

Trabajo Fin de Grado

Análisis almacenamiento de energía de aire
comprimido

Energy storage analysis of compressed air

Autor:

Javier del Corte Revuelta

Director:

Luis Miguel Romeo Giménez

Universidad de Zaragoza

2019



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D^a. JAVIER DEL CORTE REVUELTA

con nº de DNI 72184941-Q en aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
GRADO, (Título del Trabajo)

ANÁLISIS ALMACENAMIENTO DE ENERGIA DE AIRE COMPRIMIDO

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 30/01/2019

Fdo:

Resumen Trabajo Final de Grado

En los tiempos que corren existe una creciente necesidad de aprovechar las fuentes de energía renovable para reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Sin embargo, las energías renovables tienen un carácter intermitente, lo que conduce a un comportamiento no óptimo. Por lo tanto, la tecnología de almacenamiento de energía es vital para la viabilidad técnica y económica de las energías renovables en un futuro.

El proyecto que se presenta a continuación engloba el análisis termodinámico y económico de una planta de almacenamiento de energía mediante aire comprimido, plantas CAES. Se realizará un estudio sobre tres tipos de configuraciones diferentes: Una planta CAES simple, una planta CAES con compresión multietapa más refrigeración y regeneración en la turbina y por último sobre una planta CAES con compresión multietapa más refrigeración y expansión multietapa con recalentamiento y regeneración.

Se realizará un estudio termodinámico de las tres distintas configuraciones mediante el programa EES: Engineering Equation Solver. Cuyo objetivo es el de analizar y comparar los diferentes rendimientos térmicos de cada una de las configuraciones, con el fin de obtener que configuración es la más eficiente.

Una vez analizado el rendimiento de las distintas configuraciones, se realizará un análisis económico mediante el programa Microsoft Excel, para valorar la viabilidad económica de la planta CAES, en función de la oferta, la demanda y el precio de la energía en 4 días “tipo” de cada estación del año. Se realizarán una serie de estimaciones para poder obtener el precio de la energía durante la compresión y durante la expansión. A su vez, será necesario tener en cuenta el precio en el mercado del gas natural, ya que este tipo de plantas utiliza gas natural para poder expandir el aire comprimido, con el objetivo de obtener energía para devolverla a la red eléctrica.

Los resultados obtenidos nos permiten ver las diferencias de precio y rendimientos existentes entre un sistema y otro. Teniendo en cuenta que el análisis económico solo se realiza valorando el precio de la energía en la compresión y en la expansión, así como el precio del gas natural consumido. Es decir, no se tiene en cuenta la inversión necesaria para la configuración, los equipos y el yacimiento.

Índice general

CAPÍTULO 1	3
Introducción.	3
1.1 Contexto.....	3
1.2 Sistemas de almacenamiento.....	4
CAPÍTULO 2	7
Almacenamiento mediante aire comprimido – CAES.	7
2.1 Tipos de planta CAES.....	8
2.1.4 CAES adiabático (A-CAES).....	9
2.2 Sistema particular.....	9
CAPÍTULO 3	11
Simulación energética CAES	11
3.1 CAES simple.....	11
3.2. CAES con refrigeración intermedia en la compresión y turbina regenerativa.	18
3.3. CAES con refrigeración en la compresión, recalentamiento en la expansión y regeneración.....	20
3.4 Resultados relevantes configuraciones.....	21
CAPÍTULO 4	24
Viabilidad económica	24
4.1 Análisis Económico de la compresión y expansión.....	24
4.2 Análisis económico del gas natural.	28
4.3 Análisis económico total.	30
CAPÍTULO 5	32
Conclusiones.	32
CAPÍTULO 6	34
Futuras líneas de trabajo.	34
6.1 Recuperación de calor.....	34
6.2 Reducción CO ₂	34
6.3 Inversión económica.	34
CAPÍTULO 7	36
Referencias.	36
CAPÍTULO 8	38
Bibliografía.	38

CAPÍTULO 1

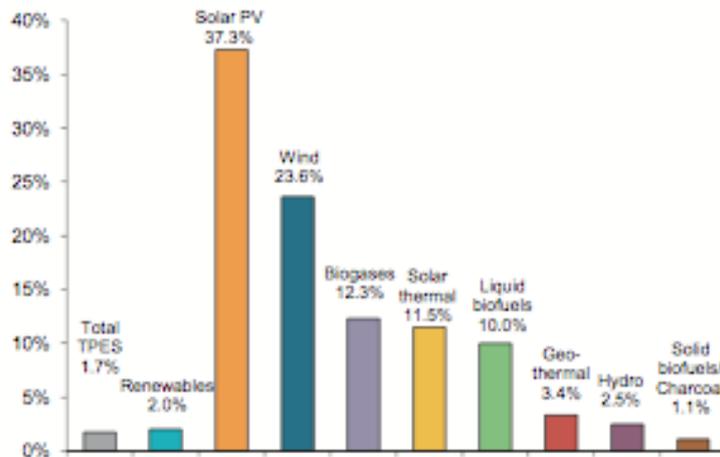
Introducción.

1.1 Contexto.

El desarrollo de la sociedad a nivel mundial obliga a que exista un aumento de la cantidad de energía necesaria para cubrir la demanda energética. Para la obtención de la energía se han empleado desde hace siglos fuente de energías no renovables. Hoy en día se utilizan mayoritariamente combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el petróleo. Así como la energía nuclear. La utilización de este tipo de energía ha perjudicado notablemente nuestro ecosistema, provocando el efecto invernadero que da lugar al calentamiento global.

Desde finales del siglo XX, gran cantidad de países han fomentado y desarrollado la utilización de energías limpias, es decir, sin necesidad de combustión de combustibles fósiles, que son los principales productores de CO_2 , y por lo tanto, del calentamiento global. Este impulso hacia las energías limpias se refleja en la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático, estableciendo en 1997 el Protocolo Kioto y en 2015 el Acuerdo de Paris, cuyos objetivos principales es la reducción de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

La participación de la energía renovable ha aumentado significativamente en los últimos años, alcanzando un porcentaje de alrededor del 20% en la producción mundial de electricidad. Se espera una tendencia similar en los próximos años y se prevé un porcentaje de alrededor del 25% en 2019. Estando esta dividida en varios sectores: Solar Fotovoltaica, eólica, biogás, solar térmica, geotérmica, hidráulica y biocombustibles. La energía hidráulica es la principal fuente de energía renovable, con aproximadamente 1138 GW instalados, lo que representa aproximadamente el 67% de la energía renovable instalada [1]. Sin embargo, las fuentes con mayor crecimiento son la energía eólica y la solar fotovoltaica. (Gráfica 1).



Gráfica 1: Tasa media anual de crecimiento mundial del suministro de energías renovables desde 1990 hasta 2016 – International Energy Agency.

Este tipo de fuentes alternativas tiene una gran desventaja, su aleatoriedad. No se puede saber con exactitud la cantidad de energía que se puede producir, por lo que, no siempre se puede satisfacer la demanda energética con este tipo de energía. Del mismo modo, se puede producir más energía que la demandada.

Como solución a este problema, se plantea la unión de sistemas de producción de energía renovable y sistemas de almacenamiento de energía, con el objetivo de poder almacenar la energía producida hasta que esta sea demandada en un futuro. La tecnología de almacenamiento es crucial para la viabilidad técnica y la viabilidad económica de las fuentes de energía renovable.

1.2 Sistemas de almacenamiento.

El desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía se encuentra entre uno de los objetivos principales de la energía, con el objetivo de potenciar aún más las energías renovables. Gracias a las nuevas tecnologías, hoy en día existen varios tipos de sistemas de almacenamiento de energía:

1.2.1 Centrales hidroeléctricas de bombeo.

Este tipo de sistemas almacena energía potencial a largo plazo. El almacenamiento de centrales hidroeléctricas de bombeo se basa en almacenar energía mediante el bombeo de agua desde un embalse inferior o río hasta un embalse superior. El sistema de operación consiste en utilizar la energía sobrante producida por la central hidroeléctrica para hacer funcionar una turbina con el objetivo de elevar el agua y así almacenar energía.

Este tipo de almacenamiento de energía obtiene rendimientos relativamente altos, sin embargo es necesaria una gran inversión y cuenta con grandes limitaciones geográficas.

Sin embargo, este tipo sistema de almacenamiento es el más utilizado en el mundo contando con una capacidad instalada mundial de energía hidroeléctrica en 2018 de unos 1.200 GW , incluidos 150 GW de almacenamiento por bombeo [2].

1.2.2 Almacenamiento en forma de hidrogeno.

Este sistema almacena energía a largo plazo. El principio de funcionamiento del almacenamiento de hidrogeno consiste en utilizar la energía eléctrica para disociar el agua en sus dos componentes: oxígeno e hidrogeno. El hidrogeno se comprime y se almacena en recipientes a presión para posteriormente ser utilizado como carburante en un motor generador similar a un motor de gas natural, pero adaptado al hidrogeno.

En los últimos años este sistema de almacenamiento ha sido uno de los más utilizados para solucionar el problema de la integración de la energía renovable. Sin embargo, su elevado precio y su baja eficiencia en la carga y descarga (30%) son sus principales inconvenientes.

1.2.3 Baterías.

Una batería es un sistema de almacenamiento de energía a largo plazo empleando procedimientos electroquímicos y que tiene la capacidad de devolver dicha energía posteriormente casi en su totalidad, ciclo que puede repetirse un determinado número de veces.

La tabla 1 muestra las principales características de los distintos tipos de baterías.

	Ión-Litio	Plomo - Ácido	Sodio - Sulfuro	Redox Vanadio	Redox Zn-Br
Densidad de Energía (MJ/m³)	10,8-14,4	60 – 180	540	54-65	72-108
Rango de Energía (MJ)	36·10 ³	144·10 ³	172,8·10 ³	36·10 ³	36·10 ³
Rango de Potencia (MW)	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 100	0,1 – 100
Tiempo Carga y Descarga	H - min	H - min	Horas	Horas	Horas
Ciclos de Carga/Descarga	4500	2500	4500	20.000	12.000
Rendimiento (%)	94 %	90 %	80 %	90 %	75 %
Mínimo Estado de Carga (%)	10 %	20 %	10 %	5 %	10 %
Coste de Instalación (€/kWh)	530	360	285	700	385
Coste Mantenimiento (€/kWh·año)	3	2	3	10	13

Tabla 1: Características de los distintos tipos de baterías. – [Universidad de Sevilla]

1.2.4 Supercondensares.

Es un dispositivo electrónico que almacena carga entre dos superficies conductoras (electrodos) separadas por una aislante. Está formado un una elevada superficie equivalente de electrodos de carbono. Este dispositivo almacena energía eléctrica a corto plazo, y con acepta una mayor potencia y densidad de energía que un condensador simple y que las baterías.

1.2.5 Almacenamiento mediante aire comprimido.

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido consiste en utilizar energía para comprimir aire mediante un compresor, con el objetivo de almacenar esta en un yacimiento para su posterior expansión mediante una turbina y devolución a la red eléctrica mediante un generador en horas de alta demanda. Este sistema almacena energía potencial a largo plazo y será el objeto de estudio de este trabajo, por lo que se explicará con mayor detalle en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 2

Almacenamiento mediante aire comprimido – CAES.

El almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES) es una tecnología de almacenamiento de energía comercializada a gran escala que puede proporcionar una potencia de más de 100 MW a través de una sola unidad.

CAES opera almacenando energía en forma de aire comprimido a alta presión durante los periodos de baja demanda de energía eléctrica y luego libera la energía almacenada del aire comprimido para generar electricidad siendo capaz de satisfacer la alta demanda durante los periodos de mayor actividad. Históricamente, CAES se ha implementado para aplicaciones de administración de redes, tales como reducción de carga, seguimiento de carga, cambio de carga y regulación

Hasta el momento, solo hay 2 plantas CAES en el mundo: la planta de 290 MW que pertenece a EN Kraftwerke, Huntorf, Alemania, construida en 1978, y la planta de 110 MW de AEC (Alabama Electric Corporation) en McIntosh, Alabama, Estados Unidos [3].

La combinación de energías renovables con tecnología de almacenamiento a gran escala, como CAES, tiene el potencial de aumentar la penetración de las fuentes intermitentes. Actualmente, los generadores de energía se utilizan, en promedio, aproximadamente el 55% del tiempo debido a la variabilidad de la demanda máxima y la demanda mínima. Durante los momentos de mayor demanda, los proveedores de energía utilizan generadores costosos que aumentan el costo de la energía para los clientes. Aunque una turbina CAES requiere gas natural para calentar el aire comprimido que impulsa la turbina, es menos de un tercio de la cantidad utilizada por una turbina de combustión convencional.

El almacenamiento de energía de aire comprimido puede lograrse utilizando cavernas subterráneas de sal excavadas manualmente, acuíferos naturales, pozos agotados, tanques de almacenamiento construidos manualmente, etc.

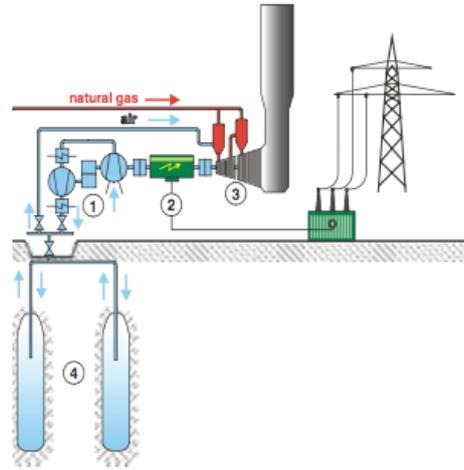


Figura 1: Elementos principales planta CAES – [Hunfort CAES plant]

Los CAES se pueden construir para que tengan escalas de pequeñas a grandes y duraciones de almacenamiento de cortas a largas con un tiempo de respuesta moderado y un buen rendimiento de carga parcial. Cualquier instalación de CAES se refiere al establecimiento de un sistema con integración de diferentes componentes, dispositivos y procesos que interactúan, Figura 1. como (1) un tren de compresión, (2) unidad de motor generador, (3) turbina y (4) almacenamiento de aire comprimido.

2.1 Tipos de planta CAES.

2.1.1 CAES convencional.

Los sistemas CAES convencionales son muy similares a las turbinas de gas. La gran diferencia es que el sistema CAES convencional realiza la compresión y la expansión en dos procesos separados, realizándose en horas diferentes.

En el sistema CAES convencional, el eje principal se usa para conectar todos los componentes primarios, incluidos los compresores, una máquina eléctrica reversible y una serie de turbinas con embragues.

El modo de compresión de una planta CAES típica se activa en el momento en que se presenta baja demanda. El excedente de electricidad se utiliza para hacer funcionar una cadena de compresores para inyectar el aire en un reservorio de almacenamiento.. El aire comprimido a alta presión almacenado se libera del depósito de almacenamiento, se calienta y luego se expande a través de una turbina de alta presión, una turbina de gas. Si se elige una turbina de gas, el proceso de combustión con el aire comprimido y el combustible mezclados (típicamente gas natural) ocurre en la cámara de combustión de la turbina de alta presión. posteriormente, el gas de la salida de la turbina de alta presión mezclado con combustible adicional se quema en la cámara de combustión de la turbina de gas de baja presión. Tanto las turbinas de alta presión como las de baja presión están conectadas a un generador eléctrico para generar electricidad. [4].

2.1.2 CAES con inyección de aire (CAES-AI).

El concepto se basa en la inyección del aire almacenado y precalentado directamente en la cámara de descarga del compresor en una turbina de gas, lo que proporciona el aumento de potencia de la turbina de gas. En comparación con los sistemas CAES convencionales, el diseño propuesto puede aportar beneficios para eliminar las limitaciones de tiempo de conmutación al desacoplar el tren de compresión y turboexpansor, mejorar la eficiencia energética, etc. Tal tecnología CAES a gran escala mejorada con el diseño de optimización del sistema de turbina de gas es actualmente todavía bajo la investigación y desarrollo. [5].

2.1.3 CAES distribuida (D-CAES).

Las plantas D-CAES consisten en el aprovechamiento del calor desprendido en la compresión para sistemas de calefacción. Lo que hace que se mejore la eficiencia térmica general del sistema convencional CAES. Esta nueva configuración, llamada CAES distribuida (DCAES), se realiza mediante la distribución de estaciones de compresión de aire cerca de las cargas de calor, como las instalaciones de calefacción de distrito para poder transportar el calor con facilidad. La expansión funciona del mismo modo que un sistema CAES convencional. [6].

Este tipo de sistemas se encuentran en fase de desarrollo e investigación.

2.1.4 CAES adiabático (A-CAES).

En este sistema el aire se comprime adiabáticamente y se bombea a un depósito de almacenamiento. El sistema A-CAES integra un subsistema de almacenamiento de energía térmica, la energía almacenada en el aire comprimido se convierte en la salida de potencia eléctrica sin un proceso de combustión involucrado, eliminando la producción de CO_2 . El componente clave de dicho sistema A-CAES son los intercambiadores de calor. Estos intercambiadores de calor absorben el calor del aire comprimido a alta temperatura y ahorran la energía térmica para recalentar el aire antes de la expansión. La tecnología A-CAES está actualmente en desarrollo y construyendo plantas de demostración hacia la comercialización con diferentes escalas de sistema. La tecnología para A-CAES a pequeña escala está relativamente más desarrollada que la utilizada para sistemas a gran escala. [7].

2.2 Sistema particular.

En este trabajo se escogerá un sistema particular con una producción menor de 100 MWh y se simularán distintos tipos de sistemas de planta CAES, con el objetivo de

averiguar cual es el mas rentable económicamente y cual obtiene un mejor rendimiento térmico.

El sistema objeto de estudio tiene como función el almacenamiento de energía proveniente de energías limpias, como pueden ser pequeñas centrales eólicas y fotovoltaicas en periodos de baja demanda, con el objetivo de ceder esta energía almacenada en periodos de elevada demanda. El sistema será de pequeñas dimensiones ya que dichas centrales de las que se suministrará son de pequeño tamaño.

El sistema CAES presenta un alto riesgo en la exploración subterránea, dificultando el desarrollo de esta tecnología de almacenamiento. Para contrarrestar esta desventaja, El sistema a llevar a cabo será similar al de una planta mini-CAES [7], donde el yacimiento es menos profundo que en el sistema CAES convencional. Para que este modelo pueda llevarse a cabo es necesario reducir la capacidad de almacenamiento de energía en forma de aire comprimido, consiguiendo así una minimización del impacto en la superficie y reduciendo la inversión inicial.

Como se muestra en la figura 2, las instalaciones tipo mini-CAES tienen unas profundidades entre 300 y 500m, mucho más pequeñas que las plantas CAES convencionales.

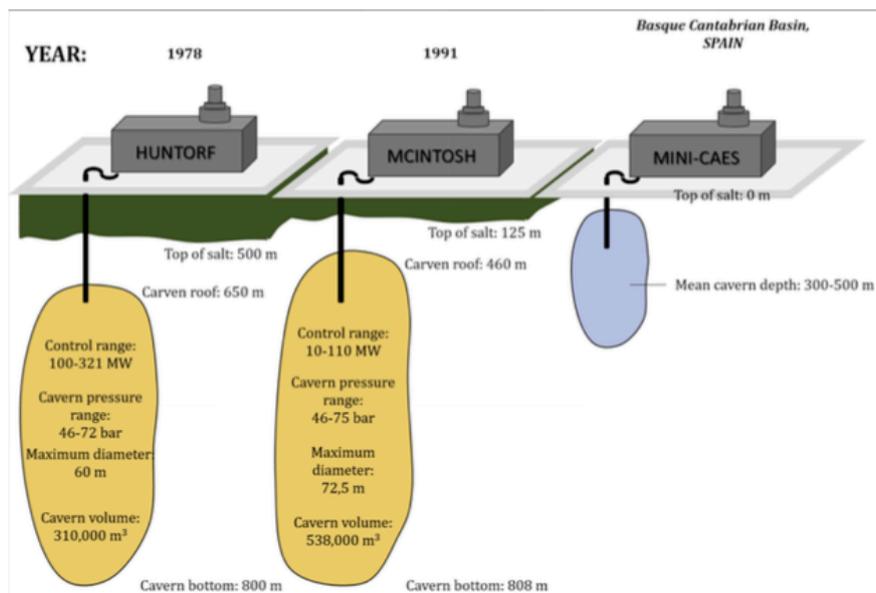


Figura 2: Planta MINI-CAES – [Elsevier. Energy]

El yacimiento del sistema será una mina de sal, ya que es la estructura geológica más favorable para la solución de cavidades mineras. Puede ser sencillo emplear y operar este tipo de cavidades de solución para el almacenamiento de aire comprimido [3]. El volumen de almacenamiento de esta cavidad será aproximadamente de unos 5000 m³, siendo la presión en esta de 60 bar y su temperatura de 100°C.

CAPÍTULO 3

Simulación energética CAES

Para la realización del análisis termodinámico se configurarán tres sistemas CAES diferentes, con el objeto de encontrar el sistema más adecuado para el almacenamiento de energía proveniente de una pequeña central eólica o fotovoltaica.

Realizando una serie de simulaciones con el programa EES, se analizará el comportamiento de las diferentes configuraciones en función del tiempo, ya que, en el inicio el yacimiento se encuentra con una presión y masa inicial y durante la compresión se llena aumentando la masa y la presión, viceversa durante la expansión. Gracias a esto se determinará la eficiencia térmica, la energía necesaria para la compresión, la energía que se obtiene de la expansión y la cantidad de gas natural necesaria en la combustión de la expansión del aire comprimido obtenido durante la compresión.

Estos diferentes sistemas de planta CAES tienen ciertas características en común:

- Un sistema motor/generador para la transformación de la energía eléctrica.
- Entrada del aire al compresor a temperatura ambiente y presión atmosférica.
- Salida del aire del sistema a presión atmosférica.
- No existe transferencia de calor en la caverna. ($T=100^{\circ}\text{C}$).
- Una presión mínima en la caverna de 40 bar.
- Una presión máxima en la caverna de 60 bar.
- Un flujo másico en la zona previa a la caverna de 10 Kg/s.
- Un flujo másico después de la caverna de 20 Kg/s.
- El poder calorífico inferior del gas natural es $\text{PCI}= 39900 \text{ KJ/kg}$.
- Un tiempo de descarga de 4 horas.
- Un tiempo de carga de 8 horas.
- Rendimiento isoentrópico del compresor de 95%.
- Rendimiento isoentrópico de las turbinas de 95%.

3.1 CAES simple.

El primer sistema objeto de estudio, cual será nuestra referencia, es el de un sistema CAES simple, el cual actúa de una forma similar a una turbina de gas simple. Este sistema está compuesto por una unidad de motor generador, un compresor, un refrigerador, una caverna de almacenamiento de aire comprimido, una cámara de combustión y una turbina. (figura 3).

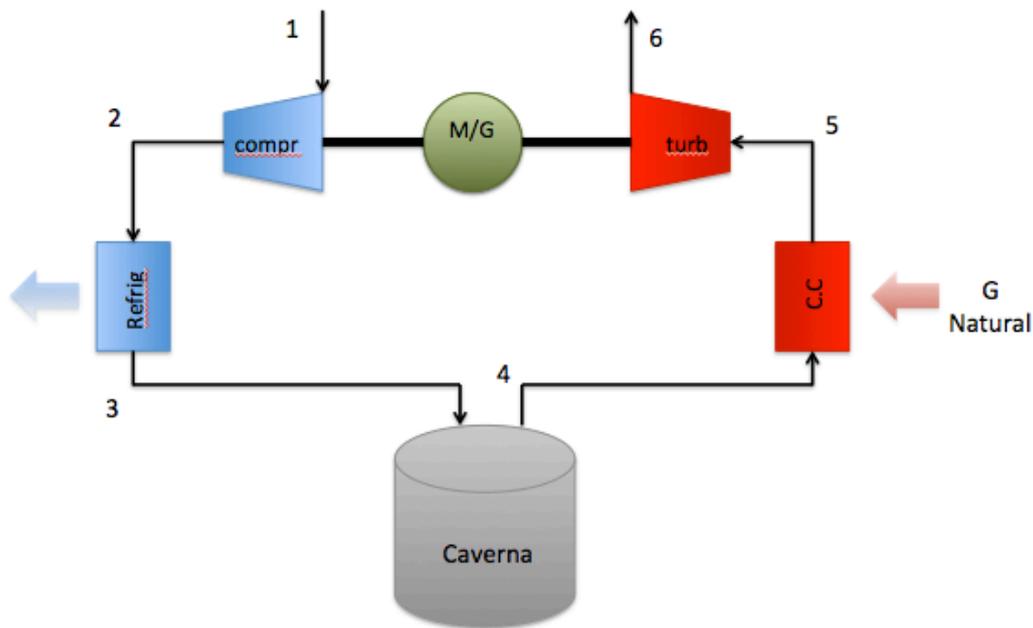


Figura 3: Esquema planta CAES convencional.

El funcionamiento de este sistema consiste inicialmente en un sistema motor-generador, que comienza funcionando como motor con el objetivo de consumir energía mediante un compresor para comprimir aire en una caverna subterránea. Tras comprimirse el aire en el compresor, el aire comprimido circula a través de un refrigerador con el propósito de enfriar el aire comprimido y a su vez reducir el volumen de este, consiguiendo así una mayor capacidad de almacenamiento en la caverna. Tras el almacenamiento, el aire comprimido se introduce en una cámara de combustión en la que se quema gas natural, para aumentar la temperatura del aire, con el objetivo de mejorar el rendimiento de la turbina que permitirá la expansión del aire para transformarlo en energía mediante el sistema motor-generador que en ese momento actuará como generador.

Para realizar esta simulación se han realizado varias suposiciones en cuanto a las temperaturas y las presiones:

- Las presiones a la salida del refrigerador y a la entrada de la cámara de combustión son iguales a la presión de la caverna (P_3 , P_4).
- La temperatura de entrada a la turbina es de 1100°C (T_5)
- Se considera unas pérdidas de presión en el refrigerador y en la cámara de combustión del 1% (P_3 , P_5).

Teniendo en cuenta estas consideraciones particulares de este sistema y las consideraciones iniciales comunes de todos los sistemas, se puede realizar un análisis termodinámico. Cuyo objetivo principal es conocer las energía consumida por el compresor y la suministrada por la turbina para poder calcular el rendimiento térmico del sistema. Así como el calor producido por la cámara de combustión y la cantidad de gas natural que hay que aportar en esta.

Para comenzar debemos conocer la capacidad de almacenamiento en la compresión que puede alcanzar la instalación, V_{cavern} (ec. 1.1, ec. 1.2).

$$P_{cavern_min} V_{cavern} = N_i R T_{cavern} \quad (1.1)$$

$$P_{cavern_max} V_{cavern} = N_f R T_{cavern} \quad (1.2)$$

Donde R es la constante universal de los gases, T_{cavern} la temperatura en la caverna y P_{cavern} la presión en la caverna. N_i y N_f son el número de moles de aire, que dependen de la masa. (ec. 2)

$$N_i = \frac{M_i}{M_w} \quad (2.1)$$

$$N_f = \frac{M_f}{M_w} \quad (2.2)$$

Al contrario que el volumen de la caverna, la presión y la masa de la caverna no permanece constante, como indican las ecuaciones 1 y 2, donde la presión máxima la tendremos al final de la compresión y la presión mínima al inicio de la operación y una vez realizada la expansión. La variación de la masa viene dada por las horas de funcionamiento tanto del compresor como de la turbina. (ec. 3.1, ec. 3.2).

$$Masa = M_x \times 3600 \times H \quad (3.1)$$

$$M_f = M_i + Masa \quad (3.2)$$

H representa las horas de funcionamiento tanto en la compresión como en la expansión. El incremento de masa en la instalación viene representado por $Masa$, siendo M_x el flujo másico. La ecuación 3.2 representa la masa final, que la suma de la masa inicial y de el incremento de masa.

Es necesario tener en cuenta que en los sistemas CAES la compresión y la expansión se realizan en procesos separados en el tiempo.

3.1.1 Compresión CAES simple.

En la compresión los valores utilizados en la ecuación 3.1 son: un tiempo de funcionamiento de 8 horas y un flujo másico representado por M_c , que es el flujo másico que entra en la caverna.

Una vez averiguado el volumen de la caverna, así como su masa inicial y su masa final, se procederá al calculo de los trabajos, de los calores y rendimientos de los diferentes equipos y del sistema.

Conocidos el rendimiento isoentrópico del generador y con los balances de energía de todos los aparatos del sistema se pueden realizar todos los cálculos para en análisis termodinámico:

El rendimiento isoentrópico de un compresor viene definido en la siguientes ecuaciones (ec. 4.1, ec. 4.2):

$$\eta_{iso\ c} = 0,87 + \left(\frac{H_c}{100}\right) \quad (4.1)$$

$$\eta_{iso\ c} = \frac{\frac{W_{iso\ c}}{M_c}}{\frac{W_c}{M_c}} \quad (4.2)$$

El rendimiento isoentrópico representa el rendimiento es un estado ideal, en nuestro sistema, este estado se consigue cuando los dispositivos funcionan a tiempo completo, es decir, 8 horas en el caso de los compresores y 4 horas en el caso de las turbinas. Por ello el rendimiento isoentrópico del compresor varía desde el inicio de la compresión ($H_c = 0$) siendo este de 0,87 hasta el final ($H_c = 8$) obteniendo un rendimiento isoentrópico del 0,95. En la ecuación 6.2 el numerador esta representado por el trabajo isoentrópico del compresor (ec. 5) y el denominador por el trabajo real del compresor (ec. 6).

$$W_{iso\ c} = M_c \times (h_{2s} - h_1) \quad (5)$$

$$W_c = M_c \times (h_2 - h_1) \quad (6)$$

Para un compresor isoentrópico la entropía en la entrada (1) y en la salida (2) son iguales, conocidas P_1 y T_1 es posible hallar la entropía $S_1 = S_2$. Con el dato de la entropía en la salida del compresor, y su presión (P_2) previamente conocida se puede calcular la entalpia h_{2s} y por lo tanto el trabajo isoentrópico del compresor. Al conocer el rendimiento isoentrópico de este, calculamos el trabajo real del compresor, así como su temperatura de salida (T_2), gracias a la entalpia (h_2).

Una vez averiguada la entalpia a la salida del compresor (h_2) se puede calcular el calor cedido por el refrigerador (ec. 7). Y el calor de la cámara de combustión (ec. 8).

$$Q_{refri} = M_c \times (h_2 - h_3) \quad (7)$$

$$Q_{cc} = M_{tgn} \times (h_5 - h_4) \quad (8)$$

3.1.2 Expansión CAES simple.

Durante la operación de expansión los valores de la ecuación 3.1 son: un tiempo de funcionamiento de 4 horas y el flujo másico después de la caverna, este flujo másico puede ser representado por de dos maneras, M_t y M_{Tgn} , donde M_t representa el flujo másico justo a la salida de la caverna y M_{Tgn} representa el fujo másico tras la adición de gas natural en la cámara de combustión. M_{Tgn} es la suma del flujo másico que abandona la caverna y del flujo másico de gas natural introducido en la cámara de combustión (ec. 9).

$$M_{tgn} = M_t + M_{GN} \quad (9)$$

Donde M_{GN} es el flujo másico del gas natural, que se puede calcular a partir de la masa que se introduce en la cámara de combustión, que se averigua con el dato del PCI del gas natural y el calor de la cámara de combustión (Q_{cc}) (ec. 10.1, ec. 10.2)

$$M_{GN} = \frac{Masa_{GN}}{3600 \times Ht} \quad (10.1)$$

$$PCI_{GN} \times Masa_{GN} = Q_{cc} \quad (10.2)$$

En la ecuación 10.1 el denominador representa el tiempo de funcionamiento de la turbina en segundos.

De la misma manera que se han hallado las potencia del compresor, se procederá para la turbina. Al igual que en el rendimiento isoentrópico del compresor, el rendimiento isoentrópico de la turbina varía en función del tiempo (ec. 11.1). Conocido el rendimiento isoentrópico de la turbina (ec. 11.2), gracias al trabajo isoentrópico de la turbina (ec. 12) y a las presiones y temperaturas conocidas se puede averiguar el trabajo de la turbina (ec. 13):

$$\eta_{iso t} = 0,91 + \left(\frac{H_t}{100} \right) \quad (11.1)$$

$$\eta_{iso t} = \frac{\frac{W_t}{M_t}}{\frac{W_{iso t}}{M_t}} \quad (11.2)$$

$$W_{iso T} = M_{tgn} \times (h_5 - h_{6s}) \quad (12)$$

$$W_T = M_{tgn} \times (h_5 - h_6) \quad (13)$$

Una vez conocido el trabajo de todos los dispositivos del sistema, se procede a hallar el rendimiento térmico (ec. 14) y el rendimiento de almacenamiento (ec, 15).

$$\eta_{term} = \frac{(W_t) - (W_c)}{(Q_{tot})} \quad (14)$$

3.1.3 Resultados CAES simple.

A continuación se mostrarán los resultados más relevantes del análisis termodinámico del sistema CAES convencional:

$$V_{caverno} = 15409 \text{ m}^3$$

COMPRESIÓN							
Primer Esquema							
H (h)	P_cavern (bar)	Mi (Kg)	ΔM (Kg)	Mf (Kg)	Wc (KJ/s)	Qrefri (KJ/s)	Rend_iso_c (%)
1	42,5	576005	36000	612005	6485	5730	88
2	45	576005	72000	648005	6569	5813	89
3	47,5	576005	108000	684005	6644	5889	90
4	50	576005	144000	720005	6713	5957	91
5	52,5	576005	180000	756005	6774	6019	92
6	55	576005	216000	792005	6830	6075	93
7	57,5	576005	252000	828005	6880	6125	94
8	60	576005	288000	864005	6925	6170	95

Tabla 2: Resultados evolución compresión por hora CAES simple.

Una vez calculada la potencia de compresión en cada hora es necesario sumarlas todas para obtener la potencia total de compresión. Una vez realizado obtenida la potencia total de compresión este es necesario obtener su energía, lo que se consigue realizando la suma del valor medio en cada hora. La tabla 3 muestra estos resultados.

COMPRESIÓN			
Primer Esquema			
Horas	Wc (KJ/s)	Wc_tot (KJ/s)	Wc_real (MWh)
0	0	0	0
1	6485	6485	3242,5
2	6569	13054	9769,5
3	6644	19698	16376
4	6713	26411	23054,5
5	6774	33185	29798
6	6830	40015	36600
7	6880	46895	43455
8	6925	53820	50357,5

Tabla 3: Energía en la compresión CAES simple.

En la tabla 4 se muestran los resultados de la expansión.

EXPANSIÓN							
Primer Esquema							
H (h)	P_cavern (bar)	Mi (Kg)	ΔM (Kg)	Mf (Kg)	WT (KJ/s)	Qcc (KJ/s)	Rend_iso_t (%)
1	54,86	864008	74059	789949	18809	22819	92
2	49,71	864008	148118	715890	18746	22819	93
3	44,57	864008	222177	641832	18639	22819	94
4	39,43	864008	296236	567773	18476	22819	95

Tabla 4: Resultados evolución compresión por hora CAES simple.

De la misma manera que en la compresión se obtiene la energía en la expansión. Tabla 5.

EXPANSIÓN			
Primer esquema			
Horas	Wt (KJ/s)	Wt_tot (KJ/s)	Wt_real (MWh)
0	0	0	0
1	18809	18809	9404,5
2	18746	37555	28182
3	18639	56194	46874,5
4	18476	74670	65432

Tabla 5: Energía en la expansión CAES simple.

De la misma manera habría que operar para la obtención del calor en la cámara de combustión. Tabla 6.

Para almacenar el calor perdido por el sistema de refrigeración durante la compresión se utilizara un sistema de almacenamiento térmico en forma de calor sensible mediante un aceite térmico sintético. Los sistemas de almacenamiento mediante calor sensible elevan la temperatura de un medio, sin producirse un cambio de fase en el rango de temperatura de trabajo. El almacenamiento en calor sensible depende principalmente de la capacidad calorífica, la energía y a difusividad térmica

En esta nueva configuración se han añadido nuevos dispositivos: un nuevo compresor (C2) para realizar la compresión multietapa y un nuevo refrigerador (intercooler) entre estos dos compresores. Como se comenta en el párrafo anterior, debido a la salida de calor en el intercooler y en el aftercooler se añade un intercambiador de calor (int. 1) en la expansión, para recuperar el calor perdido por el sistema de refrigeración. A su vez, para la realización de la regeneración se añade un regenerador formado por dos nuevos intercambiadores de calor, uno antes de la cámara de combustión (int. 2) y otro a la salida de la turbina (int. 3).

Para realizar esta simulación se han realizado varias suposiciones en cuanto a las temperaturas y las presiones:

- La temperatura a la entrada del segundo compresor es de 100°C (T3).
- Se consideran unas pérdidas de presión en los refrigeradores, intercambiadores de calor y en la cámara de combustión del 1% (P3, P5, P7, P8, P9, P11).
- La relación de presiones en los compresores es lineal.
- La temperatura de entrada a la turbina es de 1100°C (T8).
- La temperatura de salida del sistema es de 310°C (T11).

Para obtener los resultados de este nuevo sistema se ha procedido de la misma manera que con el sistema anterior, separando la compresión de la expansión y realizando los mismo cálculos, utilizando el volumen de la caverna calculo en el sistema CAES simple, ya que las ecuaciones de los dispositivos no varían.

Sin embargo, se ha tenido en cuenta el aprovechamiento de calor perdido por los refrigeradores mediante el intercambiador 1. Tanto el intercooler como el aftercooler pierden calor, este calor se divide en calor aprovechado por el intercambiador 1 y en calor no aprovechado, es decir, calor perdido. Las siguientes ecuaciones muestran el comportamiento del intercooler, aftercooler y del intercambiador 1.

$$Q_{interftercooler_ap} = M_c \times (h_2 - h_{150}) \quad (16)$$

$$Q_{interftercooler_No_ap} = M_c \times (h_{150} - h_{100}) \quad (17)$$

$$Q_{afterftercooler_ap} = M_c \times (h_4 - h_{200}) \quad (18)$$

$$Q_{afterftercooler_ap} = M_c \times (h_4 - h_{200}) \quad (18)$$

$$Q_{afterftercooler_No_ap} = M_c \times (h_{200} - h_{100}) \tag{19}$$

$$Q_{afterftercooler_ap} + Q_{interftercooler_ap} = Q_{int1} \tag{20}$$

En estas ecuaciones se puede apreciar la necesidad de un salto de temperaturas para poder aprovechar la energía tanto del intercooler como la del aftercooler.

En la regeneración es necesario tener en cuenta que el intercambiador 2 y el intercambiador 3 aportan el mismo calor.

$$Q_{int2} = Q_{int3} \tag{21}$$

3.3. CAES con refrigeración en la compresión, recalentamiento en la expansión y regeneración.

Con el objetivo de aumentar el trabajo neto y el potencial de regeneración del sistema con refrigeración multietapa, se realiza una expansión por medio de una turbina multietapa con un combustor de recalentamiento entre las etapas, con el objetivo de aprovechar el exceso de aire que existe en la salida de la cámara de combustión para soportar la propia combustión. Figura 5.

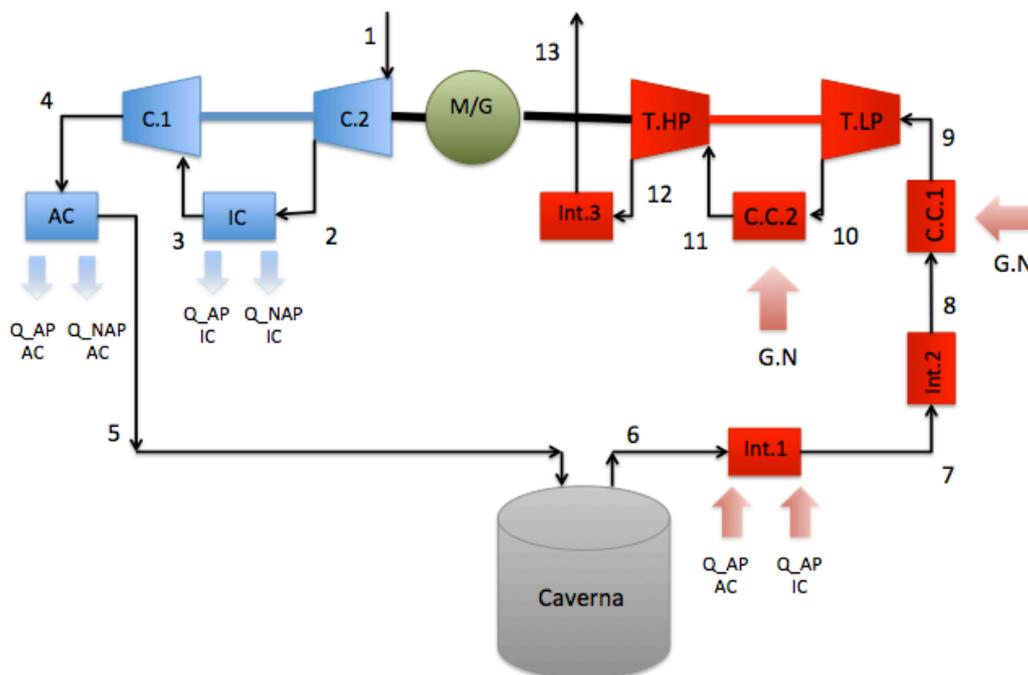


Figura 5: Esquema planta CAES con refrigeración en la compresión y recalentamiento en la expansión.

Esta configuración contará con una primera parte de compresión idéntica al segundo y sistema, por lo que los cálculos coincidirán. Al igual que el CAES con refrigeración en la compresión en este sistema existe una regeneración, existiendo también un intercambiador 2 y 3.

En esta nueva configuración se han añadido nuevos dispositivos: una nueva turbina (Thp) para realizar la expansión multietapa y una nueva cámara de combustión (CC. 2) entre las dos turbinas.

En este sistema las suposiciones de la compresión coinciden con el sistema anterior, a su vez, se han añadido nuevas suposiciones en cuanto a las temperaturas y presiones:

- Se considera unas pérdidas de presión en el refrigerador, en los intercambiadores y en las cámaras de combustión del 1% (P3, P5, P7, P8, P9, P11, P13).
- La temperatura de entrada de ambas turbinas es de 1100°C (T9, T11).
- La temperatura a la salida del sistema es de 630°C (T13).

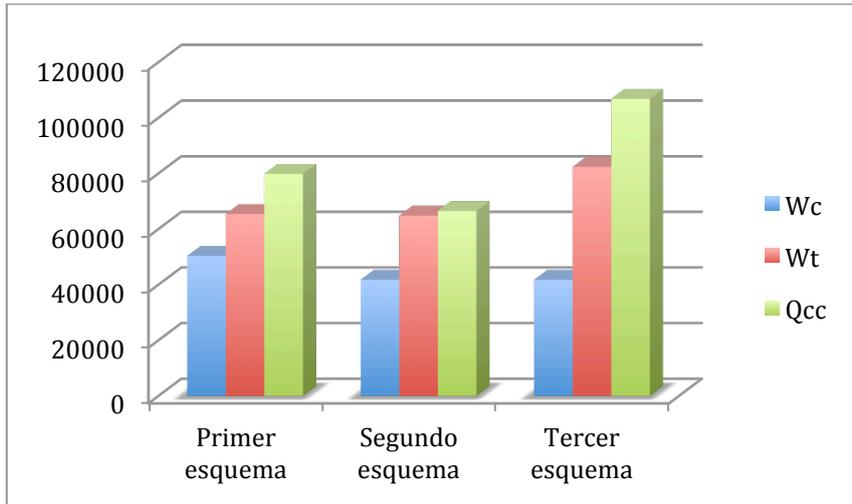
Para obtener los resultados de este nuevo sistema se ha procedido de la misma manera que con el sistema anterior, ya que las ecuaciones de los dispositivos no varían.

3.4 Resultados relevantes configuraciones.

A continuación se presentan los resultados más relevantes de las tres configuraciones. Así como la comparación de estos resultados.

	Primer esquema	Segundo esquema	Tercer esquema
W compresión (MWh)	50357,5	41795	41795
W expansión (MWh)	65432	64846	82399
QCC (MWh)	79866,5	66541,5	106844,5
Rendimiento térmico	18,87 %	34,64 %	38,00 %

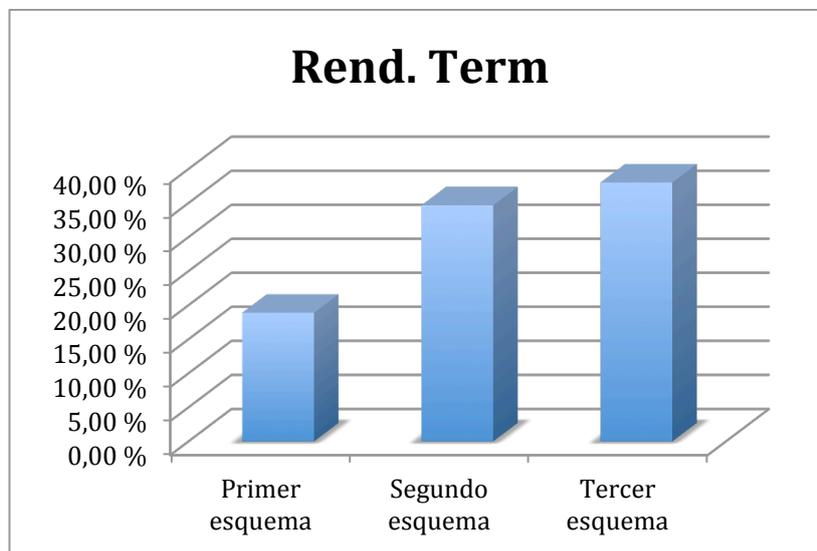
Tabla 8: Resultados de las energías en la compresión, expansión, combustión y de el rendimiento térmico en las tres configuraciones de CAES.



Gráfica 2: Comparación de la Energía en la compresión, en la expansión y en la combustión de las tres configuraciones CAES.

	Primer esquema	Segundo esquema	Tercer esquema
Rendimiento térmico	18,87 %	34,64 %	38,00 %

Tabla 9: Rendimiento térmico de las tres configuraciones CAES.



Gráfica 3: Comparación del rendimiento térmico de las tres configuraciones CAES.

La tabla 10 muestra el calor aprovechado por el intercambiador 1 en la compresión con refrigeración, así como el calor perdido. Dicho intercambiador aprovecha y pierde el mismo calor tanto para la configuración 2 como para la configuración 3, ya que la compresión se realiza de igual manera.

Segundo esquema / Tercer esquema		
Horas	Q_Aprovech	Q_NoAprovech
1	556	6092,5
2	1690	18277,5
3	2865	30462,5
4	4076	42647,5
5	5318	54832,5
6	6586	67017,5
7	7876,5	79202,5
8	9186	91387,5

Tabla 10: Calor aprovechado en el int.1 y calor no aprovechado en la segunda y tercera configuración.

El análisis termodinámico completo se encuentra en el anexo 1.

CAPÍTULO 4

Viabilidad económica.

Tras la realización del el análisis termodinámico de las tres posibles configuraciones de la planta CAES, se realiza un análisis económico con el objetivo de comprobar a partir de que cantidad sería viable la instalación de este tipo de planta.

Es necesario realizar un análisis del coste que tiene la compresión, la ganancia que supone la expansión y por ultimo el coste que tendría el gas natural consumido.

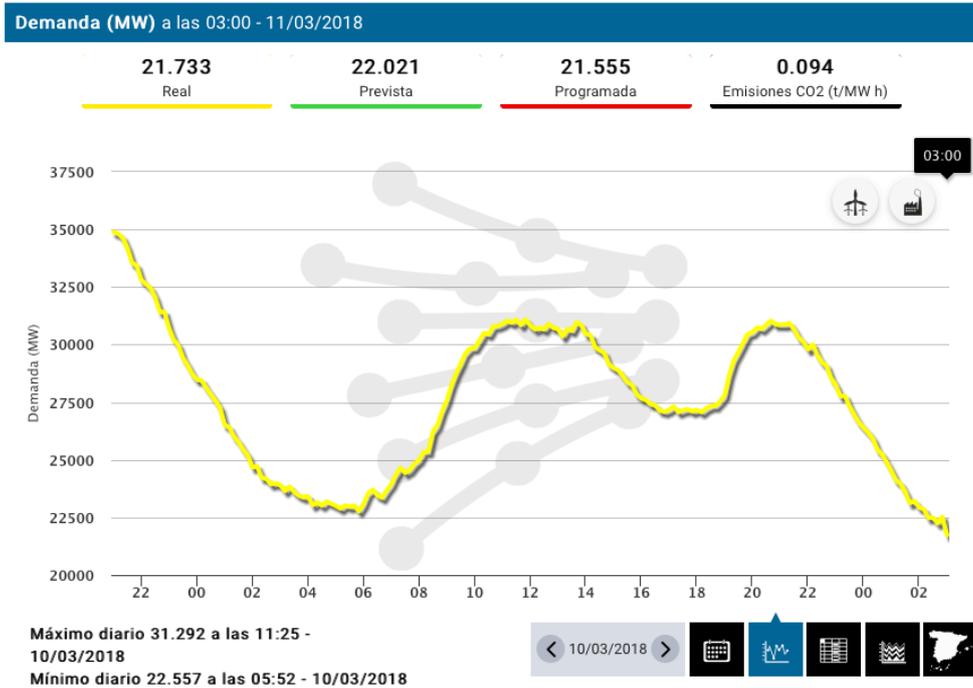
4.1 Análisis Económico de la compresión y expansión.

Para el cálculo económico de la compresión y expansión de la planta CAES se han escogido cuatro días tipo del año, cada uno perteneciente a una estación del año. Una vez escogidos estos cuatro días tipo se recogen los siguientes datos: Demanda (MW), energía (MWh) y precio final medio (€/MWh). Con estos datos, y el consumo de energía en la compresión y expansión calculados en el análisis termodinámico para cada configuración, se puede calcular el precio que supondría la compresión y la expansión del aire para cada día y posteriormente se estimará el precio anual de cada configuración de la planta de almacenamiento de energía.

En este análisis se supondrá que cada día de la estación del año tiene los mismos datos que el día tipo escogido.

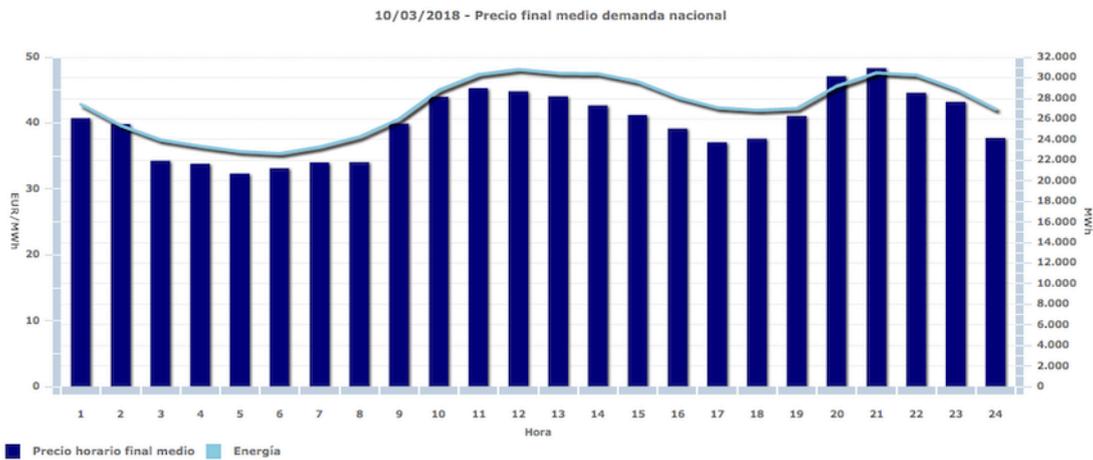
A continuación se explicará el procedimiento para un día tipo del año en una planta CAES convencional, en este caso en una día de primavera, el 11/03/2018. Una vez realizado el análisis de primavera, se procederá del mismo modo para el resto de estaciones del año y configuraciones de la planta, obteniendo los resultados anuales realizando la suma de precios de cada estación del año.

En la gráfica 4 se puede observar la demanda del 11/03/2018 [33]. Se puede observar que las horas de baja demanda pertenecientes a la compresión del aire se encuentran de las 02:00 h a las 08:00 h aproximadamente, por otro lado, las horas pico pertenecientes a la expansión del aire comprimido se encuentran alrededor de las 11:00 h a las 15:00 h.



Gráfica 4: Demanda (MW) el 11/03/2018 - Red Eléctrica Española.

En el sistema CAES objeto de estudio se establecen 8 horas de compresión de aire y 4 horas de expansión del aire comprimido obtenido. Una vez conocidas las horas de alta y baja demanda en las que funciona el compresor y el expansor es necesario conocer el precio (€/MWh) en dichas horas. Ese precio aparece en la grafica 5.



Gráfica 5: Precio final medio demanda nacional el 10/03/2018 – OMIE.

Los datos obtenidos de las gráficas 4 y 5 se engloban en la tabla 11 (compresión) y en la tabla 12 (expansión).

03/10/2018 - Primavera			
Compresión / baja demanda	Demanda MW	Energía MWh	Precio final medio €/MWh
2:00	24676	25368	39,83
3:00	23914	23983	34,39
4:00	23425	23352	33,81
5:00	23004	22858	32,33
6:00	23078	22654	33,18
7:00	23940	23285	34
8:00	24985	24274	34,1
9:00	24987	26012	39,94
Media	23840,66667	23973,25	35,1975

Tabla 11: Demanda, Energía y precio final medio por horas durante la compresión.

03/10/2018 – Primavera			
Expansión / alta demanda	Demanda MW	Energía MW	Precio final medio €/MWh
11:00	30895	30342	45,28
12:00	30835	30822	44,82
13:00	30680	30468	44,09
14:00	30457	30420	42,68
Media	30833	30513	44,2175

Tabla 12: Demanda, Energía y precio final medio por horas durante la expansión.

Con estos datos, y la energía consumida y producida durante la compresión y expansión del sistema CAES convencional calculada en el análisis termodinámico (tabla 1), se puede hallar el precio medio de la compresión y de la expansión durante su funcionamiento para un día tipo, en este caso el 10/03/2018. Donde el coste medio de la compresión es de 35,19 €/MWh y el de la expansión es de 44,21 €/MWh.

El precio de compresión y expansión por hora viene dado por la ecuación 22.

$$\text{Precio} = W \times \text{Precio medio} \quad (22)$$

El precio de la compresión y de la expansión para un día de primavera con la configuración de CAES convencional se muestra en la tabla 13.

Primer esquema		
03/10/2018	Precio medio C (€/MWh)	35,1975
	Precio medio E (€/MWh)	44,2175
	Precio Compresión (€)	1772,458106
	Precio Expansión (€)	2893,23946

Tabla 13: Precio compresión y expansión el 10/03/18 en un sistema CAES convencional.

En el año 2018 la primavera duró 90 días. Considerando que durante todos los días de primavera se mantienen estos precios, los precios estimados durante la primavera son los siguientes (tabla 14):

Primer esquema		
Primavera	Días	90
	Precio Compresión	165354,6872
	Precio Expansión	265073,5214

Tabla 14: Precio compresión y expansión durante la primavera en un sistema CAES convencional.

Se procederá de la misma manera para el resto de los tres días tipo, obteniendo los precios de la compresión y de la expansión de verano, otoño e invierno. Sumando dichos resultados se obtendrán los precios totales del año. Estos resultados se muestran en la tabla 15.

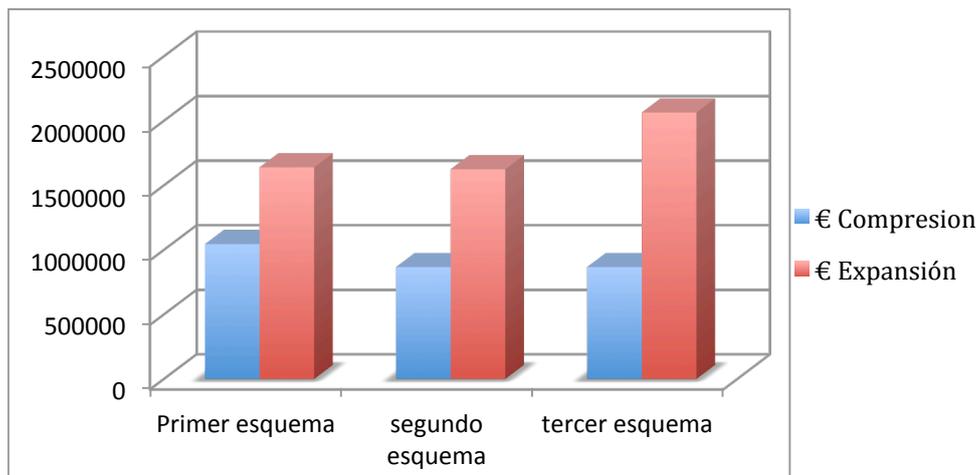
Primer esquema		
Primavera	Precio Compresión (€)	159521,2296
	Precio Expansión (€)	260391,5514
Verano	Precio Compresión (€)	294797,0854
	Precio Expansión (€)	445519,2905
Otoño	Precio Compresión (€)	328043,3587
	Precio Expansión (€)	509676,6751
Invierno	Precio Compresión (€)	261381,8627
	Precio Expansión (€)	423086,5836
TOTAL	Precio Compresión (€)	1043743,536
	Precio Expansión (€)	1638674,101

Tabla 15: Precio compresión y expansión de cada estación y total anual en un sistema CAES convencional.

Del mismo modo, se obtendrán los precios para las otras dos configuraciones del sistema CAES. En la tabla 16 y en la gráfica 6 se muestra una comparación entre los precios de las tres configuraciones objetos de estudio en este trabajo.

	Primer esquema	Segundo esquema	Tercer esquema
Precio Compresión anual (€)	1043743,536	866271,3816	866271,3816
Precio Expansión anual(€)	1638674,101	1623998,361	2063594,376

Tabla 16: Precio compresión y expansión anual de las tres configuraciones CAES.



Gráfica 6: Comparación precios compresión y expansión en las tres configuraciones posibles del sistema.

4.2 Análisis económico del gas natural.

Una vez conocida la viabilidad económica energéticamente hablando a la hora de almacenar energía mediante aire comprimido, es necesario realizar un análisis del coste del gas natural que consume la instalación en la expansión de dicho aire comprimido para producir electricidad.

A la hora de realizar este análisis es necesario tener en cuenta el precio del Gas Natural según el Boletín Oficial del Estado (BOE), sin embargo, Los precios de la tarifa de último recurso de gas natural que establecen el BOE acepta como máximo un consumo de gas natural no superior a 50.000 KWh/año [9], lo cual ninguna de nuestras tres supuestas instalaciones cumple, ya que el consumo es superior a 100.000 KWh/año Por lo tanto, para fijar un precio al gas natural es necesario adentrarse en el mercado libre.

El mercado libre ofrece un gran número de tarifas para un consumo mayor de 100.000 KWh/año. Se escogerá la tarifa de Iberdrola que cuenta con un termino fijo de gas de 650,640 €/año, un termino de consumo de gas de 0,03678 €/KWh y un peaje de 0,013012 €/KWh. [10].

Con esta tarifa se han realizado los cálculos del precio final del gas natural en cada configuración CAES simulada. Tabla 17.

Prmer esquema	KWh	KWh / año	Precio Peajes (€)	Precio Final (€)
QCCT	79866,5	29151272,5	13951,25564	14601,89564

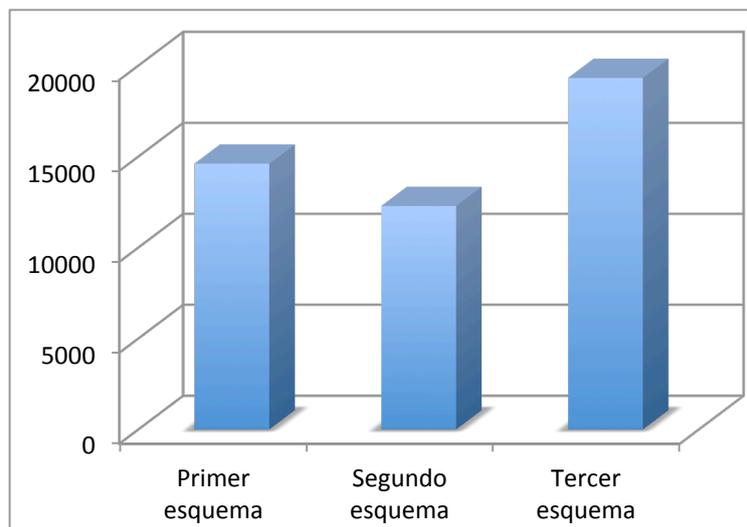
Segundo esquema	KWh	KWh / año	Precio Peajes (€)	Precio Final (€)
QCCT	66541,5	24287647,5	11623,61537	12274,25537

Tercer esquema	KWh	KWh / año	Precio Peajes (€)	Precio Final (€)
QCCT	106844,5	38998242,5	18663,83193	19314,47193

Tabla 17: Precio final gas natural al año en cada configuración CAES.

En la gráfica 7 se muestra una comparativa del precio final del gas natural de cada sistema. Se puede observar que el mayor precio en gas natural se obtiene en el tercer esquema debido a que hay dos cámaras de combustión en la instalación, lo que incrementa el consumo de gas natural considerablemente.

Precio G.Natural



Gráfica 7: Comparación precio final del gas natural en cada configuración posible del sistema.

4.3 Análisis económico total.

Una vez obtenido el precio de la energía necesaria para la compresión, el precio de la energía obtenida durante la expansión y el precio del gas natural consumido se pueden obtener los datos de la inversión necesaria para la compresión y para la combustión de gas natural, así como el beneficio obtenido de la ganancia energética entre la compresión y la expansión. En la tabla 14 se muestran los datos obtenidos en cada configuración de la inversión necesaria y de las ganancias.

GASTOS			
	Primer esquema	Segundo esquema	Tercer esquema
Precio Compresión (€)	1043743,536	866271,3816	866271,3816
Precio Gas Natural (€)	14601,89564	12274,25537	19314,47193
Gasto Total (€)	1058345,432	878545,637	885585,8536

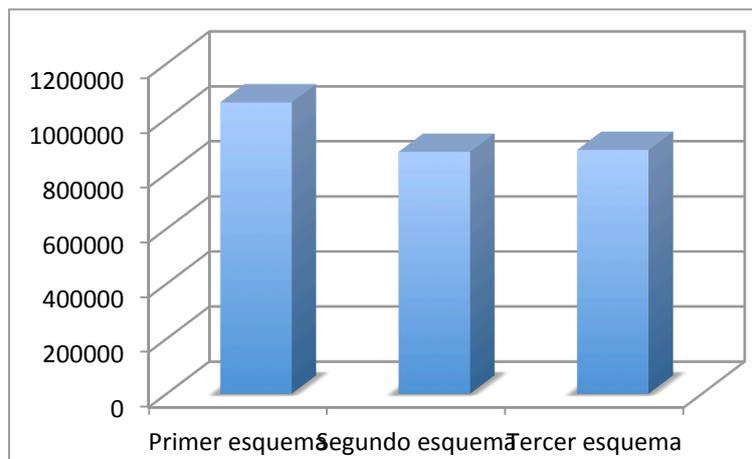
Tabla 18: Gastos de las tres configuraciones CAES.

GANANCIAS ENERGIA			
	Primer esquema	Segundo esquema	Tercer esquema
Precio Total (€)	1058345,432	878545,637	885585,8536
Ganancia Expansión (€)	1638674,101	1623998,361	2063594,376
Ganancia total (€)	580328,6686	745452,7236	1178008,523

Tabla 19: Ganancias debido a la energía consumida y producida en las tres configuraciones CAES.

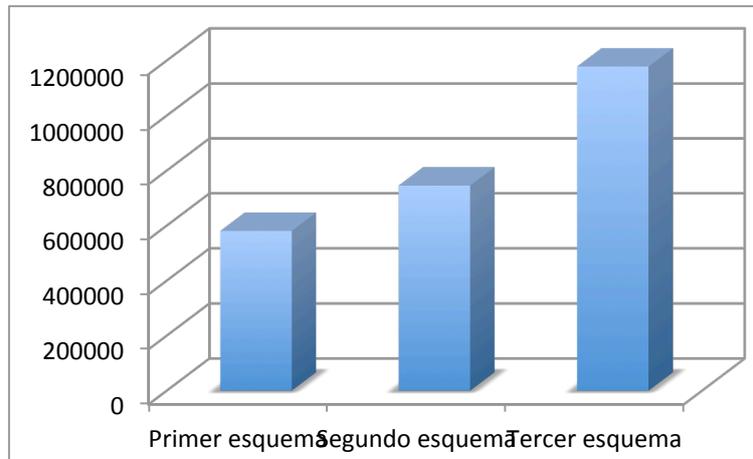
Las gráficas 8 y 9 muestran una comparativa entre los costes y las ganancias de cada configuración.

GASTOS



Gráfica 8: Comparación de los gastos en cada configuración CAES.

GANANCIAS



Gráfica 9: Comparación de las ganancias en cada configuración CAES.

En los anexos 2 y 3 se muestran todos los cálculos y resultados del análisis económico de la compresión, de la expansión, del gas natural y el análisis económico total.

CAPÍTULO 5

Conclusiones.

El presente apartado de centra en recoger una serie de conclusiones obtenidas a partir de la realización de este TFG.

Referente al apartado 3.4 se pueden observar los siguientes aspectos:

- Gracias a la realización de una compresión multietapa con refrigeración intermedia y regeneración se consigue reducir la energía necesaria para la compresión.
- La utilización de una expansión multietapa con calentamiento intermedio y regeneración se logra el aumento de la energía obtenida durante la expansión.
- Utilizando una compresión multietapa con refrigeración intermedia y regeneración se consigue reducir la energía necesaria en la cámara de combustión. Sin embargo, la presencia de dos cámaras de combustión en la expansión multietapa con calentamiento intermedio hace que el aporte necesario de energía en las cámaras de combustión sea notablemente mayor.
- El sistema utilizado para aprovechar el calor de los refrigeradores de la zona de compresión presenta un bajo rendimiento, ya que se pierde mucha energía en comparación con la que se aprovecha.
- Como conclusión final del análisis termodinámico obtenemos que la configuración 3 (CAES con refrigeración en la compresión, recalentamiento en la expansión y regeneración) es la configuración con un mayor rendimiento a pesar del gran aporte de energía necesario en las cámaras de combustión. Debido a que esta configuración obtiene una relación muy grande entre expansión y compresión. Siendo la primera configuración la menos eficiente de las tres. Ya que no cuenta con ningún sistema de refrigeración ni de calentamiento para obtener un mejor rendimiento tanto del compresor como de la turbina, así como tampoco cuenta con un sistema que recupera el calor perdido en la compresión.

En referencia al apartado 4 se pueden observar los siguientes aspectos:

- El precio de la energía en cada configuración viene dado por el mercado y por el consumo de energía y la obtención de esta. Por lo que los resultados de energía y precio en cada configuración van de la mano, es decir, en la configuración 1 y 2 se obtiene un beneficio por la expansión igual, ya que no cambia el sistema de expansión, así como en la segunda configuración y en la tercera se consigue reducir el precio en la compresión gracias a la refrigeración intermedia en el compresor multietapa. Por lo tanto en la tercera configuración es en la que mas beneficio se obtiene, al producirse mucha energía en la expansión.
- Al igual que en el punto anterior, el gasto en gas natural viene dado por el consumo de energía de las cámaras de combustión, por lo que la tercera configuración es la que más gasto necesita en gas natural.

- Finalmente, se aprecia que a pesar del gasto en gas natural, la configuración mas rentable es la tercera. Ya que el gasto es similar al de la segunda configuración, pero su ganancia es mayor debido a la gran cantidad de energía que se obtiene durante la expansión.

Como se puede comprobar este tipo de sistema de almacenamiento de energía sale rentable económicamente desde un punto de vista energético sin embargo la gran debilidad de este tipo de sistemas es la alta inversión necesaria en equipos y en la excavación del yacimiento lo que hace que no sean tan rentables.

CAPÍTULO 6

Futuras líneas de trabajo.

De las conclusiones expuestas en el capítulo anterior desprenden dos importantes líneas de trabajo a mejorar.

6.1 Recuperación de calor.

Como se ha demostrado, la integración de una compresión multietapa con refrigeración intermedia y la expansión multietapa con calentamiento intermedio y regeneración mejoran notablemente el rendimiento de la instalación. Sin embargo, en la refrigeración de la compresión se aprovecha muy poca energía en comparación con la que se pierde. Por lo tanto, en el futuro se deben desarrollar la integración de múltiples etapas para el corazón de la turbina, los compresores compuestos avanzados y la tecnología de transferencia de calor con razón de mejorar aun más el rendimiento del sistema.

La mejora del almacenamiento térmico es uno de los principales objetos de estudio de los sistemas CAES. A día de hoy hay varios prototipos y se están desarrollando diferentes sistemas con el objetivo de obtener una mayor recuperación de calor, como es el caso de los sistemas CAES adiabáticos y los sistemas D-CAES.

6.2 Reducción CO_2 .

A pesar de que los sistemas CAES emiten una cantidad de CO_2 considerablemente menor que cualquier sistema de producción de electricidad con combustibles fósiles, se está investigando en la reducción total de estas emisiones. Consiguiendo una producción de energía totalmente limpia así como una eliminación del consumo de gas natural. (CAES-Adiabático)

6.3 Inversión económica.

A priori, el sistema CAES resulta eficiente económicamente hablando, ya que se produce más energía que la consumida. Sin embargo, la inversión económica necesaria en los equipos y en las instalaciones es muy grande. Tanto es así, que este tipo de plantas depende del desarrollo tecnológico futuro, si la tecnología no avanzase lo suficiente, este tipo de plantas solo sería rentable si aumentara el impuesto del CO_2 afectando al resto de productores de electricidad con combustibles fósiles.

El avance tecnológico, como puede ser la implantación del CAES adiabático eliminaría la necesidad de gas natural, lo que abarataría considerablemente el coste del sistema.

Se requiere apoyo financiero y un esfuerzo conjunto de los sectores académicos e industriales para acelerar la innovación tecnológica y los avances para realizar el gran potencial de CAES y demostrar su papel en el apoyo al funcionamiento del sistema eléctrico.

CAPÍTULO 7

Referencias.

- [1] IEA. International Energy Agency. (2018). Renewable Information.
- [2] Ovidio Holzer. (2018). Situación de la energía hidráulica a nivel mundial 2018. 17/12/2018, de economía de la energía Sitio web: <http://www.economiadelaenergia.com.ar/situacion-de-la-energia-hidraulica-a-nivel-mundial-2018/>
- [3] Hoffeins H. Huntorf air storage gas turbine power plant. Energy supply, Brown Boveri Publication DGK 90 202 E; 1994.
- [4] Luo X, Wang J. Overview of current development on compressed air energy storage. 2013. University of Warwick.
- [5] Jidai Wang, Lan Ma, Kunpeng Lu, Shihong Miao, Dan Wang & Jihong Wang (2017) Current research and development trend of compressed air energy storage, *Systems Science & Control Engineering*, 5:1, 434-448, DOI: 10.1080/21642583.2017.1377645.
- [6] Safei H, Keith D-W, Hugo R-J. Compressed air energy storage (CAES) with compressors distributed at heat loads to enable waste heat utilization. Elsevier. *Applied Energy* 2013; 103: 165–179.
- [7] Sciacovelli A, Li A, Chen H, Wu Y, Wang J, Garvery S. Dynamic simulation of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) plant with integrated thermal storage – Link between components performance and plant performance. Elsevier. *Applied Energy*; 2017; 185: 16–28.
- [8] Llamas B, Laín C, Castañeda M.C, Pous J. Mini-CAES as a reliable and novel approach to storing renewable energy in salt domes. Elsevier. *Energy*; 2018; 144: 482-489.
- [9] La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos Boletín Oficial del Estado, núm. 158, de 30 de junio de 2018, pp. 65710 a 65712. <https://www.boe.es/boe/dias/2018/06/30/pdfs/BOE-A-2018-9035.pdf>

- [10] Gonzalo Lehera. (2018). Tarifas de Gas Natural. 03/01/2019, de Precio gas Sitio web: <https://preciogas.com/tarifas/gas-natural/3-4>.

CÁPITULO 8

Bibliografía.

Abbey C, Joós G. Supercapacitor energy storage for wind energy applications. IEEE Trans Ind Appl 2007;43(3):769–76.

Carlos Mendivil Rual. (2013). Almacenamiento de Energía mediante bombeo. 11/11/2018, de Fenecorm Sitio web: <https://www.fenercom.com/pages/pdf/formacion/09-10-2013-Almacenamiento%20de%20Energia%20IV/01-Almacenamiento-de-Energia-mediante-bombeo-Iberdrola>

Cavallo A. Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES). Energy 2007;32:120–7.

Crotogino F, Mohmeyer K-U, Scharf R. Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation. 2001;

Demanda REE. [24/12/2018] de Red eléctrica española Sitio web: <https://demanda.ree.es/viona/peninsula/demanda/total/2019-01-20>

Gonzalo Lehera. (2018). Tarifas de Gas Natural. 03/01/2019, de Precio gas Sitio web: <https://preciogas.com/tarifas/gas-natural/3-4>

Greenblatt JB, Succar S, Denkenberger DC, Williams RH, Socolow RH. Base load wind energy: modeling the competition between gas turbines and compressed air energy storage for supplemental generation. Energy Policy 2007;35:1474–92.

Hartmann N, Vöhringer O, Kruck C, Eltrop L. Simulation and analysis of different adiabatic compressed air energy storage plant configurations. Appl Energy 2012;93:541–8.

Hounslow DR, Grindley W, Louglin RM, Daly J. The development of a combustion system for a 110 MW CAES plant. J Eng Gas Turbine Power 1998;120:875–83.

- IEA. International Energy Agency. (2018). CO2 Emission from fuel combustion.
- IEA. International Energy Agency. (2018). Electricity information.
- IEA. International Energy Agency. (2018). World energy balances.
- IEA. International Energy Agency. (2018). Renewable Information.
- Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Elmasides C. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2009;34:7081–95.
- Jidai Wang, Lan Ma, Kunpeng Lu, Shihong Miao, Dan Wang & Jihong Wang (2017) Current research and development trend of compressed air energy storage, *Systems Science & Control Engineering*, 5:1, 434-448, DOI: 10.1080/21642583.2017.1377645.
- La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos Boletín Oficial del Estado, núm. 158, de 30 de junio de 2018, pp. 65710 a 65712. <https://www.boe.es/boe/dias/2018/06/30/pdfs/BOE-A-2018-9035.pdf>
- Lee WJ, Wang L, Chen Z, S Chen S. Dynamic stability enhancement and power flow control of a hybrid wind and marine-current .
- Llamas B, Laín C, Castañeda M.C, Pous J. Mini-CAES as a reliable and novel approach to storing renewable energy in salt domes. *Elsevier. Energy*; 2018; 144: 482-489.
- Luo X, Wang J. Overview of current development on compressed air energy storage. 2013. University of Warwick.
- Luo X, Wang J. Overview of current development on compressed air energy storage. 2013. University of Warwick.
- Makarov YV, et al. Wide-area energy storage and management system to balance intermittent resources in the Booneville power administration and California ISO

control areas. PNNL Report; June 2008. <http://www.electricitystorage.org/images/uploads/docs/Wide_Area_EMS_Report_V7.pdf>.

Mason J, Fthenakis V, Zweibel K, Hansen T, Nikolakakis T. Coupling pv and case power plants to transform intermittent pv electricity into a dispatchable electricity source. *Prog Photovolt: Res Appl* 2008;16(8):649–68.

Michael J. Moran, Howard N. Shapiro. (2004). Instalación de producción de potencia mediante gas. En *Fundamento de termodinámica técnica*(463-468). USA: Reverté, S.A.

Michael J. Moran, Howard N. Shapiro. (2004). Instalación de producción de potencia mediante gas. En *Fundamento de termodinámica técnica*(457-461). USA: Reverté, S.A.

Michael J. Moran, Howard N. Shapiro. (2004). Instalación de producción de potencia mediante gas. En *Fundamento de termodinámica técnica*(461-463). USA: Reverté, S.A.

OMIE. [24/12/2018] de OMIE Sitio web: <http://www.omie.es/inicio>

Ovidio Holzer. (2018). Situación de la energía hidráulica a nivel mundial 2018. 17/12/2018, de economía de la energía Sitio web: <http://www.economiadelaenergia.com.ar/situacion-de-la-energia-hidraulica-a-nivel-mundial-2018/>

Safei H, Keith D-W, Hugo R-J. Compressed air energy storage (CAES) with compressors distributed at heat loads to enable waste heat utilization. Elsevier. *Applied Energy* 2013; 103: 165–179.

Sammy Houssainy, Mohammad Janbozorgi, Peggy Ip, Pirouz Kavehpour, Thermodynamic Analysis of a High Temperature Hybrid Compressed Air Energy Storage (HTH-CAES) System, *Renewable Energy* (2017), doi: 10.1016/j.renene.2017.09.038.

Sammy Houssainy, Mohammad Janbozorgi, Peggy Ip, Pirouz Kavehpour, Thermodynamic Analysis of a High Temperature Hybrid Compressed Air Energy Storage (HTH-CAES) System, *Renewable Energy* (2017), doi: 10.1016/j.renene.2017.09.038.

Sammy Houssainy, Mohammad Janbozorgi, Peggy Ip, Pirouz Kavehpour, Thermodynamic Analysis of a High Temperature Hybrid Compressed Air Energy Storage (HTH-CAES) System, Renewable Energy (2017), doi: 10.1016/j.renene.2017.09.038.

Sciacovelli A, Li A, Chen H, Wu Y, Wang J, Garvery S. Dynamic simulation of Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES) plant with integrated thermal storage – Link between components performance and plant performance. Elsevier. Applied Energy; 2017; 185: 16–28.

Succar S, Williams RH. Compressed air energy storage: theory, resources, and applications for wind power. Report prepared by the energy systems analysis group. Princeton Environmental Institute, Princeton University; 2008.

Wang XY, Vilathgamuwa DM, Choi SS. Determination of battery storage capacity in energy buffer for wind farm. IEEE Trans Energy Convers 2008;23(3):868–78.

WWF. 2018. *Informe Planeta Vivo - 2018: Apuntando más alto*. Grooten, M. y Almond, R.E.A. (Eds). WWF, Gland, Suiza.