



**Universidad
Zaragoza**

Trabajo Fin de Grado

Simulación central de ciclo combinado con
emisiones cero y almacenamiento de energía

Simulation of a combined cycle power plant with
zero emissions and energy storage

Autor

Javier Mellado Modrego

Director

Luis Miguel Romeo Giménez

Escuela de ingeniería y arquitectura

2017

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

Resumen

Los objetivos perseguidos en este trabajo que se presenta son, la simulación y diseño de una central de ciclo combinado de un único nivel de presión con un sistema de captura de dióxido de carbono y con un sistema de almacenamiento de energía basado en energía térmica y, por último un análisis económico de la central diseñada. Para cumplir estos objetivos el trabajo realizado se dividió fundamentalmente en tres partes:

Una primera parte de estudio bibliográfico para poder decidir el tipo de sistema de captura de dióxido de carbono, así como sobre distintos tipos de almacenamiento de energía térmica. Al concluirse este estudio preliminar se decidió que el tipo de sistema de captura fuese un sistema de postcombustión con aminas, en el caso del almacenamiento de energía se diseñó un sistema basado en sales fundidas. Posteriormente se ideó una central de ciclo combinado a la que pudiesen ser acoplados los sistemas estudiados de forma eficiente, también se busco en la bibliografía una central similar para poder realizar una verificación de los resultados.

La segunda parte consistió en la simulación de todos los sistemas estudiados para ello se usó el software de resolución de ecuaciones EES. En este programa se introdujeron las ecuaciones correspondientes a los distintos equipos y puntos relevantes de la central, además se debió proceder a buscar en la bibliografía los parámetros de funcionamiento de los distintos equipos de forma que se pudieron obtener unos resultados sobre los distintos aspectos de la central que se compararon con los obtenidos de un estudio similar, con lo que se pudo concluir que los resultados eran satisfactorios.

Por último se ejecutó un breve análisis económico de la central y de sus distintos equipos por separado, también se realizó una comparación con una central sin captura de dióxido de carbono, para ello se debió consultar los precios tanto de la electricidad, del gas y de los derechos de emisión de dióxido de carbono para poder hacer un cálculo económico que permitiese saber si la central eléctrica planteada es económicamente rentable.



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 MELLADO MODREGO,

con nº de DNI 73000274 E 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)

SIMULACIÓN CENTRAL DE CICLO COMBINADO
CON EMISIONES CFRO Y ALMACENAMIENTO
DE ENERGÍA

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

Zaragoza, 30 de Agosto de 2017

JMellado

Fdo: Javier Mellado Modrego

ÍNDICE

1. Introducción.....	3
2. Tecnologías de captura, almacenamiento y ciclo combinado.....	6
2.1. Tecnologías de captura.....	6
2.1.1. <i>Absorción química</i>	6
2.1.2. <i>Aminas</i>	8
2.2. Almacenamiento térmico de energía.....	9
2.2.1. <i>Almacenamiento por calor sensible</i>	10
2.2.2. <i>Fluidos para almacenamiento de energía</i>	10
2.3. Ciclo combinado.....	11
2.3.1. <i>Funcionamiento</i>	13
2.3.2. <i>Partes</i>	13
3. Simulación de la central de ciclo combinado.....	16
3.1. Simulación ciclo de Brayton.....	18
3.2. Simulación ciclo de Rankine.....	20
3.3. Simulación sistema de captura.....	24
3.3.1. <i>Sistema de captura y regeneración de aminas</i>	25
3.3.2. <i>Tren de compresión de CO₂</i>	27
3.4. Sistema de almacenamiento energético.....	28
3.4.1. <i>Sales fundidas utilizadas</i>	29
3.4.2. <i>Diseño sistema de almacenamiento</i>	30
3.5. Resultados de la simulación.....	32
3.6. Verificación de los resultados.....	35
4. Análisis económico.....	38
4.1. Central con captura.....	39
4.2. Análisis sistema de almacenamiento.....	40
4.3. Comparación con central sin captura.....	42
5. Conclusiones.....	44
6. Referencias bibliográficas.....	47
Anexo I Código EES.....	48
Anexo II Tablas de beneficios.....	56

1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años se está generando cada vez una mayor preocupación por los efectos del cambio climático, que ya se percibe como una de los mayores problemas a los que se enfrenta la humanidad. Este cambio climático esta generado esencialmente por las emisiones humanas de tres gases(dióxido de carbono, metano y óxidos de nitrógeno) que hacen aumentar significativamente el alcance del cambio climático.

De todos los gases de efecto invernadero el más relevante de todos es el dióxido de carbono, dado que casi el 80% de emisiones de efecto invernadero de 2015 se dieron por causa de este gas. El dióxido de carbono se produce en todos los procesos que conllevan una combustión de combustibles fósiles como pueden ser los procesos industriales, el transporte y la generación eléctrica. Los objetivos son intentar reducir estas emisiones como puede ser sustituyendo los combustibles fósiles por energía eléctrica en el transporte, por medio de la mejora de la eficiencia energética, sustituyendo las fuentes de generación de energía por otras medioambientalmente más amables e intentando reducir las emisiones de las instalaciones existentes mediante la optimización de los procesos y la separación y captura de dióxido de carbono.

La tecnología de separación y captura del dióxido de carbono conlleva una reducción de eficiencia de todos los procesos donde se instale así como un encarecimiento de los costes del proceso que en el caso de la generación eléctrica, que es el objetivo de este proyecto, equivaldría a un precio de la electricidad generada más elevado. Entre las ventajas que conlleva el sistema estaría las menores emisiones de gases contaminantes y, en el aspecto económico, el ahorro que se produciría en la compra de derechos de emisión que se espera que en un futuro no muy lejano aumenten hasta que sea un precio importante en la generación eléctrica con combustibles fósiles.

De entre los distintos sistemas de captura el que se procede a estudiar es un sistema de captura en postcombustión con aminas, se ha elegido este método dado que los demás están técnicamente en un estado inferior, o en el caso de la oxcombustión requerirían de un diseño innovador de los elementos de la central.

Este sistema de captura en postcombustión se podría implementar en una central térmica ya existente, o, como es el caso de este proyecto, diseñar una central nueva con el sistema de captura añadido lo que permitiría diseñar la central de energía con el sistema integrado de forma que funcionase de una forma más eficiente. La central que se ha elegido para añadirle el sistema de captura es una central de ciclo combinado. Este tipo de centrales tienen la ventaja que son mucho más simples de construir que las de carbón, además de que son centrales que tienen una gran flexibilidad lo que permite reducir la carga de la central de forma más o menos rápida.

Este último punto será importante en un futuro cuando las energías renovables hayan penetrado profundamente en la generación eléctrica, y dado que estas son fuentes muy dependientes del tiempo climatológico tienen una generación eléctrica muy variable por lo que se necesitan centrales eléctricas que puedan servir de respaldo en caso de que la generación de estas fuentes renovables sea insuficiente.

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

Aparte de los escenarios en los que la generación eléctrica tenga unas características variables, todos los días se producen picos en la demanda de electricidad que conllevarían a una reducción de la carga de la central y a picos en los que el precio de la electricidad se encarecería.

Por tanto para obtener un mejor funcionamiento de la central y poder operar de la forma más óptima se va estudiar en este proyecto, desde un punto de vista técnico y económico, la instalación de un sistema de almacenamiento de energía de forma que se pueda cargar la energía sobrante de momentos en los que la demanda sea baja y por tanto se obligue a reducir la carga de la central o para poder aumentar la generación eléctrica en momentos en los que la demanda sea mayor y por tanto el precio, con lo que se obtendría un mayor beneficio económico de la operación de la central propuesta.

Este sistema de almacenamiento se proyectará como un sistema de almacenamiento de energía térmica, es decir se extraerá el calor de un flujo de vapor de agua que genera la electricidad. El sistema propuesto se basa en sales fundidas, se ha elegido este método dado que es un sistema tecnológicamente ya desarrollado, es ampliamente usado en centrales termosolares, el objetivo que se planea conseguir con un sistema de almacenamiento de energía es mejorar la producción eléctrica de la central y poder asemejarla a la demanda de la red y aumentar el beneficio económico de la central.

Por tanto los objetivos que se persiguen con este proyecto son los siguientes:

- Simulación y estudio del sistema de captura implementado en una central de ciclo combinado
- Simulación y diseño de una central de ciclo combinado de un único nivel de presión con un sistema de captura de CO₂
- Simulación y diseño de un sistema de almacenamiento de energía térmica con sales fundidas.
- Análisis económico de la central diseñada.

Las etapas seguidas para la consecución de los objetivos son las siguientes:

- En primer lugar, durante el primer capítulo, se realizará un estudio de las distintas tecnologías empleadas tanto para el diseño del sistema de captura, el sistema de almacenamiento térmico y la central de ciclo combinado. Para los dos primeros casos se realizará un estudio sobre los distintos tipos de tecnologías de sistemas de captura y sistemas de almacenamiento, para finalmente introducir las tecnologías simuladas. Sobre las centrales de ciclo combinado se dará una breve explicación sobre este sistema de generación eléctrica y se describirá brevemente los equipos más importantes de la central.
- Durante el capítulo segundo se describirá la simulación efectuada tanto sobre la central de ciclo combinado como para la captura del CO₂ y el almacenamiento de energía, en el anexo 1 se localizan las ecuaciones empleadas para resolver la simulación.

- En el capítulo tercero se realizará el estudio de económico de la central donde se verá si los sistemas implementados son económicamente rentables. Las tablas empleadas para realizar los cálculos económicos se encuentra en el anexo 2.
- El último punto son las conclusiones extraídas de todo el estudio.

2 TECNOLOGÍAS DE CAPTURA, ALMACENAMIENTO Y CICLO COMBINADO

2.1 Tecnologías de captura

Actualmente se están desarrollando una gran variedad de sistemas para la captación de CO₂. Estos sistemas se pueden englobar en tres categorías:

- Captura en precombustión: este tipo de captura consiste en el reformado del metano para posteriormente convertir el CO generado en el reformado en CO₂ que sería capturado, la turbina de gas de las centrales que operan con este sistema funcionan con hidrogeno como combustible.
- Captura en postcombustión: la captura en postcombustiónn consiste en el tratamiento de la corriente de gases de escape para separar el CO₂ que se encuentra en el flujo.
- Oxicombustión: este sistema se basa en usar oxigeno prácticamente puro en vez de aire en la cámara de combustión. Esto produce un flujo de gases de escape compuesto casi en su totalidad por CO₂ y agua, lo que hace muy simple la posterior separación de los dos elementos.

De acuerdo con los estudios consultados la tecnología de la oxicombustión no puede ser aplicada en las centrales de ciclo combinado actuales, dado que las etapas de compresión y expansión del ciclo no están adaptadas para trabajar con CO₂ como fluido de trabajo (Kanniche & Gross-Bonivard, 2009), además habría que adaptar tanto la turbina como los compresores para que trabajen con oxigeno puro. Por tanto los dos posible métodos que se podrían aplicar como sistemas de captura a la central diseñada serían la captura en precombustión y la captura en postcombustión, de estos dos métodos la tecnología más adecuada para este tipo de central es la captura en postcombustión debido a que tiene unos menores costes asociados, en comparación con la precombustión (IPCC, 2005)

Para un sistema de captura en postcombustión hay varias tecnologías disponible, pero la más desarrollada es la basada en la absorción química con solventes químicos. Este proceso ofrece una alta eficiencia en la captura, así como unos costes y gastos energéticos menores en comparación con otros sistemas en postcombustión. Los principales inconvenientes de este proceso son:

- La escasa concentración de CO₂ en el flujo de gases de escape, lo que lleva asociado unas presiones parciales pequeñas, que hace más difícil la absorción.
- El gran gasto energético que supone la regeneración del solvente.

2.1.1 Absorción química

El proceso de absorción química del CO₂ consiste en una absorción con reacción reversible. Esta reacción es una reacción entre el componente gaseoso que se pretende absorber (CO₂ en este caso) y solvente, normalmente estos solventes suelen ser aminas. Mediante el aumento

de temperatura se puede revertir la reacción consiguiendo un flujo puro del gas separado y la recuperación del solvente usado en la absorción.

El proceso de captura del CO_2 con reacción reversible tiene como equipos los que se pueden observar en la figura 2.1. Para la correcta absorción del CO_2 primero se debe tratar la corriente de gases de combustión que va a entrar a la torre de absorción del CO_2 , para ello se deben retirar las partículas que tenga el flujo, así como el SO_2 que pueda contener ya que ello llevaría a la formación de ácido sulfúrico generando graves problemas de corrosión, en el caso de la central eléctrica de este proyecto no haría falta ya que en las centrales de ciclo combinado no se produce SO_2 .

La corriente de gases que va a ser tratada suele tener una temperatura bastante elevada, esta temperatura debe ser reducida hasta un rango entre 40-60°C, esto es debido a que la reacción que se produce en la torre de absorción tiene lugar en ese rango de temperaturas para las aminas. Por lo general se suele instalar un ventilador a la entrada de la torre de absorción para que haga circular la corriente de gases a contracorriente.

La altura de la torre de absorción es determinada por la cantidad de CO_2 a absorber, de forma que unas concentraciones de CO_2 muy bajas llevan a torres de absorción demasiado grandes, lo que conllevaría problemas tanto constructivos como económicos.

Una vez combinado el CO_2 que se desea capturar con las aminas se bombea hasta la columna de regeneración de aminas, la regeneración de aminas es llevada a cabo a una temperatura entre 100 y 140°C a una presión cercana a la atmosférica, el calor necesario para la regeneración es aportado mediante una corriente de vapor en el desabsorbedor que puede ser reutilizada. Este consumo de calor es lo que penaliza energéticamente el sistema de captura.

Posteriormente se vuelve a bombear las aminas hasta la torre de absorción, mientras el CO_2 puro es llevado al tren de compresión para su posterior transporte y almacenaje. (López Fuentes, 2007)

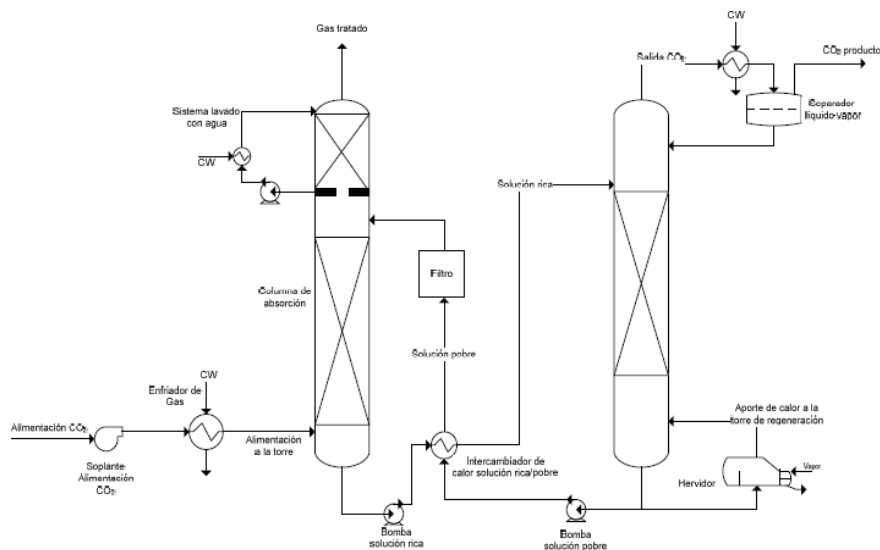


Figura 2.1. Esquema de un sistema de absorción. (López Fuentes, 2007)

Además de estos equipos se usan otros principalmente para mantener la solución absorbente en condiciones óptimas de funcionamiento debido a que la solución empleada se ve degradada por las partículas presentes en el flujo. Estos equipos adicionales consisten, mayoritariamente, en filtros y lechos de carbón activo que previenen la corrosión y degradación.

Los parámetros de operación más importantes para la viabilidad técnica y económica del sistema de absorción son los siguientes:

- Caudal de gases de combustión. Este parámetro determinará el caudal de gas que será tratado lo que determinará el tamaño de los equipos a utilizar.
- El CO_2 en los gases de combustión. Dado que los gases de combustión se encuentran normalmente a presión atmosférica la presión parcial del CO_2 bastante baja, por lo tanto los solventes químicos son la mejor opción para la absorción.
- Porcentaje de captura de CO_2 . Los porcentajes habituales de captura con este tipo de sistema oscilan entre el 80 y el 95% del CO_2 total, mayores porcentajes conllevan equipos más grandes lo que conlleva mayor coste económico.
- Caudal de solvente. Este caudal determina el tamaño de la mayoría de equipo, excepto del absorbedor. El caudal será fijado según el porcentaje de CO_2 que se desee eliminar.
- Energía requerida. La energía requerida por este tipo de sistemas es la energía térmica para regenerar el solvente y, también, la energía eléctrica de las bombas.
- Refrigeración. Se necesita enfriar la corriente de gases a tratar hasta la temperatura adecuada.

2.1.2 Aminas

El tipo de amina a emplear que se ha escogido es la monoetanolamina (MEA). La monoetanolamina ha sido usada durante años para la purificación de gases de síntesis, en especial por su capacidad para la eliminación de CO_2 y H_2S .

Este tipo de amina es útil para la eliminación del CO_2 cuando se encuentra en baja concentración en el gas a tratar y no existan otros gases contaminantes como el CS_2 y el CO . El uso óptimo de esta amina se da para el tratamiento de gases a baja presión, en estas condiciones el proceso de recuperación de la amina se vuelve más fácil.

Entre sus inconvenientes destacan que la MEA es más corrosiva que otros tipos de aminas, especialmente a partir del 20% de concentración en disolución. También se producen reacciones irreversibles al usar este tipo de amina, lo que conlleva pérdidas de este producto.

2.2 Almacenamiento térmico de energía

El almacenamiento térmico de energía permite aumentar la eficiencia de una central eléctrica al poder ser activado en momentos de baja demanda eléctrica, que de otra forma supondrían la reducción de carga de la central lo que conlleva una pérdida de eficiencia. Los patrones actuales de consumo se corresponden con una demanda variable lo que haría necesario la bajada de carga anteriormente mencionada, además la generación eléctrica actual tiende a tener una mayor proporción de fuente de generación renovable, lo que conlleva la necesidad de que haya fuentes de energía de respaldo con una flexibilidad grande, como la que se podría conseguir con este tipo de sistemas.

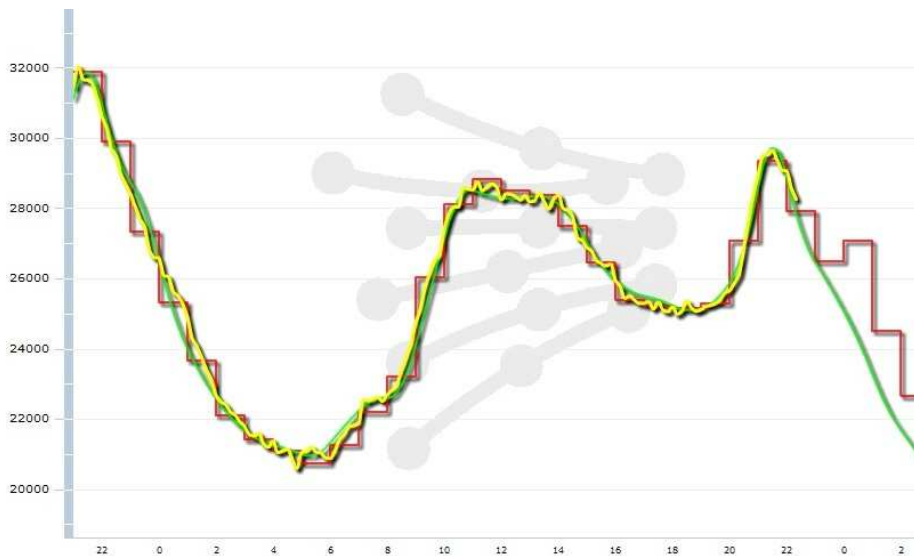


Figura 2.2. Demanda eléctrica en un día de invierno. (REE)

Hay tres tipos distintos de almacenamiento de energía térmica (Graells Vilella,2014):

- Almacenamiento por calor sensible: Este tipo de almacenamiento se basa en un material de almacenamiento que puede ser bien sólido o líquido, en el caso del sólido requiere además de algún fluido para transmitir el calor. En el caso de que el medio sea líquido se suelen emplear sales fundidas o aceites sintéticos, es decir fluidos con alta capacidad calorífica.
- Almacenamiento por calor latente: Los materiales empleados en este tipo de almacenamiento tienen la capacidad de cambiar de fase almacenando el calor en la transición entre fase sólida y líquida.
- Almacenamiento por calor químico: Este proceso consiste en una reacción química reversible, la primera endotérmica que se activa con la energía que se quiera almacenar y la segunda exotérmica que libera el calor almacenado.

El tipo de almacenamiento que se va a emplear durante este proyecto es el almacenamiento por calor sensible debido a que los otros dos tipos que se han comentado no están suficientemente desarrollados y, además, conllevarían un diseño de la central considerablemente más complejo.

2.2.1 Almacenamiento por calor sensible

Como se ha comentado anteriormente el almacenamiento por calor sensible consiste en calentar un sólido o un líquido sin que haya cambio de fase en el proceso de calentamiento. Este tipo de calor puede tener dos tipos de sistemas, el llamado sistema directo en el que el fluido que transmite el calor para que sea almacenado es el mismo que el material en el que ese calor es almacenado, este tipo de sistema se basa normalmente en dos depósitos que acumulan el fluido de trabajo y un intercambiador de calor por el que circula el flujo al que se le quiere extraer el calor, este tipo de sistemas funcionan exclusivamente con líquidos como fluido de trabajo.

El otro tipo de sistema se llama sistema indirecto, la diferencia con respecto al sistema directo reside en que el fluido que transporta el calor es distinto del que lo almacena, por lo que es necesario disponer de un intercambiador de calor adicional, las ventajas son que se puede usar sólidos para almacenar la energía térmica y se puede disponer de un único depósito.

Para elegir el material de almacenamiento uno de los parámetros más importantes es la temperatura que este va a alcanzar, normalmente para temperaturas por debajo de los 100°C se usa agua y para temperaturas muy elevadas se usan materiales sólidos. Otro parámetro importante es el valor de la densidad por la capacidad calorífica (ρC) ya que este parámetro influirá en el tamaño del depósito, que es la principal desventaja de este tipo de sistemas con respecto a los de calor latente.

2.2.2 Fluidos para almacenamiento de energía

El sistema de almacenamiento térmico que usa la central que se desarrolla en este proyecto usa un sistema de almacenamiento directo, por tanto usa líquidos para transmitir calor y almacenarlo. En este apartado se comentarán distintos tipos de líquidos que se podrían usar para el diseño del sistema de almacenamiento.

Uno de los líquidos con mayor capacidad calorífica es el agua, lo que haría que el tamaño de los depósitos fuesen considerablemente más reducido que con otros fluidos de trabajo, no obstante el agua tiene como inconvenientes problemas de corrosión de las tuberías y otros sistemas de la central, así como, y mucho más importante, el límite de temperatura que puede alcanzar son 100°C, ya que después cambiaría de fase y no se podría almacenar, lo que hace que sea inviable para una gran cantidad de centrales en las que se alcancen temperaturas elevadas.

Para rangos de temperatura intermedios, hasta 300 °C, se suelen usar aceites sintéticos que tienen una capacidad calorífica menor que la del agua, aunque relativamente grande en comparación con otros materiales estudiados. No obstante este tipo de fluidos tienen como desventaja que se degradan con el tiempo y tienen problemas de seguridad dado que existe la posibilidad de que se inicie la combustión si se eleva demasiado su temperatura, por lo que requieren de sistemas de seguridad adicionales.

El otro tipo de fluidos que, actualmente se usan y se están desarrollando, son las sales fundidas estas son sales inorgánicas y sus ventajas respecto a otro tipo de medios para el almacenaje y transmisión de calor son que tienen una temperatura máxima bastante elevada, algunas sales pueden llegar a alcanzar los 500 °C. El principal problema que tienen las sales fundidas como líquido para almacenar el calor es que deben estar en estado líquido y su punto de fusión es bastante elevado, 120 °C como mínimo, por lo tanto no son aptas para procesos en los que se alcancen temperaturas moderadas. Además pueden producir problemas de corrosión en las tuberías y por los intercambiadores de calor por donde circulen.

En la tabla 2.1 se muestran algunos parámetros para distintos fluidos con los que se podría trabajar, se observa que el agua es el fluido con mayor capacidad calorífica de los estudiados y con un mayor producto de densidad por capacidad calorífica, por tanto sería el mejor candidato de no ser por su rango de temperaturas que impide que sea usado en centrales de energía en las que se alcancen temperaturas elevadas.

Se observa también que las sales fundidas tienen una mayor densidad que los aceites por lo tanto con este tipo de material no se necesitarían depósitos tan grandes, que es uno de los mayores problemas de los sistemas de almacenamiento térmico de energía. Aunque en este caso tienen una capacidad calorífica algo menor, no obstante el producto de densidad por capacidad calorífica es mayor en todas las sales estudiadas que los aceites, por lo que si el rango de temperaturas es el adecuado se deberían usar estas en vez de los aceites.

Fluido	Tipo de fluido	Rango de temperatura (°C)	Densidad (Kg/m ³)	Capacidad calorífica (J/Kg.K)
Agua	-	0-100	1000	4190
Caloria HT43	Aceite	-10-100	-	2300
Dowtherms	Aceite	12-260	867	2200
Therminol 55	Aceite	-18-315	-	2400
Therminol 66	Aceite	-9-343	750	2100
Hitec	Sales fundidas	141-540	1680	1560
Hitec XL	Sales fundidas	120-500	1992	1447

Tabla 2.1. distintos tipos de fluidos. (Ercan Ataer,2006).

2.3 Ciclo combinado.

Las centrales de ciclo combinado son centrales eléctricas térmicas que obtienen la energía de la combustión de un gas, normalmente gas natural, para obtener energía eléctrica por medio de dos ciclos termodinámicos distintos, uno de gas y otro de vapor. Este tipo de centrales tiene como ventaja respecto a otro tipo de centrales térmicas que tienen unos costes de inversión considerablemente menores y un tiempo de ejecución del proyecto también menores, así

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

como unas menores emisiones de gases de efecto invernadero. Este tipo de centrales también permiten una operación más flexible con menores tiempos de arranque y de subidas y bajadas de carga, no obstante el coste del gas natural es generalmente bastante más elevado que el de otros combustibles fósiles de generación eléctrica como el carbón.

A pesar de esta serie de ventajas la capacidad eléctrica de centrales de ciclo combinado en España está claramente infrautilizada como se puede ver en la figura 2.3 en la que se ve que a pesar de que el 25% de la capacidad instalada se corresponde con centrales de ciclo combinado, solo un 9% de la energía eléctrica producida se genera en este tipo de centrales, esto es debido a que los costes del combustible son mayores que en otro tipo de centrales. No obstante en los próximos años se espera que haya un aumento de la energía generada en centrales de ciclo combinado, debido a las restricciones de la Unión Europea a la generación eléctrica por carbón y el cierre del parque nuclear español programado durante la década de 2020.

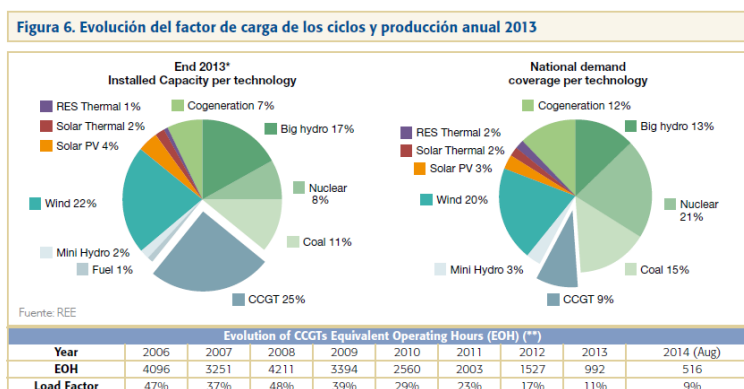


Figura 2.3. Potencia instalada en España y generación eléctrica. (REE)

Otro factor a tener en cuenta en este tipo de centrales es la perspectiva medioambiental, dado que este tipo de generación genera menores emisiones respecto a otros tipos de generación con combustibles fósiles, además en la mayoría de escenarios se contempla un aumento de las energías renovables por lo que hace falta una fuente de energía de respaldo que pueda activarse y desactivarse de forma rápida. En la siguiente figura se muestran los tiempos de arranque de distintas fuentes, así como las emisiones contaminantes.

FLEXIBILIDAD DE OPERACIÓN					
	Variación carga	Arranque en caliente a plena carga	Arranque en frío a plena carga		
Ciclo combinado	10% / minuto	40 minutos	2 horas		
Central de carbón	4% / minuto	3 horas	7 horas		
Central nuclear	1% / minuto	4 horas	2 días		
IMPACTO AMBIENTAL					
	CO ₂	NO _x	SO ₂	Cenizas	Calor condensador
Ciclo combinado	≤ 0,45 kg/kWh (1)	< 50 mg/Nm ³	0	0	30%
Central de carbón	≥ 0,85 kg/kWh	500 mg/Nm ³ (3)	400 mg/Nm ³ (2)	< 50 mg/Nm ³	45-51%

Figura 2.4. Comparativa de flexibilidad e impacto ambiental. (Sabugal Garcia, 2006).

2.3.1 Funcionamiento

Las centrales de ciclo combinado son centrales térmicas en las que la energía eléctrica es producida mediante gas y vapor de agua. El combustible primario es gas que acciona una turbina, en la que, por lo general, la eficiencia esta en torno al 30-40%. Esto quiere decir entre un 70-60 % de la energía del combustible es desperdiciada, para evitar ese gasto de energía el calor residual de los gases de combustión al acabar el ciclo de gas es usado en la caldera de recuperación para calentar el vapor de agua que se usará en el ciclo de vapor para mover unas turbinas con lo que aumentar la potencia eléctrica producida por la central. Al añadir este ciclo de vapor se aumenta la eficiencia total de la central hasta el entorno del 60% lo que permite un mayor aprovechamiento de la energía del combustible empleado.

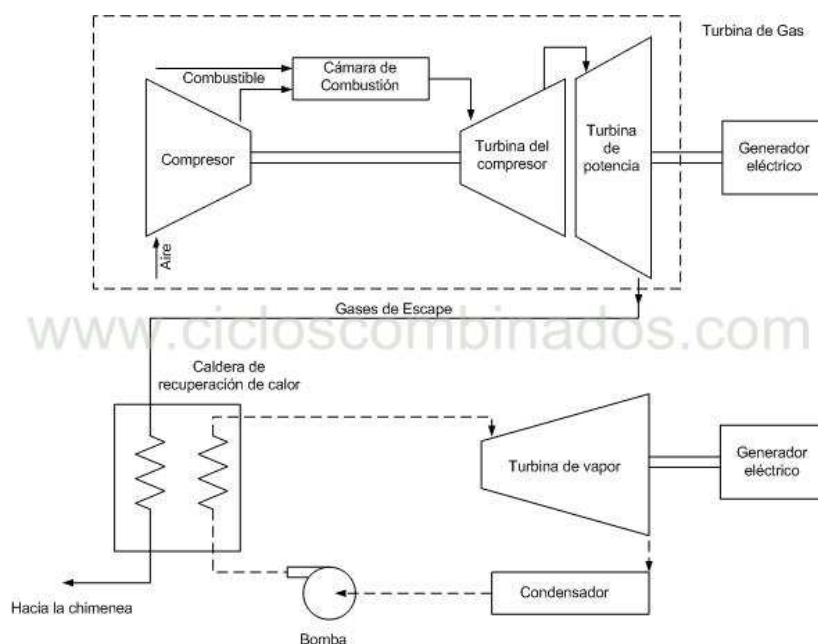


Figura 2.5. Esquema básico central de ciclo combinado.

2.3.2 Partes

Las partes más importantes y exclusivas de una central de ciclo combinado son la turbina de gas y la caldera de recuperación de vapor, estas se explican en detalle a continuación.

Turbina de gas

En la figura 2.6 sale representada una turbina de gas como las que operan en una central de ciclo combinado, este tipo de turbinas tienen un eje único que conecta el compresor de aire y la turbina para aumentar la eficiencia de todo el sistema.

En la entrada el sistema coge aire y lo hace pasar por un compresor con un ratio de compresión habitualmente entre 15-20, con ratios mayores se podría conseguir una mayor eficiencia pero la temperatura de los gases de escape sería menor con lo que se reduciría la eficiencia global de la instalación. En la cámara de combustión el gas es inyectado y quemado y

se produce la combustión que eleva la temperatura de los gases hasta unos 1300-1500°C, mayores temperaturas requerirían una evacuación del calor en la turbina y la cámara de combustión más compleja y mayores emisiones de NO_x . Posteriormente se hace pasar los gases por una turbina que genera la electricidad del ciclo.

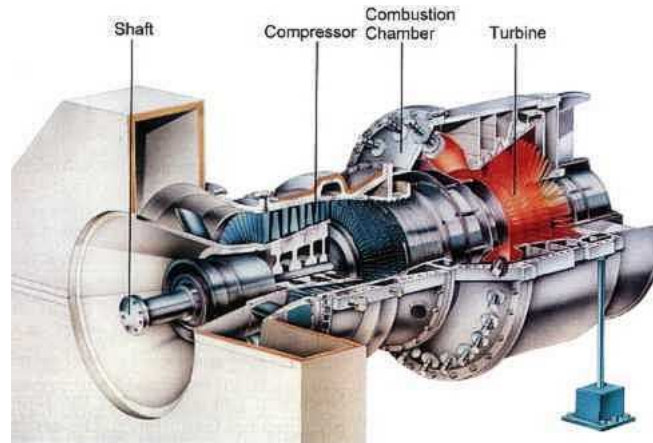


Figura 2.6. Turbina de gas

Caldera de recuperación

La caldera de recuperación es donde se extrae el calor restante de los gases de combustión y se emplea para calentar el vapor de agua que acciona el ciclo de vapor de la central. En la figura 2.7 se muestra una caldera de recuperación correspondiente a una central de ciclo combinado de varios niveles de presión, en la imagen se pueden ver varias partes como son el calderín, en la imagen hay dos debido a que es una central con varios niveles de presión, si fuese de un único nivel habría solo una caldera de alta presión por lo que no habría recalentamientos intermedios. En las calderas el vapor de agua va hacia varios intercambiadores de calor, el economizador donde se aumenta la entalpía del líquido, el evaporizador que es donde se cambia la fase del agua de líquido a vapor y por último el sobrecalentador donde se convierte en un gas sobrecalentado y se deriva hacia las turbinas de vapor.

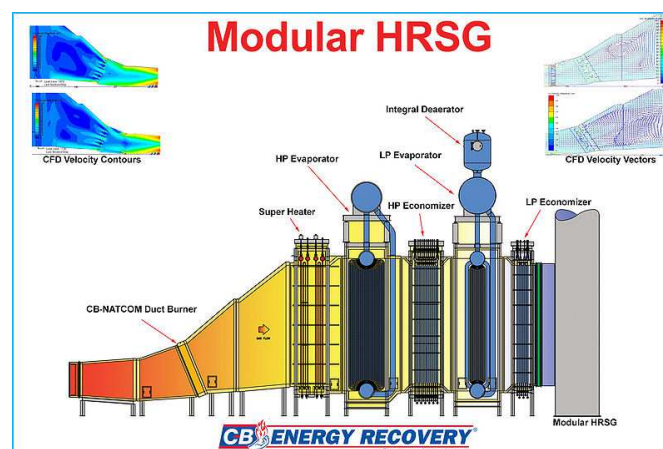


Figura 2.7. Caldera de recuperación

Aparte de estos sistemas en una central de ciclo combinado, como en cualquier otro tipo de central, cuenta con muchas más partes como son los generadores donde se transforma la energía mecánica de las turbinas en energía eléctrica a través de la rotación de un eje por el que fluye un campo magnético, las turbinas de vapor que es donde se extrae la energía contenida en el vapor de agua, normalmente esta etapa se realiza en varias etapas dado que el vapor de agua es elevado a una gran presión

Para alcanzar el nivel de compresión requerido en las turbinas de vapor se necesita de un sistema de bombas que sea capaz de elevar la presión hasta la que se considere adecuada.

Por último está el sistema de refrigeración de la central que consta de las torres de condensación donde se cambia la fase del agua a líquido para poder comprimirlo en el sistema de bombas.

3 SIMULACIÓN DE LA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

En este apartado se evaluarán los aspectos relativos a la simulación de la central de ciclo combinado que se ha desarrollado, además se presentarán los resultados de la simulación realizada. Para la realización de la simulación se han debido tomar una serie de parámetros sobre las condiciones de operación de la central, así como datos de los distintos equipos empleados, la mayor parte de estos datos se han obtenido del estudio realizado por el International Journal of Greenhouse Gas Control (Jordal & Ystad, 2012) que tiene muchas similitudes con el proyecto que se presenta. Este apartado concluirá con la comprobación de los resultados obtenidos en esta simulación y los obtenidos por el citado estudio.

La central de ciclo combinado desarrollada es una central de ciclo combinado de un único nivel de presión al que se le ha añadido un sistema de captura de CO₂ que permita aprovechar el calor restante de los gases de combustión que no se ha aprovechado en el generador de vapor, lo que conllevará una reducción importante de la contaminación generada por la central a un coste relativamente bajo, a pesar de no poder capturar la totalidad de las emisiones de CO₂ de la central.

Otro de los objetivos de este proyecto es la realización de un sistema de almacenamiento de energía que permita a la central operar de una forma más eficiente en función de la demanda eléctrica del momento. La central de ciclo combinado a la que se han aplicado los sistemas de captura de CO₂ y de almacenamiento energético que se ha simulado es la que se muestra en la figura 3.1.

Como se ha explicado anteriormente la central de ciclo combinado es una central de un único nivel de presión, en los siguientes apartados se desarrollarán los elementos de la simulación que se ha realizado para concluir con la presentación de los resultados obtenidos en la simulación, esta consta de cuatro partes, el ciclo de Brayton, el de Rankine, el sistema de captura y el sistema de almacenamiento de energía de la central.

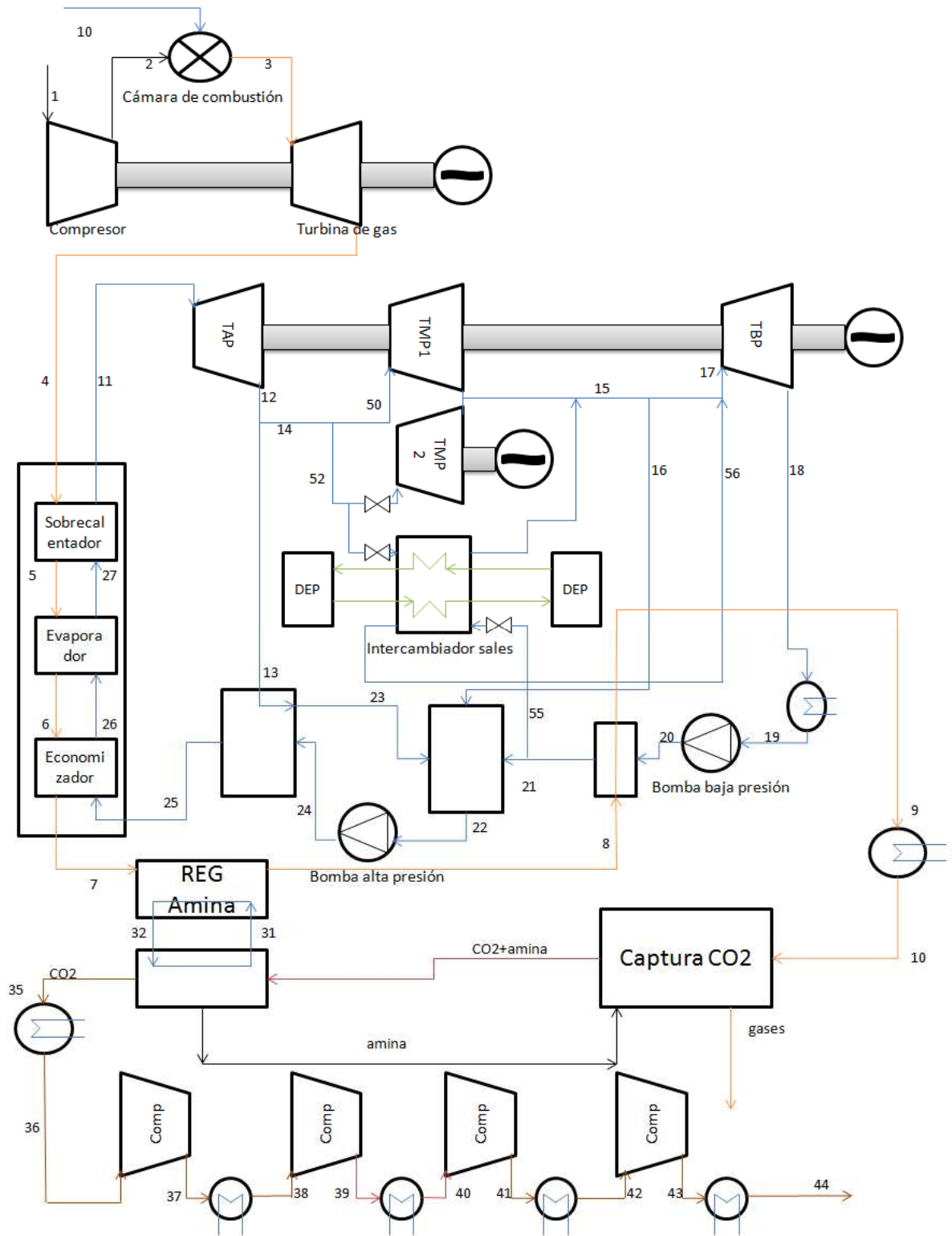


Figura 3.1. Esquema de la central.

3.1 Simulación ciclo de Brayton

Esquema ciclo de Brayton

En la figura 3.2 se ve el esquema correspondiente al ciclo de gas usado en la simulación, la principal diferencia respecto a un ciclo de Brayton teórico es que en el ciclo de Brayton empleado en la simulación el flujo de combustible y el de aire se mezclan en la cámara de combustión, de forma que el gas a la salida ya no es aire si no una mezcla de gases de combustión.

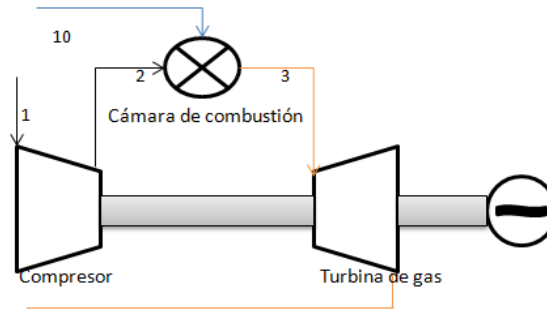


Figura 3.2. Esquema ciclo de Brayton estudiado.

Datos de entrada

Para simplificar el problema se tomó el gas natural empleado en la caldera como metano puro, con un PCI de 46480 KJ/Kg, la temperatura de entrada de este gas se tomo como 160 °C.

La turbina de gas se escogió el modelo 9F.04 de General Electric (General Electric, 2017), este modelo opera con una relación de compresión de 16.9 y proporciona una potencia neta de 287 MW y un rendimiento sobre el PCI de 38.7%.

Equipos del ciclo

A continuación se irán describiendo los equipos usados en la simulación del ciclo de vapor así como sus puntos de operación.

Compresor

El primer equipo del ciclo es el compresor, este equipo opera cogiendo aire del ambiente y comprimiéndolo, los datos relativos a este equipo se muestran en la tabla 3.1.

Los datos relativos a la entrada de aire del compresor son los tomados como temperatura y presión ambiente. La relación de compresión se ha obtenido, como se ha mencionado anteriormente, del punto de operación con el que trabaja la turbina seleccionada.

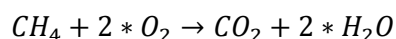
El rendimiento del compresor se ha tomado del 90% para la carga máxima para la que está diseñada la central, un valor común para un compresor de aire.

Relación de presiones	16.9
Presión a la entrada (flujo 1)(bares)	1.013
Temperatura a la entrada (flujo 1)(°C)	20
Rendimiento isoentropico(%)	90%

Tabla 3.1. Datos compresor de aire.

Cámara de combustión

Las reacción de combustión se ha simplificado a la que se presenta a continuación en la ecuación 3.1. La reacción real de combustión incluiría una reacción correspondiente a la generación de óxidos de nitrógeno debido a las elevadas temperaturas alcanzadas en la cámara, dado que la inclusión de esa reacción aumentaría considerablemente la complejidad del proyecto desarrollado no se considero la generación de ningún otro componente de combustión, a pesar de que un proceso real aparecerían otros componentes.



Ecuación 3.1. Reacción de combustión del gas natural.

Para la correcta simulación de la cámara de combustión se introdujo como parámetro la temperatura a la salida que se escogió una temperatura de 1300°C, una temperatura relativamente común en la operación de centrales de ciclo combinado dado que con mayores temperaturas se incrementa bastante la creación de óxidos de nitrógeno y otros componentes contaminantes.

Turbina de gas

La turbina de gas de la central es donde se produce la energía eléctrica de la central, así como la obtención de la energía para el ciclo de Rankine posterior. Los datos relevantes de los flujos, que se han establecido como datos de entrada en la simulación, son los siguientes:

Temperatura de entrada(flujo 3)(°C)	1300
Presión a la entrada(flujo 3)(Bares)	17.12
Presión a la salida(flujo 4)(Bares)	1.013
Rendimiento(%)	90

Tabla 3.2. Datos turbina de gas.

Resultados del ciclo de Brayton

Los resultados globales de producción eléctrica, flujo de combustible así como otros datos relevantes se mostrarán en otro apartado, no obstante es importante resaltar algunos resultados de la simulación del ciclo de Brayton para comprobar que los cálculos son correctos.

Es posible comprobar el resultado del rendimiento de la turbina de gas con el que da el fabricante de la turbina de gas, en este caso la diferencia es de menos del 5%, por lo tanto se puede deducir que los cálculos realizados hasta ahora son correctos.

El porcentaje de CO₂ es importante dado que una parte de ese porcentaje es el que se tendrá que separar de la corriente de gases principal para proceder a su captura. Este porcentaje es bastante pequeño, 4.89%, un valor bastante típico para centrales de ciclo combinado.

Rendimiento de la turbina	37.04%
Rendimiento de la turbina 9F de General Electric	38.7%
Porcentaje de CO₂	4.89%

Tabla 3.3. Resultados ciclo de gas.

El diagrama T-s del ciclo de Brayton no se muestra para compararlo con el del ciclo teórico debido a que en este ciclo el fluido de trabajo cambia a mitad del ciclo, que pasa de ser aire a una mezcla de gases de combustión, por lo que la entropía de esta mezcla de gases no es comparable.

3.2 Simulación ciclo de Rankine

Esquema ciclo de Rankine

Si se compara el esquema de la figura 3.3 con el de un ciclo de Rankine teórico se observará que es esencialmente el mismo, pero con varias etapas más de precalentamiento y la expansión del vapor de agua se produce a lo largo de tres turbinas con distintos niveles de presión. Este esquema corresponde, como ya se ha dicho anteriormente, a una central de ciclo combinado de un único nivel de presión.

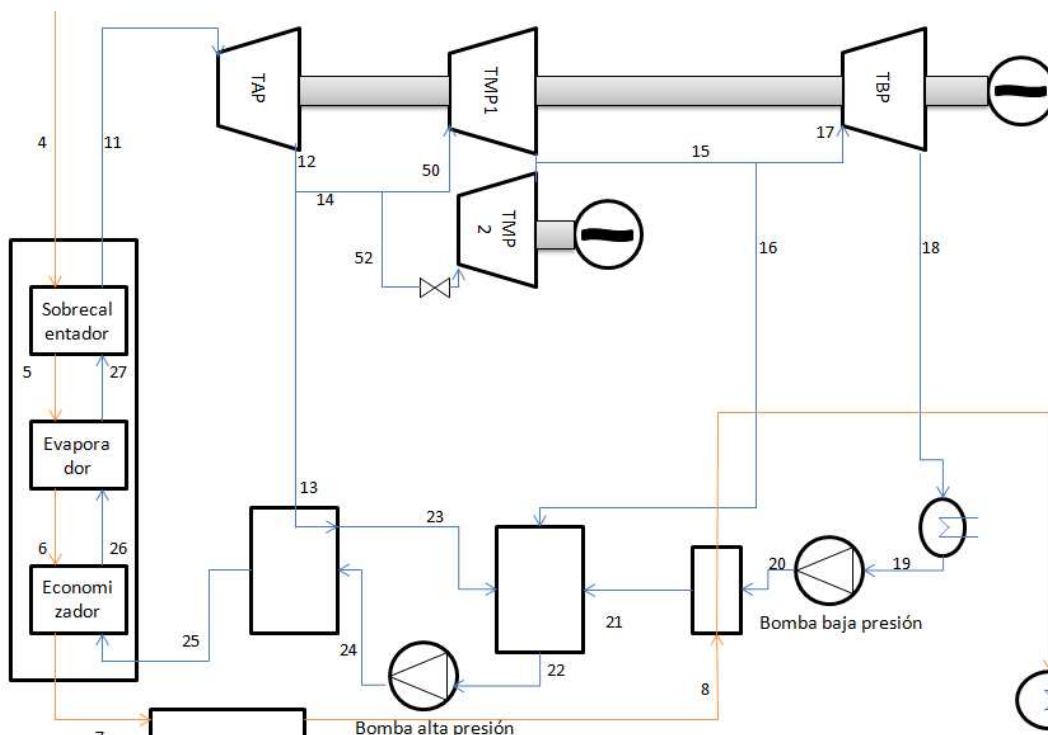


Figura 3.3. Ciclo de Rankine.

Equipos del ciclo

Caldera de recuperación

Como ya se ha dicho anteriormente el generador de vapor de una central de ciclo combinado se compone de tres etapas, estos equipos son en definitiva intercambiadores de calor con ciertas especificaciones que se presentan en la tabla 3.4.

Los datos que se presentan en la tabla son los datos necesarios para poder simular el generador de vapor, estos datos corresponde a las tres etapas que tiene el equipo, sobrecalentador, evaporador y economizador.

Los datos de temperatura y presión se han tomado del estudio con el que posteriormente se verificarán los resultados obtenidos en este proyecto. Los datos referentes a los títulos de vapor se han escogido debido a las funciones que tienen el evaporador y el economizador, la temperatura de pitch se ha escogido de 8°C debido a que corresponde con el valor medio del rango de temperaturas que se suelen usar(entre 5 y 10°C).

Presión (Bares)	120
Temperatura flujo 11 (°C)	560
Título de vapor (flujo 27)	1
Título de vapor (flujo 26)	0
Temperatura de pitch ($T_6 - T_{26}$)(°C)	8

Tabla 3.4. Datos caldera de recuperación.

Turbinas

Como se observa del esquema visto al principio la generación de electricidad debida al ciclo de vapor de la central se compone de tres etapas de expansión. La etapa de media presión de las turbinas está dividida en dos turbinas debido a que el sistema de almacenamiento energético que se planteará en un apartado posterior obtiene la energía de esta segunda turbina de media presión, cuando este sistema este activado todo el vapor de agua que fuese a ir a la turbina se derivará a un intercambiador de calor por el que circulan sales fundidas. Los valores de entrada de los flujos que se han usado en la simulación se muestran en la siguiente tabla:

Alta presión (flujo 11) (bares)	120
Temperatura alta presión (flujo 11) (°C)	560
Rendimiento turbina de alta presión (%)	85
Media presión (flujo 14) (bares)	15
Rendimiento turbinas de media presión (%)	90
Baja presión (flujo 15) (bares)	4.15
Rendimiento turbina de baja presión (%)	85

Tabla 3.5. Datos turbinas de vapor.

Condensador

A continuación de las etapas de expansión del vapor de agua en las turbinas se debe condensar el vapor de agua empleado para, posteriormente, elevar su presión a través de un sistema de bombas.

Para poder realizar correctamente la simulación se escogió una presión de condensación de 0.048 bares.

Bombas

La planta opera con dos bombas una que aumenta la presión del líquido condensado desde la presión del condensado al valor de baja presión. La segunda bomba aumenta la presión del líquido después de haber pasado por dos etapas de precalentamiento del valor de baja presión al valor de alta presión.

Las dos bombas tienen un rendimiento isoentropico igual de valor 70%.

Etapas de precalentamiento

Esta central de ciclo combinado tiene tres etapas de precalentamiento, dos usan vapor extraído de las corrientes de media y baja presión. Uno de los intercambiadores que utilizan vapor de agua para el precalentamiento es un intercambiador con mezcla y el otro es un intercambiador sin mezcla y con cambio de fase.

La primera etapa de precalentamiento de la planta obtiene el calor de la corriente de gases de combustión después de haber pasado por el generador de vapor y del regenerador de aminas del sistema de captura de CO₂.

El intercambiador con cambio de fase opera con dos corrientes separadas, una que cede calor para el precalentamiento, compuesta por los flujos 13 y 23, y otra que obtiene el calor de la otra que está formada por los flujos 24 y 25. En este tipo de intercambiadores se deben fijar dos parámetros, la diferencia de temperaturas entre las dos corrientes de salida (drain cooler approach, DCA) y para obtener la temperatura del flujo 25 es necesario introducir la diferencia entre esta temperatura y la equivalente a la temperatura de saturación a la presión de la corriente 23 (terminal temperature difference, TTD). Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

DCA (°C)	4
TTD (°C)	3

Tabla 3.6. Valores de TDCA y TTD.

En la segunda etapa de precalentamiento, el intercambiador de mezcla, la única condición que se impuso a la simulación es el valor del título de vapor, que se tomó como 0 dado que a la salida de este intercambiador esta la bomba de alta presión y, como todas las bombas, el fluido de trabajo tiene estar en forma de líquido.

En la primera etapa de precalentamiento se tuvo que fijar la diferencia de temperatura entre la corriente 9 y la corriente 20 esta diferencia se fijó en 70°C lo que hizo que el intercambiador tuviese una eficiencia del 18%.

Resultados ciclo de Rankine

En el siguiente apartado se presentan algunos resultados relevantes de la simulación del ciclo de Rankine, no obstante los resultados de la producción eléctrica de este ciclo se presentarán al final del capítulo.

Del diagrama T-s se observa que este ciclo es bastante parecido a un ciclo de Rankine teórico pero con la etapa de expansión dividida en tres etapas distintas, como el numero de turbinas utilizado por la central. De la gráfica se observa también que el ciclo tiene cuatro niveles distintos de presión. Un dato relevante es que no se produce la transformación de vapor saturado a líquido saturado en ningún flujo que vaya a entrar en una turbina (puntos 28,14,17), esto es importante ya que la presencia de gotas en los caudales de vapor puede dañar las turbinas.

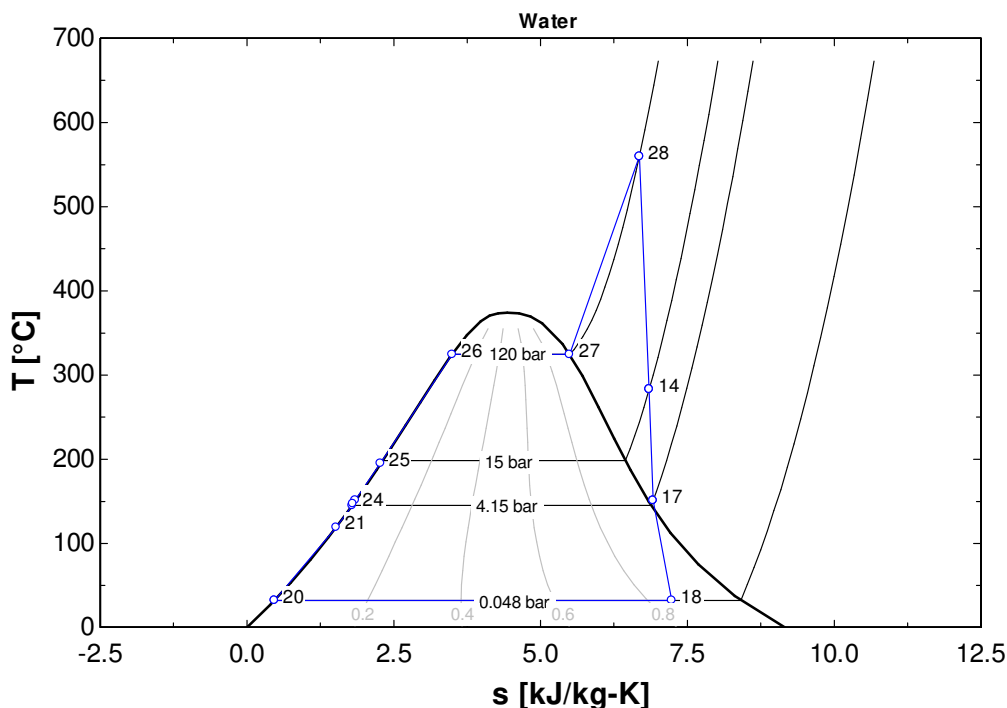


Figura 3.4. Diagrama T-s del ciclo de vapor.

La figura 3.5 es la gráfica muestra la temperatura de cada punto en la caldera que genera el vapor de agua, en este grafico se observa que la línea de las temperaturas de los gases de escape provenientes de la turbina de gas no se corta en ningún punto con la línea de las temperaturas del vapor de agua que será inyectado en las turbinas, por tanto se puede deducir que son unos resultados aceptables.

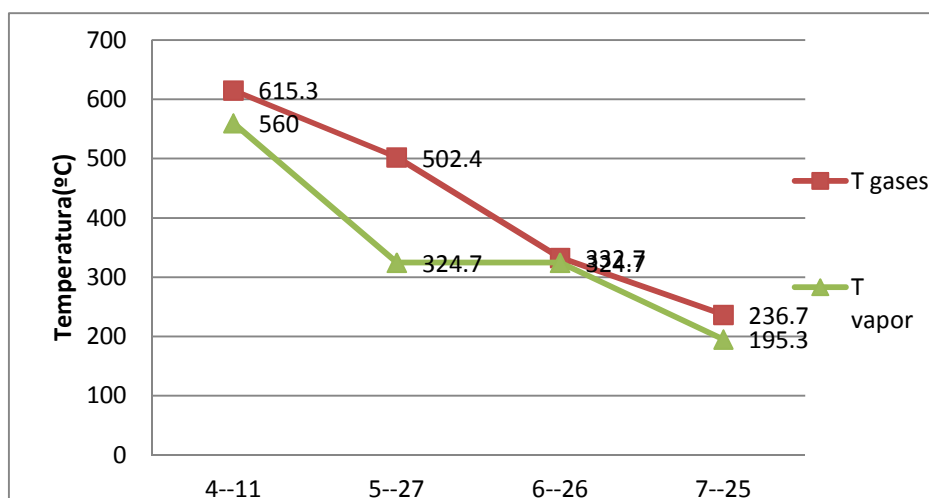


Figura 3.5. Temperaturas en la caldera de recuperación.

En la siguiente tabla se presentan los valores de las extracciones de vapor para las etapas de precalentamiento:

	Flujo 13	Flujo 23	Flujo 16
Caudal másico (Kg/s)	8.646	8.646	4.251
Temperatura (°C)	283.3	151.4	150.9
Presión (bares)	15	4.15	4.15

Tabla 3.7. Propiedades extracciones de vapor.

3.3 Simulación sistema de captura de CO₂

Como se ha comentado en apartados anteriores el sistema de captura de CO₂ implementado en la central es un sistema de captura en postcombustión con aminas. En apartados anteriores se describió el funcionamiento de estos sistemas, por tanto en el siguiente epígrafe solo se hará referencia a los aspectos relativos a la simulación.

Uno de los objetivos que se persiguió al implementar el sistema de captura es que para el desabsorbedor se alimentara exclusivamente con los gases resultantes del generador de vapor para que no se reduzca la producción eléctrica de la central, por tanto no se captura el total del CO₂ generado por la central si no el porcentaje que se pueda conseguir con el calor residual de los gases de combustión.

En la figura 3.6 se muestra la parte correspondiente al sistema de captura del esquema de la central. En este esquema se puede diferenciar varias etapas del sistema de captura, una primera etapa de absorción del CO₂ con las aminas y el sistema de regeneración de aminas que emplea y la parte relativa al tren de compresión del CO₂ para el transporte y almacenaje del mismo.

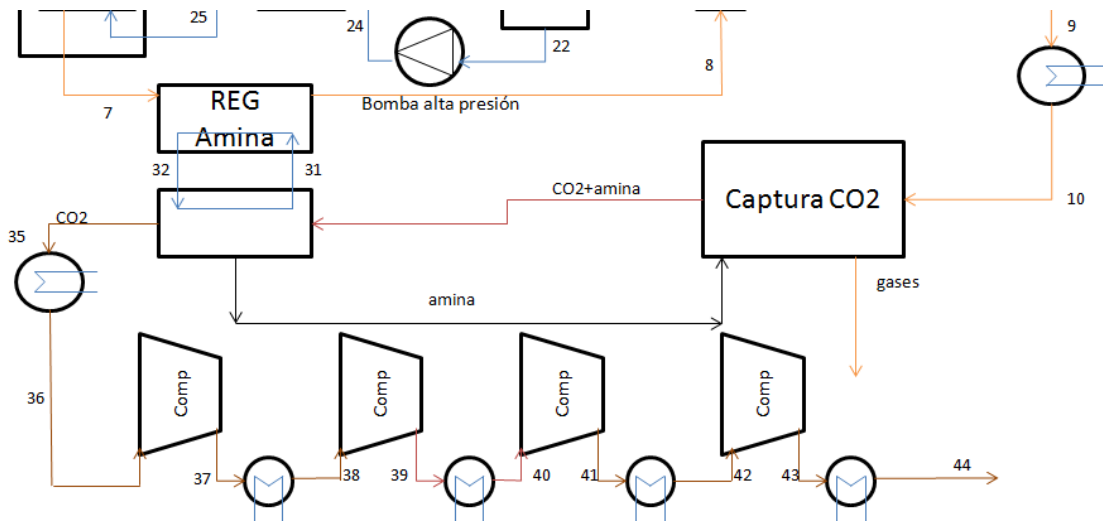


Figura 3.6. Ampliación del esquema del sistema de captura.

3.3.1 Sistema de captura y regeneración de aminas

Para simular el proceso de captura del CO_2 se realizaron unas simplificaciones, dado que el cálculo y diseño de un sistema de captura sería el tema de un proyecto exclusivo de ese sistema, por tanto se simplificó el absorbedor de forma que no se realizaron los cálculos internos del sistema de absorción. Los equipos utilizados para el sistema de captura se irán comentando a continuación, así como se dará la información correspondiente para la simulación.

Intercambiador de calor

De acuerdo con la bibliografía consultada (López Fuentes, 2007) para la correcta absorción del CO_2 por las aminas, la corriente de gases de combustión debe estar a una temperatura adecuada (50°C). Por ello se debió enfriar la corriente de gases de combustión usada para el precalentamiento del vapor de agua, dado que esta corriente iba a una temperatura considerablemente mayor, para ello el flujo de gases se hizo pasar por un intercambiador de calor, encargado de conseguir la temperatura correcta para la absorción del CO_2 .

Este intercambiador se modeló como un intercambiador de calor que usa agua como fluido de trabajo.

Torre de absorción

La torre de absorción de CO_2 se modeló como un equipo, que toma como entradas del equipo, el flujo de gases de combustión, una vez enfriado, junto con una corriente de amina pura. A partir de estos dos flujos se produce el proceso de absorción del CO_2 , creando dos corrientes separadas, una de CO_2 junto con la amina que se irán al regenerador de amina y una corriente con el resto de gases de combustión, así como el CO_2 que no ha podido ser capturado. Este flujo de gases será liberado a la atmósfera.

No se realizó ningún cálculo relativo a este equipo en la simulación, se supuso que se introdujo la cantidad de amina necesaria para la absorción del porcentaje de gas que puede ser regenerado en el desabsorbedor de aminas, esta cantidad no fue calculada.

Regenerador de amina

Según los datos del estudio consultado (Jordal & Ystad, 2012), el calor necesario para la desabsorción de la amina es de 3.91 MJ/KgCO₂, para conseguir esa energía se ideó un sistema cerrado de refrigeración.

En la figura 3.7 se ve el sistema ideado para ceder el calor necesario, este sistema se compone de flujo de agua a presión que primero es calentada hasta su temperatura de saturación en un intercambiador de calor que usa el calor residual de los gases de escape de la turbina de gas después de haber pasado por el generador de vapor.

Posteriormente se transfiere ese calor generado al desabsorbedor de la amina, la cantidad de amina que se usa depende exclusivamente de la cantidad de amina que se puede regenerar con el calor de los gases de escape.

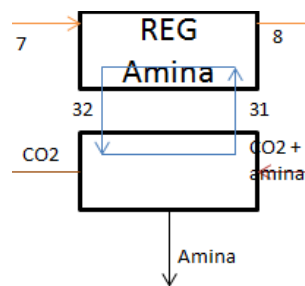


Figura 3.7. Equipo regenerador de aminas.

Los datos de operación de este equipo se muestran en la siguiente tabla:

	Flujo 31	Flujo 32	Flujo 7	Flujo 8	CO ₂
Temperatura (°C)	130	133.3	236.7	150	130
Presión (bares)	3	3	1.013	1.013	1.2

Tabla 3.8. Datos regenerador de amina

Ahora que se ha obtenido un flujo de CO₂ puro y se ha completado la regeneración de las aminas, de forma que se ha creado un circuito cerrado de absorción y desabsorción de las aminas necesarias para la absorción del gas, es necesario comprimir ese gas puro para que tenga las condiciones optimas para su transporte y posterior uso o almacenaje.

3.3.2 Tren de compresión de CO₂

Para el transporte y almacenamiento del CO₂ una de las características que tiene que tener es que una densidad elevada, en comparación con la densidad que tiene en forma natural de gas, para ello se debe elevar la presión de forma considerable, normalmente para el transporte de CO₂ se considera una presión adecuada si está entre 100 y 150 bares (Wong, 2009), a su vez también es necesario que el fluido se encuentre en fase de líquido por lo que es necesario observar el diagrama de fases del CO₂, este diagrama se muestra en la figura 3.8.

El punto crítico del CO₂ se encuentra a los 31.8 °C y una presión de, aproximadamente, 7.75 MPa, la fase final que se debe conseguir al final del proceso de compresión es la de líquido denso, dado que aquí la densidad del fluido es bastante elevada, por ello la temperatura final tiene que estar por debajo de la temperatura del punto supercrítico del CO₂ y tener una presión mayor que la presión supercrítica, aunque cuanto mayor sea la presión mayor será la densidad del líquido.

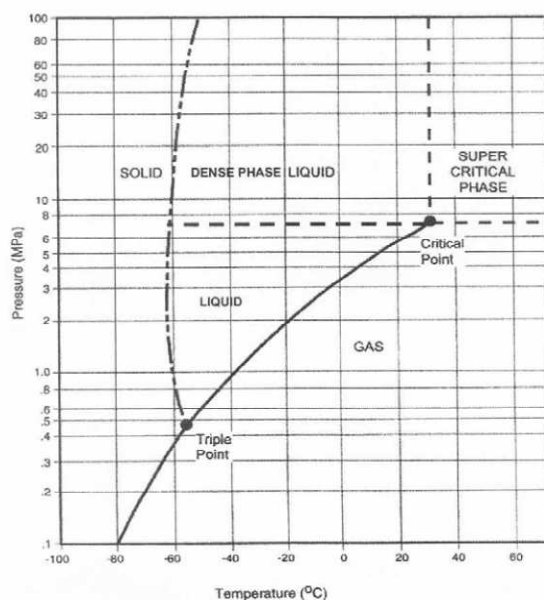


Figura 3.8. Diagrama de fases CO₂ .(Wong,2009)

Para conseguir que todo el CO₂ gas que sale del desabsorbedor, a una temperatura de 130 °C y presión de 1.2 bares, pase a estado líquido, es necesario una serie de etapas de compresión y enfriamiento intermedio, dado que la temperatura aumenta sustancialmente en cada etapa y puede dañar los equipos. Como se ve en la figura 3.9 el tren de compresión está dividido en cuatro etapas de compresión con enfriamiento intermedio. Esto es debido a que si se realizará en una sola etapa de compresión el CO₂ alcanzaría una temperatura demasiado elevada.

Normalmente los compresores para la compresión del CO₂ operan con una relación de presiones entre 4 y 3. Para la simulación de este proyecto se ha elegido un tren de compresión con un compresor de relación de presión 4 y otros tres de relación de presiones de 3, este tren de compresión hace que la presión final del gas sea aproximadamente 130 bares, una presión apta para el transporte por tubería.

A los intercambiadores de calor se les ha impuesto la condición de que el gas tiene que ser enfriado hasta una temperatura de 35°C antes de cada etapa de compresión, una temperatura ligeramente superior a la temperatura supercrítica del CO₂.

Para finalizar la compresión y que el CO₂ este en un estado adecuado para su transporte se debe convertir el gas en líquido para que, así, aumente su densidad y su transporte y almacenaje sea más eficiente, por tanto la temperatura impuesta fue de 25 °C, por debajo de la temperatura supercrítica.

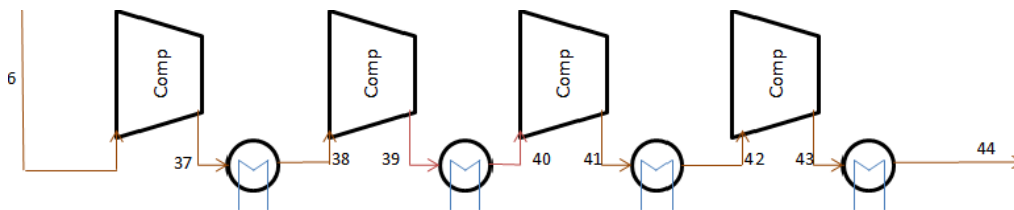


Figura 3.9. Tren de compresión CO₂.

3.4 Sistema de almacenamiento energético

Uno de los objetivos principales de este proyecto es el diseño y estudio de un sistema de almacenamiento térmico de energía, de esta forma se tendría una central eléctrica con una gran flexibilidad que permita operar de forma eficiente según las necesidades de la red, pudiendo ser conectado el sistema de almacenamiento en momentos en los cuales la demanda energética es baja, de forma que no sea necesario bajar la carga de la central lo que conllevaría una menor eficiencia de la central. Por el contrario en los momentos del día en el que la demanda eléctrica es mayor se conectaría el sistema en modo de descarga lo que permitiría generar mayor potencia con el mismo consumo de combustible.

El sistema de almacenamiento de energía ideado es un sistema que almacena la energía térmica del flujo de vapor de agua de una de las turbinas de media presión con un intercambiador de calor a través del cual circula una corriente de sales fundidas frías que se calentarán por efecto de este flujo de vapor de agua.

Uno de los grandes problemas para almacenar la energía en forma de energía térmica es el gran volumen que ocuparía si se almacenase, por ejemplo en un acumulador de vapor. Se eligió las sales fundidas para almacenar la energía térmica debido a la alta densidad y calor específico de este tipo de sales lo que resuelve el problema del espacio disponible.

Como se puede ver del esquema mostrado en la figura 3.10, el sistema de almacenamiento de energía se compone de dos depósitos donde se acumulan las sales fundidas, calientes y frías, y un intercambiador de calor. El intercambiador de sales fundidas consiste en un intercambiador de calor doble, en el que las sales fundidas circulan desde el depósito donde se depositan frías hasta otro donde se almacenan calientes o viceversa en caso de que este descargando energía.

El intercambiador de calor acumula la energía que se produciría en la segunda turbina de media presión del ciclo de vapor de la central, posteriormente se juntaría el flujo de vapor de

agua al salir del intercambiador con el flujo proveniente de la otra turbina de media presión. Este intercambiador de calor está diseñado para que el vapor de agua que salga de él este en las mismas condiciones que el flujo que sale de la turbina de media presión.

Cuando la central funcione en modo de descarga de energía se hará una extracción de agua precalentada a baja presión (flujo 21), esta agua será calentada por medio de las sales fundidas, que circulan calientes desde el depósito donde se almacena la energía hasta el depósito de sales frías. La corriente de agua calentada se inyectará en las mismas condiciones de operación a la entrada de la turbina de baja presión.

El esquema del sistema de almacenamiento térmico de energía propuesto es el que se presenta a continuación:

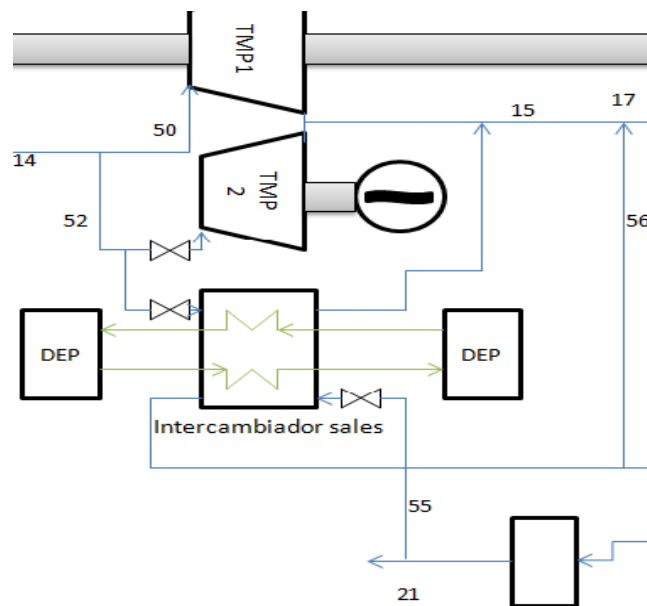


Figura 3.10. Esquema sistema de almacenamiento.

3.4.1 Sales fundidas utilizadas

Las sales con las que se ha realizado la simulación del sistema de almacenamiento de energía tienen el nombre comercial de HitecXL son unas sales terciarias (7% NaNO_3 45% KNO_3 48% $\text{Ca(NO}_3)_2$) (Kerney & Hermann 2002). Uno de los parámetros clave para la utilización de sales fundidas como método de almacenamiento de energía es la temperatura de congelación de las sales, dado que estas tienen que estar fundidas para que puedan circular por el intercambiador de calor.

Se decidió usar las sales HitecXL debido a que el flujo desde el que se va a extraer la energía tiene una temperatura que oscila entre los 283°C a la entrada y 153°C a la salida, por tanto no se pueden usar sales con una temperatura de congelación elevada. Las sales HitecXL tienen la temperatura de congelación más baja que entre las distintos tipos de sales que se estudiaron, y por tanto adecuada para el rango de temperaturas que se va emplear.

La temperatura de congelación de las sales HitecXL así como el resto de propiedades termodinámicas relevantes para la simulación se puede observar en la siguiente tabla:

Temperatura de congelación (°C)	120
Calor específico (KJ/(Kg°C))	1.447
Densidad (Kg/m3)	1992
Temperatura máxima (°C)	500

Tabla 3.9. Propiedades sales HitecXL.

3.4.2 Diseño sistema de almacenamiento

El diseño del sistema de almacenamiento se realizó, igual que el resto de la simulación, con el software EES, para ello se introdujeron las ecuaciones correspondientes a las transferencias de calor que se producen en el proceso de almacenamiento y descarga de energía, las ecuaciones se pueden consultar en el anexo 1.

Equipos del sistema

Intercambiador de calor

El intercambiador de calor de la figura 3.11 es el usado en la simulación. Hay 4 flujos de agua que se usan, los que acumulan energía(52-53) y los de descarga(55-56), los datos de entrada están en la tabla 3.10.

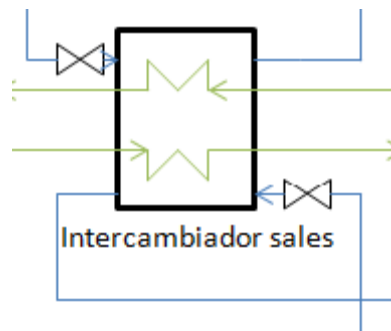


Figura 3.11. Intercambiador de calor.

	Flujo 52	Flujo 53	Flujo 55	Flujo 56
Temperatura (°C)	283.3	150.9	104.9	150.9
Presión (bares)	15	4.15	4.15	4.15
Entalpía (KJ/Kg)	2999.15	2753	440	2753

Tabla 3.10. Datos flujos de agua intercambiador de calor.

En la tabla 3.11 se muestra el rango de temperaturas de las sales fundidas, como es observable ninguna temperatura está por debajo de la temperatura de congelación, por lo tanto las corrientes de sales fundidas siempre estarán en forma líquida. Las sales se almacenan a presión atmosférica.

	Sales calientes	Sales frías
Temperatura (°C)	250	130

Tabla 3.11. Datos sales intercambiador de calor.

Depósitos

El sistema de almacenamiento de energía está diseñado para acumular completamente la energía de la segunda turbina durante un máximo de ocho horas, por tanto es posible calcular la energía máxima que se puede acumular, también es posible saber la masa total de las sales para acumular esa energía y por tanto el volumen que ocuparán cuando el depósito este al máximo de su capacidad.

La cantidad de sales fundidas que se usarán para la operación de este sistema de almacenamiento de energía junto con el volumen de estas se puede consultar en la siguiente tabla:

Energía con el depósito lleno (MJ)	$3.15 \cdot 10^5$
Masa de las sales (ton)	1823
Volumen de las sales y tamaño del depósito (m*m*m)	$9.7 \cdot 9.7 \cdot 9.7$

Tabla 3.12. Cantidad máxima de sales y tamaño de los depósitos.

Modos de funcionamiento

El sistema puede funcionar de dos formas distintas en modo de carga, en este modo toda el vapor de agua que iría a la segunda turbina de media presión es derivado, mediante la apertura de las válvulas correspondientes que hacen que reduzca su nivel de presión hasta el nivel de baja presión, al sistema de almacenamiento de energía.

Cuando se activan las válvulas del depósito de sales fundidas frío estas comienzan a circular por el intercambiador de calor que es calentado por el vapor de la segunda turbina y pasan a depositarse en el depósito caliente, el vapor de agua reduce su temperatura hasta la temperatura de operación de la turbina de baja presión y se junta con el flujo proveniente de la turbina de media presión que opera de la forma normal.

El modo de carga está diseñado para que funcione un máximo durante ocho horas, no puede operar durante más tiempo debido a que la cantidad de sales fundidas ha sido calculada para ese número de horas. Una vez completada la carga de energía se volvería a abrir la válvula de la turbina de media presión y las sales dejarían de circular por el intercambiador de calor.

El modo descarga funciona derivando agua precalentada del primer precalentador hacia el intercambiador de calor de sales fundidas. El agua procedente del precalentador pasa a convertirse en vapor sobrecalentado y se junta con el flujo que va a la turbina de baja presión.

Este modo de descarga de energía está previsto que complete la descarga de forma total en dos horas, un menor tiempo de descarga equivaldría a un flujo demasiado elevado de sales fundidas, y un tiempo mayor equivaldría a un aumento de energía muy pequeño respecto a la operación normal de la central.

3.5 Resultados de la simulación

En el siguiente apartado se mostrarán los resultados obtenidos en la simulación tanto para la carga máxima de la central como para cargas parciales en la turbina de gas, así como los resultados cuando la central funciona en modo carga de energía y descarga de energía.

La carga mínima a partir de la cual la central empieza a aportar electricidad a la red es del 50%, una carga menor que esa equivaldría a un flujo de gases demasiado pequeño como para que la central pudiese operar de forma correcta. Para los cálculos de las cargas parciales se han tomado los rendimientos del compresor y de la turbina de gas, ambos iguales, según la ecuación:

$$\eta = 0.2 * \text{carga} + 0.7$$

Ecuación 3.2.

Como se ve deduce de la ecuación 3.2 el rendimiento mínimo del compresor y la turbina de gas se obtiene para la carga mínima de la central del 50% que equivale a un rendimiento del 80%. El rendimiento máximo se da para el punto de operación de la central, que es el 100% de la carga del ciclo de gas, que equivale a un rendimiento del 90%.

Para obtener los resultados de potencias se ha supuesto un rendimiento de los transformadores, generadores y otros sistemas de la central que también requieren consumo eléctrico y que no se han tenido en cuenta en la simulación del 98%.

En la tabla 3.12 se puede observar que la potencia generada por las turbinas de vapor se mantiene más o menos constante durante todo el proceso de cargas parciales, esto es debido a que al reducirse la carga de la turbina de gas baja el rendimiento de esta haciendo que aumente la temperatura de los gases de escape de la turbina, haciendo que para una carga del 90% incluso aumente la potencia neta del ciclo de vapor.

Esta mayor extracción de calor del generador de vapor hace, a su vez, que la energía disponible de los gases de combustión baje a la salida del generador de vapor, lo que conlleva una disminución del porcentaje de CO₂ capturado, al reducirse el calor disponible en el desabsorbedor de aminas, lo que conlleva una mayor emisión de CO₂ a la atmósfera.

Otro resultado relevante de la tabla es el reducido consumo del sistema de captura planteado, este sistema dado que aprovecha la energía restante de los gases de combustión es un sistema

con un impacto energético muy pequeño, pero tiene como inconveniente que no captura el total del CO₂ de la central si no un porcentaje relativamente pequeño.

Carga	100	90	80	70	60	50
Rendimiento (%)	50.42	49.54	48.64	47.7	46.72	45.7
Rendimiento sin el sistema de captura (%)	51.08	50.17	49.23	48.25	47.24	46.18
Carga total central CC (%)	100	93.06	85.8	78.26	70.25	61.7
Potencia neta (MW)	398.63	370.98	342.18	311.99	280.06	245.95
Potencia neta ciclo de gas (MW)	287	258.3	229.6	200.9	172.2	143.5
Potencia neta ciclo de vapor (MW)	116.87	117.38	116.74	114.71	110.96	105.03
Potencia turbina alta presión (MW)	49.67	50.03	49.89	49.14	47.64	45.18
Potencia turbinas media presión (MW)	10.99	11.07	11.04	10.87	10.54	9.99
Potencia turbina baja presión (MW)	47.03	47.02	46.58	45.61	43.97	41.49
Potencia sistema de captura (MW)	5.24	4.69	4.158	3.624	3.09	2.57
Temperatura salida turbina de gas (°C)	615.3	630.3	645.3	660.3	675.3	690.3
Caudal másico de combustible (Kg/s)	16.67	15.79	14.83	13.79	12.64	11.35
Caudal másico de agua (Kg/s)	98.04	98.75	98.47	97	94.03	89.18
Caudal másico gases de escape (Kg/s)	599.1	572.4	542.8	509.6	471.9	428.4
Caudal másico de vapor en la turbina de baja presión (Kg/s)	85.14	85.14	84.34	82.57	79.61	75.12
Porcentaje CO₂ capturado (%)	31.87	30.06	28.31	26.54	24.74	22.92

Tabla 3.12. Resultados de la simulación con cargas parciales.

Resultados sistema de almacenamiento de energía

A continuación se van a mostrar los resultados correspondientes a cuando el sistema de almacenamiento de energía esta activado. En este apartado no hay cargas parciales debido a que si la central esta almacenando energía es para no tener que reducir la carga del ciclo de gas y poder aprovechar esa energía en momentos de mayor demanda eléctrica y, como se verá en el siguiente apartado, aumentar la ganancia económica de la central.

El total de energía almacenada se produce a las 8 horas de funcionamiento del sistema, los resultados del sistema cuando está cargando energía están en la tabla 3.13 y, como se puede observar, la potencia total de la central se ve reducida en 10.991 MW que es la potencia de la turbina de media presión de la que se extrae el vapor de agua.

Rendimiento (%)	49.03
Caudal másico de sales (Kg/s)	63.3
Caudal másico vapor de agua (flujo 52) (Kg/s)	44.7
Potencia sistema de almacenamiento (MW)	10.99
Energía total sistema de almacenamiento (MJ)	3.165x10 ⁵
Potencia neta de la central (MW)	387.64
MWh cargados	87.92

Tabla 3.13. Resultados central en modo carga de energía.

La energía almacenada en forma de energía térmica en las sales fundidas está previsto que se extraiga en su totalidad en dos horas, los resultados del modo de descarga se presentan en la siguiente tabla:

Rendimiento (%)	51.59
Caudal másico de sales (Kg/s)	253.2
Caudal másico vapor de agua (flujo 55) (Kg/s)	19
Caudal másico turbina de baja presión (flujo 17) (Kg/s)	101.93
Potencia turbina de baja presión (MW)	56.30
Potencia neta de la central (MW)	407.89
MWh descargados	18.52

Tabla 3.14. Resultados central en modo descarga.

Comparando las tablas 3.13 y 3.14 se obtiene que la potencia neta de la central aumentaría en aproximadamente 9 MW durante dos horas. Comparando el modo de carga de energía y la descarga se ve que se obtiene que la potencia adquirida mediante el almacenamiento de energía es bastante reducida en comparación con la que se había cargado, 18.528 MWh frente

a 87.928 MWh, esto se debe a que la extracción de agua hacia el almacenamiento de energía es líquido subenfriado, que tiene una entalpía específica relativamente baja.

3.6 Verificación de los resultados

Como se ha explicado anteriormente en este proyecto se ha llegado a unos resultados partiendo del estudio realizado por el International Journal of Greenhouse Gas Control(IJGGC) (Jordal & Ystad, 2012), del que se han obtenido los datos de operación de la mayoría de equipos de la central. A continuación se compararán los resultados obtenidos en el estudio con los obtenidos en la simulación que se ha realizado en este proyecto.

El estudio realizado por IJGGC y este proyecto tienen algunas diferencias, la más importante es que no tiene ningún sistema de almacenamiento de energía, por tanto los datos que se compararán serán los obtenidos en la simulación de la central sin el sistema de almacenamiento de energía, para el diseño y simulación de este sistema no se han obtenido los datos de ningún estudio hecho previamente por tanto no es posible verificar los resultados de este sistema.

Otro detalle importante a tener en cuenta es que en este proyecto no se captura el total de las emisiones producidas por la central si no, como se ya se ha dicho, solo la parte que se puede regenerar con el calor restante de los gases de combustión, por lo que algunos parámetros diferirán con los obtenidos en este proyecto, esto es debido a que la central desarrollada en el estudio toma la energía térmica necesaria para la regeneración de las amina del flujo de vapor de agua de la turbina de baja presión, por lo que la potencia de esa turbina será menor que la de este proyecto.

De la figura 3.12 se puede observar las diferencias con el diseño de la central que se ha desarrollado, esta central de ciclo combinado de la figura es una central de tres niveles de presión, no obstante en el estudio realizado por IJGGC también se realizaron estudios con una central de un único nivel de presión que será la central que se compare en el siguiente epígrafe, aunque esta central también tiene algunos procesos de recalentamiento del vapor de agua antes de ser inyectado a las turbinas que en la simulación desarrollada en este proyecto no tiene.

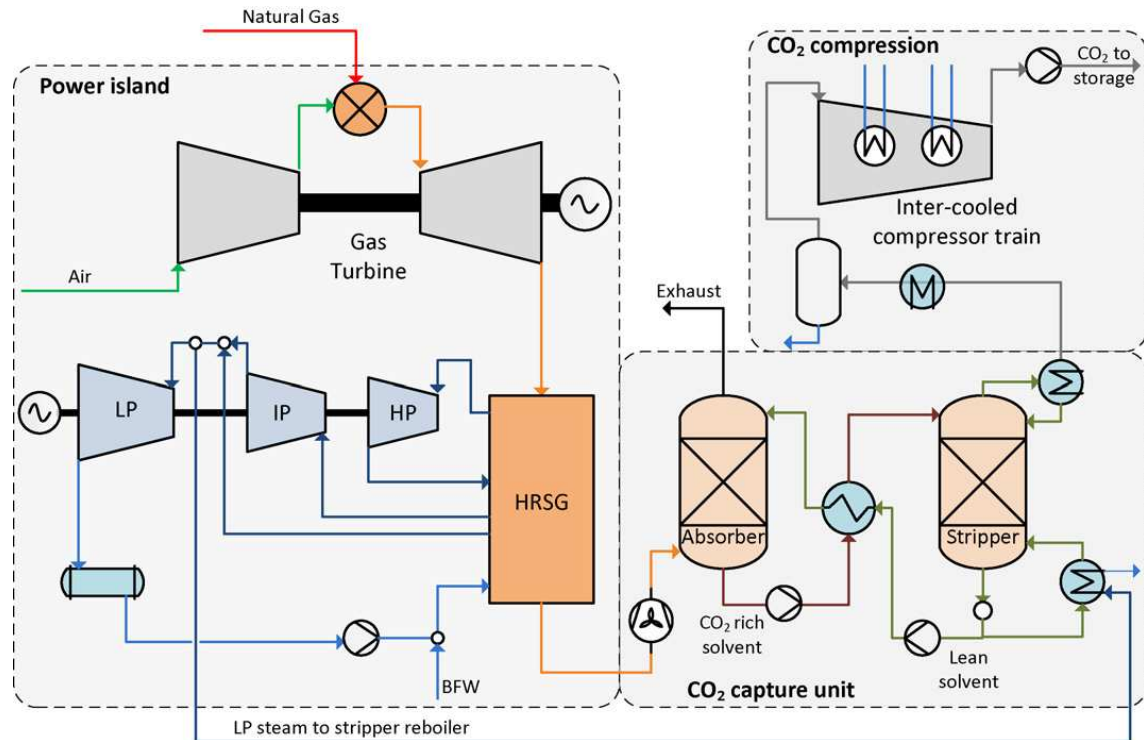


Figura 3.12. Central que se comparará. (Jordal & Ystad, 2012)

Los datos de mayor relevancia para hacer la comparativa serán:

- Potencia neta: Energía eléctrica obtenida por la central.
- Poder calorífico: Poder calorífico del flujo de combustible suministrado.
- Caudal de vapor: Expresa el caudal másico empleado por la central.
- Rendimiento: Expresa la eficiencia de la central con todo el sistema de captura.

El primer parámetro de la tabla corresponde al poder calorífico que tiene el flujo de combustible. El combustible usado durante la realización de este proyecto se tomó del estudio de IJGGC pero simplificando los componentes del combustible como metano puro, por lo tanto la diferencia entre los dos poderes caloríficos indica que en la central desarrollada en este proyecto tiene un consumo de combustible ligeramente mayor.

La potencia neta del ciclo de vapor y el caudal de vapor es un parámetro importante pero no se conocen exactamente las condiciones de operación ni algunos datos importantes como las etapas de precalentamiento empleadas en la central que se ha comparado, además la central que se ha desarrollado es ligeramente distinta a la central simulada por IJGGC, a pesar de ello la diferencia entre uno y otro no es demasiado elevada.

La potencia neta del ciclo de gas es muy parecida, esto es debido a que para la realización de este proyecto se escogió la misma turbina empleada por IJGGC.

Las mayores diferencias entre un estudio y otro se encuentran en el consumo del sistema de captura, esto se debe, como se ha mencionado anteriormente a que el sistema de captura desarrollado en este proyecto presenta diferencias con el ideado por IJGGC.

El rendimiento entre una central y otra tiene una diferencia de menos de un 2%, una diferencia bastante reducida teniendo en cuenta la diferencia de las central simuladas. La conclusión que se puede realizar de la comparativa entre los dos proyectos es que las simulaciones realizadas con los datos proporcionados por IJGCC fueron acertadas, se puede comprobar que los resultados se asemejan, por lo menos en el orden de magnitud.

	IJGCC	Este trabajo	Porcentaje de desviación(%)
Poder calorífico (MW)	751	774.8	3.06
Caudal de vapor (Kg/s)	90.3	98.04	8.89
Potencia neta ciclo de vapor (MW)	115.8	116.9	0.95
Potencia neta ciclo de gas (MW)	285.1	287	0.67
Consumo sistema de captura (MW)	23.8	5.24	77.98
Potencia neta (MW)	371.4	398.6	7.32
Rendimiento (%)	49.5	50.4	1.81

Tabla 3.14. Comparativa de resultados.

4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En el siguiente capítulo se expondrá el análisis económico de la central eléctrica proyectada durante los capítulos anteriores, para ello se obtendrán los costes de funcionamiento así como los ingresos que se obtendrían de la explotación comercial teniendo en cuenta los precios de los mercados mayoristas del gas y electricidad.

Primeramente se deben obtener tanto los costes de inversión de hacer una central de ciclo combinado y los costes fijos de operación y mantenimiento (O&M) por kilovatio de la central, estos datos se han obtenido de la publicación de la agencia internacional de la energía (IEA,2010). De la publicación se han obtenido los datos de costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento (O&M) que aparecen reflejados en la tabla 4.1:

Costes de Inversión (€/KW)	1277
Costes O&M (€/KW/año)	38.65
Costes O&M (€/MWh)	4.44

Tabla 4.1. Costes para central de ciclo combinado. Nota: se ha convertido el coste de dólares a euros.

Con estos datos es posible calcular el coste total de la central de energía así como las necesidades de inversión, la inversión total de la central se calcula en la ecuación 4.1:

$$C_I * P_t = 1277 * 398.632 = 509.05 \text{ Mill€}$$

Ecuación 4.1. Necesidades de inversión.

Una vez obtenida la necesidad de inversión de la central proyectada es necesario hacer un cálculo del préstamo que sería necesario pedir para poder afrontar el coste de la inversión. Este préstamo sería amortizado durante los 50 años de vida útil de la central y tendría una tasa de interés fija del 5%. El coste anual de amortización viene dado por la ecuación 4.2 que hace referencia al cálculo de un préstamo con cuotas constantes.

$$A = \frac{509 * 10^6}{\frac{1 - (1 + 0.05)^{-50}}{0.05}} = 27.88 \text{ Mill€/año}$$

Ecuación 4.1. Amortización anual de la inversión

Una vez calculados los costes fijos de la central se debe tener en cuenta los otros costes variables, como son los derechos de emisión y el precio del gas natural, estos dos datos se tienen un precio de mercado variable.

Para el caso de los derechos de emisión de CO₂ los datos se han obtenido del sistema europeo de negociación del CO₂ (SENDECO2), el precio de estos derechos de emisión se va actualizando mes a mes y se mide en euros por tonelada de CO₂ emitida a la atmosfera, en el periodo de tiempo estudiado el precio de los derechos de emisión ha oscilado en una horquilla entre 4.5-6€/ton CO₂.

El precio del gas natural se ha obtenido del mercado ibérico del gas(MIBGAS), este portal ofrece el precio medio del gas durante los días seleccionados, esta capacidad energética se mide en euros por kilovatio hora de combustible.

4.1 Central con sistema de captura

A continuación se estudiará la viabilidad económica de la central proyectada con el sistema de captura y posteriormente se comparará con la misma central de ciclo combinado sin sistema de captura y se estudiará el sistema de almacenamiento energético propuesto desde un punto de vista estrictamente económico.

Los datos de potencia de la central, de la potencia de gas consumida y el CO₂ liberado a la atmosfera son constantes durante toda la operación planteada por la central y se muestran en la tabla 4.2.

Gas consumido (MWh)	774.87
Potencia eléctrica (MWh)	398.63
CO₂ liberado (ton/h)	112.32

Tabla 4.2. Valores fijos de la operación de la central.

Para ver si la central es económicamente viable se estudiaron cuatro fechas del año 2016 (debido a que es el año anterior con datos completos) correspondientes a los días 15 de enero, marzo, julio y noviembre y se extrapolaron los datos de esas cuatro fechas a todo un año. Se consideró que la central operaba siempre al máximo de su capacidad dado que si no es rentable funcionando al 100% no lo sería operando a un nivel de carga menor. A continuación se mostrarán los resultados resumidos del análisis económico, las tablas con la información completa correspondiente a los 4 días y las 24 horas se puede encontrar en el anexo 2.

	Enero	Marzo	Julio	Noviembre	Promedio
Precio del gas (€/MWh)	17.69	16.15	14.84	21.93	17.65
Precio de la electricidad (€/MWh)	39.25	41.62	41.08	59.49	45.36
Coste derechos de emisión (€/MWh)	6.82	5.1	4.64	5.63	5.54
Gastos (€)	389553.7	356278.0	331250.18	465196.41	385426.07
Ingresos (€)	375515.3	398197.49	393079.05	569202.64	433855.13
Beneficios (€)	-14038.4	41919.47	61828.87	104006.23	48429.05

Tabla 4.3. Análisis de operación.

Se ha obtenido que el beneficio promedio para un día de esta central es de 48429€, por lo que si se multiplica por los días del año se obtendrá el beneficio total aproximado de la central, el resultado de esta multiplicación es que la central tiene un beneficio medio de 17.7 millones de euros por lo que, pese a que la operación de la central produce beneficios, no podría hacer frente a las necesidades financieras, que como se ha calculado antes son de 27.88 millones de euros al año. No obstante los beneficios de operación podrían variar a lo largo de la vida útil de la central debido a que se espera que los derechos de emisión aumenten de valor, así como el precio de la electricidad.

A continuación se va a proceder a calcular el precio medio de la electricidad para que la central se tanto operacionalmente rentable como financieramente. Para ello se calcularon los gastos diarios, haciendo una media para los valores del coste del gas y de los derechos de emisión, así como se vieron los beneficios necesarios para poder afrontar las necesidades financieras y se calculara el precio medio de la electricidad necesario.

La diferencia entre el precio medio de la electricidad para poder pagar los costes de amortización y el precio real obtenido de REE es de unos 3€, una diferencia no muy elevada pero que hace que, por el momento la central proyectada no sea económicamente viable.

Precio medio del gas (€/MWh)	17.65
Precio medio de derechos de emisión (€/tonCO₂)	5.54
Costes diarios medios (€/día)	385426.07
Precio medio de la electricidad (€/MWh)	40.28
Beneficios diarios para afrontar la deuda (€/día)	76383.56
Precio medio electricidad para afrontar la deuda (€/MWh)	48.27

Tabla 4.4. Precio de la electricidad para que sea rentable.

4.2 Análisis sistema de almacenamiento

En el siguiente epígrafe se va a analizar la viabilidad económica del sistema de almacenamiento de energía térmica planteado, primeramente se muestran los datos de la potencia generada por la central en modo de carga de energía y en modo descarga, también se muestran los tiempos de carga y descarga.

Potencia en carga de energía (MWh)	387.64
Tiempo de carga (h)	8
Potencia en descarga de energía (MWh)	407.89
Tiempo de descarga (h)	2

Tabla 4.5. Datos del sistema de almacenamiento.

Ahora se observaran los datos obtenidos del estudio económico realizado sobre el sistema y su comparativa con los datos obtenidos de la central sin el sistema de almacenamiento para comprobar la rentabilidad del mismo. Las horas en las que la central funciona en modo de carga son ocho horas seguidas que se han tomado en todos los casos entre la hora 24 y la hora 7, momentos del día en los que el precio de la electricidad es más bajo, para la descarga de la energía almacenada se han tomado las dos horas del día en las que el precio de la electricidad es mayor, que varía en función de los días. Los costes de los derechos de emisión, gas y electricidad son los mismos que en la tabla 4.3. Las tablas completas por horas se pueden ver en el anexo 2.

Como se puede observar de la tabla 4.6 el sistema de almacenamiento de energía no es económicamente rentable, en todos los casos estudiados se obtienen menos beneficios con el sistema de almacenamiento de energía que sin él, pese a ello es posible que el sistema fuese rentable si a la central se le hiciese reducir la carga en los momentos en los que está cargando energía.

	Enero	Marzo	Julio	Noviembre
Gastos (€)	389817.51	356541.82	330939.96	465460.22
Ingresos (€)	373836.76	395823.14	390706.78	566103.01
Beneficios (€)	-15980.75	39281.31	59766.82	100642.78
Diferencia de beneficios respecto a la central normal (€)	-1368.34	-2064.12	-2062.05	-2789.41

Tabla 4.6. Análisis de operación sistema de almacenamiento.

Ahora se van a exponer los resultados del precio medio teórico de las horas de descarga para que sea igual de rentable que la operación de la central normal. Para ello se han tomado la media del precio de la electricidad en las horas de carga y en las de descarga para, a continuación, calcular un precio de descarga en el que el sistema de almacenamiento genere los mismo beneficios que sin él.

Como se puede ver en la tabla 4.7 no hay una gran diferencia entre el precio teórico y el precio real, por lo tanto es posible que en algún caso en el que la diferencia entre oferta y demanda sea más grande se puede dar la rentabilidad de operación del sistema de almacenamiento de energía.

	Enero	Marzo	Julio	Noviembre
Precio medio en carga (€)	29.41	37.15	36.305	49.71
Precio medio en descarga (€)	49.01	47.26	47.13	68.62
Precio medio teórico en descarga (€)	51.24	50.4	50.19	72.71
Porcentaje de desviación (%)	4.55	6.64	6.48	5.96

Tabla 4.7. Análisis de rentabilidad del sistema de almacenamiento.

4.3 Comparativa con central sin sistema de captura

Para el siguiente apartado se va a comparar la central diseñada anteriormente con la misma central sin el sistema de captura y posteriormente se estudiarán las diferencias de rentabilidad entre una y otra, no se van a estudiar las necesidades de inversión de la central sin sistema de captura por lo tanto el análisis será solo sobre la explotación de la central.

La central sin el sistema de captura tiene una potencia, así como unos costes de operación distintos, estos datos se muestran en la siguiente tabla.

Costes O&M (€/MWh)	2.34
Potencia eléctrica (MWh)	403.87
CO₂ liberado (ton/h)	164.62

Tabla 4.8. Valores fijos de la operación de la central.

Con estos datos se puede estudiar la viabilidad económica de la central, en este caso se realizó para las mismas fechas que con la central con el sistema de captura incorporado para poder comparar las diferencias entre una y otra. Los datos completos se encuentran también en el anexo 2.

	Enero	Marzo	Julio	Noviembre	Promedio
Precio del gas (€/MWh)	17.69	16.15	14.84	21.93	17.65
Precio de la electricidad (€/MWh)	39.25	41.62	41.08	59.49	45.36
Coste derechos de emisión (€/MWh)	6.82	5.1	4.64	5.63	5.54
Gastos (€)	378606	343171.03	316991.69	452754.79	372880.88
Ingresos (€)	380456.17	403436.77	398250.99	576691.93	442293.78
Beneficios (€)	1850.17	60265.73	81259.3	123937.13	69412.89

Tabla 4.9. Análisis de operación central sin sistema de captura.

Con los datos medios obtenidos se halló el precio medio de la electricidad a partir del cual la central sin el sistema de captura es rentable, este precio es de 38.5 €/MWh un 4.42% menor que con la central con el sistema de captura. Los datos también muestran que la central sin el sistema de captura es más rentable que la central propuesta, no obstante este escenario podría cambiar en el futuro conforme los derechos de emisión del CO₂ vayan aumentando, para ver a partir de que límite de derechos de emisión es más rentable se ha elaborado la tabla 4.10.

En la tabla se muestra a partir de que precio de derechos de emisión es más rentable la central con el sistema de captura, por tanto se puede llegar a deducir que a lo largo de la vida útil de la central esta llegará a ser más rentable que su homóloga sin el sistema de captura puesto que se espera que los derechos de emisión aumenten a más de los valores obtenidos en la tabla 4.10

Precio de la electricidad(€/MWh)	Coste derechos de emisión(€/tonCO₂)
20	17.77
30	18.77
40	19.78
50	20.78
60	21.79
70	22.79

Tabla 4.10. Relación entre precio de la electricidad y derechos de emisión.

5 CONCLUSIONES

En este apartado se va a realizar un breve resumen de toda la memoria realizada para posteriormente estudiar las conclusiones que se pueden estudiar del trabajo realizado. Para la consecución de los objetivos fijados se ha debido seguir los plazos de trabajo establecidos. Estos han consistido en una primera fase de estudio y búsqueda de bibliografía y documentación sobre los distintos temas que se tratan en el trabajo. Este primer paso sirvió para poder profundizar en los métodos de tecnologías de captura de CO₂ para poder finalmente elegir los procesos de postcombustión, ya que esta tecnología está plenamente desarrollada y además tiene en la actualidad un extenso uso industrial. Dentro de los procesos de postcombustión se escogió la absorción con solventes químicos debido a que esta técnica es la que tiene una mayor eficiencia y puede capturar una mayor parte de CO₂, como solvente químico se eligieron las aminas dado que el proceso de absorción de CO₂ con aminas es un proceso que ya está desarrollado industrialmente.

Posteriormente se debió proceder al estudio de distintos sistemas de almacenamiento térmico de energía, primeramente se vieron los distintos tipos de almacenamiento de calor para decantarse por los sistemas de almacenamiento basados en calor sensible, debido a que este tipo de sistemas conlleva un diseño mucho más simple en comparación a los sistemas de calor latente y calor químico.

Una vez escogido el sistema de almacenamiento térmico fue necesario barajar los distintos líquidos que se podrían usarse para la conservación de la energía. De los distintos líquidos estudiados se vio que el más adecuado para los fines perseguidos por el trabajo era el agua, no obstante este medio tiene el problema de su bajo punto de evaporación lo que lo hace inservible para el tipo de sistema que se quiere aplicar. Una vez descartada el agua como fluido de trabajo se evaluaron otros dos tipos distintos de líquidos que son los aceites sintéticos y las sales fundidas, de estos dos grupos se escogieron las sales fundidas debido a que a pesar de tener una capacidad calorífica menor su densidad es bastante mayor por lo tanto el problema de tener depósitos enormes no existe.

La última fase de estudio de bibliografía trató sobre centrales de ciclo combinado, en este punto se decidió elaborar la central proyectada como una central de un único nivel de presión debido a que este diseño simplificaba el problema además de tener mayor energía residual de los gases de escape para poder alimentar el proceso de captura de CO₂ de forma que no exista un coste energético extra para la central.

Una vez acabada la fase de obtención de bibliografía se procedió a realizar la simulación por medio del software EES. La simulación se realizó en tres fases, primero se empezó con la simulación de la central de ciclo combinado a la que se añadió posteriormente los sistemas de captura y compresión del CO₂ y de almacenamiento de energía. Para la simulación del sistema de captura no se calcularon sus parámetros de funcionamiento, si no que se obtuvieron directamente de la bibliografía.

Las principales características del proceso de simulación se muestran a continuación:

- La central opera con gas natural de PCI 46480 KJ/Kg y un caudal másico de 16.67 Kg/s con este combustible la central produce 398 MW, de los que aproximadamente el 70% pertenece al ciclo de gas.
- Los gases de escape del ciclo de gas se recirculan por una serie de precalentadores y el desabsorbedor de aminas para obtener una mayor eficiencia, al final de las etapas de precalentamiento se deben enfriar los gases para la correcta absorción del CO₂.
- El rendimiento global de la central es del 50.4% una vez incluido el sistema de captura.
- El porcentaje de CO₂ en la corriente de gases de escape que se desea capturar es del 5%
- El sistema de captura absorbe aproximadamente el 32% del CO₂ producido, este porcentaje podría aumentar aumentando la energía térmica aportada al desabsorbedor pero a costa de reducir la eficiencia de la central.
- El CO₂ puro se somete a una elevación de la presión hasta 130 bares para su correcto transporte, esta operación consume 5 MW.
- El sistema de almacenamiento funciona con dos flujos de sales fundidas con una temperatura que oscila entre los 130-250°C. Este sistema obtiene la energía térmica del vapor a media presión.
- Este sistema permite obtener 10 MW durante las dos horas de funcionamiento del sistema. Para la carga se necesitan 8 horas y se produce una disminución de la potencia de 11MW.

Realizada la simulación se compararon los resultados del estudio realizado con los de un proyecto similar para comprobar la validez de los resultados. Esta comparativa se realizó sin tener en cuenta el sistema de almacenamiento de energía ya que el proyecto estudiado no disponía de un sistema propio. La comparativa otorgó unos resultados similares en orden de magnitud, no obstante había considerables diferencias entre un proyecto y otro, como en el caso de la captura del CO₂ que en el proyecto comparado se capturaba la totalidad lo que conlleva una menor producción eléctrica y un menor rendimiento.

Acabados los aspectos técnicos del proyecto se realizó un breve estudio económico para ver la viabilidad económica de los sistemas. Para la realización de este análisis se tuvo que obtener de la bibliografía el coste de una central de ciclo combinado con sistema de captura de CO₂ para posteriormente obtener los datos necesarios para calcular los costes e ingresos de la explotación de una central durante cuatro fechas seleccionadas, extrapolando esos cuatro días al periodo de un año se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

- Se llegó a la conclusión de que la central es operacionalmente rentable pero no financieramente debido a la amortización de la inversión, el precio medio de la electricidad para que sea rentable también financieramente debería ser un 6.5% más hasta los 48.27€/MWh.
- Para que el sistema de almacenamiento energético sea rentable la diferencia entre las horas valle donde el sistema carga la energía y las horas pico donde se descarga la energía debería ser aproximadamente un 6% mayor.

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

- Se comparó la central con un sistema de captura con otra sin ese sistema y se observó que el precio medio para que la central sea rentable son 38.5€/MWh frente a los 40.28€/MWh de la central con el sistema de captura.
- El precio de los derechos de emisión de CO₂ se debería situar en una horquilla entre los 18-25€/tonCO₂ frente a los 5.5€/tonCO₂ actuales para que la central con el sistema de captura fuese igual de rentable que una sin captura de CO₂.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Ercan Ataer,2006. O. Ercan Ataer. Storage of thermal energy. Gazi University, 2006.

General Electric, 2017. 9F Power plants. Catalogo General Electric

Graells Vilella,2014. Albert Graells Vilella. Analysis of heat storage with a thermoclinetank for concentrated solar plants. Sabany University, 2014.

IEA,2010. Meihong Wang. Energy technology perspectives. International Energy Agency, 2010.

IPCC (2005). Informe especial la captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. Intergobernal Panel of Climate Change, 2005.

Jordal & Ystad, 2012. Kristin Jordala, Paul Andreas Marchioro Ystad, Rahul Anantharaman, Actor Chikukwa, Olav Bolland. Design-point and part-load considerations for natural gas combined cycle plants with post combustion capture. International Journal of Greenhouse Control, 2012.

Kanniche & Gross-Bonivard, 2009. Mohamed Kanniche, Rene Gros-Bonnivard, Philippe Jaud, Jose Valle-Marcos, Jean-Marc Amann, et al.. Pre-combustion, Post-combustion and Oxy-combustion in thermal power plant for CO capture. Applied Thermal Engineering, Elsevier, 2009.

Kerney & Hermann, 2002. D. Kearney, B. Kelly, R. Cable, N. Potrovitza, U. Herrmann, P. Nava, R. MOhoney, J. Pacheco, D. Blake, H. Price. Assessment of a molten salt heat transfer fluid in a parabolic trough solar field. American society of mechanical engineers, 2002.

López Fuentes,2007. Antonio Luis López Fuentes. Diseño y montaje de una instalación de laboratorio para la caracterización y desarrollo de absorbentes de CO₂ basados en aminas. Capítulo 3: Captura de CO₂ en postcombustión: absorción. Escuela técnica superior de ingeniería, 2007.

MIBGAS. Mercado ibérico del gas. www.mibgas.es

REE. Red Eléctrica de España. www.ree.es

Sabugal García, 2006. Santiago Sabugal García. Centrales térmicas de ciclo combinado: teoría y proyecto. Ed: Diaz de Santos, 2006.

SENDECO2. Sistema europeo de negociación de CO₂. www.sendeco2.com

Wong, 2009. S. Wong, APEC Capacity Building in the APEC Region, module 4: CO₂ Compression and Transportation to Storage Reservoir, CO₂CRC y ICF international, 2009..

Anexo 1. Código EES

"Parametros:"

T_amb=20
 P_amb=1.013
 T_fuel=160
 carga=1
 PR_c=16.9
 W_t_neto=287000*carga
 eta_c= 0.2*carga + 0.7
 eta_t=0.2*carga + 0.7
 PCI=46480

"Temperatura ambiente en grados"
 "Presion ambiente en bares"
 "Temperatura combustible"
 "relacion de presiones en el compresor"
 "Potencia neta de la turbina en KW"
 "rendimiento isoentropico compresor"
 "rendimiento isoentropico turbina"
 "Poder calorifico inferior en KJ/Kg"

"Entrada compresor"

T[1]=T_amb
 P[1]=P_amb
 h[1]=enthalpy(Air_ha,T=T[1],P=P[1])
 s[1]=entropy(Air_ha,T=T[1],P=P[1])
 m[1]=m_air

"Salida compresor"

P[2]=P[1]*PR_c
 s[2]=s[1]
 h_i[2]=enthalpy(Air_ha,s=s[2],P=P[2])
 eta_c=(h_i[2]-h[1])/(h[2]-h[1])
 T[2]=temperature(Air_ha,P=P[2],h=h[2])
 m[2]=m[1]
 W_c=m[2]*(h[1]-h[2])

"Entalpia isoentropica del compresor"

"Entrada combustible""Estado 30"

m[30]=m_f
 P[30]=P[2]
 T[30]=T_fuel

"Camara de combustion"

eta_tg=W_t_neto/(m[30]*PCI)

"Rendimiento turbina de gas"

"Entrada"

n_f[1]=m[30]/molarmass(Methane)
combustion"

"Se convierte en moles para el proceso de

n_air=m[2]/molarmass(Air)
 n_o2[2]=n_air*0.21
 n_n2[3]=n_air*0.79
 n[1]=(n_air*0.21-2*n_f[1])/n_f[1]

"Exceso de aire"

"Salida"

n_co2[3]=n_f[1]
 n_H2O[3]=2*n_f[1]
 n_o2[3]=n_o2[2]-2*n_f[1]
 m_co2[3]=n_co2[3]*molarmass(CO2)
 m_H2O[3]=n_H2O[3]*molarmass(H2O)
 m_N2[3]=n_n2[3]*molarmass(N2)
 m_o2[2]=n_o2[2]*molarmass(O2)
 m_o2[3]=n_o2[3]*molarmass(O2)
 X_co2=(n_co2[3]/(n_o2[3]+n_N2[3]+n_H2O[3]+n_co2[3]))

T[3]=1300

"Entalpia"

```

H_react=PCI*m[30]+m[30]*(enthalpy(Methane,T=T[30],P=P[2])-
enthalpy(Methane,T=(25),P=P[2]))+m[2]*(enthalpy(Air_ha,T=T[2],P=P[2])-enthalpy(Air_ha,T=25,P=P[2]))
H_prod=m_co2[3]*(enthalpy(CarbonDioxide,T=T[3],P=P[3])-
enthalpy(CarbonDioxide,T=25,P=P[3]))+m_H2O[3]*(enthalpy(Water,T=T[3],P=P[3])-
enthalpy(Water,T=25,P=P[3]))+m_N2[3]*(enthalpy(Nitrogen,T=T[3],P=P[3])-
enthalpy(Nitrogen,T=25,P=P[3]))+m_o2[3]*(enthalpy(Oxygen,T=(T[3]),P=P[3])-
enthalpy(Oxygen,T=(25),P=P[3]))
H_react=H_prod

```

"Entrada turbina"

```

P[3]=P[2]
h[3]=(m_H2O[3]/m[3])*enthalpy(Water,T=T[3],P=P[3])+(m_O2[3]/m[3])*enthalpy(Oxygen,T=T[3],P=P[3])
)+(m_N2[3]/m[3])*enthalpy(Nitrogen,T=T[3],P=P[3])+(m_co2[3]/m[3])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[3],
P=P[3])
m[3]*s[3]=m_H2O[3]*entropy(Water,T=T[3],P=P[3])+M_o2[3]*entropy(Oxygen,T=T[3],P=P[3])+m_N2[3]
*entropy(Nitrogen,T=T[3],P=P[3])+m_CO2[3]*entropy(CarbonDioxide,T=T[3],P=P[3])
m[3]=m_H2O[3]+m_CO2[3]+m_N2[3]+m_O2[3]

```

"Salida turbina"

```

P[4]=P[1]
h[4]=(m_H2O[3]/m[3])*enthalpy(Water,T=T[4],P=P[4])+(m_O2[3]/m[3])*enthalpy(Oxygen,T=T[4],P=P[4])
)+(m_N2[3]/m[3])*enthalpy(Nitrogen,T=T[4],P=P[4])+(m_CO2[3]/m[3])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[4],
P=P[4])
m[3]*s[3]=m_h2o[3]*entropy(Water,T=Ts[4],P=P[4])+m_o2[3]*entropy(Oxygen,T=Ts[4],P=P[4])+m_n2[3]
*entropy(Nitrogen,T=Ts[4],P=P[4])+m_co2[3]*entropy(CarbonDioxide,T=Ts[4],P=P[4])
m[4]*s[4]=m_h2o[3]*entropy(Water,T=T[4],P=P[4])+m_o2[3]*entropy(Oxygen,T=T[4],P=P[4])+m_n2[3]*
entropy(Nitrogen,T=T[4],P=P[4])+m_co2[3]*entropy(CarbonDioxide,T=T[4],P=P[4])
eta_t=(T[3]-T[4])/(t[3]-ts[4])
m[4]=m[3]
W_t=m[4]*(h[3]-h[4])
W_t_net=W_t+W_c

```

"Ciclo de vapor"

```

P_HP=120
T_HP=560
P_MP=15
P_LP=4.15
P_cond=0.048
eta_b=0.7
eta_vt_hp=0.85
eta_vt_mp=0.9
eta_vt_lp=0.85
TTD=3
TDCA=4

```

"Parametros sistema de almacenamiento"

```

X_des=0
C_sal=1.447
t_des=0

```

"Turbina HP"

"entrada"

```

T[11]=T_HP
P[11]=P_HP
h[11]=enthalpy(Water,P=P[11],T=T[11])
s[11]=entropy(Water,P=P[11],T=T[11])
m[11]=m_w

```

"Salida"

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

```
P[12]=P_MP  
h_i[12]=enthalpy(Water,P=P[12],s=s[11])  
eta_vt_hp=(h[11]-h[12])/(h[11]-h_i[12])  
T[12]=temperature(Water,P=P[12],h=h[12])  
s[12]=entropy(Water,P=P[12],h=h[12])  
m[12]=m[11]  
W_HP=m[12]*(h[11]-h[12])
```

"Extracción MP"

```
P[13]=P[12]  
T[13]=T[12]  
h[13]=h[12]  
s[13]=s[12]  
m[12]=m[13]+m[14]
```

"Turbinas MP"

"entrada"

```
P[14]=P[12]  
h[14]=h[12]  
T[14]=T[12]  
s[14]=s[12]
```

"Primera turbina"

```
m[50]=0.5*m[14]  
P[14]=P[50]  
h[14]=h[50]  
T[14]=T[50]  
s[14]=s[50]
```

"Salida"

```
P[51]=P_LP  
h_i[51]=enthalpy(Water,P=P[51],s=s[50])  
eta_vt_mp=(h[50]-h[51])/(h[50]-h_i[51])  
T[51]=temperature(Water,P=P[51],h=h[51])  
s[51]=entropy(Water,P=P[51],h=h[51])  
m[51]=m[50]  
W_MP_1=m[51]*(h[50]-h[51])
```

"Segunda turbina"

```
m[52]=0.5*m[14]  
P[14]=P[52]  
h[14]=h[52]  
T[14]=T[52]  
s[14]=s[52]
```

"Salida"

```
P[53]=P_LP  
h_i[53]=enthalpy(Water,P=P[53],s=s[52])  
eta_vt_mp=(h[52]-h[53])/(h[52]-h_i[53])  
T[53]=temperature(Water,P=P[53],h=h[53])  
s[53]=entropy(Water,P=P[53],h=h[53])  
m[53]=m[52]  
W_MP_2=m[53]*(h[52]-h[53])
```

"Almacenamiento de energía activado"

"Parametros carga de energía"

```
t_car=8*3600"
```

"Tanque HTF"

```
"m[53]=m[52]"
```

```
P[53]=P[15]
```

```
T[53]=T[15]
```

```
h[53]=enthalpy(water,P=P[53],T=T[53])"
```

```

"Tanque HTF
Q_alm=m[53]*(h[52]-h[53])*t_car
Q_alm=m_sal*C_sal*(250-130)*t_car
W_MP_2=0 "

"Suma corrientes"
m[15]=m[53]+m[51]
T[15]=T[51]
P[15]=P[51]
s[15]=s[51]
h[15]=h[51]
"Extraccion LP"
P[16]=P[15]
T[16]=T[15]
s[16]=s[15]
h[16]=h[15]
"m[56] vale 0 cuando no esta descargando energia"
m[15]=m[16]+m[17]+m[56]
x[16]=quality(Water,P=P[16],h=h[16])

"Turbina LP"
"Entrada"
P[17]=P[15]
T[17]=T[15]
h[17]=h[15]
s[17]=s[15]
"Salida"
P[18]=P_cond
h_i[18]=enthalpy(Water,P=P[18],s=s[17])
eta_vt_lp=(h[17]-h[18])/(h[17]-h_i[18])
T[18]=temperature(Water,P=P[18],h=h[18])
s[18]=entropy(Water,P=P[18],h=h[18])
x[18]=quality(Water,P=P[18],h=h[18])
m[18]=m[17]
W_LP=m[18]*(h[17]-h[18])

"Condensador"
x[19]=0
P[19]=P[18]
T[19]=temperature(Water,P=P[19],x=x[19])
h[19]=enthalpy(Water,P=P[19],x=x[19])
s[19]=entropy(Water,P=P[19],x=x[19])
m[19]=m[18]
Q_cond=m[19]*(h[18]-h[19])

"Bomba LP"
P[20]=P[16]
h_i[20]=enthalpy(Water,P=P[20],s=s[19])
eta_b=(h_i[20]-h[19])/(h[20]-h[19])
T[20]=temperature(Water,P=P[20],h=h[20])
s[20]=entropy(Water,P=P[20],h=h[20])
m[20]=m[19]
W_b_LP=m[20]*(h[19]-h[20])
"Pre calentador"
"Gases"
P[9]=P[8]
m[9]=m[8]

```

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

```
h[9]=(m_H2O[3]/m[9])*enthalpy(Water,T=T[9],P=P[9])+(m_O2[3]/m[9])*enthalpy(Oxygen,T=T[9],P=P[9])+(m_N2[3]/m[9])*enthalpy(Nitrogen,T=T[9],P=P[9])+(m_co2[3]/m[9])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[9],P=P[9])
m[9]*h[9]+m[21]*h[21]=m[20]*h[20]+m[8]*h[8]
h_i[9]=(m_H2O[3]/m[9])*enthalpy(Water,T=T[20],P=P[9])+(m_O2[3]/m[9])*enthalpy(Oxygen,T=T[20],P=P[9])+(m_N2[3]/m[9])*enthalpy(Nitrogen,T=T[20],P=P[9])+(m_co2[3]/m[9])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[20],P=P[9])
e_int=(m[21]*(h[21]-h[20]))/(m[9]*(h[8]-h_i[9]))
T[9]=T[20]+70
"Vapor"
P[21]=P[20]

T[21]=temperature(Water,P=P[21],h=h[21])
s[21]=entropy(Water,P=P[21],h=h[21])
m[21]=m[20]

"Parametros deposito lleno"
"Q_lleno=3.165E08"
t_des=2*3600"
"X_des vale 0 cuando no esta descargando"
"Extraccion almacenamiento de energia"
m[55]=m[21]*X_des
h[55]=h[21]
"Q_lleno=m[55]*(h[56]-h[55])*t_des"
Q_lleno=m_sal*c_sal*(250-130)*t_des"
m[56]=m[55]
h[56]=enthalpy(Water,P=P[56],T=T[56])
T[56]=T[15]
P[56]=P[15]

"Intercambiador de calor de mezcla"
m[16]+m[23]+m[21]*(1-X_des)=m[22]
m[16]*h[16]+m[23]*h[23]+m[21]*(1-X_des)*h[21]=m[22]*h[22]
"Bomba HP"

P[22]=P[20]
x[22]=0
h[22]=enthalpy(Water,P=P[22],x=x[22])
T[22]=temperature(Water,P=P[22],x=x[22])
s[22]=entropy(Water,P=P[22],x=x[22])

P[24]=P_HP
h_i[24]=enthalpy(Water,P=P[24],s=s[22])
eta_b=(h_i[24]-h[22])/(h[24]-h[22])
T[24]=temperature(Water,P=P[24],h=h[24])
s[24]=entropy(Water,P=P[24],h=h[24])
m[24]=m[22]
W_b_HP=m[22]*(h[22]-h[24])

"Intercambiador sin mezcla"
T[23]=T[24]+TDCA
P[23]=P_HP
h[23]=enthalpy(Water,P=P[23],T=T[23])
s[23]=entropy(Water,P=P[23],T=T[23])
m[23]=m[13]

T[25]=t_sat(Water,P=P[13])-TTD
```

```

P[25]=P[24]
h[25]=enthalpy(Water,P=P[25],T=T[25])
s[25]=entropy(Water,P=P[25],T=T[25])
m[25]=m[24]
m[13]*h[13]+m[24]*h[24]=m[25]*h[25]+m[23]*h[23]

```

"HRSG"

"Economizador"

"Vapor"

```
P[26]=P[25]
```

```
x[26]=0
```

```
T[26]=temperature(Water,P=P[26],x=x[26])
```

```
h[26]=enthalpy(Water,P=P[26],x=x[26])
```

```
s[26]=entropy(Water,P=P[26],x=x[26])
```

```
m[26]=m[25]
```

"Gases"

```
P[7]=P[6]
```

```
m[7]=m[6]
```

```
h[7]=(m_H2O[3]/m[7])*enthalpy(Water,T=T[7],P=P[7])+(m_O2[3]/m[7])*enthalpy(Oxygen,T=T[7],P=P[7])
)+(m_N2[3]/m[7])*enthalpy(Nitrogen,T=T[7],P=P[7])+(m_co2[3]/m[7])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[7],
P=P[7])
```

```
m[7]*(h[6]-h[7])=m[25]*(h[26]-h[25])
```

"Evaporador"

"Vapor"

```
P[27]=P[26]
```

```
x[27]=1
```

```
T[27]=temperature(Water,P=P[27],x=x[27])
```

```
h[27]=enthalpy(Water,P=P[27],x=x[27])
```

```
s[27]=entropy(Water,P=P[27],x=x[27])
```

```
m[27]=m[26]
```

"Gases"

```
P[6]=P[5]
```

```
m[6]=m[5]
```

```
h[6]=(m_H2O[3]/m[6])*enthalpy(Water,T=T[6],P=P[6])+(m_O2[3]/m[6])*enthalpy(Oxygen,T=T[6],P=P[6])
)+(m_N2[3]/m[6])*enthalpy(Nitrogen,T=T[6],P=P[6])+(m_co2[3]/m[6])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[6],
P=P[6])
```

```
m[6]*(h[6]-h[5])=m[27]*(h[26]-h[27])
```

```
T[6]-T[26]=8
```

"Recalentador"

"Vapor" "Estado 11"

"Gases"

```
P[5]=P[4]
```

```
m[5]=m[4]
```

```
h[5]=(m_H2O[3]/m[5])*enthalpy(Water,T=T[5],P=P[5])+(m_O2[3]/m[5])*enthalpy(Oxygen,T=T[5],P=P[5])
)+(m_N2[3]/m[5])*enthalpy(Nitrogen,T=T[5],P=P[5])+(m_co2[3]/m[5])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[5],
P=P[5])
```

```
m[5]*(h[5]-h[4])=m[11]*(h[27]-h[11])
```

```
W_cv_neto=W_b_LP+W_b_HP+W_MP_1+W_MP_2+W_LP+W_HP
```

"Regenerador de aminas entrada gases 7"

```
Q_reg=3910*m_co2
```

```
T[8]=150
```

```
P[8]=P[7]
```

```
m[8]=m[7]
```


Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

$h[8]=(m_H2O[3]/m[8])*enthalpy(Water,T=T[8],P=P[8])+(m_O2[3]/m[8])*enthalpy(Oxygen,T=T[8],P=P[8])+(m_N2[3]/m[8])*enthalpy(Nitrogen,T=T[8],P=P[8])+(m_co2[3]/m[8])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[8],P=P[8])$

$Q_reg=m[8]*(h[7]-h[8])$

$m[31]=m[32]$

$T[31]=130$

$P[31]=3$

$h[31]=enthalpy(Water,P=P[31],T=T[31])$

$T[32]=t_sat(Water,P=P[32])$

$P[32]=P[31]$

$m[32]=m_reg$

$x[32]=1$

$h[32]=enthalpy(Water,P=P[32],x=x[32])$

$Q_reg=m[32]*(h[32]-h[31])$

"Enfriamiento de los gases hasta T=50"

$T[10]=50$

$P[10]=P[9]$

$h[10]=(m_H2O[3]/m[10])*enthalpy(Water,T=T[10],P=P[10])+(m_O2[3]/m[10])*enthalpy(Oxygen,T=T[10],P=P[10])+(m_N2[3]/m[10])*enthalpy(Nitrogen,T=T[10],P=P[10])+(m_co2[3]/m[10])*enthalpy(CarbonDioxide,T=T[10],P=P[10])$

$m[10]=m[9]$

$Q_refg=m[10]*(h[10]-h[9])$

"Tren de compresión del CO2 enfriamiento hasta 35°C"

"Compresión en 4 etapas con

$eta_c_co2=0.8$

$RP1=4$

$RP24=3$

$T_co2=130$

$P_co2=1.2$

$m_co2=m_co2[3]*X_ccs$

"Rendimiento compresores igual que en

ciclo de gas 0.9"

"Primera etapa de compresión relacion de presiones 4 las otras 3 3"

$m[35]=m_co2$

$T[35]=T_co2$

$P[35]=P_co2$

$h[35]=enthalpy(CarbonDioxide,T=T[35],P=P[35])$

"Enfriamiento hasta 40"

$T[36]=40$

$P[36]=P[35]$

$m[36]=m[35]$

$h[36]=enthalpy(CarbonDioxide,T=T[36],P=P[36])$

$s[36]=entropy(CarbonDioxide,T=T[36],P=P[36])$

$Q_ref1=m[36]*(h[36]-h[35])$

"Primera etapa de compresión"

$m[37]=m[36]$

$h_i[37]=enthalpy(CarbonDioxide,s=s[36],P=P[37])$

$P[37]=P[36]*RP1$

$eta_c_co2=(h_i[37]-h[36])/(h[37]-h[36])$

$T[37]=temperature(CarbonDioxide,h=h[37],P=P[37])$

$W_c1=m[37]*(h[36]-h[37])$

"Enfriamiento posterior mediante agua de refrigeración"

$T[38]=35$

```

P[38]=P[37]
m[38]=m[37]
h[38]=enthalpy(CarbonDioxide,T=T[38],P=P[38])
s[38]=entropy(CarbonDioxide,T=T[38],P=P[38])
Q_ref2=m[38]*(h[37]-h[38])
"Segunda etapa"
P[39]=P[38]*RP24
h_i[39]=enthalpy(CarbonDioxide,P=P[39],s=s[38])
m[39]=m[38]
eta_c_co2=(h_i[39]-h[38])/(h[39]-h[38])
T[39]=temperature(CarbonDioxide,h=h[39],P=P[39])
W_c2=m[39]*(h[38]-h[39])
T[40]=35
P[40]=P[39]
m[40]=m[39]
h[40]=enthalpy(CarbonDioxide,T=T[40],P=P[40])
s[40]=entropy(CarbonDioxide,T=T[40],P=P[40])
Q_ref3=m[40]*(h[39]-h[40])
"Tercera etapa"
P[41]=P[40]*RP24
h_i[41]=enthalpy(CarbonDioxide,P=P[41],s=s[40])
m[41]=m[40]
eta_c_co2=(h_i[41]-h[40])/(h[41]-h[40])
T[41]=temperature(CarbonDioxide,h=h[41],P=P[41])
W_c3=m[41]*(h[40]-h[41])
T[42]=35
P[42]=P[41]
m[42]=m[41]
h[42]=enthalpy(CarbonDioxide,T=T[42],P=P[42])
s[42]=entropy(CarbonDioxide,T=T[42],P=P[42])
Q_ref4=m[42]*(h[41]-h[42])
"Cuarta etapa"
P[43]=P[42]*RP24
h_i[43]=enthalpy(CarbonDioxide,P=P[43],s=s[42])
m[43]=m[42]
eta_c_co2=(h_i[43]-h[42])/(h[43]-h[42])
T[43]=temperature(CarbonDioxide,h=h[43],P=P[43])
W_c4=m[43]*(h[42]-h[43])
T[44]=35
P[44]=P[43]
m[44]=m[43]
h[44]=enthalpy(CarbonDioxide,T=T[44],P=P[44])
s[44]=entropy(CarbonDioxide,T=T[44],P=P[44])
Q_ref5=m[44]*(h[43]-h[44])

W_ccs=W_c4+W_c3+W_c2+W_c1
W_cc_total=W_cv_netto+W_t_netto+W_ccs
eta_cc=0.98*W_cc_total/(m[30]*PCI)
T[28]=T[11]
s[28]=s[11]
eta_cc_sinccs=0.98*(W_cv_netto+W_t_netto)/(m[30]*PCI)
(m[30]*PCI)=LCV
m_Co2lib=m_co2[3]-m_co2

```

Anexo 2. Tablas de beneficios

Tablas correspondientes a una central con sistema de captura sin almacenamiento:

15 de enero de 2016:

398.632	produccion electrica(Mw)	Hora	Pgas(MW)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)	Beneficios(€)	
4.41	€/Mwh		1	774.87	398.63	17.69	35.64	766.02	4.41	16231.4	14207.2	-2024.2
derechos de emision(€/tonco2)			2	774.87	398.63	17.69	28	766.02	4.41	16231.4	11161.7	-5069.7
6.82			3	774.87	398.63	17.69	24.36	766.02	4.41	16231.4	9710.7	-6520.7
Co2 liberado(ton/h)			4	774.87	398.63	17.69	23.5	766.02	4.41	16231.4	9367.9	-6863.6
112.32			5	774.87	398.63	17.69	22.94	766.02	4.41	16231.4	9144.6	-7086.8
precio derechos			6	774.87	398.63	17.69	27	766.02	4.41	16231.4	10763.1	-5468.3
co2 capturado(ton/h)		dinero ahorrado	7	774.87	398.63	17.69	33.4	766.02	4.41	16231.4	13314.3	-2917.1
52.308		8561.77344	8	774.87	398.63	17.69	42.69	766.02	4.41	16231.4	17017.6	786.2
			9	774.87	398.63	17.69	47.52	766.02	4.41	16231.4	18943.0	2711.6
			10	774.87	398.63	17.69	48	766.02	4.41	16231.4	19134.3	2902.9
			11	774.87	398.63	17.69	48	766.02	4.41	16231.4	19134.3	2902.9
			12	774.87	398.63	17.69	46.95	766.02	4.41	16231.4	18715.8	2484.4
			13	774.87	398.63	17.69	44	766.02	4.41	16231.4	17539.8	1308.4
			14	774.87	398.63	17.69	42.05	766.02	4.41	16231.4	16762.5	531.1
			15	774.87	398.63	17.69	39.99	766.02	4.41	16231.4	15941.3	-290.1
			16	774.87	398.63	17.69	37.65	766.02	4.41	16231.4	15008.5	-1222.9
			17	774.87	398.63	17.69	38	766.02	4.41	16231.4	15148.0	-1083.4
			18	774.87	398.63	17.69	43	766.02	4.41	16231.4	17141.2	909.8
			19	774.87	398.63	17.69	48.04	766.02	4.41	16231.4	19150.3	2918.9
			20	774.87	398.63	17.69	49.98	766.02	4.41	16231.4	19923.6	3692.2
			21	774.87	398.63	17.69	46	766.02	4.41	16231.4	18337.1	2105.7
			22	774.87	398.63	17.69	42.7	766.02	4.41	16231.4	17021.6	790.2
			23	774.87	398.63	17.69	42.1	766.02	4.41	16231.4	16782.4	551.0
			24	774.87	398.63	17.69	40.5	766.02	4.41	16231.4	16144.6	-86.8
							39.2504167			389553.7	375515.3	-14038.4

15 de marzo de 2016:

398.632	produccion electrica(Mw)	Hora	Pgas(Mwh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)	Beneficios(€)	
4.41	€/Mwh		1	774.868	398.632	16.15	41.5	572.832	4.41	14844.9173	16543.228	1698.31068
derechos de emision(€/tonco2)			2	774.868	398.632	16.15	38.38	572.832	4.41	14844.9173	15299.4962	454.57884
5.1			3	774.868	398.632	16.15	35.4	572.832	4.41	14844.9173	14111.5728	-733.34452
Co2 liberado(ton/h)			4	774.868	398.632	16.15	33.3	572.832	4.41	14844.9173	13274.4456	-1570.47172
112.32			5	774.868	398.632	16.15	33.6	572.832	4.41	14844.9173	13394.0352	-1450.88212
precio derechos			6	774.868	398.632	16.15	36.3	572.832	4.41	14844.9173	14470.3416	-374.57572
co2 capturado(ton/h)		dinero ahorrado	7	774.868	398.632	16.15	40.14	572.832	4.41	14844.9173	16001.0885	1156.17116
52.308		6402.4992	8	774.868	398.632	16.15	43.45	572.832	4.41	14844.9173	17320.5604	2475.64308
			9	774.868	398.632	16.15	46.38	572.832	4.41	14844.9173	18488.5522	3643.63484
			10	774.868	398.632	16.15	47.69	572.832	4.41	14844.9173	19010.7601	4165.84276
			11	774.868	398.632	16.15	46.69	572.832	4.41	14844.9173	18612.1281	3767.21076
			12	774.868	398.632	16.15	45.01	572.832	4.41	14844.9173	17942.4263	3097.509
			13	774.868	398.632	16.15	43.9	572.832	4.41	14844.9173	17499.9448	2655.02748
			14	774.868	398.632	16.15	43	572.832	4.41	14844.9173	17141.176	2296.25868
			15	774.868	398.632	16.15	42.4	572.832	4.41	14844.9173	16901.9968	2057.07948
			16	774.868	398.632	16.15	40.69	572.832	4.41	14844.9173	16220.3361	1375.41876
			17	774.868	398.632	16.15	40.14	572.832	4.41	14844.9173	16001.0885	1156.17116
			18	774.868	398.632	16.15	39.86	572.832	4.41	14844.9173	15889.4715	1044.5542
			19	774.868	398.632	16.15	40	572.832	4.41	14844.9173	15945.28	1100.36268
			20	774.868	398.632	16.15	44.43	572.832	4.41	14844.9173	17711.2198	2866.30244
			21	774.868	398.632	16.15	50.09	572.832	4.41	14844.9173	19967.4769	5122.55956
			22	774.868	398.632	16.15	46.24	572.832	4.41	14844.9173	18432.7437	3587.82636
			23	774.868	398.632	16.15	41.72	572.832	4.41	14844.9173	16630.927	1786.00972
			24	774.868	398.632	16.15	38.6	572.832	4.41	14844.9173	15387.1952	542.27788
							41.62125			356278.016	398197.491	41919.4754

Anexo 2: Tablas de beneficios

15 de julio de 2016:

398.632	produccion electrica(Mw)	Hora	Pgas(Mwh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes varia	Gastos(€)	ingresos(€)		
4.41	€/Mwh		1	774.868	398.632	14.84	42	521.1648	4.47	13802.091	16742.544	2940.45304
	derechos de emision(€/tonco2)		2	774.868	398.632	14.84	37.16	521.1648	4.47	13802.091	14813.1651	1011.07416
4.64			3	774.868	398.632	14.84	35	521.1648	4.47	13802.091	13952.12	150.02904
	Co2 liberado(ton/h)		4	774.868	398.632	14.84	34.6	521.1648	4.47	13802.091	13792.6672	-9.42376
112.32			5	774.868	398.632	14.84	34.6	521.1648	4.47	13802.091	13792.6672	-9.42376
	precio derechos		6	774.868	398.632	14.84	34.8	521.1648	4.47	13802.091	13872.3936	70.30264
	co2 capturado(ton/h)	dinero ahorrado	7	774.868	398.632	14.84	35.72	521.1648	4.47	13802.091	14239.135	437.04408
52.308		5825.01888	8	774.868	398.632	14.84	43.3	521.1648	4.47	13802.091	17260.7656	3458.67464
			9	774.868	398.632	14.84	45	521.1648	4.47	13802.091	17938.44	4136.34904
			10	774.868	398.632	14.84	43.52	521.1648	4.47	13802.091	17348.4646	3546.37368
			11	774.868	398.632	14.84	44.01	521.1648	4.47	13802.091	17543.7943	3741.70336
			12	774.868	398.632	14.84	44.5	521.1648	4.47	13802.091	17739.124	3937.03304
			13	774.868	398.632	14.84	46.27	521.1648	4.47	13802.091	18444.7026	4642.61168
			14	774.868	398.632	14.84	48	521.1648	4.47	13802.091	19134.336	5332.24504
			15	774.868	398.632	14.84	44.02	521.1648	4.47	13802.091	17547.7806	3745.68968
			16	774.868	398.632	14.84	44.02	521.1648	4.47	13802.091	17547.7806	3745.68968
			17	774.868	398.632	14.84	44.1	521.1648	4.47	13802.091	17579.6712	3777.58024
			18	774.868	398.632	14.84	43.69	521.1648	4.47	13802.091	17416.2321	3614.14112
			19	774.868	398.632	14.84	40.17	521.1648	4.47	13802.091	16013.0474	2210.95648
			20	774.868	398.632	14.84	38.43	521.1648	4.47	13802.091	15319.4278	1517.3368
			21	774.868	398.632	14.84	40.1	521.1648	4.47	13802.091	15985.1432	2183.05224
			22	774.868	398.632	14.84	42	521.1648	4.47	13802.091	16742.544	2940.45304
			23	774.868	398.632	14.84	44.5	521.1648	4.47	13802.091	17739.124	3937.03304
			24	774.868	398.632	14.84	36.56	521.1648	4.47	13802.091	14573.9859	771.89496
							41.08625			331250.183	393079.056	61828.8732

15 de noviembre de 2016:

398.632	produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(Mwh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes varia	Gastos(€)	ingresos(€)		
4.41	€/MWh		1	774.868	398.632	21.93	49.44	632.3616	4.41	19383.184	19708.3661	325.18212
	derechos de emision(€/tonco2)		2	774.868	398.632	21.93	48.56	632.3616	4.41	19383.184	19357.5699	-25.61404
5.63			3	774.868	398.632	21.93	47	632.3616	4.41	19383.184	18735.704	-647.47996
	Co2 liberado(ton/h)		4	774.868	398.632	21.93	43.8	632.3616	4.41	19383.184	17460.0816	-1923.10236
112.32			5	774.868	398.632	21.93	43.71	632.3616	4.41	19383.184	17424.2047	-1958.97924
	precio derechos		6	774.868	398.632	21.93	48.19	632.3616	4.41	19383.184	19210.0761	-173.10788
	co2 capturado(ton/h)	dinero ahorrado	7	774.868	398.632	21.93	57.57	632.3616	4.41	19383.184	22949.2442	3566.06028
52.308		7067.85696	8	774.868	398.632	21.93	62.98	632.3616	4.41	19383.184	25105.8434	5722.6594
			9	774.868	398.632	21.93	65.48	632.3616	4.41	19383.184	26102.4234	6719.2394
			10	774.868	398.632	21.93	63.69	632.3616	4.41	19383.184	25388.8721	6005.68812
			11	774.868	398.632	21.93	63.65	632.3616	4.41	19383.184	25372.9268	5989.74284
			12	774.868	398.632	21.93	61.7	632.3616	4.41	19383.184	24595.5944	5212.41044
			13	774.868	398.632	21.93	63	632.3616	4.41	19383.184	25113.816	5730.63204
			14	774.868	398.632	21.93	63.4	632.3616	4.41	19383.184	25273.2688	5890.08484
			15	774.868	398.632	21.93	61.2	632.3616	4.41	19383.184	24396.2784	5013.09444
			16	774.868	398.632	21.93	60.69	632.3616	4.41	19383.184	24192.9761	4809.79212
			17	774.868	398.632	21.93	60.69	632.3616	4.41	19383.184	24192.9761	4809.79212
			18	774.868	398.632	21.93	64.44	632.3616	4.41	19383.184	25687.8461	6304.66212
			19	774.868	398.632	21.93	68	632.3616	4.41	19383.184	27106.976	7723.79204
			20	774.868	398.632	21.93	68.56	632.3616	4.41	19383.184	27330.2099	7947.02596
			21	774.868	398.632	21.93	68.69	632.3616	4.41	19383.184	27382.0321	7998.84812
			22	774.868	398.632	21.93	68.33	632.3616	4.41	19383.184	27238.5246	7855.3406
			23	774.868	398.632	21.93	65.69	632.3616	4.41	19383.184	26186.1361	6802.95212
			24	774.868	398.632	21.93	59.43	632.3616	4.41	19383.184	23690.6998	4307.5158
							59.4954167			465196.415	569202.646	104006.231

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

Tablas correspondientes a una central con sistema de almacenamiento y captura:

15 de enero de 2016:

398.632	produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)		
4.47	€/MWh		1	774.868	387.641	17.69	35.64	766.0224	4.47	16206.1926	13815.5252	-2390.66735
	derechos de emision(€/tonco2)		2	774.868	387.641	17.69	28	766.0224	4.47	16206.1926	10853.948	-5352.24459
6.82			3	774.868	387.641	17.69	24.36	766.0224	4.47	16206.1926	9442.93476	-6763.25783
	Co2 liberado(ton/h)		4	774.868	387.641	17.69	23.5	766.0224	4.47	16206.1926	9109.5635	-7096.62909
112.32			5	774.868	387.641	17.69	22.94	766.0224	4.47	16206.1926	8892.48454	-7313.70805
	precio derechos		6	774.868	387.641	17.69	27	766.0224	4.47	16206.1926	10466.307	-5739.88559
	co2 capturado(ton/h)	dinero ahorrado 2016	7	774.868	387.641	17.69	33.4	766.0224	4.47	16206.1926	12947.2094	-3258.98319
52.308		8561.77344	8	774.868	398.632	17.69	42.69	766.0224	4.47	16255.3224	17017.6001	762.27772
			9	774.868	398.632	17.69	47.52	766.0224	4.47	16255.3224	18942.9926	2687.67028
387.641	Producción eléctrica carga(MW)		10	774.868	398.632	17.69	48	766.0224	4.47	16255.3224	19134.336	2879.01364
407.896	Producción eléctrica descarga(MW)		11	774.868	398.632	17.69	48	766.0224	4.47	16255.3224	19134.336	2879.01364
			12	774.868	398.632	17.69	46.95	766.0224	4.47	16255.3224	18715.7724	2460.45004
			13	774.868	398.632	17.69	44	766.0224	4.47	16255.3224	17539.808	1284.48564
			14	774.868	398.632	17.69	42.05	766.0224	4.47	16255.3224	16762.4756	507.15324
			15	774.868	398.632	17.69	39.99	766.0224	4.47	16255.3224	15941.2937	-314.02868
			16	774.868	398.632	17.69	37.65	766.0224	4.47	16255.3224	15008.4948	-1246.82756
	media horas de descarga		17	774.868	398.632	17.69	38	766.0224	4.47	16255.3224	15148.016	-1107.30636
29.4175	49.01		18	774.868	398.632	17.69	43	766.0224	4.47	16255.3224	17141.176	885.85364
			19	774.868	407.896	17.69	48.04	766.0224	4.47	16296.7324	19595.3238	3298.5914
			20	774.868	407.896	17.69	49.98	766.0224	4.47	16296.7324	20386.6421	4089.90964
			21	774.868	398.632	17.69	46	766.0224	4.47	16255.3224	18337.072	2081.74964
			22	774.868	398.632	17.69	42.7	766.0224	4.47	16255.3224	17021.5864	766.26404
			23	774.868	398.632	17.69	42.1	766.0224	4.47	16255.3224	16782.4072	527.08484
			24	774.868	387.641	17.69	40.5	766.0224	4.47	16206.1926	15699.4605	-506.73209
							39.2504167			389817.519	373836.766	-15980.753

15 de marzo de 2016:

398.632	produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)		
4.47	€/MWh		1	774.868	387.641	16.15	41.5	572.832	4.47	14819.7055	16087.1015	1267.39603
	derechos de emision(€/tonco2)		2	774.868	387.641	16.15	38.38	572.832	4.47	14819.7055	14877.6616	57.95611
5.1			3	774.868	387.641	16.15	35.4	572.832	4.47	14819.7055	13722.4914	-1097.21407
	Co2 liberado(ton/h)		4	774.868	387.641	16.15	33.3	572.832	4.47	14819.7055	12908.4453	-1911.26017
112.32			5	774.868	387.641	16.15	33.6	572.832	4.47	14819.7055	13024.7376	-1794.96787
	precio derechos		6	774.868	387.641	16.15	36.3	572.832	4.47	14819.7055	14071.3683	-748.33717
	co2 capturado(ton/h)	dinero ahorrado	7	774.868	387.641	16.15	40.14	572.832	4.47	14819.7055	15559.9097	740.20427
52.308		6402.4992	8	774.868	398.632	16.15	43.45	572.832	4.47	14868.8352	17320.5604	2451.72516
			9	774.868	398.632	16.15	46.38	572.832	4.47	14868.8352	18488.5522	3619.71692
387.641	Producción eléctrica carga(MW)		10	774.868	398.632	16.15	47.69	572.832	4.47	14868.8352	19010.7601	4141.92484
407.896	Producción eléctrica descarga(MW)		11	774.868	398.632	16.15	46.69	572.832	4.47	14868.8352	18612.1281	3743.29284
			12	774.868	398.632	16.15	45.01	572.832	4.47	14868.8352	17942.4263	3073.59108
			13	774.868	398.632	16.15	43.9	572.832	4.47	14868.8352	17499.9448	2631.10956
			14	774.868	398.632	16.15	43	572.832	4.47	14868.8352	17141.176	2272.34076
			15	774.868	398.632	16.15	42.4	572.832	4.47	14868.8352	16901.9968	2033.16156
			16	774.868	398.632	16.15	40.69	572.832	4.47	14868.8352	16220.3361	1351.50084
			17	774.868	398.632	16.15	40.14	572.832	4.47	14868.8352	16001.0885	1132.25324
	media horas de descarga		18	774.868	398.632	16.15	39.86	572.832	4.47	14868.8352	15889.4715	1020.63628
37.1525	47.26		19	774.868	398.632	16.15	40	572.832	4.47	14868.8352	15945.28	1076.44476
			20	774.868	398.632	16.15	44.43	572.832	4.47	14868.8352	17711.2198	2842.38452
			21	774.868	407.896	16.15	50.09	572.832	4.47	14910.2453	20431.5106	5521.26532
			22	774.868	407.896	16.15	46.24	572.832	4.47	14910.2453	18861.111	3950.86572
			23	774.868	398.632	16.15	41.72	572.832	4.47	14868.8352	16630.927	1762.0918
			24	774.868	387.641	16.15	38.6	572.832	4.47	14819.7055	14962.9426	143.23713
							41.62125			356541.828	395823.147	39281.3195

Anexo 2: Tablas de beneficios

15 de julio de 2016:

398.632 produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)
4.47 €/MWh	1	774.868	387.641	14.84	42	521.1648	4.47	13752.9612	16280.922 2527.96081
derechos de emision(€/tonco2)	2	774.868	387.641	14.84	37.16	521.1648	4.47	13752.9612	14404.7396 651.77837
4.64	3	774.868	387.641	14.84	35	521.1648	4.47	13752.9612	13567.435 -185.52619
Co2 liberado(ton/h)	4	774.868	387.641	14.84	34.6	521.1648	4.47	13752.9612	13412.3786 -340.58259
112.32	5	774.868	387.641	14.84	34.6	521.1648	4.47	13752.9612	13412.3786 -340.58259
precio derechos	6	774.868	387.641	14.84	34.8	521.1648	4.47	13752.9612	13489.9068 -263.05439
co2 capturado(ton/h) dinero ahorrado	7	774.868	387.641	14.84	35.72	521.1648	4.47	13752.9612	13846.5365 93.57533
52.308 5825.01888	8	774.868	398.632	14.84	43.3	521.1648	4.47	13802.091	17260.7656 3458.67464
	9	774.868	398.632	14.84	45	521.1648	4.47	13802.091	17938.44 4136.34904
	10	774.868	398.632	14.84	43.52	521.1648	4.47	13802.091	17348.4646 3546.37368
	11	774.868	407.896	14.84	44.01	521.1648	4.47	13843.501	17951.503 4108.00192
	12	774.868	407.896	14.84	44.5	521.1648	4.47	13843.501	18151.372 4307.87096
	13	774.868	398.632	14.84	46.27	521.1648	4.47	13802.091	18444.7026 4642.61168
387.641 Producción electrica carga(MW)	14	774.868	398.632	14.84	48	521.1648	4.47	13802.091	19134.336 5332.24504
407.896 Producción electrica descarga(MW)	15	774.868	398.632	14.84	44.02	521.1648	4.47	13802.091	17547.7806 3745.68968
	16	774.868	398.632	14.84	44.02	521.1648	4.47	13802.091	17547.7806 3745.68968
	17	774.868	398.632	14.84	44.1	521.1648	4.47	13802.091	17579.6712 3777.58024
media horas media horas de descarga	18	774.868	398.632	14.84	43.69	521.1648	4.47	13802.091	17416.2321 3614.14112
36.305 47.135	19	774.868	398.632	14.84	40.17	521.1648	4.47	13802.091	16013.0474 2210.95648
	20	774.868	398.632	14.84	38.43	521.1648	4.47	13802.091	15319.4278 1517.3368
	21	774.868	398.632	14.84	40.1	521.1648	4.47	13802.091	15985.1432 2183.05224
	22	774.868	398.632	14.84	42	521.1648	4.47	13802.091	16742.544 2940.45304
	23	774.868	398.632	14.84	44.5	521.1648	4.47	13802.091	17739.124 3937.03304
	24	774.868	387.641	14.84	36.56	521.1648	4.47	13752.9612	14172.155 419.19377
					41.08625			330939.965	390706.787 59766.8218

15 de noviembre de 2016:

398.632 produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)
4.47 €/MWh	1	774.868	387.641	21.93	49.44	632.3616	4.47	19357.9721	19164.971 -193.00107
derechos de emision(€/tonco2)	2	774.868	387.641	21.93	48.56	632.3616	4.47	19357.9721	18823.847 -534.12515
5.63	3	774.868	387.641	21.93	47	632.3616	4.47	19357.9721	18219.127 -1138.84511
Co2 liberado(ton/h)	4	774.868	387.641	21.93	43.8	632.3616	4.47	19357.9721	16978.6758 -2379.29631
112.32	5	774.868	387.641	21.93	43.71	632.3616	4.47	19357.9721	16943.7881 -2414.184
	6	774.868	387.641	21.93	48.19	632.3616	4.47	19357.9721	18680.4198 -677.55232
co2 capturado(ton/h) dinero ahorrado	7	774.868	387.641	21.93	57.57	632.3616	4.47	19357.9721	22316.4924 2958.52026
52.308 7067.85696	8	774.868	398.632	21.93	62.98	632.3616	4.47	19407.1019	25105.8434 5698.74148
	9	774.868	398.632	21.93	65.48	632.3616	4.47	19407.1019	26102.4234 6695.32148
	10	774.868	398.632	21.93	63.69	632.3616	4.47	19407.1019	25388.8721 5981.7702
	11	774.868	398.632	21.93	63.65	632.3616	4.47	19407.1019	25372.9268 5965.82492
387.641 Producción electrica carga(MW)	12	774.868	398.632	21.93	61.7	632.3616	4.47	19407.1019	24595.5944 5188.49252
407.896 Producción electrica descarga(MW)	13	774.868	398.632	21.93	63	632.3616	4.47	19407.1019	25113.816 5706.71412
	14	774.868	398.632	21.93	63.4	632.3616	4.47	19407.1019	25273.2688 5866.16692
	15	774.868	398.632	21.93	61.2	632.3616	4.47	19407.1019	24396.2784 4989.17652
	16	774.868	398.632	21.93	60.69	632.3616	4.47	19407.1019	24192.9761 4785.8742
	17	774.868	398.632	21.93	60.69	632.3616	4.47	19407.1019	24192.9761 4785.8742
media horas media horas de descarga	18	774.868	398.632	21.93	64.44	632.3616	4.47	19407.1019	25687.8461 6280.7442
49.7125 68.625	19	774.868	398.632	21.93	68	632.3616	4.47	19407.1019	27106.976 7699.87412
	20	774.868	407.896	21.93	68.56	632.3616	4.47	19448.512	27965.3498 8516.8378
	21	774.868	407.896	21.93	68.69	632.3616	4.47	19448.512	28018.3762 8569.86428
	22	774.868	398.632	21.93	68.33	632.3616	4.47	19407.1019	27238.5246 7831.42268
	23	774.868	398.632	21.93	65.69	632.3616	4.47	19407.1019	26186.1361 6779.0342
	24	774.868	387.641	21.93	59.43	632.3616	4.47	19357.9721	23037.5046 3679.53252
					59.4954167			465460.227	566103.01 100642.783

Simulación central de ciclo combinado con emisiones cero y almacenamiento de energía

Tablas correspondientes a la central sin el sistema de captura:

15 de enero de 2016:

403.877 produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electri	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)	
4.47 €/MWh		1 774.868	403.877	17.69	35.64	1122.76296	2.34	15775.2501	14394.1763	-1381.07378
derechos de emision(€/tonco2)		2 774.868	403.877	17.69	28	1122.76296	2.34	15775.2501	11308.556	-4466.69406
6.82		3 774.868	403.877	17.69	24.36	1122.76296	2.34	15775.2501	9838.44372	-5936.80634
Co2 liberado(ton/h)		4 774.868	403.877	17.69	23.5	1122.76296	2.34	15775.2501	9491.1095	-6284.14056
164.628		5 774.868	403.877	17.69	22.94	1122.76296	2.34	15775.2501	9264.93838	-6510.31168
		6 774.868	403.877	17.69	27	1122.76296	2.34	15775.2501	10904.679	-4870.57106
		7 774.868	403.877	17.69	33.4	1122.76296	2.34	15775.2501	13489.4918	-2285.75826
		8 774.868	403.877	17.69	42.69	1122.76296	2.34	15775.2501	17241.5091	1466.25907
		9 774.868	403.877	17.69	47.52	1122.76296	2.34	15775.2501	19192.235	3416.98498
		10 774.868	403.877	17.69	48	1122.76296	2.34	15775.2501	19386.096	3610.84594
		11 774.868	403.877	17.69	48	1122.76296	2.34	15775.2501	19386.096	3610.84594
		12 774.868	403.877	17.69	46.95	1122.76296	2.34	15775.2501	18962.0252	3186.77509
		13 774.868	403.877	17.69	44	1122.76296	2.34	15775.2501	17770.588	1995.33794
		14 774.868	403.877	17.69	42.05	1122.76296	2.34	15775.2501	16983.0279	1207.77779
		15 774.868	403.877	17.69	39.99	1122.76296	2.34	15775.2501	16151.0412	375.79117
		16 774.868	403.877	17.69	37.65	1122.76296	2.34	15775.2501	15205.9691	-569.28101
		17 774.868	403.877	17.69	38	1122.76296	2.34	15775.2501	15347.326	-427.92406
		18 774.868	403.877	17.69	43	1122.76296	2.34	15775.2501	17366.711	1591.46094
		19 774.868	403.877	17.69	48.04	1122.76296	2.34	15775.2501	19402.2511	3627.00102
		20 774.868	403.877	17.69	49.98	1122.76296	2.34	15775.2501	20185.7725	4410.5224
		21 774.868	403.877	17.69	46	1122.76296	2.34	15775.2501	18578.342	2803.09194
		22 774.868	403.877	17.69	42.7	1122.76296	2.34	15775.2501	17245.5479	1470.29784
		23 774.868	403.877	17.69	42.1	1122.76296	2.34	15775.2501	17003.2217	1227.97164
		24 774.868	403.877	17.69	40.5	1122.76296	2.34	15775.2501	16357.0185	581.76844
					39.2504167			378606.001	380456.173	1850.17133

15 de marzo de 2016:

398.632 produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electri	coste derech	costes variat	Gastos(€)	ingresos(€)	
4.47 €/MWh		1 774.868	403.877	16.15	41.5	839.6028	2.34	14298.7932	16760.8955	2462.10232
derechos de emision(€/tonco2)		2 774.868	403.877	16.15	38.38	839.6028	2.34	14298.7932	15500.7993	1202.00608
5.1		3 774.868	403.877	16.15	35.4	839.6028	2.34	14298.7932	14297.2458	-1.54738
Co2 liberado(ton/h)		4 774.868	403.877	16.15	33.3	839.6028	2.34	14298.7932	13449.1041	-849.68908
164.628		5 774.868	403.877	16.15	33.6	839.6028	2.34	14298.7932	13570.2672	-728.52598
		6 774.868	403.877	16.15	36.3	839.6028	2.34	14298.7932	14660.7351	361.94192
		7 774.868	403.877	16.15	40.14	839.6028	2.34	14298.7932	16211.6228	1912.8296
		8 774.868	403.877	16.15	43.45	839.6028	2.34	14298.7932	17548.4557	3249.66247
		9 774.868	403.877	16.15	46.38	839.6028	2.34	14298.7932	18731.8153	4433.02208
		10 774.868	403.877	16.15	47.69	839.6028	2.34	14298.7932	19260.8941	4962.10095
		11 774.868	403.877	16.15	46.69	839.6028	2.34	14298.7932	18857.0171	4558.22395
		12 774.868	403.877	16.15	45.01	839.6028	2.34	14298.7932	18178.5038	3879.71059
		13 774.868	403.877	16.15	43.9	839.6028	2.34	14298.7932	17730.2003	3431.40712
		14 774.868	403.877	16.15	43	839.6028	2.34	14298.7932	17366.711	3067.91782
		15 774.868	403.877	16.15	42.4	839.6028	2.34	14298.7932	17124.3848	2825.59162
		16 774.868	403.877	16.15	40.69	839.6028	2.34	14298.7932	16433.7551	2134.96195
		17 774.868	403.877	16.15	40.14	839.6028	2.34	14298.7932	16211.6228	1912.8296
		18 774.868	403.877	16.15	39.86	839.6028	2.34	14298.7932	16098.5372	1799.74404
		19 774.868	403.877	16.15	40	839.6028	2.34	14298.7932	16155.08	1856.28682
		20 774.868	403.877	16.15	44.43	839.6028	2.34	14298.7932	17944.2551	3645.46193
		21 774.868	403.877	16.15	50.09	839.6028	2.34	14298.7932	20230.1989	5931.40575
		22 774.868	403.877	16.15	46.24	839.6028	2.34	14298.7932	18675.2725	4376.4793
		23 774.868	403.877	16.15	41.72	839.6028	2.34	14298.7932	16849.7484	2550.95526
		24 774.868	403.877	16.15	38.6	839.6028	2.34	14298.7932	15589.6522	1290.85902
					41.62125			343171.036	403436.774	60265.7378

Anexo 2: Tablas de beneficios

15 de julio de 2016:

398.632 produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variab	Gastos(€)	ingresos(€)	
4.47 €/MWh	1	774.868	403.877	14.84	42	763.87392	2.34	13207.9872	16962.834	3754.84678
derechos de emision(€/tonco2)	2	774.868	403.877	14.84	37.16	763.87392	2.34	13207.9872	15008.0693	1800.0821
4.64	3	774.868	403.877	14.84	35	763.87392	2.34	13207.9872	14135.695	927.70778
Co2 liberado(ton/h)	4	774.868	403.877	14.84	34.6	763.87392	2.34	13207.9872	13974.1442	766.15698
164.628	5	774.868	403.877	14.84	34.6	763.87392	2.34	13207.9872	13974.1442	766.15698
	6	774.868	403.877	14.84	34.8	763.87392	2.34	13207.9872	14054.9196	846.93238
	7	774.868	403.877	14.84	35.72	763.87392	2.34	13207.9872	14426.4864	1218.49922
	8	774.868	403.877	14.84	43.3	763.87392	2.34	13207.9872	17487.8741	4279.88688
	9	774.868	403.877	14.84	45	763.87392	2.34	13207.9872	18174.465	4966.47778
	10	774.868	403.877	14.84	43.52	763.87392	2.34	13207.9872	17576.727	4368.73982
	11	774.868	403.877	14.84	44.01	763.87392	2.34	13207.9872	17774.6268	4566.63955
	12	774.868	403.877	14.84	44.5	763.87392	2.34	13207.9872	17972.5265	4764.53928
	13	774.868	403.877	14.84	46.27	763.87392	2.34	13207.9872	18687.3888	5479.40157
	14	774.868	403.877	14.84	48	763.87392	2.34	13207.9872	19386.096	6178.10878
	15	774.868	403.877	14.84	44.02	763.87392	2.34	13207.9872	17778.6655	4570.67832
	16	774.868	403.877	14.84	44.02	763.87392	2.34	13207.9872	17778.6655	4570.67832
	17	774.868	403.877	14.84	44.1	763.87392	2.34	13207.9872	17810.9757	4602.98848
	18	774.868	403.877	14.84	43.69	763.87392	2.34	13207.9872	17645.3861	4437.39891
	19	774.868	403.877	14.84	40.17	763.87392	2.34	13207.9872	16223.7391	3015.75187
	20	774.868	403.877	14.84	38.43	763.87392	2.34	13207.9872	15520.9931	2313.00589
	21	774.868	403.877	14.84	40.1	763.87392	2.34	13207.9872	16195.4677	2987.48048
	22	774.868	403.877	14.84	42	763.87392	2.34	13207.9872	16962.834	3754.84678
	23	774.868	403.877	14.84	44.5	763.87392	2.34	13207.9872	17972.5265	4764.53928
	24	774.868	403.877	14.84	36.56	763.87392	2.34	13207.9872	14765.7431	1557.7559
					41.08625			316991.693	398250.993	81259.3001

15 de noviembre de 2016:

403.877 produccion electrica(MW)	Hora	Pgas(MWh)	Pelec(MWh)	Precio gas(€)	Precio electr	coste derech	costes variab	Gastos(€)	ingresos(€)	
4.47 €/MWh	1	774.868	403.877	21.93	49.44	926.85564	2.34	18864.7831	19967.6789	1102.89582
derechos de emision(€/tonco2)	2	774.868	403.877	21.93	48.56	926.85564	2.34	18864.7831	19612.2671	747.48406
5.63	3	774.868	403.877	21.93	47	926.85564	2.34	18864.7831	18982.219	117.43594
Co2 liberado(ton/h)	4	774.868	403.877	21.93	43.8	926.85564	2.34	18864.7831	17689.8126	-1174.97046
164.628	5	774.868	403.877	21.93	43.71	926.85564	2.34	18864.7831	17653.4637	-1211.31939
	6	774.868	403.877	21.93	48.19	926.85564	2.34	18864.7831	19462.8326	598.04957
	7	774.868	403.877	21.93	57.57	926.85564	2.34	18864.7831	23251.1989	4386.41583
	8	774.868	403.877	21.93	62.98	926.85564	2.34	18864.7831	25436.1735	6571.3904
	9	774.868	403.877	21.93	65.48	926.85564	2.34	18864.7831	26445.866	7581.0829
	10	774.868	403.877	21.93	63.69	926.85564	2.34	18864.7831	25722.9261	6858.14307
	11	774.868	403.877	21.93	63.65	926.85564	2.34	18864.7831	25706.7711	6841.98799
	12	774.868	403.877	21.93	61.7	926.85564	2.34	18864.7831	24919.2109	6054.42784
	13	774.868	403.877	21.93	63	926.85564	2.34	18864.7831	25444.251	6579.46794
	14	774.868	403.877	21.93	63.4	926.85564	2.34	18864.7831	25605.8018	6741.01874
	15	774.868	403.877	21.93	61.2	926.85564	2.34	18864.7831	24717.2724	5852.48934
	16	774.868	403.877	21.93	60.69	926.85564	2.34	18864.7831	24511.2951	5646.51207
	17	774.868	403.877	21.93	60.69	926.85564	2.34	18864.7831	24511.2951	5646.51207
	18	774.868	403.877	21.93	64.44	926.85564	2.34	18864.7831	26025.8339	7161.05082
	19	774.868	403.877	21.93	68	926.85564	2.34	18864.7831	27463.636	8598.85294
	20	774.868	403.877	21.93	68.56	926.85564	2.34	18864.7831	27689.8071	8825.02406
	21	774.868	403.877	21.93	68.69	926.85564	2.34	18864.7831	27742.3111	8877.52807
	22	774.868	403.877	21.93	68.33	926.85564	2.34	18864.7831	27596.9154	8732.13235
	23	774.868	403.877	21.93	65.69	926.85564	2.34	18864.7831	26530.6801	7665.89707
	24	774.868	403.877	21.93	59.43	926.85564	2.34	18864.7831	24002.4101	5137.62705
					59.4954167			452754.793	576691.93	123937.136