$E_{carga} = V_{car} \cdot C_{car} / \eta_c \cdot C_t = 33 \text{ V} \cdot 30 \text{ Ah} \cdot 0,5 / 0,93 = 532,25 \text{ Wh/ CELDA} \quad (39)$$

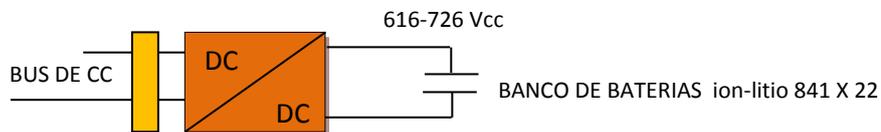
Para una asociación de 18.502 baterías se tendría la energía requerida para un grupo en el caso más desfavorable que es el proceso de descarga. Esto se conseguiría mediante la asociación en paralelo de 841 grupos de 22 baterías en serie, obteniéndose una tensión nominal de 616 Vcc. La energía total de almacenamiento vendría dada por (40).

$$E_{car} = N_{celdas} \cdot E_{carga} = 18.502 \cdot 532,25 \text{ Wh} = 9.847,5 \text{ kWh} = 35.452 \text{ MJ} > 28.000 \text{ MJ} \quad (40)$$

Y la energía de descarga considerando una profundidad de descarga máxima 50%, viene dada por (41).

$$E_{desc} = N_{celdas} \cdot E_{desc} = 18.502 \cdot 420 \text{ Wh} = 7.770, \text{ kWh} \sim 28.000 \text{ MJ} \quad (41)$$

Para esta asociación de baterías se ha tenido en cuenta el compromiso con las tensiones y corrientes de funcionamiento, la potencia y topología del convertidor. Según la caracterización proporcionada por el fabricante de estos dispositivos, la tensión nominal de la bancada (18.502 módulos en serie/paralelo) en carga completa presenta una tensión nominal de 726V (33V por modulo). En descarga, esta tensión bajaría hasta los 616V (28V con una profundidad de descarga del 50%).



En la expresión (42) y (43) se comprueba que el dispositivo es capaz de recibir o entregar la potencia requerida para la mínima tensión de funcionamiento. El funcionamiento en carga supone el peor caso, para el cual se realiza el cálculo.

$$P_{carg} V_{min} = N_{filas} \cdot V_{min} \cdot I_{nom} = 841 \cdot 726 \cdot 30 = 18,3 \text{ MW} > 3,5 \text{ MW} \quad (42)$$

$$P_{desc} V_{min} = N_{filas} \cdot V_{min} \cdot I_{nom} = 841 \cdot 616 \cdot 30 = 15,5 \text{ MW} > 3,5 \text{ MW} \quad (43)$$

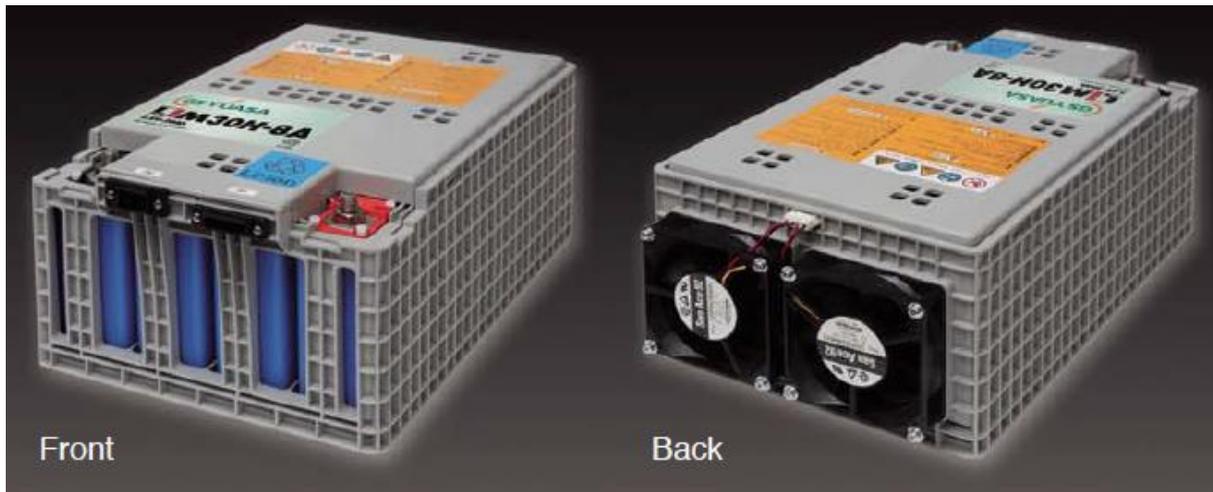


Fig. 58. Módulo GSYuasa LIM30H-8. Sistema de refrigeración y módulo de supervisión Fuente: gsyuasa-lp.com

Las características generales del banco de baterías ion-litio que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía por cada módulo: 840 Wh / Energía total conjunto: 15,54 MWh
- Potencia unitaria en carga: 989 W / Potencia del conjunto: 18,3 MW
- Potencia unitaria en descarga ( $C_1$ ): 837 W / Potencia del conjunto: 15,5 MW
- Energía específica: 155kJ/kg
- Densidad de energía: 216 MJ/m<sup>3</sup>
- Volumen unitario ocupado por modulo: 0,014 m<sup>3</sup>
- Volumen requerido por el conjunto: 259 m<sup>3</sup> /si es posible montaje en horizontal
- Nº módulos 18.502
- Peso total: 360.789kg (habría que proyectar una superficie que soportara este peso, o repartirlo en una gran superficie, el peso del inversor no está incluido.)

### 3.2.2.3 Banda de operación del sistema de almacenamiento en modo turbina.

El funcionamiento de las centrales fluyentes es dependiente del caudal del cauce y su funcionamiento va a depender de si existe, o no, un salto hidráulico suficiente. Por ello no disponen de regulación de frecuencia. Cuando el salto es máximo el grupo genera 3,5MW, con forme el salto disminuye el grupo desciende su potencia hasta llegar a su mínimo técnico de 1 MW, momento que se detiene la producción.

Con el sistema de almacenamiento el grupo se encontrará suministrando la potencia establecida según el salto hidráulico instantáneo, mientras que los inversores suministrarán

o consumiran la potencia consignada por el control de frecuencia. Con ello se conseguirán una banda de regulación de (0,25 a 7 MW).

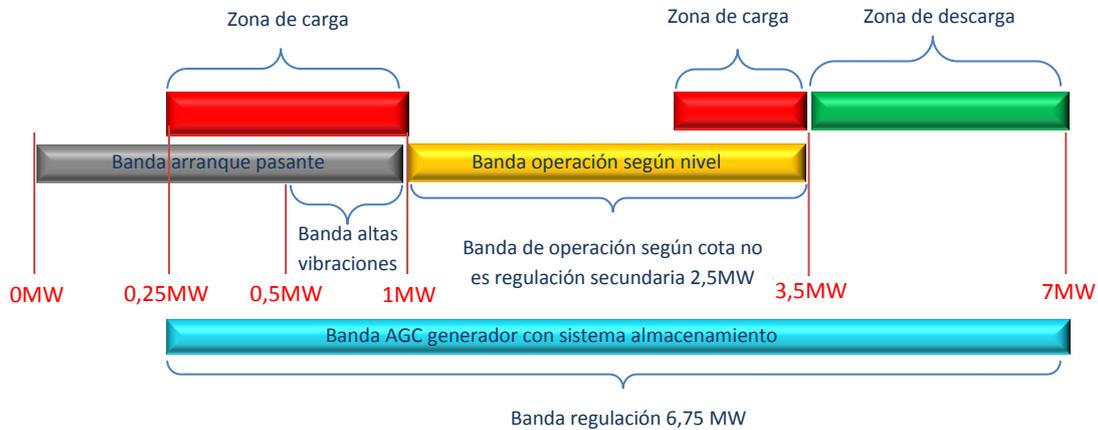


Fig. 59. Zona de regulación con el sistema de almacenamiento y banda de regulación (6,75 MW)

### 3.3.0. Costes de operación y mantenimiento, costes energéticos, de las distintas tecnologías.

Para seleccionar el sistema de almacenamiento, analizaremos los costes aproximados de cada tecnología. Para ello, fijamos una vida media de la instalación de 15 años y 730 ciclos de carga-descarga profunda diarios). Se realizará un análisis para la central de bombeo y otro para la central fluyente.

Los costes de cada tecnología se han obtenido de la fuente: Lazards de 2015 [45], en su publicación donde se evalúa los distintos costes asociados a diferentes tecnologías de almacenamiento. Así como de la fuente: Sandia National Laboratories de Junio de 2013. [46].

Se ha considerado la equivalencia (1 dólar = 0,90 €).

Se realiza una estimación básica en la que se consideran los gastos de suelo, cerramientos, se ha estimado un coste de un 5% del coste de instalación en ingenierías y demás variables que resultan complejas de valorar para el alcance básico de este estudio. Se han definido 4 variables básicas que nos permitirán comparar los distintos sistemas:

1. Coste de equipamiento: se han incluido los debidos al sistema propio de almacenamiento, baterías, circuitos eléctricos, protecciones, inversor, interruptores de AT /BT.



2. Costes de operación y mantenimiento: se han contemplado los debidos al personal que opera la planta los debidos a tareas de mantenimiento preventivo y correctivo en los 15 años de vida del proyecto.
3. Costes de reemplazo, en ellos se incluye el suministro e instalación de las nuevas baterías, prorrateados en la vida del proyecto.
4. Costes de instalación, se han incluidos los debidos a la instalación del sistema de almacenamiento, los del sistema de electrónico de potencia, protecciones, líneas de evacuación e instrumentación de corte y control.

Los costes totales se obtendrían sumando las cuatro variables anteriores.

### 3.3.1 Análisis de costes para centrales fluyentes.

#### 3.3.1.1 Baterías NAS

Las características generales del banco de baterías Na-S que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía total conjunto: 28,8 MWh
- Potencia del conjunto: 4,06 MW.
- Coste de adquisición de baterías por kWh almacenado: 382 €/kWh [45]
- **Coste total de equipamiento: 11.001.600 € (1)**
- Costes fijos de operación y Mtº por año: 9,9 €/kWh-año. [45]
- **Coste fijos de operación y Mtº en la vida del proyecto: 4.276.800 €(2)**
- Coste de recambio en baterías cada 10 años: 242 €/kWh [45]
- Duración baterías en años: 10 años.
- **Coste de reemplazo de baterías del proy: 6.969.600 €(3)**
- Coste de instalación: 78,3 €/kWh [45]
- **Coste de instalación y puesta en marcha: 2.254.605 €. [46](4)**

El coste total se obtiene como suma del coste de equipamiento (1) más los costes de operación y mantenimiento (2) más los costes de reemplazo a los 10 años (3) más los costes de instalación y puesta en marcha (4).

- **Coste total estimado incluido reemplazo en la vida del Proyecto: 24.502.605 €**

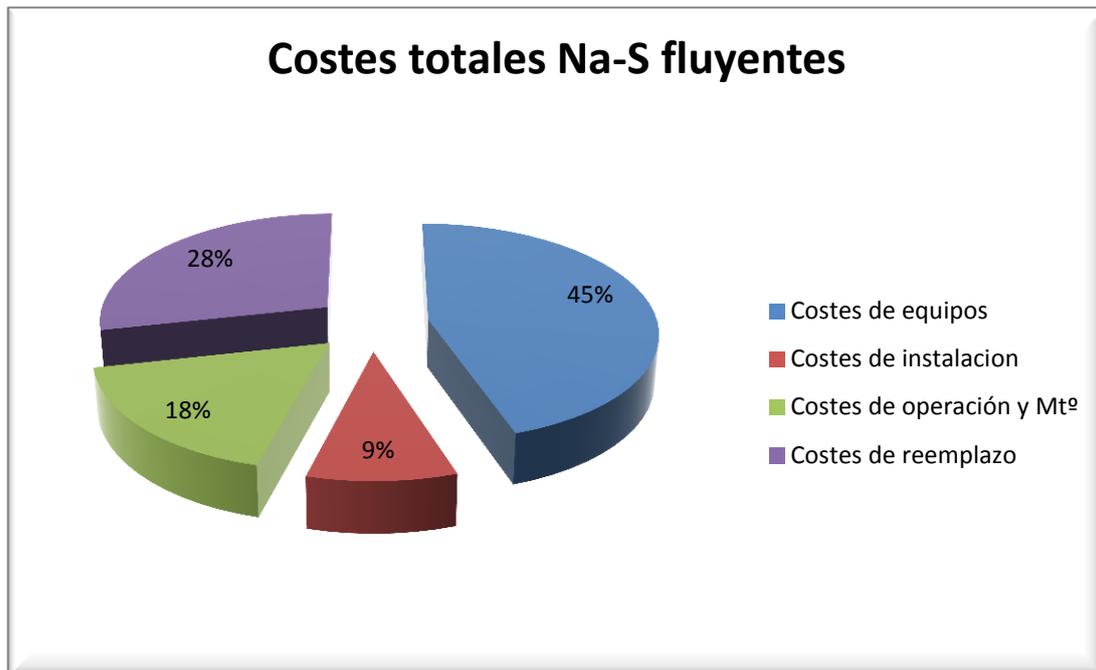


Fig. 60 Distribución de costes para baterías Na-S en centrales fluyentes. Fuente: Lazards 2015

### 3.3.1.2 Baterías ion-litio.

Las características generales del banco de baterías ion-litio que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía total conjunto: 15,54 MWh
- Potencia del conjunto: 18,3 MW.
- Coste de adquisición de baterías por kWh almacenado: 391 €/kWh [45]
- **Coste total de adquisición: 6.083.910 € (1)**
- Costes fijos de operación y Mtº por año: 8,1 €/kWh-año. [45]
- **Coste fijos de operación y Mtº en la vida del proyecto: 1.888.110 € (2)**
- Coste de recambio en baterías cada 10 años: 188 €/kWh [45]
- **Coste de reemplazo de baterías del proy: 2.921.520 €(3)**
- Duración baterías en años: 10 años.
- Coste de instalación: 214,9 €/kWh [45]
- **Coste de instalación: 3.339.460€ [46](4)**

El coste total se obtiene como suma del coste de equipamiento (1) más los costes de operación y mantenimiento (2) más los costes de reemplazo a los 10 años (3) más los costes de instalación y puesta en marcha (4).

- **Coste total estimado incluido reemplazo en la vida del Proyecto: 14.233.000 €**

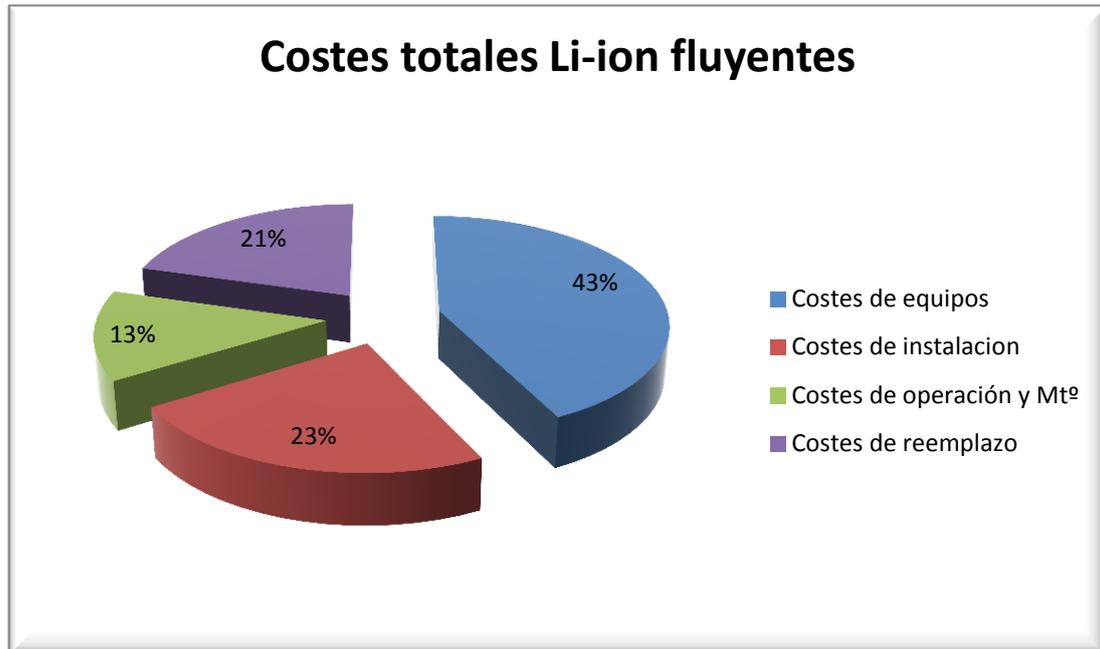


Fig. 61 Distribución de costes para baterías Li-Ion en centrales fluyentes. Fuente: Lazards 2015.

### 3.3.2. Análisis de costes para central de bombeo.

#### 3.3.2.1 Baterías NAS

Las características generales del banco de baterías Na-S que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía total conjunto: 111,6 MWh
- Potencia del conjunto: 15,74 MW.
- Coste de adquisición de baterías por kWh almacenado: 382 €/kWh [45]
- **Coste total de equipamiento: 42.631.200€(1)**
- Costes fijos de operación y Mtº por año: 9,9 €/kWh-año. [45]
- **Coste fijos de operación y Mtº en la vida del proyecto: 16.572.600 €(2)**
- Coste de recambio en baterías cada 10 años: 242 €/kWh [45]
- Duración baterías en años: 10 años.
- **Coste de reemplazo de baterías del proy: 27.007.200€(3)**
- **Coste de instalación: 5.636.512€. [46](4)**

El coste total se obtiene como suma del coste de equipamiento (1) más los costes de operación y mantenimiento (2) más los costes de reemplazo a los 10 años (3) más los costes de instalación y puesta en marcha (4).

- **Coste total estimado incluido reemplazo en la vida del Proyecto: 91.847.512€**

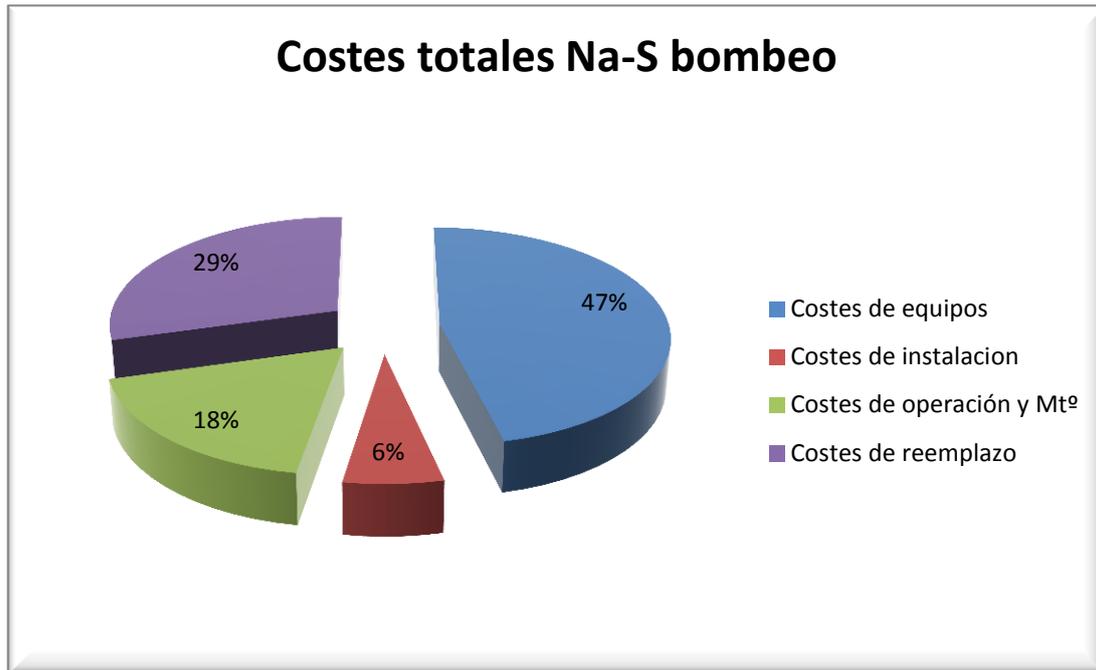


Fig. 62 Distribución de costes para baterías Na-S en central de bombeo. Fuente: Lazards 2015

### 3.3.2.2 Baterías ion-litio.

Las características generales del banco de baterías ion-litio que forma parte del sistema que gestionará la energía son:

- Energía total conjunto: 112 MWh
- Potencia del conjunto: 62,1 MW.
- Coste de adquisición de baterías por kWh almacenado: 391 €/kWh [45]
- **Coste total de adquisición: 43.792.000 €(1)**
- Costes fijos de operación y Mtº por año: 8,1 €/kWh-año. [45]
- **Coste fijos de operación y Mtº en la vida del proyecto: 13.608.000 € (2)**
- Coste de recambio en baterías cada 15 años: 188 €/kWh [45]
- **Coste de reemplazo de baterías del proy: 21.056.000€(3)**
- Duración baterías en años: 10 años.
- **Coste de instalación: 3.339.460€ [46](4)**

El coste total se obtiene como suma del coste de equipamiento (1) más los costes de operación y mantenimiento (2) más los costes de reemplazo a los 10 años (3) más los costes de instalación y puesta en marcha (4).

- **Coste total estimado incluido reemplazo en la vida del Proyecto: 86.804.650 €**

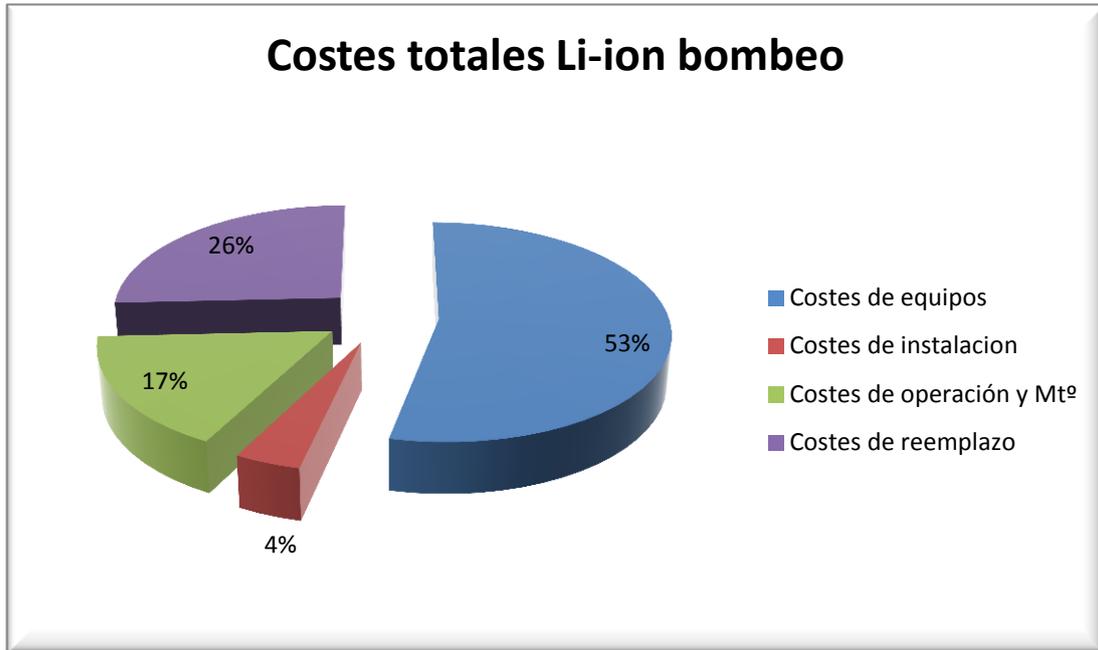


Fig. 63. Distribución de costes para baterías Li-Ion en centrales de bombeo. Fuente: Lazards 2015.

### 3.3.3 Análisis de costes de sistema producción de hidrógeno.

Los costes aproximados del sistema de producción de hidrogeno son:

- **Electrolizador : 2.100.000 € (1)**
- **Etapa compresora: 500.000 €(2)**
- Sistema almacenamiento para 10 días de producción a 6 horas /día. Se necesita el alquiler de 40 bloques de 12 botellas: 24 m<sup>3</sup> a 200 Bares. **48.000 €/año.**
- **Sistema almacenamiento para la vida completa 720.000€ (3)**
- **Equipo de osmosis inversa: 23.000 €(4)**
- **Depósito agua osmotizada: 8.000 €(5)**
- **Coste fijos de operación y Mtº en la vida del proyecto: 450.000 € (6)**

El coste total se obtiene como suma del coste del electrolizador (1) más los costes de la etapa compresora (2) más los costes de alquiler de botellas (3) más los costes del equipo de osmosis inversa (4) más el coste del depósito de agua osmotizada (5) más los costes de operación y mantenimiento (6).

- **Coste total estimado unidad de producción de Hidrógeno: 3.801.000 €**

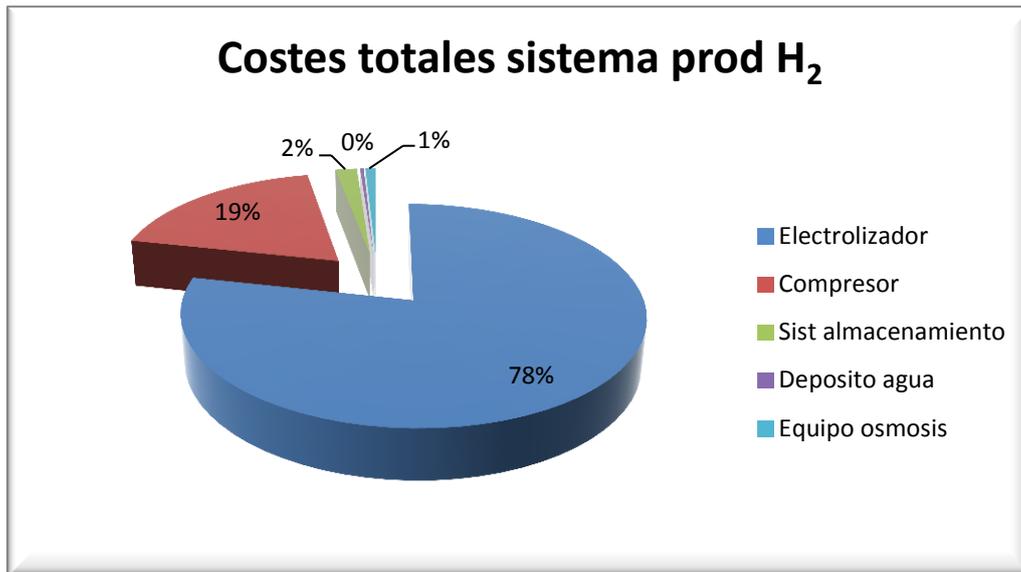


Fig. 64 Distribución de costes Fuente: Lazards 2015.



## CAPITULO 4. GESTION HIDRÁULICA DE LAS CENTRALES CON LA INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMA DE ALMACENAMIENTOS.

### 4.1 CENTRALES DE AGUA FLUYENTES.

Con la integración del sistema de almacenamiento hemos pasado de tener una generación no controlada, ya que esta solo dependía exclusivamente del caudal de río a disponer de un control sobre la energía producida. Esto supone grandes cambios en los ingresos de la central ya que hace posible el funcionamiento en regulación de frecuencia. Así como abre la posibilidad de incluir a este tipo de centrales, con sistemas de almacenamiento, entre las que por su carácter gestionable tienen derecho a los pagos por capacidad, en las que actualmente no se encuentran las centrales fluyentes.

Las centrales actuales de embalse, térmicas o ciclos combinados funcionan habitualmente en ciertos periodos horarios en regulación de frecuencia. Esta regulación de frecuencia consiste básicamente en fijar previamente unos límites superior e inferior de carga, que define la banda de regulación entre los cuales el generador va a variar su carga. Esta variación de carga es continua e intenta mantener la frecuencia de la Red. Cuando la frecuencia cae por debajo de la banda muerta (49,90-50,10Hz) se le envía una consigna al generador para aumentar su carga si aun así sigue bajando la frecuencia el generador proporcionará la máxima carga fijada en la banda de regulación.

Si por el contrario la frecuencia de la red y de nuestro generador, sube por encima de la banda muerta, se envía una consigna de bajada de carga al generador, como máximo hasta el límite inferior de la banda de regulación. Como se puede apreciar en la (fig.65).

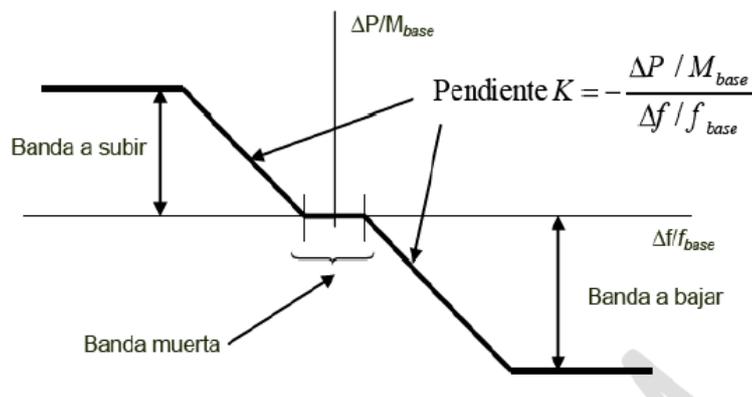


Fig. 65. Representación de la regulación de frecuencia.

La regulación de frecuencia no se realiza localmente en cada central, salvo en sistemas eléctricos aislados y el control primario, sino que desde el centro de control de operador de la Red (REE) se envían distintas consignas de potencias a las distintas centrales para que estas regulen siguiendo unos patrones que den estabilidad a la Red, es lo que se conoce con servicios complementarios, regulación de frecuencia.



La remuneración de este servicio va ligada al ancho de la banda de regulación, por ello con la integración del sistema de almacenamiento no solo dotamos a los generadores con esta posibilidad sino que la maximizamos.

El control de frecuencia en las centrales de tipo gestionable se realiza variando el aporte de combustible (térmicas o ciclos combinados) a la máquina térmica o variando el caudal de entrada a la turbina (en centrales hidráulicas embalse, bombeos). En nuestro caso la idea es mantener el turbo grupo en funcionamiento al caudal de máximo rendimiento (dependerá de la estacionalidad)  $52 \text{ m}^3/\text{s}$  3,5 MW y realizar la regulación en frecuencia variando la potencia de salida mediante la inyección de energía a la red o consumiendo esa energía en la carga de nuestro sistema de almacenamiento, dependiendo de la consigna del control de frecuencia. De este modo el rendimiento hidráulico es el máximo y evitamos pérdidas de producción si realizamos la regulación mediante el caudal de agua al rodete, que nos provocaría un aumento de nivel en el embalse y por lo tanto la apertura de las compuertas.

#### 4.1.1 Escenarios de funcionamiento para las centrales fluyentes.

A continuación se van a describir los principales modos de funcionamiento del sistema propuesto de almacenamiento en función del caudal del cauce.

1. **Operación normal régimen continuo.** Funcionamiento en regulación de frecuencia con caudal del río  $600 > Q > 104 \text{ m}^3/\text{s}$ .
2. **Operación normal intermitente.** Funcionamiento en regulación de frecuencia con un caudal del río  $Q < 104 \text{ m}^3/\text{s}$ .
3. **Operación en estación de sequía.** Funcionamiento en modo almacenamiento con regulación de frecuencia con un caudal del río  $Q < 0 \text{ m}^3/\text{s}$ .
4. **Operación en régimen de avenida.** Funcionamiento en modo almacenamiento con regulación de frecuencia con un caudal del río  $Q > 900 \text{ m}^3/\text{s}$ .
5. **Operación con grupos en revisión.** Funcionamiento en modo almacenamiento.

##### 4.1.1.1 Operación normal régimen continuo.

En este modo de operación que es el más habitual, dependiendo de la hidrología y de la estación, la central funciona de la siguiente forma distinguiendo como lo venía haciendo y como lo realizará con el sistema de almacenamiento:

**Operación tradicional:** Con caudales de río comprendidos  $900 > Q > 104 \text{ m}^3/\text{s}$  los dos grupos se encuentran generando 3,5 MW de potencia cada uno sin regulación de frecuencia absorbiendo su caudal nominal  $104 \text{ m}^3/\text{s}$  el resto se deriva mediante la apertura parcial de una de las ocho compuertas de la presa.

Se genera incluso a precio mayorista cero en ciertas horas, lo que obligaría a parar la central y abrir las compuertas.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** Con los mismos caudales los dos grupos podrían estar en regulación de frecuencia con una banda de regulación de 0,25 MW a 7 MW



por grupo, mientras los grupos estarían a carga fija de 3,5 MW y la falta o sobrante de energía instantáneo lo suministraría el sistema de almacenamiento. En esta situación para cada instante se podrían dar las siguientes posibilidades:

- A) Posibilidad de almacenamiento. Cuando la consigna de carga es inferior a la carga de máximo rendimiento del turbo-grupo 3,5 MW (TG). El sistema de almacenamiento se carga con la potencia en exceso generada. El TG funciona a su carga de máximo rendimiento. El caudal es el nominal y se amplía la banda de regulación de frecuencia por su parte baja, es posible suministrar cargas inferiores a 1MW (mínimo técnico del turbo-grupo) en este caso nuestro límite fijado es 0,25 MW.
- B) Posibilidad de inyección a red. Cuando la consigna de carga es superior a la carga nominal del TG. El sistema de almacenamiento se suma a la energía generada por el TG aumentando la banda de regulación de 3,5MW a 7 MW y por tanto la potencia entregada a la red por cada grupo.
- C) Imposibilidad de almacenamiento. El sistema de almacenamiento se encuentra al límite de su capacidad de almacenamiento. El sistema global de control modificará el punto de funcionamiento del TG para que éste sólo produzca la potencia horaria requerida por la Red o de consigna variando la apertura del distribuidor y los alabes del rodete Kaplan. Reduciéndose por lo tanto la banda de regulación.

#### 4.1.1.2 Operación normal intermitente.

Este modo de operación es el más habitual en verano, dependiendo de la hidrología, la central funciona de la siguiente forma:

**Operación tradicional:** Con caudales de río  $Q < 104 \text{ m}^3/\text{s}$  los dos grupos o uno solo de ellos se encuentran generando 3,5 MW de potencia cada uno inicialmente, sin regulación de frecuencia, absorbiendo su caudal nominal  $104 \text{ m}^3/\text{s}$ . La presa se encuentra con las 8 compuertas cerradas almacenando agua. Conforme transcurre el tiempo el salto disminuye y por lo tanto la potencia generada lo hace igualmente, hasta que el/ los grupos paran por mínimo nivel. Esta operación se repite a lo largo de todo el día sin tener en cuenta el precio de mercado mayorista.

Se genera incluso a precio mayorista cero en ciertas horas, lo que obligaría a parar la central y abrir las compuertas.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** Con caudales de río  $Q < 104 \text{ m}^3/\text{s}$  y para cada tramo horario habría que considerar 2 posibilidades:

1. El precio horario mayorista compensa revertir energía a la red (se cubren los pagos por generación, utilización canon hidráulico, impuestos) desde H19 a H24. En este caso los grupos seguirán la consigna de carga en regulación de frecuencia con los 6,75MW de ancho de banda cada uno hasta que disminuya el salto.
2. El precio horario mayorista es bajo y no interesa revertirlo desde H2 H9 horas valle. En estos casos se dispone de 4 horas de autonomía de acumulación. El grupo



turbinará generando su potencia nominal y ésta se almacenará exclusivamente en el sistema de acumulación. Para posteriormente revertirla a la red en tramos horarios pico H21-22, como se aprecia en la (fig.67).

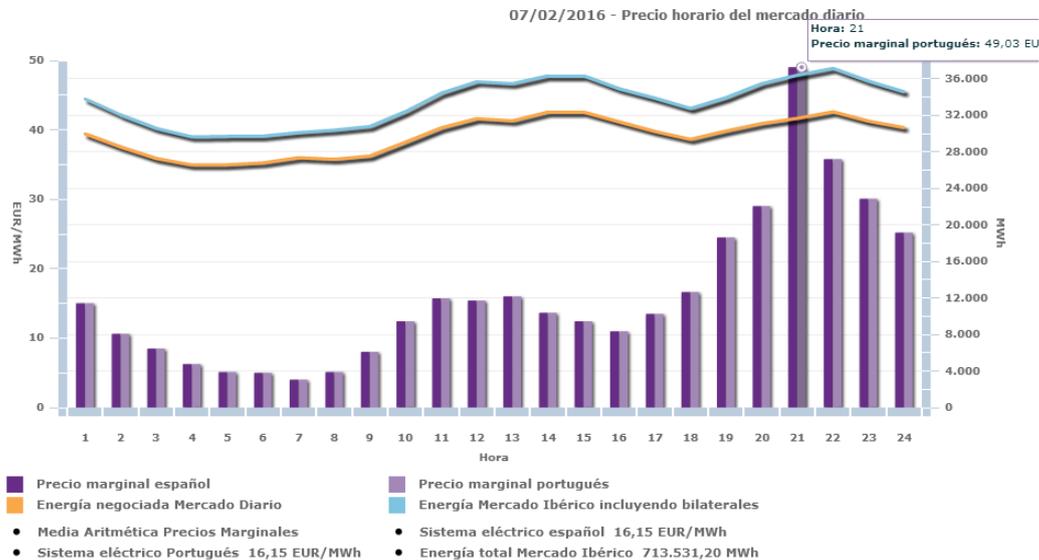


Fig. 67 Resultados del mercado mayorista intradiario del 07/02/2016. Fuente: omie.es

#### 4.1.1.3 Operación en estaciones de sequía.

En este caso el caudal es insuficiente y no es posible la producción de energía por falta de salto.

**Operación tradicional:** Con caudales de río  $Q < 1 \text{ m}^3/\text{s}$  los dos grupos se encuentran parados forzosamente. La presa se encuentra con las 8 compuertas cerradas a la espera de almacenar agua.

La central esta inoperativa y sin ingresos pero con los gastos de mantenimiento/operación, amortización.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** Con caudales de río  $Q < 1 \text{ m}^3/\text{s}$  se activaría el modo de almacenamiento. En este caso la central podría funcionar como un bombeo en la que se habría sustituido la acumulación con bajas densidades de energía por otro de mucha más densidad.

Previo a cada día (D-1) habría que realizar ofertas de compra y venta de energía en el mercado intradiario como lo hacen las centrales de bombeo y en base a la programación, el estado de los precios horarios ofertar (4 horas) de generación en las horas punta con regulación y comprar energía en horas valles (4 horas) siempre y cuando la diferencia entre los costes de venta y compra de energía, rendimiento del sistema de acumulación, tasas a la generación, peajes de acceso, tasa hidráulicas y restos de impuestos, gastos de mantenimiento y operación, amortizaciones, resulten positivos. Esto se producirá algunas horas al día y ciertos días.



#### 4.1.1.4 Operación en régimen de avenida.

Desde el punto de vista del sistema de acumulación no se diferencia del modo de funcionamiento en sequía la única diferencia radica en que las 8 compuertas se encontrarán abiertas completamente dejando el río libre, lo que eliminará el salto y los grupos estarán indisponible. El sistema funcionará en modo almacenamiento.

#### 4.1.1.5 Operación con grupo/s en revisión.

Para establecer la operación con grupos en revisión diferenciamos entre:

**Operación tradicional:** Cuando un grupo o ambos grupos entran en revisión se genera la indisponibilidad de la central o la indisponibilidad de una unidad sin más.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** En la operación con almacenamiento diferenciamos entre:

1. Revisión de un grupo y el otro disponible. En esta caso el diseño del sistema permite conectar en paralelos el sistema de almacenamiento de la unidad que está en revisión con la que está en operación consiguiendo aumentar la energía de almacenamiento, y por tanto el tiempo de respaldo. Por otro lado la potencia de la Unidad en operación no es posible aumentarla por limitaciones de los transformadores, protecciones eléctricas y de la instalación en general.
2. Las dos unidades en revisión (No es normal ya que nunca se programan a la vez) pero por problemas en las maquinas se podría dar la circunstancia. En este caso la central funcionaría en el modo de almacenamiento ya comentado.

## 4.2 CENTRALES DE BOMBEO.

Con la integración de los sistemas de almacenamiento en las centrales de bombeo se consigue aumentar considerablemente el ancho de la banda de regulación en el funcionamiento de generador, y por lo tanto sus ingresos.

También pueden dotar de regulación a la operación en modo bomba que actualmente no está disponible.

Los sistemas de almacenamiento dotan a la central de mayor flexibilidad en los arranque desde cero, ampliando la autonomía en este modo de funcionamiento.



### 4.2.1 Escenarios de funcionamiento para las centrales de bombeo.

A continuación se van a describir los principales modos de funcionamiento del sistema propuesto de almacenamiento en los diferentes modos de funcionamientos.

1. **Operación normal de generador.** Funcionamiento en carga fija o en regulación de frecuencia.
2. **Operación normal de bomba.** Funcionamiento en carga fija.
3. **Operación en arranque desde cero.** Funcionamiento para restablecer el servicio desde cero.
4. **Operación con grupos en revisión.** Funcionamiento en modo almacenamiento de alta densidad.

#### 4.2.1.1 Operación normal de generador.

En este modo de operación, la central funciona de la siguiente forma, distinguiendo como lo venía haciendo y como lo realizará con el sistema de almacenamiento:

**Operación tradicional:** En este modo el grupo puede generar dentro de la banda de regulación de 28-70 MW. El tiempo de arranque es de aproximadamente 4 minutos, y se pueden generar pequeños desvíos de producción debidos a arranques fallidos.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** En este modo el grupo dispone de un tiempo de arranque de 1 segundo desde que se le envía la consigna de arranque desde el centro de control. Seguidamente el ancho de banda de regulación disponible según se ha establecido es de 5- 80 MW. Los desvíos entre medida y producción real no existen.

#### 4.2.1.2 Operación normal de bomba.

En este modo de operación, la central funciona de la siguiente forma, distinguiendo como lo venía haciendo y como lo realizará con el sistema de almacenamiento:

**Operación tradicional:** En este modo de funcionamiento, el grupo necesita de 10 minutos para acoplar a la red en modo bomba. Seguidamente toma una potencia fija dependiente del salto de aproximadamente -76 MW.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** En este modo el grupo dispone de un tiempo de arranque de solo 1 segundo. Durante el tiempo de arranque de 10 minutos el sistema de almacenamiento estaría consumiendo su máxima potencia de -10 MW. Transcurrido este tiempo el grupo consume su potencia nominal en bomba. Este sistema permite disponer de una regulación de la frecuencia de +/- 10MW. Por lo tanto el grupo estaría consumiendo 76MW en el punto de máximo rendimiento mientras el sistema de almacenamiento modularía la potencia dentro de la banda de -66 a -86 MW.



#### 4.2.1.3 Operación en arranque desde cero.

En este modo de operación, la central funciona de la siguiente forma, distinguiendo como lo venía haciendo y como lo realizará con el sistema de almacenamiento:

**Operación tradicional:** En este modo de funcionamiento excepcional, los grupos recibirían una consigna de arranque desde el centro de control. El grupo arrancarían de generador marcando frecuencia después de 3 minutos. La energía disponible dependería del estado en que se encontrara el depósito superior. Se tendrían que realizar varios arranques debido a las oscilaciones de la red.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** En este modo el grupo dispone de un tiempo de arranque de solo 1 segundo. La etapa inversora que según especificaciones técnicas tiene capacidad de funcionamiento aislado marcaría la frecuencia, pasados 3 minutos el primer grupo se acoplaría a esta frecuencia. El rango de regulación de la potencia para en este caso mantener la frecuencia estaría desde 5-80 MW. La energía almacenada dependería del nivel del depósito superior más la capacidad almacenada en las baterías, que según diseño es de 50MWh con una profundidad de descarga del 50%. Por lo tanto y ante esta situación excepcional se dispondría de un suplemento de 100 MWh, aunque disminuyera la vida del banco de baterías.

#### 4.2.1.4 Operación con grupos en revisión general.

En este modo de operación, la central funciona de la siguiente forma, distinguiendo como lo venía haciendo y como lo realizará con el sistema de almacenamiento:

**Operación tradicional:** En esta situación los tres grupos están indisponibles debido probablemente a trabajos en la tubería forzada, debido a que es común a los tres.

**Operación con el sistema de almacenamiento:** En esta situación, la central funcionaría como un bombeo de alta densidad cuyos parámetros serían 10 MW de potencia nominal. Y una energía almacenada de 50MWh. Los grupos estarían parados y sería el sistema auxiliar de acumulación estudiado el que entregaría o consumiría la energía.

La central podría ofertar la compra de 50MWh a precio bajo y revertirlo a la red a precio de hora punta. El rendimiento del sistema aumentaría del 74% al 87%.



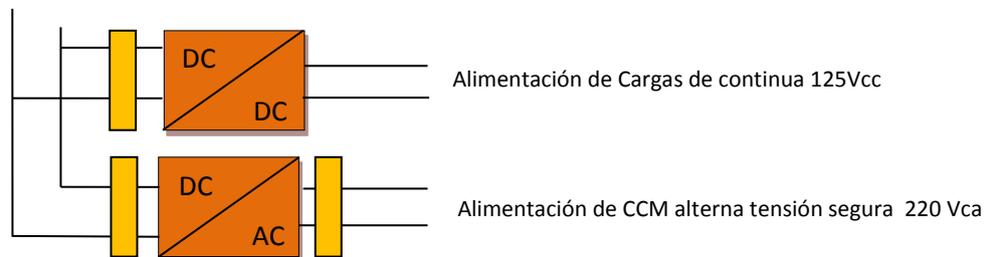
### 4.3 BENEFICIOS ADICIONALES DE LA OPERACIÓN CON ALMACENAMIENTO.

#### 4.3.1 Beneficios para la instalación de generación fluyente.

A continuación exponemos otra serie de beneficios que trae consigo las técnicas de almacenamiento:

1. Reducción de las horas de inyección de energía y de la potencia en horas valle en la red, con el consiguiente aumento del precio medio de generación.
2. Posibilidad de incorporación al registro de centrales gestionables con derecho a los pagos por capacidad, antigua garantía de potencia (actualmente excluidas).
3. Eliminación del grupo electrógeno existente para la alimentación de los servicios esenciales de la central de 70 kVA a 220 V. Los servicios esenciales de la central, como son sistema de alimentación en corriente continua 125Vcc servicios a 220Vca seguros, sistema de achique, sistema de control, vigilancia intrusión, equipos de excitación regulador de turbina, iluminación de la central todo ello podrá pasar a ser alimentado en caso de emergencia a través de un convertidor de DC/DC del bus del sistema de almacenamiento para los sistemas de continua y de un convertidor de DC/AC para los servicios de alterna. Incluso en el caso más desfavorable el sistema de acumulación se encuentra al 50 % de profundidad de descarga restándole una energía entorno a los 7 MWh.

BUS DE CC



Filtros pasivos

4. Aumento del rendimiento hidráulico debido a que el grupo funciona siempre que exista caudal suficiente en su punto de máximo rendimiento en regulación de frecuencia.
5. Disminución de la fatiga en los materiales palas del distribuidor, problemas de cavitación en rodete y descenso del nivel vibratorio en el eje/ alternador asociadas a cargas bajas ya que el grupo funciona a su potencia nominal y la regulación de frecuencia es electrónica.
6. Se extiende el periodo de funcionamiento de la central incluso sin recursos hidráulicos.



### 4.3.2 Beneficios para la instalación de generación de bombeo.

1. Reducción de los tiempos de arranques en los dos modos de funcionamiento con inyección instantánea. Desde el primer instante el sistema de acumulación inyectaría la potencia en red hasta que el grupo acoplara a la red.
2. Eliminación de desvíos de producción. Ante fallos de arranque, el sistema podría estar inyectando energía, hasta que el grupo volviera a acoplar a la red.
3. Regulación de frecuencia en modo bomba. Este modo permitiría continuar con la regulación de frecuencia incluso en el modo bomba con la banda de  $\pm 10$  MW, mientras el rodete estaría trabajando con el caudal de máximo rendimiento sin verse afectado por la regulación de frecuencia.
4. Capacidad de saltos de las potencias críticas debidas a vibraciones. En el rango de operación de la turbina, existen cargas críticas donde el nivel vibratorio aumenta. Estas cargas junto con el rendimiento del rodete determinan el mínimo técnico del grupo. Ahora con el sistema de almacenamiento el grupo se situara fuera de estas cargas y será el sistema de almacenamiento quien complementará o disminuirá su carga para entregar la potencia solicitada por el control de frecuencia.
5. Se extiende el periodo de funcionamiento de la central incluso en periodos de revisión general. Debido a que el sistema de almacenamiento es autónomo.
6. Aumento de la capacidad de reposición de la red en caso de cero, en tiempo de repuesta y en energía almacenada. La respuesta es inmediata, ya que desde el primer instante se inyecta la energía requerida si se produjeran disparos de las protecciones, el re arranque sería más rápido. Por otra parte se dispone de 100MWh adicionales a la energía almacenada en el depósito superior.
7. Posibilidad de eliminación del grupo electrógeno. O en su defecto sería un complemento a la alimentación a los servicios auxiliares de la central.
8. Aumento en los gradientes de subida y bajada de cargas.

### 4.3.3 Beneficio para el sistema eléctrico

1. Carácter controlable de la generación. Este es el aspecto más importante ya que permite una mejor y más eficaz gestión de la red.
2. Mayores gradientes en la regulación de cargas. Debido a la utilización de la electrónica de potencia los gradientes de subida y bajada de carga no repercuten directamente sobre esfuerzos de tipo mecánico o térmicos en las maquinas sino que se modelan electrónicamente sin afectar a la carga de la unidad. Lo que disminuyen los desvíos de producción en algunas unidades con problemas de ajuste y en los arranques fallidos.
3. Calidad de suministro. Debido a la posible incorporación de una etapa de supercondensadores (que hemos considerado opcional y que no ha sido valorada) y su rápida respuesta el sistema reaccionará ante huecos de tensión en la red, suministrando calidad a la red.
4. Posibilidad de incorporación al plan nacional y zonal de reposición de cero de red. Una de las ventajas que presenta el sistema de almacenamiento es que según el



diseño realizado cuando el sistema de almacenamiento está en su mínimo nivel de energía, aun le resta un 50% de energía, hasta llegar a una profundidad de descarga del 100% lo que reduciría mucho la vida de la batería, aunque para esta situación excepcional está justificada.

5. Aumento en la capacidad de regulación de tensión nodales o suministro de energía reactiva. La forma más directa para influir en la tensión de generación y por tanto en la generación de energía reactiva a la red es mediante la variación de la intensidad de excitación (sobreexcitación, suministramos energía reactiva a la red) y si la disminuimos (subexcitamos la máquina, consumimos energía reactiva). También es posible esta variación si el transformador de potencia de la central dispone de regulador de toma en carga, variando la relación de transformación, variamos la tensión de generación y por lo tanto la energía reactiva generada. Y la tercera vía y que se incorpora debido a la instalación del sistema de almacenamiento es la que realiza el control electrónico del sistema de almacenamiento, con él podemos suministrar la potencia activa y si aumentamos la tensión de salida se traduce en el suministro de energía reactiva. Con ello aumentamos el rango de regulación de energía reactiva que estaba limitado por las curvas de excitación del alternador.
6. Es posible inyectar energía en nodos que trabajan a su límite de capacidad retrasando las inversiones de aumento de dicha capacidad. Estas circunstancias aparecen puntualmente a lo largo del año y durante pocas horas al año.



## **ANEXO 1. ESTIMACION DE INGRESOS CON LA OPERACIÓN CON EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO PARA CENTRALES FLUYENTES.**

Tras la aprobación de la Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Las tecnologías renovables, entre las que se encuentra la hidráulica fluyente, pueden ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste del sistema.

El artículo 10 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio establece las condiciones de la participación de estas instalaciones en dichos servicios de ajuste, en los siguientes términos:

1. Las instalaciones hidráulicas fluyentes podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo que se establezcan teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Requerirán habilitación previa del Operador del Sistema.

b) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzarse dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

2. La Secretaría de Estado de Energía establecerá, los criterios bajo los cuales las centrales fluyentes puedan ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad para participar en los servicios de ajuste, teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de hibridación, operación integrada de instalaciones y uso de sistema de almacenamiento, entre otros.

3. Las pruebas de habilitación para participar en cada uno de los servicios de ajuste será aprobadas mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del Operador del Sistema.

Por lo tanto Los ingresos extraordinarios de la central derivados de la implantación del sistema de almacenamiento provienen de:

**A.1 Regulación secundaria:** La regulación secundaria es un servicio complementario de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en las interconexiones, y las desviaciones de la frecuencia.

Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía).



Los productores ofertan banda de regulación con las Unidades de Programación habilitadas para la prestación del servicio que son asignadas por criterios de mínimo coste hasta cubrir los requerimientos del sistema, estableciéndose así un precio marginal de banda de regulación secundaria.

#### **A.1.0 Requisitos para la participación en el servicio de regulación secundaria.**

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el operador del sistema verificará el cumplimiento de los siguientes requisitos:

- A) Las unidades físicas de producción que soliciten la habilitación de manera conjunta, deberán cumplir las siguientes condiciones de agregación:
- Todas las unidades físicas incluidas dentro del conjunto deberán estar clasificadas dentro del mismo grupo del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
  - El conjunto de unidades físicas de producción deberá pertenecer a una misma unidad de programación y al centro de control y realizar el intercambio en tiempo real con la RCP de las señales establecidas en el Anexo 2 de la resolución de 18 de diciembre de 2015.
- B) Para que una unidad física de producción o conjunto de unidades físicas que cumplan las condiciones de agregación realicen las pruebas deberán cumplir con las siguientes condiciones:
- La tecnología deberá haber sido considerada apta, al menos en parte de su capacidad, para participar en los servicios de ajuste del sistema, de acuerdo con los criterios de aptitud establecidos mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.
  - La unidad física o conjunto de unidades físicas podrán realizar y superar las pruebas de habilitación aunque su potencia sea inferior a 10MW. No obstante lo anterior, para la participación en el servicio de ajuste la banda mínima que se podrá habilitar será de 5 MW.
  - La suma de la potencia instalada del conjunto de unidades físicas que realicen las pruebas de manera conjunta no deberá ser superior a 900MW.



### A.1.1 Venta de la energía almacenada en la batería en regulación secundaria (precio a subir).

La regulación secundaria forma parte de los servicios complementarios, estos servicios de regulación de frecuencia se priman a un precio diferente cada día del año y es distinto si el sistema necesita subir o bajar la energía inyectada a la red. Los ingresos provienen por la energía revertida a la red.

En la siguiente tabla (9) se muestra la energía mensual producida en el periodo 2014 por grupo (3,5MW) sin ningún sistema de almacenamiento.

Los datos se han obtenido de la producción hidráulica fluyente de Endesa, así como de REE [47].

Mes (2014)	Producción mensual (MWh)	Producción media diaria (MWh)	Horas de funcionamiento diarias
Enero	2095	67,50	19,28
Febrero	1110	39,64	11,32
Marzo	1315	42,42	12,12
Abril	1096	36,53	10,42
Mayo	2061	66,48	18,98
Junio	1902	63,40	18,01
Julio	1754	56,60	16,16
Agosto	1824	60,80	17,36
Septiembre	1229	40,96	11,7
Octubre	502	16,19	4,62
Noviembre	1289	42,96	12,28
Diciembre	1598	51,54	14,72
Total:	16.177	-	-

Tabla 9. Producción media mensual durante el 2014. Fuente: producción hidráulica UPH Sur.

Para estimar la energía a subir y a bajar en un periodo de programación con la integración del sistema de almacenamiento consideramos los datos publicados en el avance de los servicios de ajuste del sistema del 2015 de Red Eléctrica.

En él se observa que el 53% de la energía (1.366 GWh) en regulación secundaria durante el año 2015, era a subir y el 47% (1.193GWh) a bajar.

Por otra parte para definir la energía a subir definimos la capacidad de utilización de la banda de regulación, en nuestro caso 6,75MW (de 0,25-7MW) y estableceremos tres escenarios posibles:

El primero escenario posible es que se entregue la máxima energía posible de la banda a subir, funcionamiento en la zona alta de la banda a subir. Esto es (44):

$$\text{Energía a subir horaria} = 3.375\text{MW} \cdot 0,53\text{h} = 1.788\text{MWh}$$

$$\text{Energía a bajar horaria} = 3.375\text{MW} \cdot 0,47\text{h} = 1.586\text{MWh} \quad (44)$$

El segundo escenario posible es que se entregue el 50% de la energía posible de la banda a subir, funcionamiento en la zona media de la banda a subir. Esto es (45):



$$\begin{aligned} \text{Energía a subir horaria} &= 1.687\text{MW} \cdot 0,53\text{h} = 0.894\text{MWh} \\ \text{Energía a bajar horaria} &= 1.687\text{MW} \cdot 0,47\text{h} = 0.793\text{MWh} \end{aligned} \quad (45)$$

El tercer escenario posible es que se entregue el 25% de la energía posible de la banda a subir, funcionamiento en la zona baja de la banda a subir. Esto es (46):

$$\begin{aligned} \text{Energía a subir horaria} &= 0.843\text{MW} \cdot 0,53\text{h} = 0.447\text{MWh} \\ \text{Energía a bajar horaria} &= 0.843\text{MW} \cdot 0,47\text{h} = 0.396\text{MWh} \end{aligned} \quad (46)$$

En la siguiente tabla (10) se muestra las horas de funcionamiento diarias, las horas de funcionamiento en regulación a subir, se ha considerado el 53% del tiempo en subida y el 47% en bajada de energía. La energía generada mensual en la banda a subir a la máxima capacidad de utilización de la banda.

La energía generada mensual en la banda a subir al 50% de capacidad de utilización de la banda. La energía generada mensual en la banda a subir al 25% de capacidad de utilización de la banda y el precio medio mensual de la banda secundaria a subir y los ingresos mensuales prestando dicho servicio. Para el cálculo de la producción mensual se ha considerado los tres escenarios descritos anteriormente. La producción mensual se obtiene multiplicando la producción diaria por el número de días de cada mes.

El precio medio de la banda a subir se ha obtenido de los datos de esios.ree.es. Los ingresos mensuales se obtienen realizando el producto de la energía mensual a subir de las distintas capacidades por el precio medio mensual a subir en los tres escenarios ver tabla 10.

Tabla 10. Energía en banda de regulación secundaria a subir/ ingresos. Fuente: esios.ree

Meses	Horas de funcionamiento Diarias	Horas de funcionamiento Diarias a subir (53%)	Producción mensual a subir al 100% de capacidad (MWh)	Producción mensual a subir al 50% de capacidad (MWh)	Producción mensual a subir al 25% de capacidad (MWh)	Precio medio mensual Banda secundaria a subir (€/MWh)	Ingresos mensuales con sistemas de almacenamiento en (€) al 100%, 50% y 25% de capacidad de utilización.		
							100%	50%	25%
Enero	19,28	10,22	1069	534,5	267,3	54,30	58.047	29.023	14.511
Febrero	11,32	6	567	283,5	141,8	51,35	29.115	14.558	7.278
Marzo	12,12	6,42	671	335,5	167,8	37,48	25.149	12.575	6.287
Abril	10,42	5,52	558,9	279,5	139,7	30,22	16.890	8.445	4.222
Mayo	18,98	10,05	1051,5	525,8	262,9	42,87	45.078	22.539	11.269
Junio	18,01	9,54	965,9	483,0	241,5	41,33	39.921	19.960	9.980
Julio	16,16	8,56	895,6	447,8	223,9	49,83	44.627	22.314	11.156
Agosto	17,36	9,20	962,5	481,3	240,6	51,29	49.369	24.685	12.342
Septiembre	11,7	6,20	627,7	313,9	156,9	48,68	30.559	15.279	7.639
Octubre	4,62	2,44	255,3	127,6	63,8	47,90	12.228	6.114	3.057
Noviembre	12,28	6,50	658,1	329,1	164,5	49,29	32.439	16.219	8.109
Diciembre	14,72	7,80	816,1	408,0	204,0	66,93	54.620	27.310	13.655
Total:							438.042	219.021	109.510



### A.1.2 Consumo del excedente de energía por la batería en regulación secundaria (precio a bajar).

La regulación secundaria a bajar se prima a un precio diferente para cada día del año. Los ingresos provienen por la disminución de la energía revertida a la red siguiendo la rampa de carga establecida. En la siguiente tabla (11) se muestra las horas de funcionamiento a bajar, la energía en la banda a bajar al 100%, al 50% y al 25% de la capacidad, el precio medio mensual de la banda secundaria a bajar y los ingresos mensuales prestando dicho servicio con las distintas capacidades. La producción mensual se obtiene multiplicando la producción diaria por el número de días del mes. El precio medio de la banda se ha obtenido de los datos de esios.ree.es. Los ingresos mensuales se obtienen realizando el producto de la energía mensual a bajar por el precio medio diario a bajar.

Tabla 11. Energía en banda de regulación secundaria a bajar/ ingresos. Fuente: esios.ree

Meses	Horas de funcionamiento Diarias	Horas de funcionamiento Diarias a bajar(47%)	Producción mensual a bajar al 100% de capacidad (MWh)	Producción mensual a bajar al 50% de capacidad (MWh)	Producción mensual a bajar al 25% de capacidad (MWh)	Precio medio mensual Banda secundaria a bajar (€/MWh)	Ingresos mensuales con sistemas de almacenamiento en (€) al 100%, 50% y 25% de capacidad de utilización.		
							100%	50%	25%
Enero	19,28	9,06	948	474	237	38,95	36.921	18.460	9.230
Febrero	11,32	5,32	557	278	139	30,93	17.216	8.608	4.304
Marzo	12,12	5,7	596	298	149	19,78	11.796	5.898	2.949
Abril	10,42	4,9	513	256	128	18,08	9.269	4.634	2.317
Mayo	18,98	8,93	934	467	234	25,68	23.993	11.996	5.998
Junio	18,01	8,47	886	443	222	23,88	21.162	10.581	5.290
Julio	16,16	7,6	795	398	199	37,43	29.762	14.881	7.441
Agosto	17,36	8,16	854	427	213	37,10	31.674	15.837	7.918
Septiembre	11,7	5,5	575	288	144	30,29	17.430	8.715	4.358
Octubre	4,62	2,18	228	114	57	31,08	7.089	3.544	1.772
Noviembre	12,28	5,78	605	302	151	28,31	17.120	8.560	4.280
Diciembre	14,72	6,92	724	362	181	49,40	35.766	17.883	8.941
Total:							259.197	129.599	64.799

**A.1.3 Banda de regulación:** A continuación en la tabla (12) se muestra los ingresos por el ancho de banda en regulación secundaria. (\*) Para dicho cálculo se ha tomado el valor medio mensual del precio marginal horario de la banda de regulación secundaria de cada mes. Este se multiplica por la banda de regulación, que en nuestro caso es de 6,75 MW (0,25- 7MW) y el resultado obtenido es el ingreso horario que multiplicado por las horas de funcionamiento diarias y los días de cada mes obtenemos los ingresos por la banda de regulación al mes en euros. Los datos se han obtenido de la página [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es) pestaña /mercados MIBEL/ banda de regulación secundaria/Precio marginal banda.



Tabla 12. Ingresos por ancho de la banda de regulación secundaria. Fuente: esios.ree

	Ancho de banda de regulación (MW)	Días por mes considerado	Horas de funcionamiento Diarias	Precio medio diario de la Banda secundaria de regulación (€/MW)	Ingreso por banda de regulación (0,25-7MW) en (€) (*)
Enero	6,75	31	19,28	40,71	164.238
Febrero	6,75	28	11,32	42,95	91.891
Marzo	6,75	31	12,12	49,02	124.320
Abril	6,75	30	10,42	33,70	71.109
Mayo	6,75	31	18,98	22,54	89.519
Junio	6,75	30	18,01	32,72	119.331
Julio	6,75	31	16,16	29,97	101.343
Agosto	6,75	31	17,36	27,60	100.259
Septiembre	6,75	30	11,7	28,05	66.457
Octubre	6,75	31	4,62	34,96	33.797
Noviembre	6,75	30	12,28	29,31	72.885
Diciembre	6,75	31	14,72	40,42	124.500
Total:					1.159.649

En la tabla (13) podemos ver los ingresos totales debidos a la regulación secundaria para el periodo 2014 para una potencia instalada de 3,5 MW. (1 grupos.) Tanto para la energía a subir como a bajar se ha tomado el escenario medio, que representa una capacidad de utilización de la banda de regulación del 50%, por ser un criterio mas conservador.

Tabla 13. Ingresos totales por regulación secundaria en el año 2014. Fuente: esios.ree

Mes (2014)	Ingresos regulación banda bajar al 50% capacidad (€)	Ingresos regulación banda subir al 50% capacidad (€)	Ingreso por banda de regulación (0,25-7MW) en (€)	Ingresos totales por regulación secundaria €)
Enero	18.460	29.023	164.238	211.721
Febrero	8.608	14.558	91.891	115.057
Marzo	5.898	12.575	124.320	142.793
Abril	4.634	8.445	71.109	84.188
Mayo	11.996	22.539	89.519	124.054
Junio	10.581	19.960	119.331	149.872
Julio	14.881	22.314	101.343	138.538
Agosto	15.837	24.685	100.259	140.781
Septiembre	8.715	15.279	66.457	90.451
Octubre	3.544	6.114	33.797	43.455
Noviembre	8.560	16.219	72.885	97.664
Diciembre	17.883	27.310	124.500	169.693
Total:	129.599	219.021	1.159.649	1.508.269

A continuación en la tabla (14) mostramos la diferencia de ingresos de la central en funcionamiento tradicional comparada con el funcionamiento con el sistema de almacenamiento, durante el año 2014.

El beneficio neto es la diferencia entre ambos y representaría los beneficios incrementales.



Tabla 14. Comparativa de ingresos con y sin almacenamiento. Beneficio neto sin impuestos.

Meses (2014)	Producción mensual (Mwh)	Precio medio mensual Sin almacenamiento (€/MWh)	Ingresos Sin almacenamiento Op. tradicional(€)	Ingresos extras con sistemas de almacenamiento (€)	Beneficio neto tras descontar la producción sin regulación (€)
Enero	2095	39,12	81.956	211.721	129.765
Febrero	1110	34,08	37.828	115.057	77.228
Marzo	1315	18,52	24.350	142.793	118.439
Abril	1096	11,90	13.036	84.188	71.146
Mayo	2061	32,93	67.873	124.054	56.185
Junio	1902	30,08	58.215	149.872	92.660
Julio	1754	39,20	68.748	138.538	69.781
Agosto	1824	36,79	67.100	140.781	73.676
Septiembre	1229	38,55	47.377	90.451	43.073
Octubre	502	39,59	19.875	43.455	23.581
Noviembre	1289	31,88	41.096	97.664	56.571
Diciembre	1598	48,77	77.937	169.693	91.759
Total:	16.177	-	605.398	1.508.269	903.865

### A.1.4 Estimación de ingresos por funcionamiento en modo almacenamiento.

Este nuevo escenario de funcionamiento ocurre cuando los grupos de la central entran en revisión anual o en determinadas circunstancias derivadas de la meteorología. Para nuestro estudio fijamos el mes de Octubre de 2014 como el mes de revisión de los grupos. Durante este mes el sistema podrá almacenar energía durante 2 horas y revertirlas a la red en las horas más rentables. A continuación en la tabla (15) observamos las variaciones de precios diarias en dicho mes.

Tabla 15. Diferencia diaria de precios marginales durante el mes de Octubre de 2014 considerando la generación en regulación secundaria. Fuente: esios.ree

Octubre (2014)	Precio mínimo (€/MWh) (PC)	Precio máximo (€/MWh) (PV)	Diferencia (€/MWh)
01	19,85	80,47	60,62
02	49,66	75,85	26,19
03	35,4	83,8	48,4
04	49,78	105	55,22
05	49,2	80,1	30,9
06	39,69	78,47	38,78
07	37,13	79,9	42,77
08	47,25	71,31	24,06
09	27,17	84	56,83
10	30,06	72	41,94
11	30,72	77,3	46,58
12	49,66	75	25,34
13	41,69	65,2	23,51
14	40	75	35
15	31,48	73	41,52
16	27,1	73	45,9
17	50,07	72	21,93
18	39,62	61	21,38
19	27	57,2	30,2
20	33,69	61,12	27,43
21	26,54	97	70,46
22	10	54,33	44,33
23	5	180,3	175,3
24	32,4	59,15	26,73
25	18,62	57,6	38,98
26	45,01	85	39,99
27	32,5	58,3	25,8
28	1	60	59
29	27,1	73	45,9
30	50,07	72	21,93
31	39,62	61	21,38



El precio de compra final (PCF) se obtiene a partir del precio mínimo diario (PC) incrementado en los peajes de acceso (PA de la tarifa 6.1), como se puede observar en (47).

$$PCF = (PC + PA)$$

$$PCF = PC (\text{€/MWh}) + 2,137 \text{€/MWh} \quad (47)$$

Los peajes de acceso según nuestro nivel de tensión (1-36kV) sería la tarifa 6.1 que tiene un término de potencia medio en los 6 periodos de 18.144 €/MW año, lo que supone 1.503 €/MW y mes de término de potencia. El término de potencia ya se pagaba con anterioridad, por lo cual no es un gasto extraordinario.

Para una generación diaria de 7 MWh el término de energía en el mes de octubre, según la tarifa 6.1 y en el horario de 0 a 8H, supone un incremento de 2,137 €/MWh.

El precio de venta final (PVF) (48) será el precio de venta (PV) menos los peajes de acceso a la generación (PAg supone 0,5 €/MWh), menos la tasa a la generación (7%) menos el 2,2 % sobre la generación (tasas de la ley de aguas).

$$PVF = PV - PAg - Tasa_G - Tasa_{Ley\ aguas}$$

$$PVF = PV (\text{€/MWh}) - 0,5 \text{€/MWh} - 0,07(PV) \text{€/MWh} - 0,022(PV) \text{€/MWh}$$

$$PVF = PV (1 - 0,7 - 0,022) (\text{€/MWh}) - 0,592 \text{€/MWh}$$

$$PVF = PV (0.908) (\text{€/MWh}) - 0,5 \text{€/MWh} \quad (48)$$

Tras la realizar las anteriores estimaciones los días rentables de acumulación son aquellos que la diferencia de precio de venta final menos el precio de compra final diario es positiva (49):

$$PVF > PCF$$

$$PV (0.908) (\text{€/MWh}) - 0,5 \text{€/MWh} - PC (\text{€/MWh}) + 2,137 \text{€/MWh} > 0 \quad (49)$$

Considerando un rendimiento del sistema de acumulación de 84% tenemos (50).

$$PV (0.908) (\text{€/MWh}) - 0,5 \text{€/MWh} - 1,16 * PC (\text{€/MWh}) + 2,478 \text{€/MWh} > 0 \quad (50)$$



En la tabla 16 se puede apreciar la diferencia de precio diaria durante el mes de octubre. En la segunda columna se muestra el PCF tras descontar el valor debido a los peajes de acceso. En la tercera columna se muestra el PVF tras descontar los peajes de generación, así como las tasas a la generación, tasa hidráulica y la pérdida de energía por el rendimiento. En la cuarta columna se muestra la diferencia de precio de compra y venta reales. Los ingresos por venta de energía se obtienen multiplicando el precio de venta neto por la energía negociada (7MWh).

Tabla 16. Días del mes de Octubre de 2014 rentables para la utilización del modo de almacenamiento/Ingresos

Octubre (2014)	Diferencia precio max y min diario (€/MWh)	PCF precio de compra final (€/MWh)	PVF precio de venta final (€/MWh)	Diferencia entre el precio de compra y venta real. Precio neto de la energía (€/MWh)	Ingresos por venta de energía después de peajes y tasas en (€) con producción de 7 MWh/día
01	60,62	25,5	72,6	47,1	329
02	26,19	60,1	68,4	8,3	58
03	48,4	43,5	75,6	32,0	224
04	55,22	60,2	94,8	34,6	242
05	30,9	59,6	72,2	12,7	89
06	38,78	48,5	70,8	22,2	156
07	42,77	45,5	72,0	26,5	186
08	24,06	57,3	64,2	7,0	49
09	56,83	34,0	75,8	41,8	292
10	41,94	37,3	64,9	27,5	193
11	46,58	38,1	69,7	31,6	221
12	25,34	60,1	67,6	7,5	53
13	23,51	50,8	58,7	7,9	55
14	35	48,9	67,6	18,7	131
15	41,52	39,0	65,8	26,8	188
16	45,9	33,9	65,8	31,9	223
17	21,93	60,6	64,9	4,3	30
18	21,38	48,4	54,9	6,5	45
19	30,2	33,8	51,4	17,6	123
20	27,43	41,6	55,0	13,4	94
21	70,46	33,3	87,6	54,3	380
22	44,33	14,1	48,8	34,8	243
23	175,3	8,3	163,2	154,9	1.085
24	26,73	40,1	53,2	13,1	92
25	38,98	24,1	51,8	27,7	194
26	39,99	54,7	76,7	22,0	154
27	25,8	40,2	52,4	12,3	86
28	59	3,6	54,0	50,3	352
29	45,9	33,9	65,8	31,9	223
30	21,9	60,6	64,9	4,3	30
31	21,38	48,4	54,9	6,5	45
Total:					5.866

Como se puede apreciar, los ingresos netos obtenidos son mínimos.

#### A.1.5.0 Estimación de ingresos por pagos de capacidad

La Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y modifica el incentivo a la inversión a que hace



referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Bajo el concepto de pagos por capacidad, se incluyen dos tipos de servicio:

1. El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. Este mecanismo permite garantizar la seguridad del suministro en el largo plazo dotando a dicho sistema de los incentivos adecuados para llevar a cabo inversiones eficientes.  
Tendrán derecho al incentivo a la inversión las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha sea posterior al 1 de enero de 1998 y siempre que no hayan transcurrido 10 años desde la misma.  
La cuantía anual en concepto de servicio de capacidad se fija en 26.000 euros/MW/año
2. El servicio de disponibilidad a medio plazo. El servicio de disponibilidad a medio plazo estará destinado a promover la disponibilidad en un horizonte temporal igual o inferior al año de las instalaciones que a falta de pagos por este concepto pudieran no estar disponibles para fomentar y mantener las condiciones necesarias que sustentan la garantía de suministro en el corto y medio plazo.  
Este servicio será de aplicación a las instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de régimen ordinario. Asimismo, será de aplicación para las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse.  
Quedarán excluidas del ámbito de aplicación de aplicación las centrales hidráulicas fluyentes.

La cuantía anual correspondiente a la retribución anual por disponibilidad del grupo  $i$  correspondiente a la tecnología  $j$  ( $RSD_{i,j}$ ), expresada en euros, por el servicio de disponibilidad a medio plazo será la que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$RSD_{i,j} = a \times \text{ind}_j \times P_{Ni} \quad (51)$$

Dónde:

$a$ : es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. Actualmente 5.150 €/MW

$\text{ind}_j$ : es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología  $j$ , expresada en términos unitarios con tres decimales. Que para las centrales hidráulicas es 0,237

$P_{Ni}$ : es la potencia neta en MW del grupo correspondiente  $i$  que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

#### **A.1.5.1 Ingresos por pagos de capacidad aplicables.**

Debido a que la potencia de la central no alcanza los 50MW no serían aplicables los pagos por capacidad a largo plazo. Si aplicarían el servicio de disponibilidad a



medio plazo debido al carácter gestionable que le otorga el sistema de almacenamiento.

Los ingresos derivados de la prestación de dicho servicio vendrían dado por (52).

$$\text{RSDi} = 5.150 \text{ €/MW} * 0,237 * 7\text{MW} = 8.543 \text{ €} \quad (52)$$

#### **A.1.6 Ingresos totales por prestación servicios de ajuste.**

Los ingresos anuales (2014) totales derivado de la prestación de los servicios de ajuste del sistema, que han sido posible por la implantación del sistema de almacenamiento, son los debidos a los servicios de regulación secundaria, almacenamiento en el mes de revisión (octubre), más los debidos a los pagos por capacidad, ascienden a 918.274 €



## ANEXO 2. ESTUDIO ECONÓMICO.

### A.2.1 Hipótesis de cálculo. Parámetros económicos.

El estudio económico a realizar está basado en la implementación de un sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías de Ion litio en la CH de Alcalá del Rio, bajo las siguientes hipótesis.

- Los ingresos por los servicios de ajuste del sistema son los derivados de la energía vendida al Mercado Diario procedente de las baterías se retribuirá al precio de mercado diario en regulación secundaria. Y a los pagos por capacidad.
- La vida del proyecto es de 15 años.
- Para cada año se ha estimado un aumento medio del IPC-0,35% hasta el 2020 y del IPC-0,1% en la retribución por el servicio complementario de regulación de frecuencia hasta el fin de la vida del proyecto, (según la evolución de precios en el periodo 2010-2015) Fuente [www.esios.ree](http://www.esios.ree).
- El sistema de almacenamiento se instala durante el 2015, por lo tanto quedará implantado y en operación desde el 1 enero de 2016, extendiéndose su operación hasta el 2031.
- La tasa estimada de incremento del IPC durante la vida del proyecto es del 2%.
- Ingresos y costes se hacen al contado (supuesto aproximado)
- El coste de oportunidad de los fondos propios del inversor en inversiones con riesgo similar (bajo) es del 7,50%.
- La inversión permite obtener una financiación específica del 50% del total a un tipo de interés de referencia (Euribor) más un margen del 1,00%.
- El Euribor estimado durante la vida del proyecto es del 1%.
- La vida estimada de estas instalaciones es de más de 15 años. Sin embargo, a la vista de las condiciones de tarifa anteriormente expuestas se considera prudente contemplar un horizonte del proyecto hasta 2031 (15 años de operación), careciendo de valor residual al término de este plazo.
- El tipo impositivo sobre beneficios es del 30%.

### A.2.2 Costes del proyecto.

- Coste total de adquisición de baterías y dispositivos inversor: 6.083.910 €.
- La inversión en activo fijo consta de los costes de adquisición y los de instalación a pagar en 2014 y 2015 respectivamente y de los costes por reemplazo de las baterías a pagar en el año 2026.



- Coste de instalación y puesta en marcha: 3.339.460€.
- Coste de reemplazo de baterías a los 10 años del proyecto: 2.921.520 € a pagar en 2026.
- El activo fijo se amortizará en 15 años.
- Los costes fijos de operación y Mt<sup>9</sup> para el 2014 son: 125.874 €. Estos se incrementarían con el IPC anualmente.
- Para ubicar el sistema de almacenamiento, se adquiere un terreno por un valor de 500.000 euros en el año 2014 con un valor residual de 700.000 euros al fin de la vida del proyecto.
- Se construye un edificio para la ubicación del sistema de almacenamiento, así como para los convertidores de potencia en 2015 por un valor de 50.000 euros. El valor residual del edificio a la finalización es despreciable.

### **A.2.3 Ingresos del proyecto.**

Los ingresos anuales (2014) totales derivado de la prestación de los servicios de ajuste del sistema, que han sido posible por la implantación del sistema de almacenamiento, son los debidos a los servicios de regulación secundaria, almacenamiento en el mes de revisión (octubre), más los debidos a los pagos por capacidad, ascienden a 918.274 €.

Los ingresos se han obtenido al descontar los ingresos totales por regulación de frecuencia menos los ingresos que hubiera obtenido la planta sin el sistema de almacenamiento.

### **A.2.4 Resultado del modelo económico.**

A continuación una vez definidos los costes del sistema y de los potenciales ingresos haremos una simulación económica para ver la viabilidad económica y por tanto ir obteniendo conclusiones. Para ello describimos las magnitudes que utilizaremos en el modelo de simulación:

#### **Fondos absorbidos:**

##### **1. Activo fijo:**

- La inversión se comienza en 2014 con la compra del terreno por 500.000 € donde se instalará el sistema de almacenamiento. Este terreno puede ser vendido por 700.000 € a la finalización de la vida útil del proyecto. Además se realiza el desembolso para la adquisición de las baterías, del equipo inversor y protecciones por un importe de 6.083.910 €.



- En 2015 se realiza la inversión de instalación y puesta en marcha por un valor de 3.339.460 €. Además se realiza la construcción del edificio donde se aloja el sistema de almacenamiento por 50.000 €.
- En 2026 se realiza la inversión para el reemplazo de las baterías, tras 10 años de funcionamiento, por un importe de 2.921.520 €.

Total de fondos absorbidos:

*Fondos absorbidos = Terreno + edificios + equipo. +instalacion + reemplazo*

**Fondos generados.**

Los fondos generados contemplan los ingresos previstos de la venta de energía y también los gastos ocasionados para poder conseguir vender la energía como son costes de operación y  $Mt^o$  y amortizaciones. Vemos cuales son en nuestro caso.

**1. Ingresos por venta de energía en regulación de frecuencia :**

Para calcular los ingresos anuales, partimos de los datos de ingresos del año 2014. Para los años consecutivos partimos del ingreso de 2014 y los vamos incrementando con el IPC-0,35% partiendo de un IPC del 2% según la expresión (53).

$$Ingresos \text{ de cada año} = Ingresos \text{ en } 2014 * (1 + IPC)^n \quad (53)$$

Siendo:

$n=0$  para el año 2014.

Siendo el IPC= IPC-0.35% (del año 2014 al 2021).

Siendo el IPC= IPC-0.1% (del año 2022 al 2031).

**2. Amortizaciones.**

Para calcular el valor de la amortización lineal de 15 años, vemos la depreciación del activo en el número de años del proyecto (54).

$$Amortización = \frac{Valor \text{ inicial} - Valor \text{ residual}}{Número \text{ de años del proy}}$$



Considerando un valor residual nulo, resultando una amortización de: (54)

$$(6.083.910 + 3.339.460 + 2.921.520 + 50.000 \text{ €}) / 15 \text{ años de } 998.866 \text{ €}$$

### **3. Costes de operación y mantenimiento.**

Los costes de operación y mantenimiento no son fijos si no que van creciendo en relación con el IPC año a año. Empezamos sabiendo que el coste del año 2014 asciende a 125.874 euros, se puede utilizar la siguiente fórmula para calcular el coste de los años sucesivos (55).

$$\text{Costes de O\&M (€)} = 125.874(1 + IPC_0)^n \quad (55)$$

Siendo:

n=0 para el año 2014

Siendo el  $IPC_0 = IPC - 0,5\%$  constante durante toda la vida del proyecto.

### **4. Beneficio antes de impuestos (beneficio de explotación)**

Se obtiene, año a año, del siguiente modo (56):

$$\text{Beneficios antes de impuestos(€)} = (\text{ingresos-gastos})(€) - \text{Amortización(€)} \quad (56)$$

### **5. Impuestos (crédito fiscal)**

Como nota destacamos que no se abonaran impuestos mientras que el crédito fiscal o beneficio antes de impuestos acumulados sea negativo. Mientras que este valor sea negativo no es aplicable el gravamen del 30%. Durante la vida del proyecto los impuestos acumulados son negativos con lo que no se pagan impuestos.

En el caso que el beneficio antes de impuestos acumulados sea positivo este se calcularía según (57).

$$\text{Impuestos (€)} = \text{Porcentaje de tasas (\%)} \cdot \text{Beneficios explotación (€)} \quad (57)$$

En el modelo, el porcentaje de tasas es del 30 %, que es la tasa española sobre beneficios.

### **6. Beneficios después de impuestos**

Se calculan según (58):

$$\text{Beneficio después de impuestos (€)} = \text{Beneficios explotación (€)} - \text{impuestos (€)} \quad (58)$$



### **7. Total de fondos generados:**

Se obtiene de la siguiente manera (59).

$$\text{Total fondos generados (€)} = \text{Beneficios después de imp. (€)} + \text{Amortización (€)} \quad (59)$$

### **8. Flujo de caja libre:**

Se obtiene de la siguiente manera (60).

$$\text{Flujo caja libre (€)} = \text{Fondos generados (€)} - \text{Fondos absorbidos (€)} \quad (60)$$

### **9. Calculo del valor actual neto de los flujos de caja (VAN).**

Para calcular el VAN se tiene que definir previamente el valor del WACC (coste medio ponderado del capital) teniendo en cuenta (61).

$$\text{VAN} = \sum_0^n \frac{\text{FCL}_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \sum_1^n \frac{\text{FCL}_t}{(1+k)^t} \quad (61)$$

Donde  $I_0$  es el desembolso inicial del proyecto

K es la Rentabilidad exigida que vendrá determinada por el (WACC)

Para calcular el WACC usamos las fórmulas del WACC-CCm:

CCm = Coste medio ponderado de capital (62).

$$\text{CCm} = \frac{i * (1 - t) * D + R * PN}{D + PN} \quad (62)$$

Siendo PN el patrimonio neto de la empresa, D la deuda de la empresa, R la rentabilidad exigida por los accionistas, i el coste de la financiación ajena, t el tipo impositivo y el endeudamiento.

Como el apalancamiento es del 50% (para las empresas eléctricas) y este se define como (63)

$$\text{Apalancamiento} = 0,5 = \frac{D}{D + PN} \quad (63)$$

Tenemos que "R" es la rentabilidad exigida por los accionistas R=7,5%

Por otra parte "i" es el tipo de interés de la financiación ajena y en nuestro caso



"i" = (Euribor+1%). Como el Euribor es 1%, tenemos que "i" = 2%.  
Para finalizar "t" es el tipo impositivo sobre beneficios que es del 30%.

Si sustituimos en la expresión (62) tenemos un **WACC = 4,5%**. Que representa el coste medio del capital.

Seguidamente actualizamos los flujos de caja con la tasa de descuento K = 4,4% (WACC)  
Sustituyendo en la expresión (61) y obtenemos un:

**VAN = -1.293.986 €      Como el VAN < 0, la inversión no es interesante.**

### **10. Calculo de la tasa interna de rentabilidad (TIR):**

Para calcular el TIR hay que aplicar y resolver la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_0^n \frac{FCL_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \sum_1^n \frac{FCL_t}{(1+TIR)^t} = 0$$

**En nuestro caso TIR = 2.74%**

**Como el TIR < rentabilidad exigida (4,5%) el proyecto no sería viable y aconsejable.**

### **A.2.5 Simulaciones con el modelo económico**

Seguidamente vamos a realizar varias simulaciones para ver en qué punto de rentabilidad se encuentra nuestro proyecto.

**En la primera simulación:** (tabla 20) se ha realizado el estudio con los valores de partida, es decir, costes originales, IPC del 2%, Euribor del 1%.

**En la segunda simulación:** (tabla 21) con los valores de partida, es decir, costes originales, IPC del 2%, Euribor del 1%, se ha variado los ingresos del sistema por venta de energía que consiguen que el proyecto comience a ser rentable, es decir un TIR>4,5 y VAN>0.

**En la tercera simulación:** (tabla 22) con los valores de partida, es decir, costes originales, IPC del 2%, Euribor del 1%, se ha reducido los costes de adquisición de las baterías que consiguen que el proyecto cumplan con las expectativas mínimas, esto es una tasa de descuento del 4,4% y un VAN>0.



**En la cuarta simulación:** (tabla 23) con los valores de partida, es decir, costes originales, Euribor del 1%, se ha obtenido el IPC medio durante la vida del proyecto que conseguiría que el proyecto cumplan con las expectativas mínimas, esto es una tasa de descuento del 4,4% y un  $VAN > 0$ .

**En la quinta simulación:** (tabla 24) se estudian la variación conjunta de los distintos parámetros que conseguirían que el proyecto cumplan con las expectativas mínimas, esto es una tasa de descuento marcada por el nuevo WACC y un  $VAN > 0$ .



Tabla 20. SIMULACION ECONOMICA CON LOS COSTES ORIGINALES Y PARAMETROS ECONOMICOS INICIALES

DATOS DEL PROYECTO A 2014	
Ingresos por venta de energía en 2014	918.274
Euribor(%)	1
IPC-0,35% hasta el 2020	1,65
IPC-0,1% hasta el año 2031	1,9
Impuesto sobre beneficio(%)	30
Tasa estimada incremento IPC	2
Tasa estimada incremento Costes OyM (IPC-0,5)	1,5
Gastos de operación y mantenimiento en 2014 (€)	125.874 €
Inversión (€)	14.233.000 €
Amortización inversión (años)	15
Rentabilidad exigida (%)	7,5%

Financiación (50%)	7.116.500 €
Euribor (%)	1
Tipo Interes (Euribor +1%)	2
WACC	4,5%

COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	-6.083.910 €
COSTES DE INSTALACION Y PEM	-3.339.460	-3.339.460 €
COSTES DE REEMPLAZO	-2.921.520	-2.921.520 €
PORCENTAJE REDUCTOR (1-0)		1

PRIMERA SIMULACIÓN

AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
TERRENO	-500.000																		700.000
EDIFICIO	0	-50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE INSTALACION Y PEM	0	-3.339.460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE REEMPLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.520	0	0	0	0	0	0
TOTAL FONDOS ABSORBIDOS	-6.583.910	-3.389.460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.520	0	0	0	0	0	700.000
FONDOS GENERADOS																			
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA REG.			948.827,0	964.482,7	980.396,7	996.573,2	1.013.016,7	1.032.264,0	1.051.877,0	1.071.862,6	1.092.228,0	1.112.980,4	1.134.127,0	1.155.675,4	1.177.633,2	1.200.008,3	1.222.808,4	1.246.041,8	
COSTES VARIOS O&M			-130.317,4	-132.923,7	-135.582,2	-138.293,8	-141.059,7	-143.880,9	-146.758,5	-149.693,7	-152.687,5	-155.741,3	-158.856,1	-162.033,2	-165.273,9	-168.579,4	-171.951,0	-175.390,0	
AMORTIZACION			-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS			-180.357,0	-167.307,7	-154.052,2	-140.587,3	-126.909,7	-110.483,6	-93.748,2	-76.697,7	-59.326,2	-41.627,6	-23.595,8	-5.224,5	13.492,7	32.562,2	51.990,8	71.785,1	
IMPUESTOS TEORICOS			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-4.047,8	-9.768,7	-15.597,2	-21.535,5	
CREDITO FISCAL			-180.357,0	-347.664,7	-501.716,8	-642.304,1	-769.213,8	-879.697,4	-973.445,6	-1.050.143,3	-1.109.469,5	-1.151.097,1	-1.174.692,8	-1.179.917,4	-1.166.424,7	-1.133.862,5	-1.081.871,7	-1.010.086,5	
IMPUESTOS REALES			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS			-180.357,0	-167.307,7	-154.052,2	-140.587,3	-126.909,7	-110.483,6	-93.748,2	-76.697,7	-59.326,2	-41.627,6	-23.595,8	-5.224,5	13.492,7	32.562,2	51.990,8	71.785,1	
AMORTIZACION			998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	
TOTAL FONDOS GENERADOS			818.509,7	831.559,0	844.814,5	858.279,4	871.957,0	888.383,1	905.118,5	922.169,0	939.540,5	957.239,1	975.270,9	993.642,2	1.012.359,3	1.031.428,9	1.050.857,5	1.070.651,8	
FLUJO CAJA LIBRE	-6.583.910,0	-3.389.460,0	818.509,7	831.559,0	844.814,5	858.279,4	871.957,0	888.383,1	905.118,5	922.169,0	939.540,5	957.239,1	-1.946.249,1	993.642,2	1.012.359,3	1.031.428,9	1.050.857,5	1.070.651,8	

Valor actual neto VAN (WACC) -1.293.986

TIR 2,74%



Tabla 21. SEGUNDA SIMULACIÓN ECONÓMICA. AUMENTO DE LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA.

DATOS DEL PROYECTO A 2014	
Ingresos por venta de energía en 2014	1.046.832
Euribor(%)	1
IPC-0,35% hasta el 2020	1,65
IPC-0,1% hasta el año 2031	1,9
Impuesto sobre beneficio(%)	30
Tasa estimada incremento IPC	2
Tasa estimada incremento Costes OyM (IPC-0.5)	1,5
Gastos de operación y mantenimiento en 2014 (€)	125.874 €
Inversión (€)	14.233.000 €
Amortización inversión (años)	15
Rentabilidad exigida (%)	7,5%

Financiación (50%)	7.116.500 €
Euribor (%)	1
Tipo Interes (Euribor +1%)	2
WACC	4,5%

COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	-6.083.910 €
COSTES DE INSTALACION Y PEM	-3.339.460	-3.339.460 €
COSTES DE REEMPLAZO	-2.921.520	-2.921.520 €
PORCENTAJE REDUCTOR (1-0)	1	

SEGUNDA SIMULACION																		
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
B	-500.000																	700.000
EDIFICIO	0	-50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE INSTALACION Y PEM	0	-3.339.460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE REEMPLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.520	0	0	0	0	0
TOTAL FONDOS ABSORBIDOS	-6.583.910	-3.389.460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.520	0	0	0	0	700.000
FONDOS GENERADOS																		
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA REG.			1.081.662,8	1.099.510,3	1.117.652,2	1.136.093,4	1.154.839,0	1.176.780,9	1.199.139,8	1.221.923,4	1.245.140,0	1.268.797,6	1.292.904,8	1.317.470,0	1.342.501,9	1.368.009,4	1.394.001,6	1.420.487,6
COSTES VARIOS O&M			-130.317,4	-132.923,7	-135.582,2	-138.293,8	-141.059,7	-143.880,9	-146.758,5	-149.693,7	-152.687,5	-155.741,3	-158.856,1	-162.033,2	-165.273,9	-168.579,4	-171.951,0	-175.390,0
AMORTIZACION			-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS			-47.521,2	-32.280,1	-16.796,7	-1.067,0	14.912,6	34.033,4	53.514,6	73.363,1	93.585,8	114.189,7	135.182,0	156.570,1	178.361,3	200.563,4	223.184,0	246.231,0
IMPUESTOS TEORICOS			0,0	0,0	0,0	0,0	-4.473,8	-10.210,0	-16.054,4	-22.008,9	-28.075,7	-34.256,9	-40.554,6	-46.971,0	-53.508,4	-60.169,0	-66.955,2	-73.869,3
CREDITO FISCAL			-47.521,2	-79.801,3	-96.597,9	-97.665,0	-82.752,4	-48.719,0	4.795,6	78.158,7	171.744,4	285.934,1	421.116,1	577.686,1	756.047,5	956.610,8	1.179.794,8	1.426.025,8
IMPUESTOS REALES			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-16.054,4	-22.008,9	-28.075,7	-34.256,9	-40.554,6	-46.971,0	-53.508,4	-60.169,0	-66.955,2	-73.869,3
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS			-47.521,2	-32.280,1	-16.796,7	-1.067,0	14.912,6	34.033,4	37.460,2	51.354,2	65.510,0	79.932,8	94.627,4	109.599,0	124.852,9	140.394,4	156.228,8	172.361,7
AMORTIZACION			998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7
TOTAL FONDOS GENERADOS			951.345,5	966.586,6	982.070,0	997.799,6	1.013.779,3	1.032.900,0	1.036.326,9	1.050.220,8	1.064.376,7	1.078.799,4	1.093.494,1	1.108.465,7	1.123.719,6	1.139.261,0	1.155.095,4	1.171.228,4
FLUJO CAJA LIBRE	-6.583.910,0	-3.389.460,0	951.345,5	966.586,6	982.070,0	997.799,6	1.013.779,3	1.032.900,0	1.036.326,9	1.050.220,8	1.064.376,7	1.078.799,4	-1.828.025,9	1.108.465,7	1.123.719,6	1.139.261,0	1.155.095,4	1.171.228,4
Valor actual neto	VAN (WACC)		76.691															
	TIR		4,55%															



Tabla 22. TERCERA SIMULACIÓN ECONÓMICA. REDUCCIÓN DE COSTES DE PRODUCCIÓN E INSTALACIÓN EN BATERÍAS.

DATOS DEL PROYECTO A 2014	
Ingresos por venta de energía en 2014	918.274
Euribor(%)	1
IPC-0,35% hasta el 2020	1,65
IPC-0,1% hasta el año 2031	1,9
Impuesto sobre beneficio(%)	30
Tasa estimada incremento IPC	2
Tasa estimada incremento Costes OyM (IPC-0.5)	1,5
Gastos de operación y mantenimiento en 2014 (€)	125.874 €
Inversión ( € )	12.098.050 €
Amortización inversión (años)	15
Rentabilidad exigida (%)	7,5%

Financiación (50%)	6.049.025 €
Euribor (%)	1
Tipo Interes (Euribor +1%)	2
WACC	4,5%

COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	-5.171.324 €
COSTES DE INSTALACION Y PEM	-3.339.460	-2.838.541 €
COSTES DE REEMPLAZO	-2.921.520	-2.483.292 €
PORCENTAJE REDUCTOR (1-0)	0,85	

CASO 1 SIN FINANCIACION																		
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
B	-500.000																	700.000
EDIFICIO	0	-50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE ADQUISICION	-5.171.324	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE INSTALACION Y PEM	0	-2.838.541	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE REEMPLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.483.292	0	0	0	0	0
TOTAL FONDOS ABSORBIDOS	-5.671.324	-2.888.541	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.483.292	0	0	0	0	700.000
FONDOS GENERADOS																		
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA REG.			948.827,0	964.482,7	980.396,7	996.573,2	1.013.016,7	1.032.264,0	1.051.877,0	1.071.862,6	1.092.228,0	1.112.980,4	1.134.127,0	1.155.675,4	1.177.633,2	1.200.008,3	1.222.808,4	1.246.041,8
COSTES VARIOS O&M			-130.317,4	-132.923,7	-135.582,2	-138.293,8	-141.059,7	-143.880,9	-146.758,5	-149.693,7	-152.687,5	-155.741,3	-158.856,1	-162.033,2	-165.273,9	-168.579,4	-171.951,0	-175.390,0
AMORTIZACION			-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7	-856.536,7
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS			-38.027,0	-24.977,7	-11.722,2	1.742,7	15.420,3	31.846,4	48.581,8	65.632,3	83.003,8	100.702,4	118.734,2	137.105,5	155.822,7	174.892,2	194.320,8	214.115,1
IMPUESTOS TEORICOS			0,0	0,0	0,0	-522,8	-4.626,1	-9.553,9	-14.574,5	-19.689,7	-24.901,1	-30.210,7	-35.620,3	-41.131,6	-46.746,8	-52.467,7	-58.296,2	-64.234,5
CREDITO FISCAL			-38.027,0	-63.004,7	-74.726,8	-72.984,1	-57.563,8	-25.717,4	22.864,4	88.496,7	171.500,5	272.202,9	390.937,2	528.042,6	683.865,3	858.757,5	1.053.078,3	1.267.193,5
IMPUESTOS REALES			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-14.574,5	-19.689,7	-24.901,1	-30.210,7	-35.620,3	-41.131,6	-46.746,8	-52.467,7	-58.296,2	-64.234,5
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS			-38.027,0	-24.977,7	-11.722,2	1.742,7	15.420,3	31.846,4	34.007,3	45.942,6	58.102,7	70.491,7	83.113,9	95.973,8	109.075,9	122.424,6	136.024,6	149.880,6
AMORTIZACION			856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7	856.536,7
TOTAL FONDOS GENERADOS			818.509,7	831.559,0	844.814,5	858.279,4	871.957,0	888.383,1	890.543,9	902.479,3	914.639,3	927.028,4	939.650,6	952.510,5	965.612,5	978.961,2	992.561,2	1.006.417,3
FLUJO CAJA LIBRE	-5.671.323,5	-2.888.541,0	818.509,7	831.559,0	844.814,5	858.279,4	871.957,0	888.383,1	890.543,9	902.479,3	914.639,3	927.028,4	-1.543.641,4	952.510,5	965.612,5	978.961,2	992.561,2	1.006.417,3
Valor actual neto	VAN (WACC)		142.766															
	TIR		4,66%															



Tabla 23. CUARTA SIMULACIÓN ECONÓMICA. AUMENTO DEL IPC MEDIO.

DATOS DEL PROYECTO A 2014	
Ingresos por venta de energía en 2014	918.274
Euribor(%)	1
IPC-0,35% hasta el 2020	3,35
IPC-0,1% hasta el año 2031	3,6
Impuesto sobre beneficio(%)	30
Tasa estimada incremento IPC	3,7
Tasa estimada incremento Costes OyM (IPC-0,5)	3,4
Gastos de operación y mantenimiento en 2014 (€)	125.874 €
Inversión (€)	14.233.000 €
Amortización inversión (años)	15
Rentabilidad exigida (%)	7,5%

Financiación (50%)	7.116.500 €
Euribor (%)	1
Tipo Interes (Euribor +1%)	2
WACC	4,5%

COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	-6.083.910 €
COSTES DE INSTALACION Y PEM	-3.339.460	-3.339.460 €
COSTES DE REEMPLAZO	-2.921.520	-2.921.520 €
PORCENTAJE REDUCTOR (1-0)	1	

CUARTA SIMULACION																		
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>B</b>	<b>-500.000</b>																	700.000
EDIFICIO	0	-50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE INSTALACION Y PEM	0	-3.339.460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE REEMPLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.520	0	0	0	0	0
TOTAL FONDOS ABSORBIDOS	-6.583.910	-3.389.460	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.921.520	0	0	0	0	700.000
FONDOS GENERADOS																		
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA REG			980.828,9	1.013.686,7	1.047.645,2	1.082.741,3	1.119.013,1	1.159.297,6	1.201.032,3	1.244.269,5	1.289.063,2	1.335.469,4	1.383.546,3	1.433.354,0	1.484.954,7	1.538.413,1	1.593.796,0	1.651.172,6
COSTES VARIOS O&M			-134.969,4	-139.963,3	-145.141,9	-150.512,2	-156.081,1	-161.856,1	-167.844,8	-174.055,0	-180.495,1	-187.173,4	-194.098,8	-201.280,5	-208.727,9	-216.450,8	-224.459,5	-232.764,5
AMORTIZACION			-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7	-998.866,7
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS			-153.007,2	-125.143,3	-96.363,4	-66.637,6	-35.934,7	-1.425,2	34.320,8	71.347,7	109.701,4	149.429,4	190.580,8	233.206,9	277.360,2	323.095,7	370.469,9	419.541,5
IMPUESTOS TEORICOS			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-10.296,3	-21.404,3	-32.910,4	-44.828,8	-57.174,3	-69.962,1	-83.208,1	-96.928,7	-111.141,0	-125.862,5
CREDITO FISCAL			-153.007,2	-278.150,5	-374.513,9	-441.151,4	-477.086,1	-478.511,3	-444.190,5	-372.842,7	-263.141,3	-113.712,0	76.868,9	310.075,7	587.436,0	910.531,6	1.281.001,5	1.700.543,0
IMPUESTOS REALES			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-57.174,3	-69.962,1	-83.208,1	-96.928,7	-111.141,0	-125.862,5	
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS			-153.007,2	-125.143,3	-96.363,4	-66.637,6	-35.934,7	-1.425,2	34.320,8	71.347,7	109.701,4	149.429,4	190.580,8	233.206,9	277.360,2	323.095,7	370.469,9	419.541,5
AMORTIZACION			998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7	998.866,7
TOTAL FONDOS GENERADOS			845.859,5	873.723,4	902.503,2	932.229,1	962.932,0	997.441,5	1.033.187,5	1.070.214,4	1.108.568,1	1.148.296,0	1.132.273,3	1.162.111,5	1.193.018,8	1.225.033,6	1.258.195,6	1.292.545,7
FLUJO CAJA LIBRE	-6.583.910,0	-3.389.460,0	845.859,5	873.723,4	902.503,2	932.229,1	962.932,0	997.441,5	1.033.187,5	1.070.214,4	1.108.568,1	1.148.296,0	-1.789.246,7	1.162.111,5	1.193.018,8	1.225.033,6	1.258.195,6	1.292.545,7
Valor actual neto	<b>VAN (WACC) 41.568</b>																	
			<b>TIR 4,50%</b>															



Tabla 24. QUINTA SIMULACION ECONOMICA. VARIACION SIMULTÁNEA DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS

DATOS DEL PROYECTO A 2014	
Ingresos por venta de energía en 2014	918.067
Euribor(%)	1
IPC-0,35% hasta el 2020	2,75
IPC-0,1% hasta el año 2031	3
Impuesto sobre beneficio(%)	30
Tasa estimada incremento IPC	3,1
Tasa estimada incremento Costes OyM (IPC-0,5)	2,6
Gastos de operación y mantenimiento en 2014 (€)	125.874 €
Inversión ( € )	13.521.350 €
Amortización inversión (años)	15
Rentabilidad exigida (%)	7,5%

Financiación (50%)	6.760.675 €
Euribor (%)	1
Tipo Interes (Euribor +1%)	2
WACC	4,5%

COSTES DE ADQUISICION	-6.083.910	-5.779.715 €
COSTES DE INSTALACION Y PEM	-3.339.460	-3.172.487 €
COSTES DE REEMPLAZO	-2.921.520	-2.775.444 €
PORCENTAJE REDUCTOR (1-0)		0,95

QUINTA SIMULACION																		
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
B	-500.000																	700.000
EDIFICIO	0	-50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE ADQUISICION	-5.779.715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE INSTALACION Y PEM	0	-3.172.487	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTES DE REEMPLAZO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.775.444	0	0	0	0	0
TOTAL FONDOS ABSORBIDOS	-6.279.715	-3.222.487	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.775.444	0	0	0	0	700.000
FONDOS GENERADOS																		
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA REG.			969.255,0	995.909,5	1.023.297,0	1.051.437,7	1.080.352,2	1.112.762,8	1.146.145,6	1.180.530,0	1.215.945,9	1.252.424,3	1.289.997,0	1.328.696,9	1.368.557,8	1.409.614,6	1.451.903,0	1.495.460,1
COSTES VARIOS O&M			-133.150,3	-137.277,9	-141.533,5	-145.921,1	-150.444,6	-155.108,4	-159.916,8	-164.874,2	-169.985,3	-175.254,9	-180.687,8	-186.289,1	-192.064,0	-198.018,0	-204.156,6	-210.485,4
AMORTIZACION			-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3	-951.423,3
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS			-115.318,6	-92.791,8	-69.659,9	-45.906,8	-21.515,8	6.231,0	34.805,5	64.232,5	94.537,3	125.746,1	157.885,9	190.984,5	225.070,5	260.173,2	296.323,1	333.551,3
IMPUESTOS TEORICOS			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1.869,3	-10.441,7	-19.269,7	-28.361,2	-37.723,8	-47.365,8	-57.295,4	-67.521,1	-78.052,0	-88.896,9	-100.065,4
CREDITO FISCAL			-115.318,6	-208.110,4	-277.770,3	-323.677,1	-345.192,8	-338.961,8	-304.156,3	-239.923,8	-145.386,5	-19.640,4	138.245,5	329.230,0	554.300,5	814.473,8	1.110.796,9	1.444.348,2
IMPUESTOS REALES			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-47.365,8	-57.295,4	-67.521,1	-78.052,0	-88.896,9	-100.065,4
BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS			-115.318,6	-92.791,8	-69.659,9	-45.906,8	-21.515,8	6.231,0	34.805,5	64.232,5	94.537,3	125.746,1	110.520,2	133.689,2	157.549,3	182.121,3	207.426,2	233.485,9
AMORTIZACION			951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3	951.423,3
TOTAL FONDOS GENERADOS			836.104,7	858.631,6	881.763,4	905.516,6	929.907,6	957.654,3	986.228,9	1.015.655,8	1.045.960,6	1.077.169,4	1.061.943,5	1.085.112,5	1.108.972,7	1.133.544,6	1.158.849,5	1.184.909,3
FLUJO CAJA LIBRE	-6.279.714,5	-3.222.487,0	836.104,7	858.631,6	881.763,4	905.516,6	929.907,6	957.654,3	986.228,9	1.015.655,8	1.045.960,6	1.077.169,4	-1.713.500,5	1.085.112,5	1.108.972,7	1.133.544,6	1.158.849,5	1.184.909,3
Valor actual neto	VAN (WACC)		42.225															
	TIR		4,51%															



## CAPITULO 5. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

### 5.1 RESULTADOS.

De entre todos los sistemas de acumulación examinados se escogió a aquellos que cumplieran con las especificaciones técnicas de diseño. Entre ellos se ha elegido el que mayor prestaciones y menor inversión representaba, es el caso de las baterías de ion litio.

Tras realizar tres simulaciones en la vida del proyecto se observa que:

**En la primera simulación:** (tabla 20) se ha realizado el estudio con los valores de partida, es decir, costes originales, IPC del 2%, Euribor del 1% con lo que se ha obtenido un TIR= 2.74% y VAN= -1.293.986 €.

**BAJO ESTAS CONDICIONES EL PROYECTO.  
NO ES VIABLE.**

**En la segunda simulación:** (tabla 21) con los valores de partida, es decir, costes originales, IPC del 2%, Euribor del 1%, se ha variado los ingresos del sistema por venta de energía que consiguen que el proyecto comience a ser rentable, es decir un TIR>4,5 y VAN>0. Debiendo para ello aumentar un 14% los ingresos por venta de energía, de esta manera el proyecto sería rentable. Con VAN= 76.691 € y TIR=4.55%.

**SI LOS INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA SE INCREMENTAN UN 14%.  
SI ES VIABLE.**

**En la tercera simulación:** (tabla 22) con los valores de partida, es decir, costes originales, IPC del 2%, Euribor del 1%, se ha reducido los costes de adquisición de las baterías que consiguen que el proyecto cumplan con las expectativas mínimas, esto es una tasa de descuento del 4,5% y un VAN>0. Debiendo para ello disminuir un 15% los costes de adquisición, instalación y reemplazo, de esta manera el proyecto sería rentable. Con VAN=142.766 € y TIR=4.66%

**SI LOS COSTES DE ADQUISICION Y REEMPLAZO EN LAS BATERIAS DISMINUYEN UN 15%. SI  
ES VIABLE.**

**En la cuarta simulación:** (tabla 23) con los valores de partida, es decir, costes originales, Euribor del 1%, se ha obtenido el IPC medio durante la vida del proyecto que conseguiría que el proyecto cumplan con las expectativas mínimas, esto es una tasa de descuento del 4,5% y un VAN>0. Debiendo para ello aumentar este hasta el IPC=3.7% de esta manera el proyecto sería rentable. Con VAN=41.568 € y TIR=4.50%

**SI EL IPC MEDIO EN LA VIDA DEL PROYECTO SE SITUA EN EL 3.7%.  
ES VIABLE.**

**En la quinta simulación:** (tabla 24) se estudian la variación conjunta de los distintos parámetros que conseguirían que el proyecto cumplan con las expectativas mínimas, esto es



una tasa de descuento marcada por el nuevo WACC y un  $VAN > 0$ . Para ello si el  $IPC = 3,1\%$ , el Euribor =  $1\%$ , y los costes de adquisición de las baterías disminuyen un  $5\%$ . Bajos estas condiciones el proyecto sería rentable. Con  $VAN = 42.225 \text{ €}$  y  $TIR = 4.51\%$

**SI EL  $IPC = 3,1\%$ , EL EURIBOR =  $1\%$ , Y LOS COSTES DE ADQUISICION Y REEMPLAZO DISMINUYEN UN  $5\%$ .  
ES VIABLE.**



## 5.2 CONCLUSIONES.

En la actualidad la energía hidráulica tiene un papel fundamental en el suministro energético. En los próximos años no se prevén grandes inversiones en generación debido al exceso de potencia instalada y al aumento lento de la demanda, pero si es posible inversiones encaminadas al almacenamiento de energía debido al gran peso de generación renovable en España.

Del mismo modo, mientras el escenario de baja demanda y descenso de las tarifas, así como el aumento de impuestos en el sector eléctrico persistan, parte de la regulación y aporte energético que realizaban los ciclos combinados y el futuro abandono de las centrales térmicas de carbón, los asumirán la producción hidráulica.

Para hacer frente a estas dificultades de integración en el sistema, así como las que están por venir a medio plazo, como el coche eléctrico y la generación distribuida, plantean un reto tecnológico importante.

Centrando el estudio en una escala más pequeña, en concreto en el almacenamiento de energía en las centrales hidroeléctricas, podemos decir, que a tenor de los datos obtenidos en este estudio, la posibilidad de implantar la capacidad de almacenamiento mediante baterías en las centrales hidráulicas, a día de hoy **NO ES VIABLE**.

Aunque está cada vez más cerca de llegar a ser viable, solo es cuestión de años, para que los costes de adquisición desciendan un **15%**.

Los costes de capital para las baterías de ion-litio se espera que bajen un 10 % anualmente en los próximos cinco años, como resultado, entre otros factores, del aumento de la generación de energías renovables.

En cualquier caso, es destacable que el tipo de batería que mejor posicionada esta es la batería de ion litio que requeriría una reducción del coste de inversión menor a sus competidoras.



### 5.3 FUTURO MERCADO ELÉCTRICO.

Teniendo en cuenta que en el horizonte de 2050, seguramente ya no queden centrales nucleares en operación, esto significará, con toda probabilidad, que todo nuestro mix de generación será 100% renovable, complementado por sistemas de almacenamiento, por unas mayores interconexiones y por supuesto por una red inteligente que permitan una mayor gestión de la energía en su conjunto y una relación bidireccional con los consumidores que pasaran en muchos casos a ser también productores.

Ello llevará aparejado una serie de cuestiones, que han de ser tenidas en cuenta en la regulación, tales como:

Las tecnologías de generación renovable tienen costes variables de producción muy bajos, lo que significa que el precio del mercado mayorista de electricidad (actualmente marginalista) será nulo buena parte del tiempo.

Sin embargo, será clave garantizar la potencia, y por tanto los costes asociados a la capacidad serán una “restricción importante”. Cuando hablamos de capacidad nos referimos a sus distintas vertientes: capacidad de producción, capacidad de almacenamiento y capacidad de red.

Para estas capacidades, los costes de inversión sí son importantes y se tendrán que remunerar convenientemente para asegurar la fiabilidad del suministro.

Es decir, el sistema tenderá a parecerse en su estructura de costes al de las telecomunicaciones.

Con este mix de generación, dado que los recursos que son necesarios para producir la electricidad son inagotables, no será tan evidente la necesidad de ahorrar en el consumo de la electricidad, y ganará en importancia el adaptarse a la disponibilidad de los recursos, es decir, a la capacidad del sistema.

En cualquier caso, ahorrar y ser eficiente siempre será necesario, ya que supone invertir y amortizar menos, por tanto menores costes totales y precios más bajos.

Otro aspecto que cada vez tendrá menos relevancia será el comercio de derechos de emisión y por tanto el precio del CO<sub>2</sub> cada vez tendrá menos relevancia en el sistema eléctrico. Paradójicamente, a medida que nos acerquemos a la descarbonización total, el precio del CO<sub>2</sub> será cada vez menos.



Probablemente, también se diversificará el abanico de tarifas, que serán mucho más flexibles y se adaptarán por un lado a la movilidad, a clientes que pueden aparecer y desaparecer, que se pueden agrupar, y por otro lado podrán contener muchos más servicios que el mero suministro eléctrico (de nuevo el ejemplo de las telecomunicaciones, con contratos con un precio fijo que incluye internet, telefonía fija, TV, telefonía móvil).



## REFERENCIAS

- [1] REE, “Síntesis del sistema eléctrico español,” 2014. [Online]. Available: [http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/sintesis\\_ree\\_2014.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/sintesis_ree_2014.pdf).
- [2] M. D. M. Ambiente, “Uso del agua en la economía Española,” 2007. [Online]. Available: <http://www.iagua.es/2007/04/el-uso-del-agua-en-la-economia-espaola>.
- [3] “Jornada : Sostenibilidad económica de Presas y Embalses Sostenibilidad económica de los,” *unesa*, 2013.
- [4] Endesa educa, “Centrales Hidroeléctricas,” 2015. [Online]. Available: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas).
- [5] Unesa, “Regulación del sector eléctrico.” [Online]. Available: <http://www.unesa.es/sector-electrico/la-regulacion-electrica-en-espana-y-europa/regulacion-del-sistema-electrico-espanol/reales-decretos>. [Accessed: 01-Jan-2015].
- [6] OMIE, “Regulación y RD sector eléctrico,” 2015. [Online]. Available: <http://www.omie.es/inicio/normativa-de-mercado>.
- [7] M. Industry, “Procedimiento de Operación 7.2 para la Reserva Secundaria,” pp. 44372–44389, 2009.
- [8] M. D. E. Industria and E. Y. Turismo, “Boletín oficial del estado,” pp. 36257–36297, 2014.
- [9] Ministerio de Industria de España, “Procedimientos de operación PO1.1, PO1.2, PO1.4, PO1.5, PO1.6, PO2.5, PO3.1, PO3.2, PO3.3, PO3.4, PO3.5. PO7.1, PO7.2, PO7.3, PO7.4, PO8.1,” *Boe*, vol. 197, pp. 28158–28183, 1998.
- [10] D. E. A. Exteriores, “I. Disposiciones generales,” pp. 11330–11347, 2000.
- [11] Ministerio de Industria Energía y Turismo de España, “Orden IET/1491/2013,” pp. 27548–27562, 2013.
- [12] M. D. E. Industria and T. Y. Comercio, “Orden ITC/3127,” pp. 119533–119541, 2011.
- [13] C. y D. Ministerio de Educación, “Canon hidráulico,” pp. 25674–25686, 2015.
- [14] J. R. López Ramírez, “Modelo dinámico de un electrolizador alcalino,” 2010.
- [15] S. D. E. Generaci and C. O. N. P. D. E. C. De, “Sistema de generación con pila de combustible de óxido sólido 105,” pp. 105–140.
- [16] M. F. I. Rosas, “DT258.pdf.”
- [17] O. de I. da U. de Vigo, “Acumulador de energía mediante discos magnéticos superconductores.”
- [18] K. E. Nielsen, “Superconducting magnetic energy storage in power systems with renewable energy sources,” no. June, 2010.
- [19] D. J. Miller and M. Technologies, “Power Electronic Interface for an Ultracapacitor as the Power Buffer in a Hybrid Electric Energy Storage System,” 2012.
- [20] Maxell, “supercondensadores.” [Online]. Available: <http://www.maxwell.com/>.
- [21] Nesscap, “Supercondensadores.” [Online]. Available: <http://www.nesscap.com/>.
- [22] ESA, “Volantes de inercia,” 2015. [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy->



storage/technologies/flywheels.

- [23] Flywheelenergysystems, "Flywheel." [Online]. Available: <http://www.flywheelenergysystems.com>.
- [24] Beacon Power Corporation, "Flywheel," 2015. [Online]. Available: <http://www.beaconpower.com>.
- [25] EON, "Huntorf," 2015. [Online]. Available: [www.eon.com](http://www.eon.com).
- [26] Powersouht, "CAES," 2015. [Online]. Available: [http://www.powersouth.com/mcintosh\\_power\\_plant/compressed\\_air\\_energy](http://www.powersouth.com/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy).
- [27] M. Atenea and B. D. E. Flujo, "Baterias de flujo."
- [28] S. Eckroad, "Vanadium Redox-Flow Battery," *Large.Stanford.Edu*, vol. 3, no. 3, p. 102, 2007.
- [29] Redflow, "Bateria redox zinc-br." [Online]. Available: <http://redflow.com/products/zbm/>.
- [30] C. E. C. Energy and S. Workshop, "Overview of NAS Battery for Load Management," *Technology*, no. February, 2005.
- [31] E. Company, "Baterias Nas," 2015. [Online]. Available: S&C Electric Company. <http://es.sandc.com/company/what-we-do.asp>.
- [32] A. electric Power, "Bateria Nas," 2013. [Online]. Available: <http://www.aep.com/>.
- [33] Saft, "Sunica . plus is the ideal energy storage choice for off-grid solar PV systems."
- [34] N. T. P. Baterías, D. N. Uso, and N. B. Use, "NTP 104: Baterías de Ni-Cd. Uso y mantenimiento."
- [35] ESA, "Bateria ion litio." [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/lithium-ion-li-ion-batteries>.
- [36] M. Stanley, "Lithium Batteries and Cathode Materials," 2014. [Online]. Available: <http://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/cr020731c#>.
- [37] Tesla, "Powerwall," 2015. [Online]. Available: [www.teslamotors.com/powerwall](http://www.teslamotors.com/powerwall).
- [38] N. Release, "GS Yuasa Corporation JR Freight 's First Mass-produced Hybrid Locomotive Commences Service with GS Yuasa 's Industrial-use Lithium-ion Battery Module Installed," pp. 1-3, 2012.
- [39] Exide, "Batrias acido-pb." [Online]. Available: [www.exide.com](http://www.exide.com).
- [40] D. Management, "Energy Storage EOS1," no. January, 2012.
- [41] Eos, "Eos Energy Storage," no. August, 2013.
- [42] G. B. Ceo, "Cryogenic Energy Storage : Introduction Highview Power Storage."
- [43] energy storage Association, "time discharge." [Online]. Available: <http://energystorage.org/>.
- [44] Yuasa, "Yuasa LIM-30h-8," 2015. [Online]. Available: <http://www.s399157097.onlinehome.us/SpecSheets/GSYuasa-LIM30H-8A.pdf>.
- [45] Lazard, "Lazard's levelized cost of storage analysis — version 1.0," *Lazard*, no. November, 2015.
- [46] G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, D. T. Bradshaw, and W. D. Gauntlett, "DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA," *Rep. SAND2013- ...*, no. July, p. 340, 2013.
- [47] ESIOS, "No Title Precios energía."