CAPÍTULO 4.

ESTUDIO TERMOECONÓMICO DE UNA CENTRAL DE CCP CON HIBRIDACIÓN SOLAR-BIOMASA.

Índice

Índice de figuras 5

Índice de tablas 6

Glosario 8

1 Introducción al Análisis Termoeconómico 11

1.1 Teoría para el Análisis y Evaluación Termoeconómica 11

1.1.1 Fundamentos de la Termoeconomía 11

1.1.2 Balance económico 13

1.1.3 Costes exergéticos temporales 13

1.1.4 Ecuación básica de la Termoeconomía 14

1.1.5 Relaciones auxiliares necesarias para la resolución del problema termoeconómico 14

1.1.6 Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos 15

1.1.7 Costes exergéticos unitarios de las exergías perdidas y destruidas 15

1.1.8 Variables termoeconómicas para la evaluación del sistema 17

2 Análisis termoeconómico de una central de CCP 17

2.1 Introducción 17

2.2 Planteamiento y datos de partida 21

2.3 Resultados Escenarios I y II 24

2.4 Resultados Modo de Operación 1 27

2.5 Resultados Modo de Operación 2 32

2.6 Resultados Modo de operación 3 36

3 Conclusiones 41

4 Referencias 45

5 Anexos 47

5.1 Cálculo de los Costes anualizados de Inversión y Operación y Mantenimiento 47

5.2 Cálculo de los costes exergéticos unitarios promedio y costes temporales de fueles y productos 52

5.2.1 Central CCP 52

5.2.2 Campo solar 53

5.2.3 Caldera de gas natural 53

5.2.4 Generador de aceite 54

5.2.5 Isla de potencia 54

5.2.6 Depósito de expansión..... 54

5.2.7 Almacenamiento en “carga”..... 55

5.2.8 Almacenamiento en “descarga” 55

Índice de figuras

Figura 1. Definición de fueles y productos en una máquina genérica 12
Figura 2. Esquema simplificado para la definición de fueles y productos en un sistema 16
Figura 3. Diagrama descriptivo de todas la corrientes presentes en la central termosolar de CCP 19
Figura 4. Diagrama de flujos exergoeconómicos de la central de CCP 20
Figura 5. Bloque central CCP (*Escenario I* y *Escenario II*) 22
Figura 6. Bloque central CCP (*Escenario I* y *Escenario II*) 24
Figura 7. Diagrama *Modo de operación 1* 27
Figura 8. Diagrama *Modo de operación 2* 32
Figura 9. Diagrama *Modo de operación 3* 36

Índice de tablas

Tabla 1. División principal de la central termosolar 18
Tabla 2. Exergías (GWh) de cada corriente de la central de CCP 21
Tabla 3. Exergía destruida(GWh) por bloque 21
Tabla 4. Costes temporales anualizados (k€/año) para cada subsistema 21
Tabla 5. Coste temporal anualizado total (k€/año) de la central 21
Tabla 6. Exergías (GWh) de cada corriente (*Escenario I* y *Escenario II*) 24
Tabla 7. Exergía destruida (GWh) de la central (*Escenario I* y *Escenario II*) 24
Tabla 8. Definición de fuel, producto, pérdidas, balance exergético, balance económico y ecuaciones auxiliares (*Escenario I* y *Escenario II*) 25
Tabla 9. Costes exergéticos unitarios y temporales (*Escenario I* y *Escenario II*) 25
Tabla 10. Costes exergéticos unitarios promedio y temporales de fueles, producto y exergía destruida (*Escenario I* y *Escenario II*) 26
Tabla 11. Factores termoeconómicos (*Escenario I* y *Escenario II*) 26
Tabla 12. Diferencia relativa de costes (*Escenario I* y *Escenario II*) 26
Tabla 13. Exergías (GWh) de cada corriente en *Modo 1* 27
Tabla 14. Exergía destruida(GWh) de cada bloque en *Modo 1* 28
Tabla 15. Definición de fueles y productos por bloques (*Modo 1*) 29
Tabla 16. Costes exergéticos unitarios y temporales por corrientes (*Modo 1*) 30
Tabla 17. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 1*) 30
Tabla 18. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 1*) .. 31
Tabla 19. Factores termoeconómicos por bloque (*Modo 1*) 31
Tabla 20. Exergías (GWh) de cada corriente en *Modo 2* 32
Tabla 21. Exergía destruida(GWh) de cada bloque en *Modo 2* 32
Tabla 22. Definición de fueles y productos por bloques (*Modo 2*) 33
Tabla 23. Costes exergéticos unitarios y temporales por corrientes (*Modo 2*) 34
Tabla 24. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 2*) 34
Tabla 25. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 2*) .. 34
Tabla 26. Factores termoeconómicos por bloque (*Modo 2*) 35
Tabla 27. Exergías (GWh) de cada corriente en *Modo 3* 36
Tabla 28. Exergía destruida(GWh) de cada bloque en *Modo 3* 37
Tabla 29. Definición de fueles y productos por bloques (*Modo 3*) 38
Tabla 30. Costes exergéticos unitarios y temporales por corrientes (*Modo 3*) 39
Tabla 31. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 3*) 39
Tabla 32. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 3*) .. 40
Tabla 33. Factores termoeconómicos por bloque (*Modo 3*) 40
Tabla 34. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Escenario I* y *Escenario II*) 41
Tabla 35. Coste temporal del producto de mayor a menor (*Modo 1*) 42
Tabla 36. Coste temporal del producto de mayor a menor (*Modo 2*) 43
Tabla 37. Coste temporal del producto de mayor a menor (*Modo 3)* 43

Tabla 38. Coste temporal del producto del almacenamiento térmico (*Modo 1* y *Modo 3)* 44
Tabla 39. Coste temporal no exergético anualizado para el campo solar 49
Tabla 40. Coste temporal no exergético anualizado para la caldera de gas natural 49
Tabla 41. Coste temporal no exergético anualizado para el generador de aceite 50
Tabla 42. Coste temporal no exergético anualizado para el almacenamiento 50
Tabla 43. Coste temporal no exergético anualizado para la isla de potencia 51
Tabla 44. Coste temporal no exergético anualizado para el depósito de expansión 51
Tabla 45. Costes temporales anualizados para cada subsistema 52
Tabla 46. Coste temporal anualizado total de la central 52
Tabla 47. Variación de costes temporales anualizados con la tasa de actualización 52
Tabla 48. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Escenario I* y *Escenario II*) 56
Tabla 49. Costes exergéticos temporales de fueles, producto y exergía destruida (*Escenario I* y *Escenario II*) 56
Tabla 50. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 1*) 56
Tabla 51. Costes exergéticos temporales (*Modo 1*) 56
Tabla 52. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo2*) 57
Tabla 53. Costes exergéticos temporales (*Modo 2*) 57
Tabla 54. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo3*) 57
Tabla 55. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 3*) .. 57

Glosario

ÍNDICE DE SÍMBOLOS

A	Valor anualizado de una cantidad de dinero
A	Aceite
c	Coste exergético unitario asociado a un flujo de exergía
c^F	Coste exergético unitario promedio de fueles
c^L	Coste exergético unitario promedio de pérdidas
c^P	Coste exergético unitario promedio de productos
c_j	Coste exergético unitario de la corriente j
$\dot{C}$	Coste exergético temporal asociado a un flujo de exergía
$\dot{C}_e$	Coste exergético temporal asociado a los flujos de salida, tanto materiales como energéticos
$\dot{C}_i$	Coste exergético temporal asociado a los flujos de entrada, tanto materiales como energéticos
$\dot{C}_j$	Coste exergético temporal de la corriente j
$\dot{E}_j$	Potencia exergética de la corriente j
$\dot{E}^F$	Suma de las potencias exergéticas del fuel o fueles del sistema
$\dot{E}^L$	Suma de las potencias exergéticas perdidas en el sistema
$\dot{E}^P$	Suma de las potencias exergéticas del producto o productos del sistema
f^F	Factor termoeconómico del combustible (fuel) asociado a un elemento o sistema
f^D	Factor termoeconómico de la exergía perdida asociado a un elemento o sistema
f^Z	Factor termoeconómico de los costes de inversión y operación y mantenimiento asociados a un elemento o sistema
i	Tasa de actualización nominal anual (*discount rate*)
P	Coste temporal actualizado
r	Tasa de inflación nominal
$\dot{Z}$	Coste temporal no exergético debido a los costes mantenidos más los de operación y mantenimiento
$\dot{Z}^{ALQ}$	Coste temporal no exergético debido al alquiler del terreno
$\dot{Z}^{CM}$	Coste temporal no exergético debido a los costes mantenidos
$\dot{Z}^{FIN}$	Coste temporal no exergético debido a la financiación

$\dot{Z}^{I+R}$ Coste temporal no exergético debido a la inversión y los recambios

$\dot{Z}^{OM}$ Coste temporal no exergético debido a los costes de operación y mantenimiento

ÍNDICE DE ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

AE Aceite de salida

AS Aceite de entrada

CCP Captador cilindro parabólico

GTER Grupo de Termodinámica y Energías Renovables

LEC Coste actualizado de la energía (*Levelized Energy Cost*)

SUPERÍNDICES

CM Costes Mantenidos

D Destruida

F Fuel

L Pérdidas

OM Operación y Mantenimiento

P Producto

SUBÍNDICES

AE Aceite de entrada

ALM Almacenamiento térmico

ALQ Alquiler

AS Aceite de salida

BIO Biomasa

C Almacenamiento en estado de *carga*

CS Campo solar

CGN Caldera de Gas Natural

D Almacenamiento en estado de *descarga*

DEP Depósito de expansión

E Entrada al almacenamiento

EL	Electricidad
FIN	Financiación
GA	Generador de aceite
GN	Gas Natural
I+R	Inversión más recambios
IP	Isla de potencia
P	Producto
OM	Operación y Mantenimiento
S	Salida del almacenamiento
TOT	Total

1 Introducción al Análisis Termoeconómico

Los sistemas térmicos se caracterizan por sufrir importantes interacciones de trabajo y/o calor con el entorno y, además, pueden intercambiar con él materia en forma de corrientes calientes o frías, incluyendo mezclas químicamente reactivas. Los sistemas térmicos aparecen en casi todas las industrias y su diseño supone la aplicación de principios correspondientes a la termodinámica así como la consideración explícita de la ingeniería económica, puesto que los costes son siempre un aspecto a tener en cuenta. El término termoeconomía se usa para esta área general de aplicación, y más concretamente a metodologías que combinan exergía y economía para optimizar el diseño y la operación de los sistemas térmicos. [MORAN, MICHAEL .J., SHAPIRO, HOWARD N.].

Los siguientes apartados de la Introducción al Análisis Termoeconómico se han extraído directamente de [GÓMEZ CAMACHO, C.].

1.1 Teoría para el Análisis y Evaluación Termoeconómica

La termoeconomía es una rama de la ingeniería que combina el análisis exergético y los principios económicos para proporcionar una información de un sistema térmico no disponible mediante los análisis energéticos y económicos clásicos. Esta información es crucial para el diseño económicamente eficiente de los sistemas térmicos. Se puede considerar la termoeconomía como una minimización de costes con ayuda de la exergía. Dado que las consideraciones termodinámicas de la termoeconomía están basadas en el concepto de exergía, el término exergoeconomía también puede usarse para describir la combinación del análisis exergético y económico.

Habitualmente es necesario saber cuánto cuestan las ineficiencias de un sistema. Dos causas importantes de estas ineficiencias son las destrucciones y pérdidas exergéticas. Se desea conocer cuánto cuestan dichas penalizaciones en vista de la mejora del costo de los productos finales del proceso y mejorar la rentabilidad del sistema.

Si un proceso tiene como resultado más de un producto, es importante conocer los costes de producción de cada uno de ellos y el de los servicios utilizados para la obtención de éstos, de manera que estos costes puedan ser cargados apropiadamente al producto correspondiente. Este procedimiento es útil para identificar posibles técnicas de mejora del coste total del sistema.

De acuerdo con lo expuesto, el objetivo del análisis termoeconómico debe ser:

▪ Calcular separadamente los costes de cada producto generado por el sistema.

▪ Comprender la formación de costes y flujo de los mismos en el sistema.

▪ Optimizar variables específicas asociadas a cada uno de los componentes.

▪ Optimizar el sistema completo en su globalidad.

1.1.1 Fundamentos de la Termoeconomía

Para poder exponer los procedimientos en los que se basa el análisis termoeconómico es necesario definir algunos conceptos que caracterizan los tipos de flujos que pueden darse en la instalación, como son *fueles* y *productos.*

Exergoeconómicamente se distingue entre los flujos aportados (fueles) y los flujos obtenidos (productos) a un sistema.

Se define *producto* (P) como el flujo o flujos de interés en el sistema de estudio, para el cual tiene lugar el proceso descrito. Es el objetivo para el cual se diseña y opera el equipo o sistema. Se denomina *fuel* (F) a todo recurso empleado en generar la utilidad deseada.

Cada flujo está caracterizado por su potencia exergética ($\dot{E}$) y coste exergético unitario (c), es decir, el coste por unidad de exergía asociada a dicha corriente. El sistema o máquina en estudio se define por los costes mantenidos más los de operación y mantenimiento ($\dot{Z} = \dot{Z}^{CM} + \dot{Z}^{OM}$), junto con la potencia exergética destruida y sus interacciones materiales y energéticas, y puede estar dividido en varios subsistemas.

Por claridad y a modo de ejemplo, en la figura se muestran las diferentes posibilidades para la definición de los productos y fueles que se pueden dar en una máquina genérica.

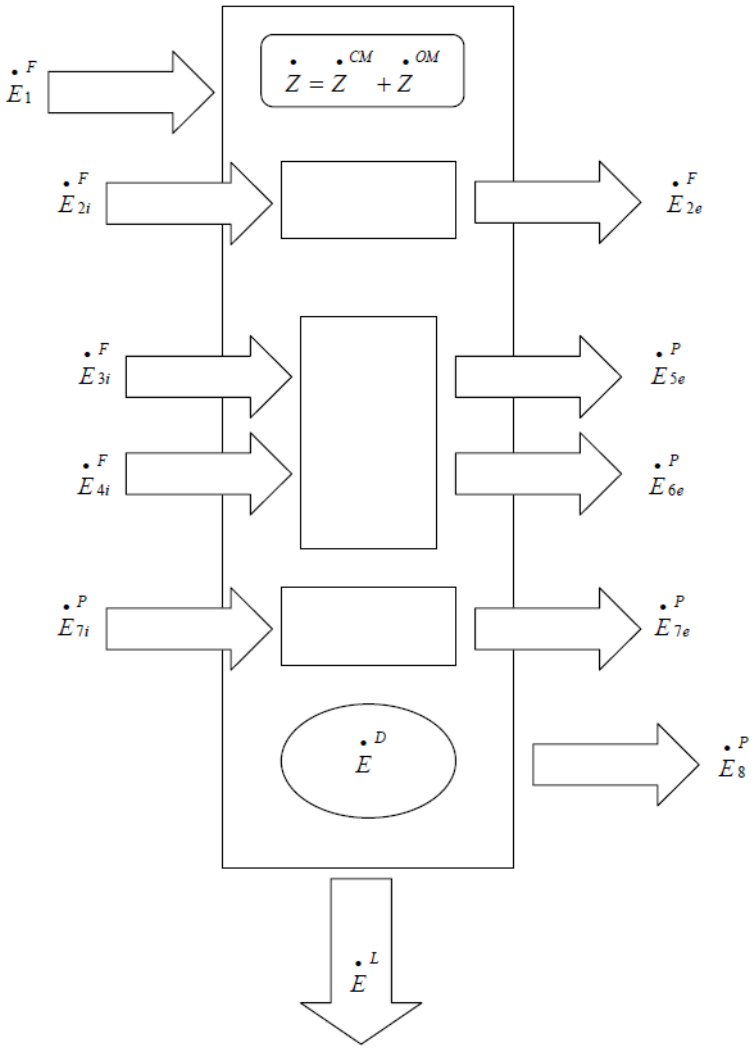


Figura 1. Definición de fueles y productos en una máquina genérica

[GÓMEZ CAMACHO, C., 2009] i=inlet, e=exit, D=destroyed, L=Losses

En esta máquina genérica el *fuel* puede definirse como un único flujo de entrada al sistema (1). Es el recurso necesario para generar el producto o productos deseados. Pero también puede considerarse como la diferencia de dos estados (2i y 2e) correspondientes a una sola corriente que atraviesa el sistema. Se refiere asimismo fuel a la suma de corrientes (3i y 4i) de entrada al sistema formando el producto suma de los flujos salientes (5e y 6e).

1.1.2 Balance económico

En un análisis económico convencional, el balance de costes que generalmente se aplica a un sistema expresa que el coste de los productos de un sistema es igual a la suma de los costes debidos a los fueles más los costes asociados a la inversión de capital y los costes de operación y mantenimiento. Los costes de los productos y fueles son costes exergéticos temporales y se asocian a cada corriente del sistema. Serán explicados en el siguiente apartado.

$$\dot{C}_{tot}^{P} + \dot{C}_{tot}^{L} = \dot{C}_{tot}^{F} + \dot{Z}^{CM} + \dot{Z}^{OM} \qquad \text{(Ec. 4.1)}$$

Los costes de capital junto con los de operación y mantenimiento, no son costes exergéticos, y se calculan dividiendo la contribución anual de estos costes entre el número de horas al año que la planta está en funcionamiento. La suma de esos dos costes dan lugar a una variable fundamental para el análisis termoeconómico:

$$\dot{Z} = \dot{Z}^{CM} + \dot{Z}^{OM} \qquad \text{(Ec. 4.2)}$$

Este coste ha de calcularse para cada uno de los componentes en los que se divide la central, e indica cuánto cuesta mantener funcionando un equipo concreto por unidad de tiempo de funcionamiento.

1.1.3 Costes exergéticos temporales

Para sistemas que funcionan de forma estacionaria, existe un número concreto de entradas y salidas asociadas a un aporte o cesión de materia y energía a través de los límites de cada equipo o componente con su entorno. Asociada a estas transferencias de materia y energía existe una transferencia de exergía de entrada o salida, al igual que una destrucción de exergía debida a las irreversibilidades internas del sistema. El motivo por el que se usa la exergía para la asignación de costes en sistemas térmicos reside en que es el valor termodinámico que realmente mide las ineficiencias de cada proceso.

Es por ello que se han obtenido en el análisis termodinámico las exergías asociadas a cada corriente del sistema, ya sea de entrada o salida, debida a un flujo de calor o de trabajo. El coste exergético temporal de una corriente genérica *i* es el producto de dos valores:

$$\dot{C}_j = c_j \dot{E}_j \qquad \text{(Ec. 4.3)}$$

donde:

$\dot{C}_j$ es el coste exergético temporal de la corriente j en [€/tiempo],

c_j es el coste exergético unitario de la corriente j en [€/unidad exergética],

$\dot{E}_j$ es la potencia exergética de la corriente j [exergía/tiempo], obtenida mediante el análisis termodinámico.

1.1.4 Ecuación básica de la Termoeconomía

Supuestos conocidos los costes exergéticos unitarios de todas las corrientes de entrada a la máquina, así como las potencias exergéticas de todos los flujos de materia y energía junto con los costes temporales mantenidos más los de operación y mantenimiento, se puede establecer el balance económico necesario para cada equipo de la instalación:

$$\sum_{\forall e} \dot{C}_e = \sum_{\forall i} \dot{C}_i + \dot{Z} \qquad \text{(Ec. 4.4)}$$

donde:

$\dot{C}_e$ es el coste exergético temporal asociado a los flujos de salida, tanto materiales como energéticos,

$\dot{C}_i$ es el coste exergético temporal asociado a los flujos de entrada, tanto materiales como energéticos.

$\dot{Z}$ es el coste temporal no exergético debido a los costes mantenidos más los de operación y mantenimiento.

Con todos estos costes temporales conocidos, se concluye que si existen n_e corrientes de materia o energía de salida serán necesarias $n_e - 1$ ecuaciones adicionales para resolver el sistema, cuyo planteamiento se plantea en el siguiente subapartado.

1.1.5 Relaciones auxiliares necesarias para la resolución del problema termoeconómico

El establecimiento de estas ecuaciones adicionales se realiza según se defina el sistema estudiado:

1) Cuando la definición de producto para un componente implique una sola corriente exergética, el coste exergético unitario asociado a esa corriente se calcula mediante el balance económico. Las relaciones auxiliares se formulan para las restantes corrientes de salida.

2) Si la definición de producto envuelve a n_e flujos exergéticos salientes, se necesitan $n_e - 1$ ecuaciones adicionales para cerrar el problema. Si no existe información sobre el proceso de producción de cada flujo se puede asumir que cada unidad de exergía se invierte en cada corriente producto al mismo coste.

$$\Delta c^P = \frac{\dot{C}_e^P - \dot{C}_i^P}{\dot{E}_e^P - \dot{E}_i^P} \equiv cte(\forall P \in salida) \qquad \text{(Ec. 4.5)}$$

3) Cuando la definición de fuel involucre la diferencia entre dos corrientes de la misma materia, el incremento del coste exergético unitario es nulo, es decir, el coste exergético unitario permanece constante para las dos corrientes. Se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta c^F = 0 \therefore \frac{\dot{C}_e^F - \dot{C}_i^F}{\dot{E}_e^F - \dot{E}_i^F} = c_e^F = c_i^F \qquad \text{(Ec. 4.6)}$$

Estas hipótesis son generalmente la más adoptadas para la caracterización del coste exergético unitario de fueles y productos, pero no basta con ellas para la completa resolución del problema termoeconómico. Para tener tantas ecuaciones como incógnitas, es necesario valorar las exergías perdidas en cada componente o sistema. Esta valoración será explicada más adelante.

1.1.6 Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos

El coste exergético unitario promedio de fuel representa el coste medio al que es suministrada cada unidad de exergía a ese componente. Aplicando tal definición a la máquina representada en la figura 1, el coste obtenido sería el siguiente:

$$c^F = \frac{\dot{C}^F}{\dot{E}^F} = \frac{c_1 \cdot \dot{E}_1^F + (c_{2i} \cdot \dot{E}_{2i}^F - c_{2e} \cdot \dot{E}_{2e}^F) + c_{3i} \cdot \dot{E}_{3i}^F + c_{4i} \cdot \dot{E}_{4i}^F}{\dot{E}_1^F + (\dot{E}_{2i}^F - \dot{E}_{2e}^F) + \dot{E}_{3i}^F + \dot{E}_{4i}^F} \qquad \text{(Ec. 4.7)}$$

El coste exergético unitario promedio del producto se define como el coste medio de la unidad de exergía generada por un componente o sistema. La siguiente ecuación muestra la obtención de tal coste para la máquina de la figura 1:

$$c^P = \frac{\dot{C}^P}{\dot{E}^P} = \frac{c_{5i} \cdot \dot{E}_{5e}^P + c_{6i} \cdot \dot{E}_{6e}^P + (c_{7e} \cdot \dot{E}_{7e}^P - c_{7i} \cdot \dot{E}_{7i}^F) + c_8 \cdot \dot{E}_8^P}{\dot{E}_{5e}^P + \dot{E}_{6e}^P + (\dot{E}_{7e}^P - \dot{E}_{7i}^F) + \dot{E}_8^P} \qquad \text{(Ec. 4.8)}$$

La obtención de los costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos permite aprecia el encarecimiento de la unidad exergética en cada componente, factor importante a tener en cuenta a la hora de la toma de decisiones sobre el diseño final de un sistema térmico.

1.1.7 Costes exergéticos unitarios de las exergías perdidas y destruidas

El coste temporal asociado a las pérdidas exergéticas en un sistema representa el coste asociado a la exergía perdida hacia el ambiente, ya sea en forma de calor o de materia.

Una vez caracterizados los costes exergéticos unitarios de las corrientes de fueles y productos, es necesario atribuir un coste a la unidad de exergía perdidas para la resolución del problema termoeconómico. La valoración de los costes exergéticos unitarios asociados a las potencias exergéticas perdidas se puede realizar desde diferentes puntos de vista, atendiendo al balance económico del sistema simplificado y según sea el signo de la potencia exergética perdida. El balance establece:

$$c^P \dot{E}^P + c^L \dot{E}^L = c^F \dot{E}^F + \dot{Z} \qquad \text{(Ec. 4.9)}$$

donde:

c^P es el coste exergético unitario promedio de productos, $\dot{C}^P / \dot{E}^P$ en k€/GWh,

$\dot{E}^P$ es la suma de las potencias exergéticas del producto o productos del sistema, en GWh,

c^L es el coste exergético unitario promedio de pérdidas, $\dot{C}^L / \dot{E}^L$ en k€/GWh,

$\dot{E}^L$ es la suma de las potencias exergéticas perdidas en el sistema, en GWh,

c^F es el coste exergético unitario promedio de fueles, $\dot{C}^F / \dot{E}^F$ en k€/GWh,

$\dot{E}^F$ es la suma de las potencias exergéticas del fuel o fueles del sistema, en GWh.

Mediante estas definiciones puede simplificarse la máquina genérica representada en la figura 1, a partir de los costes promedios de fueles y productos anteriormente obtenidos, resultando la figura 2, que será utilizada para la caracterización termodinámica y la asignación de costes exergéticos unitarios de las exergías destruidas y perdidas, así como de los productos, conocidos los datos de los fueles y de los costes anualizados mantenidos y de operación y mantenimiento de la máquina:

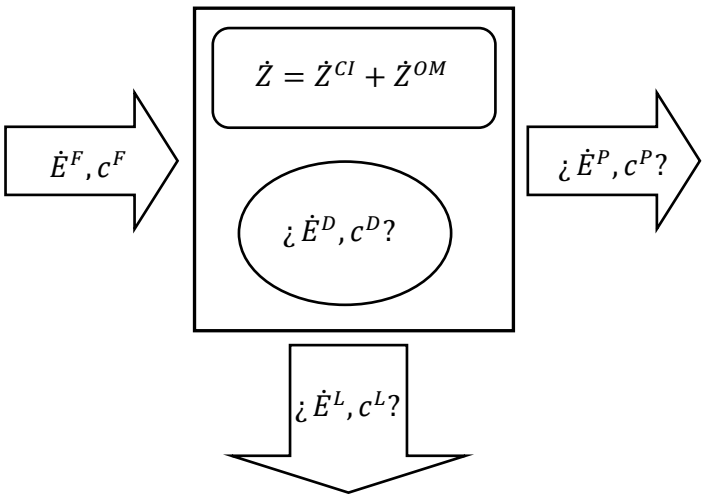


Figura 2. Esquema simplificado para la definición de fueles y productos en un sistema [GÓMEZ CAMACHO, C., 2009]

Balance económico: $$\dot{C}^P + \dot{C}^L = \dot{C}^F + \dot{Z} \quad \text{(Ec. 4.10)}$$

El coste asociado a la exergía destruida aparece oculto en el balance económico, pero emerge mediante el balance exergético:

Balance exegético: $$\dot{E}^P + \dot{E}^L + \dot{E}^D = \dot{E}^F \quad \text{(Ec. 4.11)}$$

Mediante el balance energético se caracterizan todas las exergías involucradas, estableciendo una relación entre las cuatro potencias exergéticas que intervienen. Las exergías perdidas y destruidas intervienen de igual forma en el rendimiento exergético, definido como:

$$\varepsilon = \frac{\dot{E}^P}{\dot{E}^F} \quad \text{(Ec. 4.12)}$$

Sin embargo, desde un punto de vista técnico y económico, ambas ineficiencias no son equivalentes. La exergía destruida es una magnitud imputable directamente a la máquina, mientras que la exergía perdida es un subproducto no utilizado y por tanto no debe ser imputada a la máquina sino al sistema en su conjunto. Si una máquina se introdujera en el sistema para aprovechar una corriente de exergía anteriormente perdida, esta se correspondería con una corriente de fuel de la nueva máquina. En cambio la exergía destruida es inutilizable.

La valoración de estas exergías ofrece distintas alternativas. Uno de los objetivos del análisis termoeconómico es comprender la formación de costes y flujos monetarios del sistema además de

optimizar el funcionamiento de cada componente y el sistema en su conjunto. Por ello, cada corriente exergética perdidas o destruida debe ser valorada económicamente como una posibilidad de incremento de la eficiencia del sistema, y por tanto su valoración económica mediante la asignación de un coste exergético unitario debe cumplir tales objetivos.

Como se ha dicho, un componente no debe ser penalizado por su exergía perdida, sino todo el sistema. Un criterio utilizado para esta valoración consiste en suponer que la exergía perdida tiene como consecuencia una reducción de la exergía del producto y de esta forma debe ser valorada, suponiendo que el coste exergético unitario promedio del producto permanece constante cuando varía la exergía perdida. Otra forma de valorar la exergía perdida por un componente es suponer que la pérdida de exergía en un determinado componente se cubre mediante el suministro de más fuel, manteniéndose constante el coste exergético unitario promedio del fuel al variar la exergía perdida.

Por último queda considerar el criterio convencional usado para la consideración de corrientes no aprovechadas, que consiste en no atribuir ningún coste a estas corrientes. Este tipo de consideración no debe ser utilizada ya que penaliza al producto de ese equipo con las ineficiencias que son responsabilidad del sistema en su conjunto.

1.1.8 Variables termoeconómicas para la evaluación del sistema

Una vez que se ha calculado el coste exergético unitario y el coste temporal de todas las corrientes se definen una serie de parámetros termoeconómicos que permiten realizar una evaluación del sistema. Los parámetros termoeconómicos utilizados en este proyecto son los siguientes tres factores termoeconómicos:

$$f^F = \frac{\dot{C}^F}{\dot{C}^P} \quad ; \quad f^Z = \frac{\dot{Z}}{\dot{C}^P} \quad ; \quad f^D = \frac{\dot{C}^D}{\dot{C}^P} \qquad \text{(Ec. 4.13)}$$

Se define también la diferencia relativa de costes exergéticos unitarios promedio, como el aumento relativo del coste exergético unitario promedio entre fuel y producto, según la siguiente ecuación:

$$r = \frac{c_P - c_F}{c_F} \qquad \text{(Ec. 4.14)}$$

Estos parámetros permiten obtener una serie de conclusiones que constituyen el resultado final del análisis y evaluación termoeconómica.

2 Análisis termoeconómico de una central de CCP

2.1 Introducción

El análisis termoeconómico desarrollado en este capítulo parte de las condiciones del escenario C.4 definido en el Capítulo 3 de este mismo proyecto. Se corresponde con una central termosolar de captadores cilindro parabólicos de 50 MW de potencia nominal, hibridada con gas natural y biomasa, con una contribución del 10% de gas natural a la producción eléctrica anual, un tamaño de generador de aceite para biomasa de 25 MW_e, y con una capacidad de almacenamiento térmico

mediante sales fundidas de 8 horas. Esta central se divide en los siguientes bloques principales para la realización del estudio termoeconómico:

Tabla 1. División principal de la central termosolar

Central termosolar	**Campo solar**
	Caldera
	Generador de aceite
	Almacenamiento térmico
	Isla de potencia
	Depósito de expansión

La división escogida se debe a que cada uno de estos bloques son partes importantes en la central de CCP. Cada uno de los bloque ha sido detallado en el Capítulo 2 de este proyecto.

Es útil realizar un diagrama numerando todas las corrientes materiales y energéticas existentes en el sistema. De esta manera se ordenan los datos y puede definirse que flujos son considerados como fueles y cuáles como productos. Este diagrama se representa en la Figura 3.

De la misma manera se representa otro diagrama adicional en la Figura 4, que muestra todos los flujos exergoeconómicos presentes en la central, así como la nomenclatura utilizada para cada bloque.

El siguiente paso es la realización de un balance de exergía, que se realiza a partir de los resultados diez minutales de la simulación del año de referencia elaborado por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER) y que ha sido facilitado para la realización de este proyecto. La unidad con la que se va a realizar el balance de exergía va a ser el GWh/año.

La central termosolar opera un total de 6.207 horas equivalentes, produciendo un total de 315 GWh anuales.

Una vez realizado el balance exergético se asignan costes por unidad de exergía a cada una de las corrientes y costes de operación y mantenimiento a cada uno de los elementos, para así calcular el coste de la exergía producida por el sistema para consumo o venta.

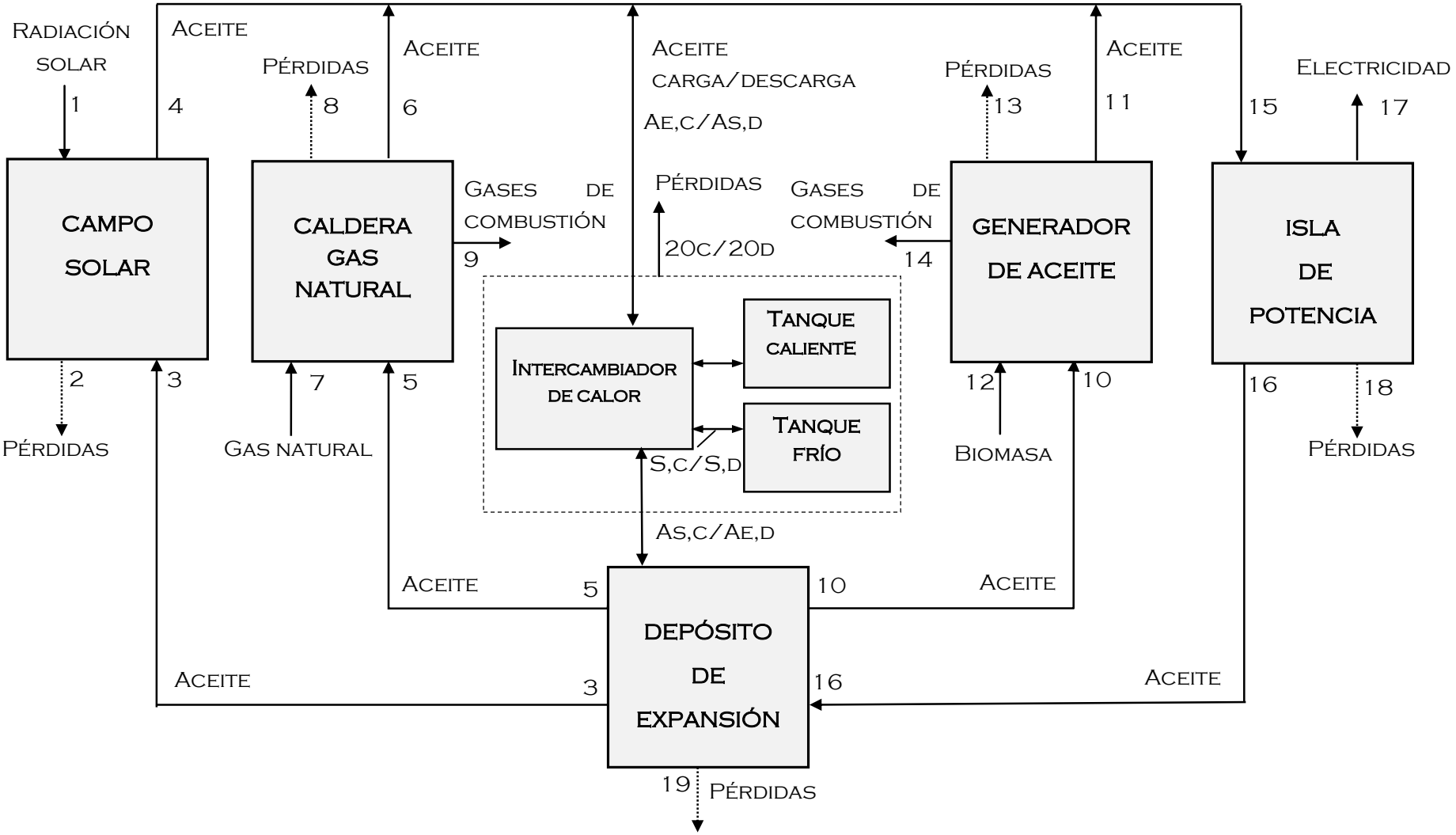


Figura 3. Diagrama descriptivo de todas la corrientes presentes en la central termosolar de CCP

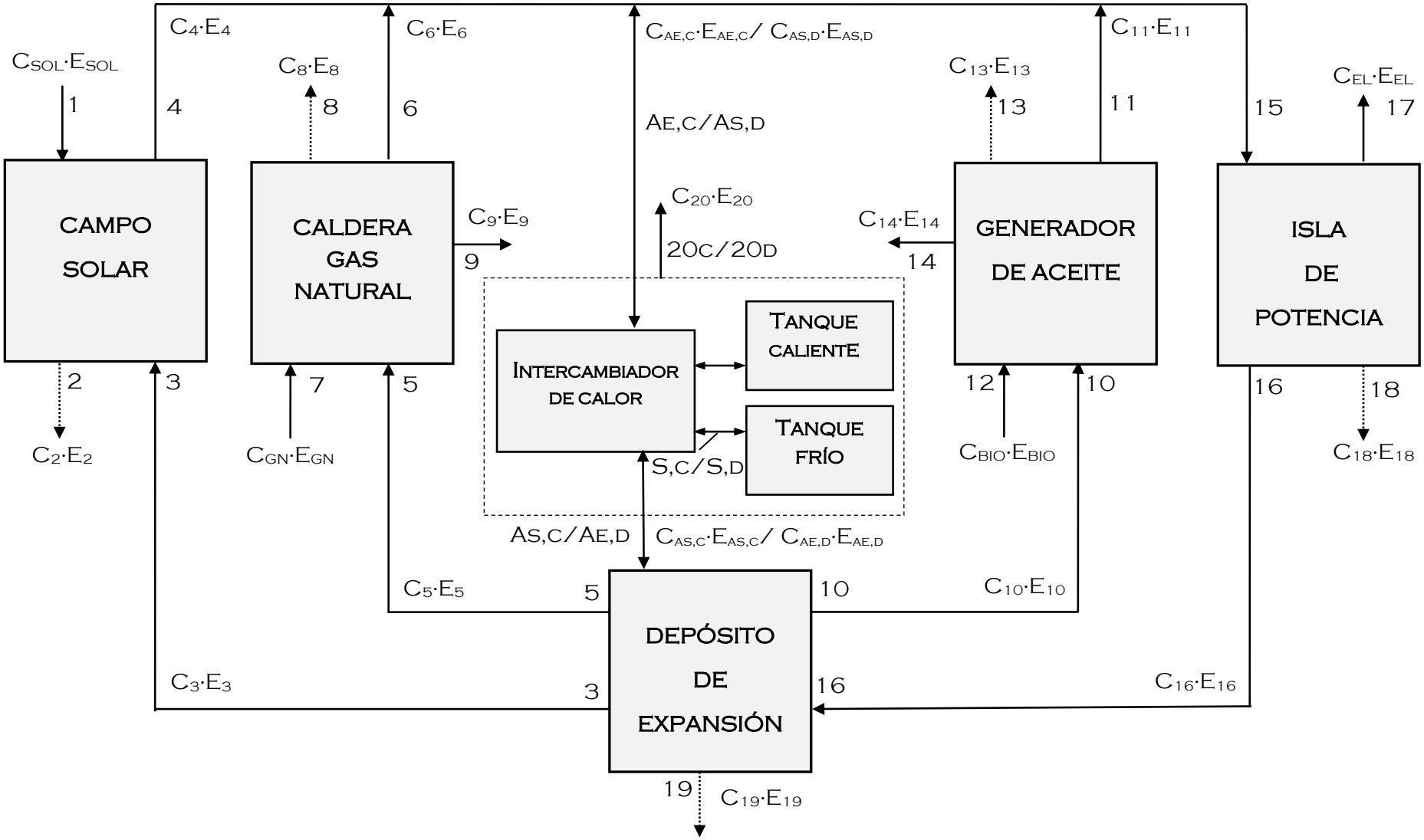


Figura 4. Diagrama de flujos exergoeconómicos de la central de CCP

2.2 Planteamiento y datos de partida

A continuación se muestran los valores de todas las corrientes exergéticas que intervienen en este análisis, de acuerdo con la numeración seguida tanto en la Figura 3 como en la Figura 4. El cálculo de estas exergías ha sido explicado en el Capítulo 2.

Tabla 2. Exergías (GWh) de cada corriente de la central de CCP

Corriente	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
E (GWh/año)	958,1	305,5	333,1	545,7	36,23	66,87	79,51	2,96	6,96	158,43

Corriente	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17'**	**18**	**19**
E (GWh/año)	381,35	613,7	46,83	49,15	858,82	431,58	315	56,12	96,14

Corriente	**AE,C**	**AS,C**	**S,C**	**20,C**	**AE,D**	**AS,D**	**S,D**	**20,D**
E (GWh/año)	214,78	119,49	93,38	0,95	216,67	130,76	86,563	0,87

La central termosolar produce una energía neta de 315 GWh/año, que al ser energía eléctrica es igual a la exergía neta producida. Se muestra también la exergía destruida de cada bloque:

Tabla 3. Exergía destruida(GWh) por bloque

$\dot{E}^D$ **(k€/año)**	$\dot{E}^D_{CS}$	$\dot{E}^D_{CGN}$	$\dot{E}^D_{GA}$	$\dot{E}^D_{ALM,C}$	$\dot{E}^D_{ALM,D}$	$\dot{E}^D_{IP}$
	439,97	38,85	292,45	0,95	0,87	56,12

El cálculo de los costes temporales anualizados no exergéticos para cada subsistema vienen detallados en el Anexo, y sus valores se muestran a continuación en la Tabla 4 y Tabla 5:

Tabla 4. Costes temporales anualizados (k€/año) para cada subsistema

	$\dot{Z}_{CS}$	$\dot{Z}_{CGN}$	$\dot{Z}_{GA}$	$\dot{Z}_{ALM}$	$\dot{Z}_{IP}$	$\dot{Z}_{DEP}$
$\dot{Z}$ **(k€/año)**	28.850	291	3.128	4.341	7.888	151

Tabla 5. Coste temporal anualizado total (k€/año) de la central

$\dot{Z}_{TOTAL}$ **(k€/año)**	44.649

Una vez obtenidos los costes temporales anualizados no exergéticos para cada bloque, se estudian los distintos subsistemas identificando en cada uno de ellos fuel y producto, se plantean las ecuaciones del balance exergético y del balance económico para cada uno junto con la definición de las relaciones auxiliares necesarias en su caso. Las incógnitas de un bloque pueden ser datos para otro, así como el fuel en un subsistema puede ser el producto para otro. Con tales ecuaciones, junto a las relaciones auxiliares necesarias, se calculan todos los costes temporales.

En el planteamiento de este proyecto se van a evaluar en primer lugar dos escenarios (*Escenario I* y *Escenario II*), considerándose en ambos la central de CCP como un único bloque o sistema, donde el gas natural, la biomasa y la radiación solar son corrientes de fuel y la electricidad final es corriente producto. El objetivo de estos dos escenarios es calcular el precio final de la electricidad. Los escenarios se diferencian únicamente en cómo se evalúan las pérdidas por gases de combustión, pues el resto de pérdidas (pérdidas térmicas) se evalúan a coste exergético unitario nulo.

***Escenario I**:* evaluación de todas las pérdidas térmicas a coste nulo y las pérdidas por gases de combustión a coste de producto final (electricidad final)

***Escenario II**:* evaluación de todas las pérdidas (térmicas y por gases de combustión) a coste nulo.

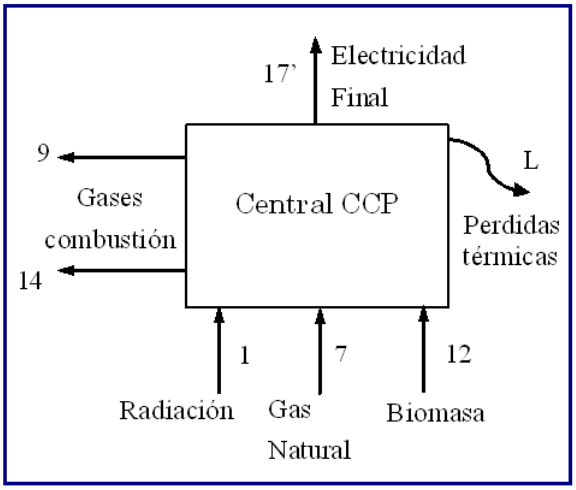


Figura 5. Bloque central CCP (*Escenario I* y *Escenario II*)

Como datos iniciales para ambos escenarios, se conocen los costes exergéticos unitarios de los flujos de entrada (fueles) en la central, que como se ha indicado anteriormente, son la radiación solar, el gas natural y la biomasa.

En primer lugar, la radiación solar incidente, que es un flujo energético, tiene un coste exergético unitario nulo asociado por ser una fuente de energía renovable y gratuita.

$$c_1 = c_{SOL} = 0\ k€/GWh$$

Los costes exergéticos unitarios del gas natural y de la biomasa son los siguientes:

$$c_7 = c_{GN} = 18\ k€/GWh$$

$$c_{12} = c_{BIO} = 26{,}46\ k€/GWh$$

Los costes unitarios de las exergías perdidas correspondientes a los gases de combustión de la caldera de gas natural y del generador de aceite se evalúan en un primer lugar a coste de producto final, es decir a coste de la electricidad producida, que es una incógnita en la resolución de la evaluación termoeconómica, y en segundo lugar, al igual que el resto de pérdidas térmicas a coste exergético unitario nulo:

Escenario I: $c_{gases} = c_9 = c_{14} = c_{17'} = c_{EL,F} = ?\ k€/GWh$

Escenario II: $c_{gases} = c_9 = c_{14} = 0\ k€/GWh$

Las pérdidas térmicas aquí consideradas, son la suma de las pérdidas térmicas que hay en cada bloque que interviene en la central, es decir, la suma de las pérdidas térmicas en el campo solar, en la caldera de gas natural, en el generador de aceite, en el sistema de almacenamiento, en el depósito de expansión y en la isla de potencia.

Los costes unitarios de estas pérdidas térmicas se consideran nulos, al ser pérdidas en forma de calor que no se usan posteriormente, transmitiéndose directamente al ambiente. Estos costes, según la nomenclatura seguida son:

Escenario I y Escenario II: $c_{Perdt} = 0\ k€/GWh$

Tras la resolución de estos dos escenarios, se procede a estudiar tres modos de operación de la central bajo estos dos escenarios, introduciendo en cada modo de operación el precio de la electricidad final obtenido en el *Escenario I* o en el *Escenario II*, para así calcular los diferentes costes exergéticos unitarios de las corrientes según el modo en el que opere la central.

Todos estos modos tienen datos de entrada comunes, como son el coste exergético unitario de la radiación solar, del gas natural y de la biomasa:

$$c_1 = c_{SOL} = 0\ k€/GWh$$

$$c_7 = c_{GN} = 18\ k€/GWh$$

$$c_{12} = c_{BIO} = 26{,}46\ k€/GWh$$

Además en todos los modos las pérdidas térmicas se evalúan a coste nulo:

$$c_2 = c_8 = c_{13} = c_{18} = c_{19} = c_{20,C} = c_{20,D} = 0\ k€/GWh$$

Para ninguno de los modos se analizarán los costes exergéticos unitarios promedios de fuel y producto en el depósito de expansión, pues aunque se incluye como un bloque para la resolución de los diferentes modos de operación para poder así calcular los costes de cada corriente de la central, no tiene sentido hablar de costes exergéticos unitarios promedio ni costes exergéticos temporales en este bloque ya que actúa como una caja negra, en la que el aceite solo pasa por ella. Sin embargo, sí se ha incluido su coste temporal anualizado en el coste total de la central.

Además, si el modo de operación está en estado de *Descarga*, se toma como ecuación auxiliar que el coste exergético unitario de las sales en este estado, donde son corriente de fuel, sea igual al coste de las sales obtenidas en el estado de *Carga*, donde son corriente producto.

Por último, la exergía destruida se valora en todos los casos a coste exergético unitario de fuel.

2.3 Resultados Escenarios I y II

Se muestra en primer lugar la representación de los dos escenarios, para una mejor visualización de las corrientes de entrada y salida, tal y como se puede observar en la Figura 6.

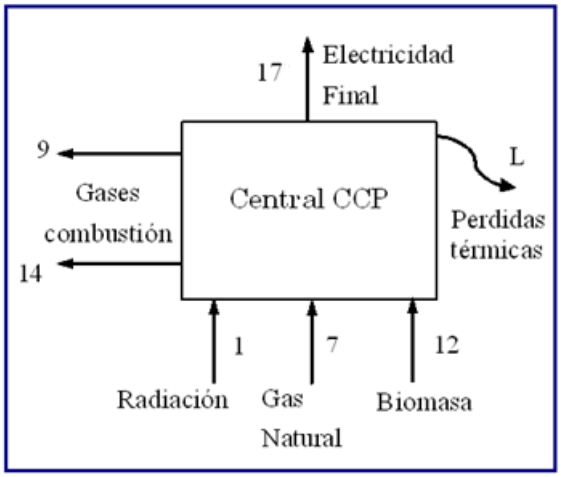


Figura 6. Bloque central CCP (*Escenario I* y *Escenario II*)

A continuación se recuerda los valores exergéticos calculados en el Capítulo 2 de estas corrientes así como la exergía destruida total de la central de CCP, que es la suma de las exergías destruidas de cada bloque considerado en la central:

Tabla 6. Exergías (GWh) de cada corriente (*Escenario I* y *Escenario II*)

Corriente	**1**	**7**	**12**	**9**	**14**	**L**	**17**
E (GWh/año)	958,1	79,51	613,7	6,96	49,15	387,75	315

Tabla 7. Exergía destruida (GWh) de la central (*Escenario I* y *Escenario II*)

$\dot{E}^D$ **(k€/año)**	$\dot{E}^D_{central}$
	829,45

En la Tabla 8, se muestran los balances exergéticos y económicos, así como las ecuaciones auxiliares necesarias y la definición de fuel y producto. Se recuerda que como datos de entrada para la resolución del problema se conoce el coste exergético unitario de la radiación solar, del gas natural y de la biomasa, definidos en el apartado anterior.

Se tienen 7 corrientes, 3 de entrada y 4 de salida, por lo que son necesarias 3 ecuaciones auxiliares en cada escenario. En el *Escenario I* dos de las ecuaciones auxiliares se extraen de evaluar las pérdidas por gases de combustión a coste de producto (electricidad final) y la restante por evaluar las pérdidas térmicas a coste nulo, y en el *Escenario II* de evaluar todas las pérdidas (térmicas y gases) a coste nulo.

Tabla 8. Definición de fuel, producto, pérdidas, balance exergético, balance económico y ecuaciones auxiliares (*Escenario I* y *Escenario II*)

	Escenario I	**Escenario II**
Producto	(17')	
Fuel	(1 + 7 + 12)	
Pérdidas	(9 + 14+ Pérdidas térmicas)	
Balance exergético	$\dot{E}_1 + \dot{E}_7 + \dot{E}_{12} = \dot{E}_{17} + \dot{E}_9 + \dot{E}_{14} + \dot{E}_{Perdt} + \dot{E}^D_{central}$	
Balance económico	$c_{17}\dot{E}_{17} + c_9\dot{E}_9 + c_{Perdt}\dot{E}_{Perdt} + c_{14}\dot{E}_{14} = c_1\dot{E}_1 + c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}$	
Ecuación auxiliar	$c_9 = c_{14} = c_{17} = ?\ k€/GWh,\ \ c_{Perdt} = 0$	$c_{Perdt} = c_9 = c_{14} = 0\ k€/GWh$

Tras la resolución del balance económico, se obtiene como resultado los siguientes valores de los costes exergéticos unitarios y temporales:

Tabla 9. Costes exergéticos unitarios y temporales (*Escenario I* y *Escenario II*)

			Escenario I		**Escenario II**	
CORRIENTE		***E*** **(GWh/año)**	***c*** **(k€/GWh)**	***Ċ*** **(k€/año)**	***c*** **(k€/GWh)**	***Ċ*** **(k€/año)**
1	RADIACIÓN SOLAR	958,1	0	0	0	0
7	GAS NATURAL	79,5	18	1.431	18	1.431
12	BIOMASA	613,7	26,5	16.238	26,5	16.238
17	ELECTRICIDAD FINAL	315	167,9	52.896	197,8	62.318
9+14	PÉRDIDAS POR GASES	56,1	167,9	9.422	0	0
L	PÉRDIDAS TÉRMICAS	387,75	0	0	0	0

Como coste exergético unitario del producto principal, la electricidad final, resulta un valor de:

Escenario I: $c_{EL,F} = c_{17} = 16{,}79\ c€/kWh$

Escenario II: $c_{EL,F} = c_{17} = 19{,}78\ c€/kWh$

Se calculan los costes exergéticos unitarios promedio del fuel y del producto para cada escenario, así como los costes exergéticos temporales de fuel y producto. Los resultados se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10. Costes exergéticos unitarios promedio y temporales de fueles, producto y exergía destruida (*Escenario I* y *Escenario II*)

	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
Escenario I	10,70	167,9	17.669	62.318	8.875
Escenario II	10,70	197,8	17.669	62.318	8.875

Una vez resuelto el problema termoeconómico, lo que se calcula a continuación son las variables que permiten realizar una evaluación termoeconómica de la central, en este caso los tres factores termoeconómicos mostrados en la Tabla 11 y la diferencia relativa de costes en la Tabla 12

Tabla 11. Factores termoeconómicos (*Escenario I* y *Escenario II*)

	f^F	f^Z	f^D
Escenario I	0,284	0,716	0,142
Escenario II	0,284	0,716	0,142

Tabla 12. Diferencia relativa de costes (*Escenario I* y *Escenario II*)

	r
Escenario I	14,60
Escenario II	17,48

Los resultados aquí obtenidos serán comentados en profundidad en el apartado de Conclusiones, conjuntamente con los resultados obtenidos de los diferentes modos de operación.

2.4 Resultados Modo de Operación 1

En este primer modo de operación, la producción de energía eléctrica se realiza a plena carga a partir de la energía solar incidente almacenando la energía sobrante en el sistema de almacenamiento (modo *Carga*). Se deriva el flujo de aceite necesario para hacer funcionar la turbina a plena carga hacia el generador de vapor y el restante se vierte en el sistema de almacenamiento.

Este modo de operación se produce en un total de 46,01 días.

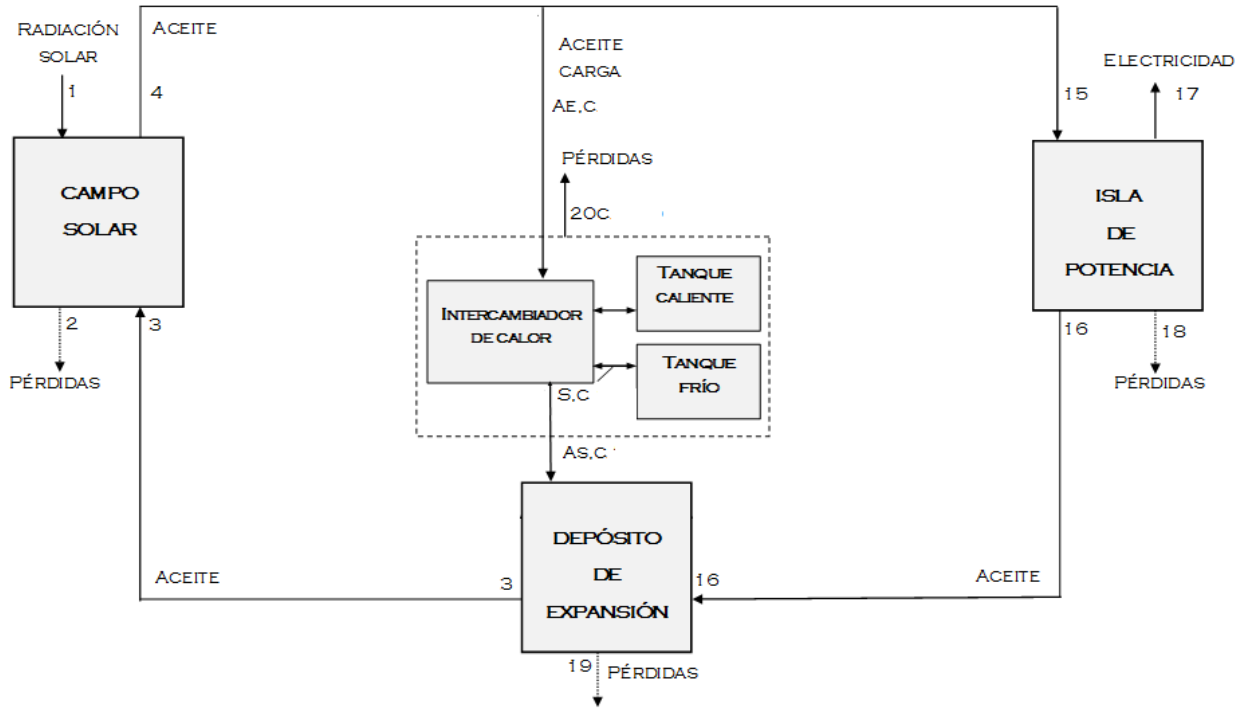


Figura 7. Diagrama *Modo de operación 1*

Las exergías para cada una de las corrientes de este modo de operación se representan en la Tabla 13. El cálculo de estas exergías ha sido explicado en el Capítulo 2, hallándose para el intervalo de tiempo de 46,01 días indicado en el párrafo anterior.

Tabla 13. Exergías (GWh) de cada corriente en *Modo 1*

Corriente	**1**	**2**	**3**	**4**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**
E (GWh/año)	414,2	100,1	159,4	286,3	165,9	91,24	54,83	9,89	0,50

Corriente	**AE,C**	**AS,C**	**S,C**	**20,C**
E (GWh/año)	120,5	67,13	52,3	0,53

Se muestra también la exergía destruida de cada bloque, que será evaluada posteriormente a coste exergético unitario de fuel:

Tabla 14. Exergía destruida(GWh) de cada bloque en *Modo 1*

$\dot{E}^D$ (k€/año)	$\dot{E}^D_{CS}$	$\dot{E}^D_{ALM}$	$\dot{E}^D_{DEP}$	$\dot{E}^D_{IP}$
	187,16	0,53	0,50	9,89

En la tabla de la página siguiente (Tabla 15) se muestran los balances exergéticos y económicos de los bloques pertenecientes al *Modo 1*, así como las ecuaciones auxiliares necesarias y la definiciones de fueles y productos.

Se observa que tenemos 13 corrientes y 4 ecuaciones pertenecientes al balance económico.

Son datos conocidos el coste exergético unitario de la radiación solar, y el coste de la electricidad final:

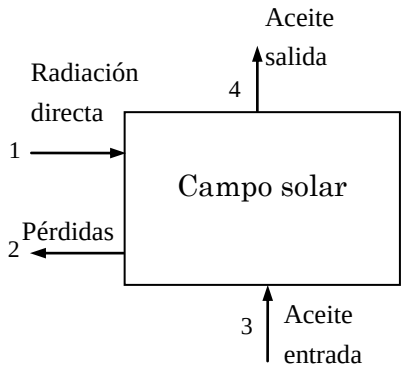
Escenario I: $c_1 = c_{SOL} = 0\ k€/GWh,\ c_{EL,F} = c_{17'} = 16{,}79\ k€/GWh$

Escenario II: $c_1 = c_{SOL} = 0\ k€/GWh,\ c_{EL,F} = c_{17'} = 197{,}8\ k€/GWh$

Las pérdidas térmicas se evalúan a coste nulo para ambos escenarios:

$$c_2 = c_{18} = c_{19} = c_{20,C} = 0\ k€/GWh$$

Tabla 15. Definición de fueles y productos por bloques (*Modo 1*)



Producto (4 - 3)

Fuel (1)

Pérdidas (2)

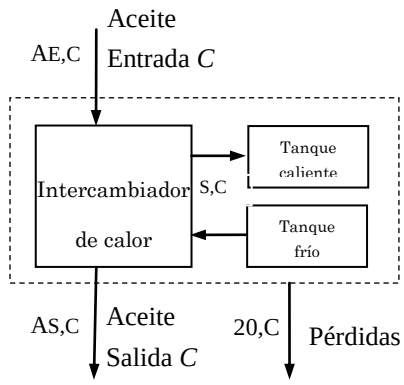
Balance exergético

$$\dot{E}_1 = (\dot{E}_4 - \dot{E}_3) + \dot{E}_2 + \dot{E}_{CS}^D$$

Balance económico

$$(c_4\dot{E}_4 - c_3\dot{E}_3) + c_2\dot{E}_2 = c_1\dot{E}_1 + \dot{Z}_{CS}$$

Ecuación auxiliar $(c_2 = 0)$



Producto (S,C)

Fuel $(A_{E,C} - A_{S,C})$

Pérdidas (20,C)

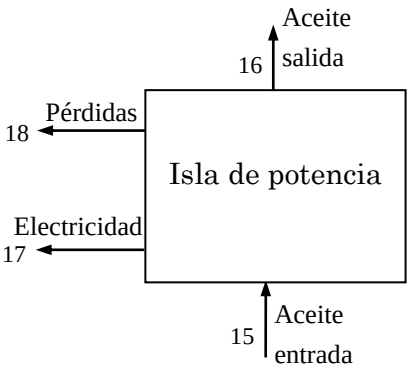
Balance exergético

$$\dot{E}_{AE,C} - \dot{E}_{AS,C} = \dot{E}_{S,C} + \dot{E}_{20,C} + \dot{E}_{ALM}^D$$

Balance económico

$$c_{S,C}\dot{E}_{S,C} + c_{20,C}\dot{E}_{20,C} = (c_{AE,C}\dot{E}_{AE,C} - c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C}) + \dot{Z}_{ALM}$$

Ecuación auxiliar $(c_{20,C} = 0)\ (c_{AE,C} = c_{AS,C})$



Producto (17)

Fuel (15 - 16)

Pérdidas (18)

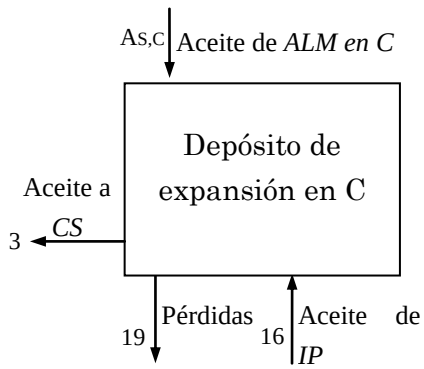
Balance exergético

$$\dot{E}_{15} = \dot{E}_{16} + \dot{E}_{17} + \dot{E}_{18} + \dot{E}_{IP}^D$$

Balance económico

$$c_{17}\dot{E}_{17} + c_{18}\dot{E}_{18} = (c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}) + \dot{Z}_{IP}$$

Ecuación auxiliar $(c_{16} = c_{15})\ (c_{18} = 0)$



Producto (3)

Fuel $(16+A_{S,C})$

Pérdidas (19)

Balance exergético

$$\dot{E}_{16} + \dot{E}_{AS,C} = \dot{E}_3 + \dot{E}_{19} + \dot{E}_{DEP}^D$$

Balance económico

$$c_3\dot{E}_3 + c_{19}\dot{E}_{19} = c_{16}\dot{E}_{16} + c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C} + \dot{Z}_{DEP}$$

Ecuación auxiliar $(c_{19} = 0)$

Al resolver el sistema de ecuaciones, se obtienen los costes unitarios exergéticos y temporales de cada una de las corrientes bajo el *Escenario I* y el *Escenario II* , tal y como se observa en la Tabla 16:

Tabla 16. Costes exergéticos unitarios y temporales por corrientes (*Modo 1*)

			Escenario I		Escenario II	
CORRIENTE		E (GWh/año)	c (k€/GWh)	$\dot{C}$ (k€/año)	c (k€/GWh)	$\dot{C}$ (k€/año)
1	RADIACIÓN SOLAR	414,21	0	0	0	0
2	PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL *CS*	100,09	0	0	0	0
3	ACEITE ENTRADA AL *CS*	159,38	18,5	2.948	40,33	6.428
4	ACEITE SALIDA DEL *CS*	286,33	111,1	31.798	123,2	35.278
15	ACEITE ENTRADA A LA *IP*	165,86	17,66	2.929	39,63	6.573
16	ACEITE SALIDA DE LA *IP*	91,24	17,66	1.612	39,63	3.616
17	ELECTRICIDAD	52,20	167,9	9.206	197,8	10.845
18	PÉRDIDAS TÉRMICAS DE LA *IP*	9,89	0	0	0	0
19	PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL *DEP*	0,50	0	0	0	0
$20_{,C}$	PÉRDIDAS DEL ALM EN *C*	0,53	0	0	0	0
A_E	ACEITE ENTRADA AL ALM EN *C*	120,48	17,66	2.128	39,63	4.775
A_S	ACEITE SALIDA DEL ALM EN *C*	67,13	17,66	1.186	39,63	2.661
S	SALES EN *C*	52,20	101,21	5.283	123,7	6.455

Se ha calculado también el coste exergético unitario promedio del fuel y del producto para cada uno de los componentes de la planta, así como sus costes exergéticos temporales, cuyos valores se observan en la Tabla 17 y en la Tabla 18 respectivamente.

Tabla 17. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 1*)

	Escenario I		Escenario II	
	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
CAMPO SOLAR	0	227,25	0	227,25
ALMACENAMIENTO	17,66	101,21	39,63	123,7
ISLA DE POTENCIA	17,66	167,9	39,63	197,8

Tabla 18. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 1*)

	Escenario I			Escenario II		
	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
CAMPO SOLAR	0	28.850	0	0	28.850	0
ALMACENAMIENTO	942	5.283	9,89	2.114	6.455	19,41
ISLA DE POTENCIA	1.317	9.206	174,85	2.957	10.845	391,94

Una vez resuelto el problema termoeconómico, lo que se calcula a continuación son las variables que permiten realizar una evaluación termoeconómica de la planta. Estas variables son los tres factores termoeconómicos, definidos en la ecuación 4.13. de este capítulo.

Tabla 19. Factores termoeconómicos por bloque (*Modo 1*)

	Escenario I			Escenario II		
	f^F	f^Z	f^D	f^F	f^Z	f^D
CAMPO SOLAR	0	1	0	0	1	0
ALMACENAMIENTO	0,178	0,822	0,002	0,327	0,673	0,003
ISLA DE POTENCIA	0,143	0,857	0,019	0,273	0,727	0,036

2.5 Resultados Modo de Operación 2

En este segundo modo de operación se produce la producción de energía eléctrica a carga parcial con los recursos procedentes de la biomasa, debido a que la temperatura del flujo de aceite procedente del campo solar no es de calidad y el almacén no dispone de la energía necesaria para trabajar a plena carga. Este modo de operación se lleva a cabo un total de 152,43 días. Se estudiará bajo las condiciones del *Escenario I* y del *Escenario II*.

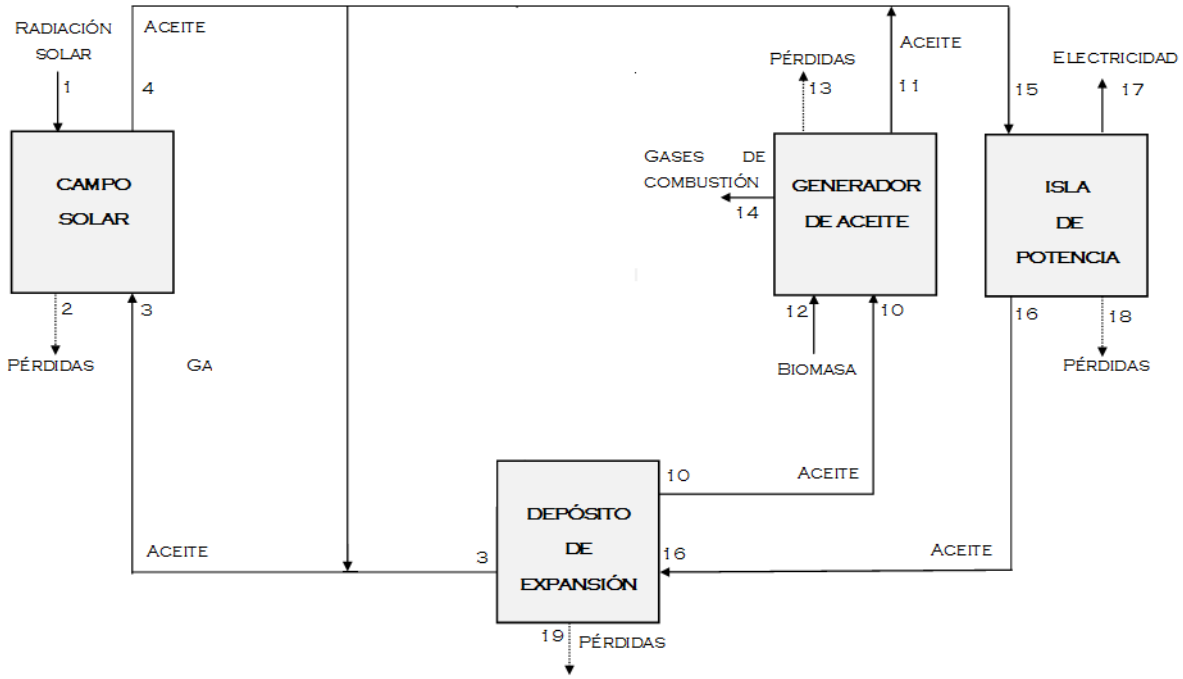


Figura 8. Diagrama *Modo de operación 2*

Las exergías para cada una de las corrientes de este modo de operación se representan en la Tabla 20. El cálculo de estas exergías ha sido explicado en el Capítulo 2, hallándose para un intervalo de tiempo de 152,43 días.

Tabla 20. Exergías (GWh) de cada corriente en *Modo 2*

Corriente	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**
E (GWh/año)	37,70	149,14	317,32	23,58	25,41	151,64	42,13	82,18	13,66	0,05

Se muestra también la exergía destruida de cada bloque:

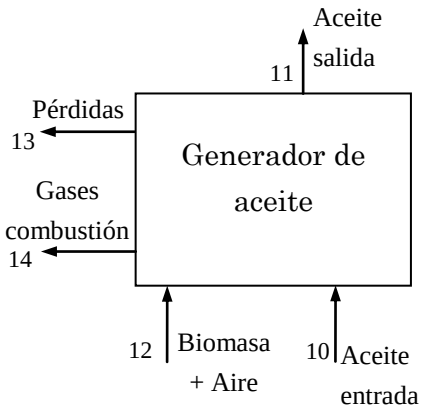
Tabla 21. Exergía destruida(GWh) de cada bloque en *Modo 2*

$\dot{E}^D$ **(k€/año)**	$\dot{E}^D_{GEN}$	$\dot{E}^D_{DEP}$	$\dot{E}^D_{IP}$
	155,05	0,05	13,66

En la Tabla 22 se muestran los balances exergéticos y económicos de los bloques pertenecientes al *Modo 2*, así como las ecuaciones auxiliares necesarias y la definiciones de fueles y productos.

Se observa que tenemos 10 corrientes y 3 ecuaciones pertenecientes al balance económico.

Tabla 22. Definición de fueles y productos por bloques (*Modo 2*)



Producto (11 - 10)

Fuel (12)

Pérdidas (13 + 14)

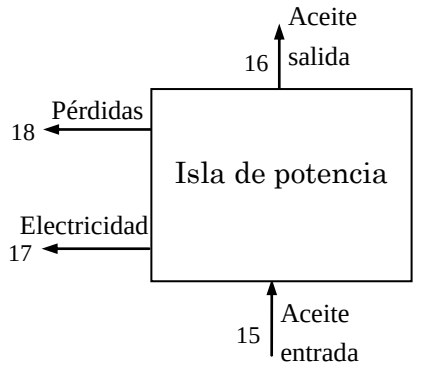
Balance exergético

$$\dot{E}_{12} = (\dot{E}_{11} - \dot{E}_{10}) + \dot{E}_{13} + \dot{E}_{14} + \dot{E}^{D}_{GEN}$$

Balance económico

$$(c_{11}\dot{E}_{11} - c_{10}\dot{E}_{10}) + (c_{13}\dot{E}_{13} + c_{14}\dot{E}_{14}) = c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{GEN}$$

Ecuación auxiliar $(c_{13} = 0)\ (c_{14} = 0)/(c_{14} = c_{17})$



Producto (17)

Fuel (15 - 16)

Pérdidas (18)

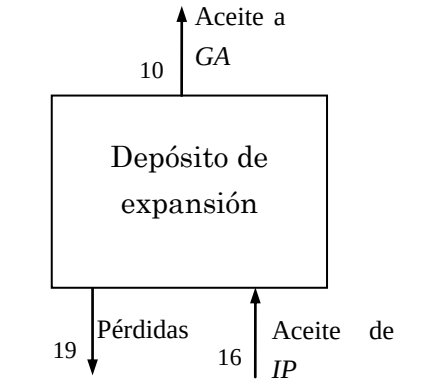
Balance exergético

$$\dot{E}_{15} = \dot{E}_{16} + \dot{E}_{17} + \dot{E}_{18} + \dot{E}^{D}_{IP}$$

Balance económico

$$c_{17}\dot{E}_{17} + c_{18}\dot{E}_{18} = (c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}) + \dot{Z}_{IP}$$

Ecuación auxiliar $(c_{16} = c_{15})\ (c_{18} = 0)$



Producto (10)

Fuel (16)

Pérdidas (19)

Balance exergético

$$\dot{E}_{16} = \dot{E}_{10} + \dot{E}_{19} + \dot{E}^{D}_{DEP}$$

Balance económico

$$c_{10}\dot{E}_{10} + c_{19}\dot{E}_{19} = c_{16}\dot{E}_{16} + \dot{Z}_{DEP}$$

Ecuación auxiliar $(c_{19} = 0)$

Al resolver el sistema de ecuaciones, se obtienen los costes unitarios exergéticos y temporales de cada una de las corrientes bajo el *Escenario I* y el *Escenario II* , tal y como se observa en la Tabla 23:

Tabla 23. Costes exergéticos unitarios y temporales por corrientes (*Modo 2*)

			Escenario I		Escenario II	
CORRIENTE		E (GWh/año)	c (k€/GWh)	$\dot{C}$ (k€/año)	c (k€/GWh)	$\dot{C}$ (k€/año)
10	ACEITE ENTRADA AL *GEN*	37,70	20,78	783	89,39	3.370
11	ACEITE SALIDA DEL *GEN*	149,14	53,92	8.041	99,87	14.894
12	BIOMASA	317,32	26,46	8.396	26,46	8.396
13	PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL *GEN*	23,58	0	0	0	0
14	GASES COMBUSTIÓN DEL *GEN*	25,41	167,9	4.266	0	0
15	ACEITE ENTRADA A LA *IP*	151,64	15,01	2.276	76,41	11.586
16	ACEITE SALIDA DE LA *IP*	42,13	15,01	632	76,41	3.219
17	ELECTRICIDAD	82,18	116	9.532	197,8	16.255
18	PÉRDIDAS TÉRMICAS DE LA *IP*	13,66	0	0	0	0
19	PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL *DEP*	0,10	0	0	0	0

Se ha calculado también el coste exergético unitario promedio del fuel y del producto para cada uno de los componentes de la planta:

Tabla 24. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 2*)

	Escenario I		Escenario II	
	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
GENERADOR DE ACEITE	26,46	103,41	26,46	103,41
ISLA DE POTENCIA	15,01	116	76,41	197,8

Tabla 25. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 2*)

	Escenario I			Escenario II		
	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
GENERADOR ACEITE	8.396	11.524	4.102	8.396	11.524	4.102
ISLA DE POTENCIA	1.644	9.532	205	8.367	16.255	1.044

Una vez resuelto el problema termoeconómico, lo que se calcula a continuación son de nuevo los tres factores termoeconómicos:

Tabla 26. Factores termoeconómicos por bloque (*Modo 2*)

	Escenario I			**Escenario II**		
	f^F	f^Z	f^D	f^F	f^Z	f^D
GENERADOR DE ACEITE	0,729	0,271	0,356	0,729	0,271	0,356
ISLA DE POTENCIA	0,172	0,827	0,022	0,515	0,485	0,064

2.6 Resultados Modo de operación 3

La producción de energía eléctrica se realiza a plena carga a partir de la energía procedente del almacenamiento y de la biomasa, recirculando el flujo procedente del campo solar debido a que su temperatura es inferior a la de descarga del sistema de almacenamiento.

Este modo de operación se lleva a cabo en un total de 94,64 días.

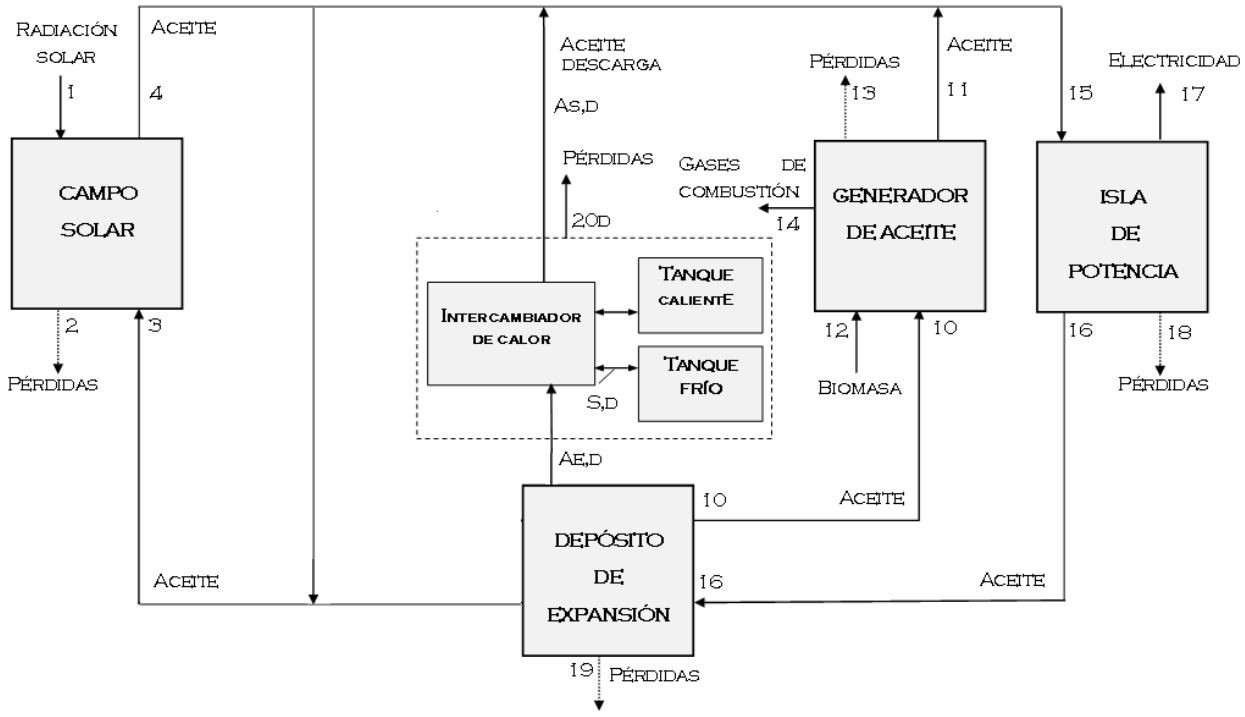


Figura 9. Diagrama *Modo de operación 3*

Las exergías para cada una de las corrientes de este modo de operación se representan en la Tabla 27:

Tabla 27. Exergías (GWh) de cada corriente en *Modo 3*

Corriente	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**
E (GWh/año)	74,54	148,41	197,03	15,47	15,78	326,43	180,04	106,53	19,93

Corriente	**19**	**AE,D**	**AS,D**	**S,D**	**20,D**
E (GWh/año)	0,05	95,81	178,13	82,95	0,83

Se muestra también la exergía destruida de cada bloque:

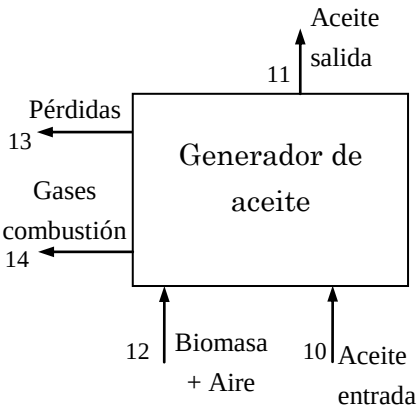
Tabla 28. Exergía destruida(GWh) de cada bloque en *Modo 3*

$\dot{E}^D$ (k€/año)	$\dot{E}^D_{GEN}$	$\dot{E}^D_{ALM}$	$\dot{E}^D_{DEP}$	$\dot{E}^D_{IP}$
	91,61	0,83	0,05	19,93

En la Tabla 29 se muestran los balances exergéticos y económicos de los bloques pertenecientes al *Modo 3*, así como las ecuaciones auxiliares necesarias y la definiciones de fueles y productos.

Se observa que tenemos 14 corrientes y 4 ecuaciones pertenecientes al balance económico.

Tabla 29. Definición de fueles y productos por bloques (*Modo 3*)



Producto (11 - 10)

Fuel (12)

Pérdidas (13 + 14)

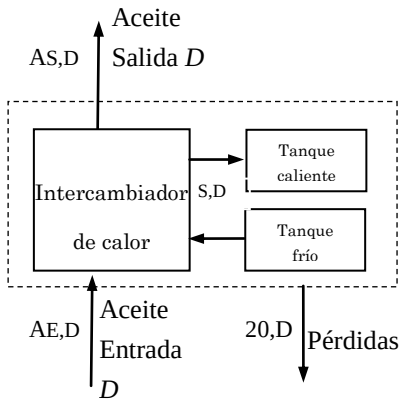
Balance exergético

$$\dot{E}_{12} = (\dot{E}_{11} - \dot{E}_{10}) + \dot{E}_{13} + \dot{E}_{14} + \dot{E}^{D}_{GEN}$$

Balance económico

$$(c_{11}\dot{E}_{11} - c_{10}\dot{E}_{10}) + (c_{13}\dot{E}_{13} + c_{14}\dot{E}_{14}) = c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{GEN}$$

Ecuación auxiliar $(c_{13} = 0)\ (c_{14} = 0)/(c_{14} = c_{17})$



Producto $(A_{S,D} - A_{E,D})$

Fuel (S,D)

Pérdidas (20,D)

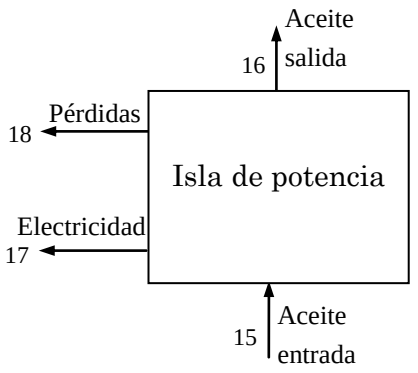
Balance exergético

$$\dot{E}_{S,D} = \dot{E}_{AS,D} - \dot{E}_{AE,D} + \dot{E}_{20,D} + \dot{E}^{D}_{ALM}$$

Balance económico

$$(c_{AS,D}\dot{E}_{AS,D} - c_{AE,D}\dot{E}_{AE,D}) + c_{20,D}\dot{E}_{20,D} = c_{S,D}\dot{E}_{S,D} + \dot{Z}_{ALM}$$

Ecuación auxiliar $(c_{S,D} = c_{S,C})\ (c_{20,D} = 0)$



Producto (17)

Fuel (15 - 16)

Pérdidas (18)

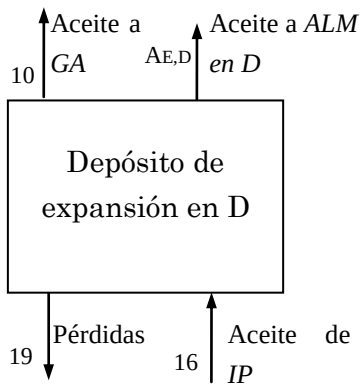
Balance exergético

$$\dot{E}_{15} = \dot{E}_{16} + \dot{E}_{17} + \dot{E}_{18} + \dot{E}^{D}_{IP}$$

Balance económico

$$c_{17}\dot{E}_{17} + c_{18}\dot{E}_{18} = (c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}) + \dot{Z}_{IP}$$

Ecuación auxiliar $(c_{16} = c_{15})\ (c_{18} = 0)$



Producto $(10 + A_{E,D})$

Fuel (16)

Pérdidas (19)

Balance exergético

$$\dot{E}_{16} = \dot{E}_{10} + \dot{E}_{19} + \dot{E}_{AE,D} + \dot{E}^{D}_{DEP}$$

Balance económico

$$c_{3}\dot{E}_{3} + c_{19}\dot{E}_{19} = c_{16}\dot{E}_{16} + c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C} + \dot{Z}_{DEP}$$

Ecuación auxiliar $(c_{19} = 0)\ (c_{10} = c_{AE,D})$

Al resolver el sistema de ecuaciones, se obtienen los costes unitarios exergéticos y temporales de cada una de las corrientes bajo el *Escenario I* y el *Escenario II* , tal y como se observa en la Tabla 30:

Tabla 30. Costes exergéticos unitarios y temporales por corrientes (*Modo 3*)

		Escenario I			Escenario II	
CORRIENTE		E (GWh/año)	c (k€/GWh)	$\dot{C}$ (k€/año)	c (k€/GWh)	$\dot{C}$ (k€/año)
10	ACEITE ENTRADA AL *GEN*	74,54	53,94	4.021	96,07	7.161
11	ACEITE SALIDA DEL *GEN*	148,41	65,45	9.713	104,5	15.502
12	BIOMASA	197,03	26,46	5.213	26,46	5.213
13	PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL *GEN*	15,47	0	0	0	0
14	GASES COMBUSTIÓN DEL *GEN*	15,78	167,9	2.649	0	0
15	ACEITE ENTRADA A LA *IP*	326,43	50,2	16.387	90,06	29.398
16	ACEITE SALIDA DE LA *IP*	180,04	50,2	9.038	90,06	16.214
17	ELECTRICIDAD	106,53	143	15.237	197,8	21.072
18	PÉRDIDAS TÉRMICAS DE LA *IP*	9,89	0	0	0	0
19	PÉRDIDAS TÉRMICAS DEL *DEP*	0,10	0	0	0	0
$20_{,D}$	PÉRDIDAS EN *C* DEL ALM	0,53	0	0	0	0
A_E	ACEITE ENTRADA AL ALM EN *D*	95,81	53,94	5.168	96,07	9.204
A_S	ACEITE SALIDA DEL ALM EN *D*	178,13	100,5	17.905	133,6	23.806
S	SALES EN *D*	82,95	101,21	8.395	123,7	10.261

Se calcula también el coste exergético unitario promedio del fuel y del producto para cada uno de los componentes de la planta:

Tabla 31. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 3*)

	Escenario I		Escenario II	
	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
GENERADOR DE ACEITE	26,46	112,91	26,46	112,91
ALMACENAMIENTO	101,21	154,71	123,7	177,38
ISLA DE POTENCIA	50,2	143	90,06	197,8

Tabla 32. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 3*)

	Escenario I			Escenario II		
	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
GENERADOR ACEITE	5.213	8.341	2.424	5.213	8.341	2.424
ALMACENAMIENTO	8.395	12.736	84	10.261	14.602	103
ISLA DE POTENCIA	7.349	15.237	1.001	13.184	21.072	1.795

Una vez resuelto el problema termoeconómico, lo que se calcula a continuación son de nuevo los tres factores termoeconómicos:

Tabla 33. Factores termoeconómicos por bloque (*Modo 3*)

	Escenario I			Escenario II		
	f^F	f^Z	f^D	f^F	f^Z	f^D
GENERADOR DE ACEITE	0,625	0,375	0,291	0,625	0,375	0,291
ALMACENAMIENTO	0,659	0,341	0,007	0,702	0,298	0,007
ISLA DE POTENCIA	0,482	0,517	0,065	0,626	0,374	0,085

3 Conclusiones

La primera información que se obtiene del análisis termoeconómico es el proceso de formación de costes. Desde el fuel hasta los productos finales, la unidad de exergía se va encareciendo debido a los costes de capital, de operación y mantenimiento, de alquiler, de los intereses de la financiación y por la pérdida de exergía. Este hecho se pone de manifiesto cuando se comparan el coste exergético unitario promedio de fuel y producto, en un primer lugar para el *Escenario I* y *Escenario II*. En la siguiente tabla vemos que para estos dos escenarios el coste exergético unitario del producto es superior al coste exergético unitario del fuel.

Tabla 34. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Escenario I* y *Escenario II*)

	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
Escenario I	10,70	167,9
Escenario II	10,70	197,8

Se observa además, que para ambos escenarios el coste exergético unitario de fuel se mantiene constante, debido a que los costes exergéticos unitarios de las corrientes de fuel (radiación solar, gas natural y biomasa) no varían.

En segundo lugar, a la vista de los resultados del análisis termoeconómico, se comprueba como las pérdidas exergéticas en la central, que son corrientes exergéticas de salida aprovechables pero que no se aprovechan, constituyen una pérdida económica que se traduce automáticamente en un encarecimiento de los productos principales. Así por ejemplo, vemos que para el *Escenario I*, donde se ha considerado el coste exergético unitario de las pérdidas por gases de combustión a coste de producto, la electricidad generada tiene un coste exergético unitario de 16,79 c€/kWh. Sin embargo, en el *Escenario II*, al considerar todas las pérdidas (pérdidas térmicas y pérdidas por gases de combustión) a coste nulo, el coste exergético unitario de la electricidad generada se encarece 2,99 c€/kWh, obteniéndose un valor de 19,78 c€/kWh. Esta diferencia se debe a que al no valorarse económicamente las pérdidas en el *Escenario II*, todos los costes de inversión, de operación y mantenimiento, de alquiler, de financiación y de fuel se asignan directamente al producto de la central, encareciéndose el producto final.

El precio obtenido de la electricidad en el *Escenario I* (16,79 c€/kWh) y en el *Escenario II* (19,78 c€/kWh) han de compararse con el LEC obtenido en el Capítulo 3 para este caso de estudio (22,874 c€/kWh). Esta diferencia de precios se debe a que en el análisis económico realizado en el Capítulo 3, se ha realizado un estudio de la inversión total de la central más exhaustivo, incluyendo costes no incluidos en el análisis termoeconómico, como por ejemplo los Costes Indirectos. Aún así vemos que en el *Escenario II* ,que es el que se corresponde con la realidad, el valor obtenido de la electricidad es comparable con el LEC para ese mismo escenario. Con el cálculo del coste de la electricidad en el *Escenario I*, vemos cuanto se podría ahorrar (2,99 c€/kWh) si aprovechásemos

las pérdidas por gases de combustión. Se deberían introducir algunas mejoras para conseguir este ahorro de costes, pues esta diferencia es un indicativo de una importante pérdida de energía.

Se han estudiado tres modos de operación para poder sugerir mejoras en la central con el objetivo de reducir costes. Estos modos se han estudiado bajo el *Escenario I* y el *Escenario II*. Cuando se estudian bajo el *Escenario II*, al no valorarse económicamente las pérdidas, todos los costes (inversión, operación y mantenimiento, alquiler, financiación y fuel)se asignan directamente al producto del bloque que se esté estudiando, es decir, que el bloque o equipo que se vaya a considerar es en ese caso el culpable del encarecimiento de la unidad de exergía. Esto se irá explicando a continuación.

En el *Modo de operación 1* (se recuerda que se producía energía eléctrica a plena carga a partir de la energía solar incidente almacenando la energía sobrante en el sistema de almacenamiento), se observa que el bloque con mayor coste exergético temporal es el campo solar. Es el bloque donde más se encarece la unidad de exergía. Pero esto es debido fundamentalmente al alto coste exergético no temporal ($\dot{Z}_{CS}$) de este bloque, debido a un alto precio de adquisición y elevado valor del coste del alquiler y del pago de los intereses, encareciéndose la unidad exergética del producto en 227,25 k€/GWh. Se propondría reducir los costes de inversión en el campo solar, para reducir este coste de la unidad exergética. Además con otro tipo de financiación, tal y como se ha comentado en el apartado de Conclusiones del Capítulo 3, se podrían reducir los intereses a pagar en la devolución del crédito y con ello el coste exergético no temporal del campo solar disminuiría.

Tabla 35. Coste temporal del producto de mayor a menor (*Modo 1*)

	Escenario I	**Escenario II**
	$\dot{C}^P$ (k€/año)	**$\dot{C}^P$ (k€/año)**
CAMPO SOLAR	28.850	28.850
ISLA DE POTENCIA	9.206	10.845
ALMACENAMIENTO	5.283	6.455

En el *Modo de operación 2* (se recuerda que se produce la producción de energía eléctrica a carga parcial solo con los recursos procedentes de la biomasa), se tiene que el bloque con mayor coste exergético temporal de producto (Tabla 36) es el generador de aceite en el *Escenario I* (11.524 k€/año) y la isla de potencia en el *Escenario II* (16.225 k€/año). Además el generador de aceite tiene un alto coste de exergía destruida (4.102 k€/año), lo que produce un encarecimiento de los productos finales de la planta.

Este bloque se podría seleccionar con un mayor rendimiento exergético (el actual posee un rendimiento exergético del 36,3%), que a expensas de aumentar el coste de adquisición, reduciría la potencia exergética destruida y el coste temporal asociado.

Tabla 36. Coste temporal del producto de mayor a menor (*Modo 2*)

	Escenario I	**Escenario II**
	$\dot{C}^P$ (k€/año)	**$\dot{C}^P$ (k€/año)**
GENERADOR ACEITE	11.524	11.524
ISLA DE POTENCIA	9.532	16.255

Se propondría reducir la exergía de los gases de combustión, intentando expulsar los gases con la menor temperatura posible. Para ello se puede buscar algún tipo de aprovechamiento, como por ejemplo utilizar estos gases calientes para el secado de la biomasa.

En el *Modo de operación 3* (se recuerda que la producción de energía eléctrica se realiza a plena carga a partir de la energía procedente del almacenamiento y de la biomasa, recirculando el flujo procedente del campo solar) vemos en la Tabla 37 que el bloque con mayor coste temporal del producto es la isla de potencia. Aunque el coste temporal de la exergía destruida es alto (1.001 k€/año para el *Escenario I* y 1.795 k€/año para el *Escenario II*), tiene también un alto rendimiento exergético (73,7%). Lo que se propondría es aumentar un poco este rendimiento, sin aumentar mucho el precio del equipo.

Aunque en este modo, el coste temporal del producto del generador de aceite no es el más alto, si posee un alto coste de exergía destruida (2.424 k€/año), por lo que se vuelve a recomendar lo expuesto para el *Modo de operación 2*, reducir la exergía de los gases de combustión, buscando algún tipo de aprovechamiento, como el secado de la biomasa.

Tabla 37. Coste temporal del producto de mayor a menor (*Modo 3)*

	Escenario I	**Escenario II**
	$\dot{C}^P$ (k€/año)	**$\dot{C}^P$ (k€/año)**
ISLA DE POTENCIA	15.237	21.072
ALMACENAMIENTO	12.736	14.602
GENERADOR DE ACEITE	8.341	8.341

En cuanto al almacenamiento térmico, presente en los modos de operación *Modo 1* y *Modo 3*, el coste temporal de la exergía destruida es el más bajo de los bloques. El coste exergético temporal del producto se encarece si estamos en estado de *Descarga* (*Modo 3*). Esto se observa en alto valor del factor termoeconómico del fuel f^F (0,6559 en el *Escenario I* y 0,702 en el *Escenario II*). Sin embargo si estamos en estado de *Carga* (*Modo 1*) el coste temporal del producto se debe al coste de

adquisición del equipo, indicado por un alto valor del factor termoeconómico f^Z (0,822 en el *Escenario I* y 0,673 en el *Escenario II*). El coste dependerá mucho de en qué modo de funcionamiento se encuentre operando la central.

Tabla 38. Coste temporal del producto del almacenamiento térmico (*Modo 1* y *Modo 3)*

	Escenario I	**Escenario II**
	$\dot{C}^P$ (k€/año)	**$\dot{C}^P$ (k€/año)**
MODO 1	5.283	6.455
MODO 3	12.736	14.602

Debido a que el coste temporal de producto cuando el almacenamiento está en *Carga* para calentar las sales fundidas, se invierte cuando el almacenamiento está en *Descarga* en calentar el aceite térmico, la única recomendación que se propone para este bloque es reducir el precio de adquisición.

Con todo lo expuesto en este apartado, las recomendaciones finales son:

- Cambiar el tipo de financiación de la central, reduciendo por ejemplo de 10 a 15 años el tiempo de devolución del crédito, reduciendo de esta manera el coste de inversión total de la planta.

- Buscar algún aprovechamiento para los gases calientes de combustión como por ejemplo para secar la biomasa, reduciendo así la potencia exergética destruida de estos gases y por tanto su coste asociado.

- Reducir el precio de adquisición del sistema de almacenamiento térmico.

- Aumentar un poco el rendimiento exergético de la isla de potencia para así reducir la potencia exergética destruida.

4 Referencias

AGENCIA ANDALUZA DE LA ENERGÍA [en línea]. *Biblioteca virtual*. <http://www.agenciaandaluzadelaenergía.es>

BAREA GARCÍA, J.M. Desarrollo del módulo de operación para la simulación de centrales termosolares de colectores cilindro-parabólicos. Universidad de Sevilla. Sevilla. 2008.

BEJAN, A. TSATSARONIS, G.MORAN, M. *Thermal design and optimization*. New York. John Wiley and Sons. 1996.

CARRASCO CERCA, D. Análisis Termoeconómico de una Planta de Cogeneración con Biomasa. Universidad de Sevilla. Sevilla. 2005.

CIEMAT. Curso sobre Sistemas Solares Térmicos de Concentración. Noviembre de 2009.

GAVILÁN CONDE, J.M. ORDÓÑEZ BARREIRO, I. Análisis energético y exergético del sistema de disco parabólico com motor Stirling (Eurodish). Universidad de Sevilla. Sevilla. 2010.

GÓMEZ CAMACHO, C. *Análisis Termodinámico de Procesos Industriales: 5º curso de Ingeniería Industrial.* Curso 2008/2009, Universidad de Sevilla. Escuela Superior de Ingeniería, Sevilla, 2009.

GTER. Datos de la simulación anual para el año de referencia de Sevilla elaborado por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER). Departamento de Ingeniería Energética. Universidad de Sevilla. Sevilla. 2010.

HERMANN, WESTON A. *Quantifying global exergy resources*. Energy 31(12), 2006, pp.1685-1702.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) [en línea]. Energías Renovables. Plan de Energías Renovables 2011-2020 (Informe de previsión). <http://www.idae.es.>

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) [en línea]. Biomasa: Cultivos Energéticos.< http://www.idae.es>

IGNATENKO, O., VAN SCHAIK, A., REUTER, M.A. *Exergy as a tool for evaluation of the resource efficiency of recycling systems*. Minerals Engineering 20 (2007), pp. 862-874.

KLEIN, S.A. *Engineering Equation Solver (EES) v8.400, Educational Version* 29/06/2009. Licencia para la Universidad de Sevilla. http://www.fchart.com.

MORAN, MICHAEL J. SHAPIRO, HOWARD N. Fundamentos de Termodinámica Técnica. 2ª Edición. Editorial Reverté, S.A., 2004: pp. 353.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La Energía en España 2009. http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf

ORTEGA DELGADO, B. *Comparación económica de la integración de tecnologías de desalación en una planta termosolar de 5MW con captadores cilindroparabólicos de generación directa de vapor*. Universidad de Sevilla. Sevilla. 2010.

PANER. *Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España 2011-2020.*

ROSEN, M.A. *Exergy and economics: Is exergy profitable?* Exergy, An Int. J., 2(4), 2002, pp.218-220.

ROMERO TOSCANO, J.I. *Estudio Económico y Termoeconómico del disco Stirling Eurodish de la ESI de Sevilla*. Universidad de Sevilla. Sevilla. 2010.

SAIDUR, R., AHAMED, J.U., MASJUKI, H.H. *Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers.* Energy Policy 38 (2010), pp. 2188-2197.

SILVA PÉREZ, M.A. *Sistemas Termosolares de Concentración. Energías Renovables, 5º Ingeniero Industrial.* Grupo Termodinámica y Energías Renovables. 2008.

ZARZA MOYA, E. Sistemas *de Colectores Cilindro-Parabólicos*. Almería.

5 Anexos

5.1 Cálculo de los Costes anualizados de Inversión y Operación y Mantenimiento

Los costes de inversión incluyen el coste de la inversión inicial, que incluye a su vez el precio de adquisición de los equipos y el coste de la instalación, más el coste por recambios. Todos ellos fueron calculados en detalle en el Capítulo 3.

Para la resolución del análisis termoeconómico es necesario este coste de inversión anualizado para cada elemento o subsistema. El valor anualizado *A* de una cantidad de dinero de valor presente P se calcula como:

$$A = \frac{P}{\sum_{t=1}^{n} \frac{1}{(1+i)^t}} = P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = P \cdot CRF \qquad \text{(Ec. 4.16)}$$

donde:

i es la tasa de actualización nominal anual (*discount rate*) o coste de capital, realizada a final de año, en moneda corriente, (5%),

n es el número de años considerado, (25 años),

CRF es el factor de recuperación del capital (*capital recovery factor*),

P es el coste temporal actualizado.

La anualización establece la relación entre una cantidad de dinero valorada en P_0 al principio del año base, liberada al final de cada año, y una renta equivalente *A*. El valor presente de dicha renta es:

$$P = \sum_{t=1}^{n} P_0 \left(\frac{1+r}{1+i}\right)^t \qquad \text{(Ec. 4.17)}$$

siendo r la tasa de inflación nominal, (3%).

El valor anualizado *A* de esta cantidad de dinero P_0, representa por tanto el término que permita convertir una cantidad de dinero a gastar al inicio del proyecto en una serie de cantidades iguales a gastar cada año, produciéndose el mismo efecto.

Los costes no exergéticos son los debidos a los costes de operación y mantenimiento y los costes mantenidos. Para cargar estos costes a cada bloque se tiene en cuenta el coste de adquisición de cada uno de ellos y se supone que los costes no exergéticos se distribuyen proporcionalmente al coste de adquisición de cada equipo.

Estos costes fueron indicados en el Capítulo en la Ecuación 4.2:

$$\dot{Z} = \dot{Z}^{CM} + \dot{Z}^{OM} \qquad \text{(Ec. 4.18)}$$

Su cálculo por bloque se realiza sumando el coste anualizado de operación y mantenimiento de dicho bloque al corte mantenido anualizado, y dividiendo entre el factor de capacidad que corresponda a cada caso. Este factor de capacidad es un parámetro que indica el número de

unidades de tiempo que el equipo opera en un año. Se muestra a continuación los costes temporales no exergéticos anualizados.

En este proyecto, en el cálculo de los costes no exergéticos han sido incluidos además, los costes de alquiler del terreno y el coste de los intereses asociado a la financiación de la central, con lo que finalmente queda:

$$\dot{Z} = \dot{Z}^{I+R} + \dot{Z}^{OM} + \dot{Z}^{ALQ} + \dot{Z}^{FIN} \qquad \text{(Ec. 4.19)}$$

donde:

$\dot{Z}^{ALQ}$ es el coste temporal no exergético correspondiente al alquiler,

$\dot{Z}^{FIN}$ es el coste temporal no exergético correspondiente a la financiación,

$\dot{Z}^{I+R}$ es el coste temporal no exergético correspondiente a la inversión más los recambios,

$\dot{Z}^{OM}$ es el coste temporal no exergético correspondiente a los gastos de operación y mantenimiento.

En el Capítulo 3 se daba un coste de alquiler de 1.000 €/ha·año. En la Tabla 7 de ese mismo Capítulo se proporcionaba un tamaño de la central termosolar que se está estudiando en este Capítulo de 214,51 ha. Del total de estas hectáreas, se imputa el 90% al campo solar, y el 10% restante a la caldera de gas natural (0,33%), el generador de aceite (0,33%), el depósito de expansión (0,33%), el almacenamiento térmico (3%) y la isla de potencia (6%), obteniéndose un coste total de alquiler actualizado al año base de 5.625 k€. Para cada bloque se obtiene el coste temporal actualizado respectivo, para después anualizarlo y de ahí obtener el coste temporal no exergético correspondiente al alquiler del bloque de estudio.

La financiación fue también detallada en el Capítulo 3, como un préstamo por valor del 80% de la inversión con devolución a 15 años a un tipo de interés del 7,5%. Según el caso de estudio se obtiene un coste total de intereses durante estos 15 años actualizado al año base de 243.417k€. Este coste se reparte con los mismo porcentajes que en el alquiler del terreno, anualizando y calculando el coste temporal no exergético correspondiente a la financiación de cada bloque.

Los resultados se muestran a continuación en las siguientes tablas.

Tabla 39. Coste temporal no exergético anualizado para el campo solar

CAMPO SOLAR	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Coste total *I+R* del *CS*	$I+R_{CS}$	k€	117.034
Coste de *I+R* actualizado, año -2	$P_{I+R,CS,-2}$	k€	23.861
Coste de *I+R* actualizado, año -1	$P_{I+R,CS,-1}$	k€	93.627
Coste total de *I+R* actualizado, año base	$P_{I+R,CS}$	k€	117.489
Coste temporal de *I+R* anualizado	$A_{I+R,CS}$	k€/año	8.336
Coste temporal anualizado de *I+R*	$\dot{Z}_{I+R,CS}$	k€/h	1,343
Coste de *OM* médio anual, año base	$OM_{CS,0}$	k€	2.926
Coste de *OM* actualizado	$P_{OM,CS}$	k€	64.978
Coste de *OM* anualizado	$A_{OM,CS}$	k€/año	4.610
Coste temporal anualizado de *OM*	$\dot{Z}_{OM,CS}$	k€/h	0,743
Costes temporales *ALQ* actualizados	$P_{ALQ,CS}$	k€	5.063
Costes temporales *ALQ* anualizados	$A_{ALQ,CS}$	k€/año	359
Costes temporales *ALQ* anualizados	$\dot{Z}_{ALQ,CS}$	k€/h	0,058
Costes temporales *FIN* actualizados	$P_{FIN,CS}$	k€	219.076
Costes temporales *FIN* anualizados	$A_{FIN,CS}$	k€/año	15.544
Costes temporales *FIN* anualizados	$\dot{Z}_{FIN,CS}$	k€/h	2,504
Coste temporal anualizado de *CS*	$\dot{Z}_{CS}$	k€/h	4,648
		k€/año	28.849

Tabla 40. Coste temporal no exergético anualizado para la caldera de gas natural

CALDERA GAS NATURAL	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Coste total *I+R* de la *CGN*	$I+R_{CGN}$	k€	2.677
Coste de *I+R* actualizado, año -2	$P_{I+R,CGN,-2}$	k€	545,694
Coste de *I+R* actualizado, año -1	$P_{I+R,CGN,-1}$	k€	2.141
Coste total de *I+R* actualizado, año base	$P_{I+R,CGN}$	k€	2.687
Coste temporal de *I+R* anualizado	$A_{I+R,CGN}$	k€/año	191
Coste temporal anualizado de *I+R*	$\dot{Z}_{I+R,CGN}$	k€/h	0,031
Coste de *OM* médio anual, año base	$OM_{CGN,0}$	k€	26,760
Coste de *OM* actualizado	$P_{OM,CGN}$	k€	594
Coste de *OM* anualizado	$A_{OM,CGN}$	k€/año	42,166
Coste temporal anualizado de *OM*	$\dot{Z}_{OM,CGN}$	k€/h	0,007
Costes temporales *ALQ* actualizados	$P_{ALQ,CGN}$	k€	18,56
Costes temporales *ALQ* anualizados	$A_{ALQ,CGN}$	k€/año	1,317
Costes temporales *ALQ* anualizados	$\dot{Z}_{ALQ,CGN}$	k€/h	0,001
Costes temporales *FIN* actualizados	$P_{FIN,CGN}$	k€	803
Costes temporales *FIN* anualizados	$A_{FIN,CGN}$	k€/año	56,995
Costes temporales *FIN* anualizados	$\dot{Z}_{FIN,CGN}$	k€/h	0,009
Coste temporal anualizado de la *CGN*	$\dot{Z}_{CGN}$	k€/h	0,047
		k€/año	291

Tabla 41. Coste temporal no exergético anualizado para el generador de aceite

GENERADOR DE ACEITE	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Coste total *I+R* de la *GA*	$I+R_{GA}$	k€	35.350
Coste de *I+R* actualizado, año -2	$P_{I+R,GA,-2}$	k€	7.207
Coste de *I+R* actualizado, año -1	$P_{I+R,GA,-1}$	k€	28.280
Coste total de *I+R* actualizado, año base	$P_{I+R,GA}$	k€	35.487
Coste temporal de *I+R* anualizado	$A_{I+R,GA}$	k€/año	2.518
Coste temporal anualizado de *I+R*	$\dot{Z}_{I+R,GA}$	k€/h	0,358
Coste de *OM* médio anual, año base	$OM_{GA,0}$	k€	350
Coste de *OM* actualizado	$P_{OM,GA}$	k€	7.773
Coste de *OM* anualizado	$A_{OM,GA}$	k€/año	552
Coste temporal anualizado de *OM*	$\dot{Z}_{OM,GA}$	k€/h	0,079
Costes temporales *ALQ* actualizados	$P_{ALQ,GA}$	k€	18,56
Costes temporales *ALQ* anualizados	$A_{ALQ,GA}$	k€/año	1,317
Costes temporales *ALQ* anualizados	$\dot{Z}_{ALQ,GA}$	k€/h	0,001
Costes temporales *FIN* actualizados	$P_{FIN,GA}$	k€	803
Costes temporales *FIN* anualizados	$A_{FIN,GA}$	k€/año	56,995
Costes temporales *FIN* anualizados	$\dot{Z}_{FIN,GA}$	k€/h	0,009
Coste temporal anualizado de la *GA*	$\dot{Z}_{GA}$	k€/h	0,504
		k€/año	3.128

Tabla 42. Coste temporal no exergético anualizado para el almacenamiento

ALMACENAMIENTO	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Coste total *I+R* de la *ALM*	$I+R_{ALM}$	k€	43.828
Coste de *I+R* actualizado, año -2	$P_{I+R,ALM,-2}$	k€	8.936
Coste de *I+R* actualizado, año -1	$P_{I+R,ALM,-1}$	k€	35.062
Coste total de *I+R* actualizado, año base	$P_{I+R,ALM}$	k€	43.998
Coste temporal de *I+R* anualizado	$A_{I+R,ALM}$	k€/año	3.122
Coste temporal anualizado de *I+R*	$\dot{Z}_{I+R,ALM}$	k€/h	1,311
Coste de *OM* médio anual, año base	$OM_{ALM,0}$	k€	438
Coste de *OM* actualizado	$P_{OM,ALM}$	k€	9.718
Coste de *OM* anualizado	$A_{OM,ALM}$	k€/año	689
Coste temporal anualizado de *OM*	$\dot{Z}_{OM,ALM}$	k€/h	0,290
Costes temporales *ALQ* actualizados	$P_{ALQ,ALM}$	k€	169
Costes temporales *ALQ* anualizados	$A_{ALQ,ALM}$	k€/año	11,973
Costes temporales *ALQ* anualizados	$\dot{Z}_{ALQ,ALM}$	k€/h	0,002
Costes temporales *FIN* actualizados	$P_{FIN,ALM}$	k€	7,302
Costes temporales *FIN* anualizados	$A_{FIN,ALM}$	k€/año	518
Costes temporales *FIN* anualizados	$\dot{Z}_{FIN,ALM}$	k€/h	0,083
Coste temporal anualizado de la *ALM*	$\dot{Z}_{ALM}$	k€/h	1,686
		k€/año	4.341

Tabla 43. Coste temporal no exergético anualizado para la isla de potencia

ISLA DE POTENCIA	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Coste total *I+R* de la *IP*	$I+R_{IP}$	k€	66.660
Coste de *I+R* actualizado, año -2	$P_{I+R,IP,-2}$	k€	13.591
Coste de *I+R* actualizado, año -1	$P_{I+R,IP,-1}$	k€	53.328
Coste total de *I+R* actualizado, año base	$P_{I+R,IP}$	k€	66.919
Coste temporal de *I+R* anualizado	$A_{I+R,IP}$	k€/año	4.748
Coste temporal anualizado de *I+R*	$\dot{Z}_{I+R,IP}$	k€/h	0,765
Coste de *OM* médio anual, año base	$OM_{IP,0}$	k€	1.320
Coste de *OM* actualizado	$P_{OM,IP}$	k€	29.315
Coste de *OM* anualizado	$A_{OM,IP}$	k€/año	2.080
Coste temporal anualizado de *OM*	$\dot{Z}_{OM,IP}$	k€/h	0,335
Costes temporales *ALQ* actualizados	$P_{ALQ,IP}$	k€	337
Costes temporales *ALQ* anualizados	$A_{ALQ,IP}$	k€/año	23,946
Costes temporales *ALQ* anualizados	$\dot{Z}_{ALQ,IP}$	k€/h	0,004
Costes temporales *FIN* actualizados	$P_{FIN,IP}$	k€	14.605
Costes temporales *FIN* anualizados	$A_{FIN,IP}$	k€/año	1.036
Costes temporales *FIN* anualizados	$\dot{Z}_{FIN,IP}$	k€/h	0,167
Coste temporal anualizado de la *IP*	$\dot{Z}_{IP}$	k€/h	1,271
		k€/año	7.888

Tabla 44. Coste temporal no exergético anualizado para el depósito de expansión

DEPÓSITO DE EXPANSIÓN	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Coste total *I+R* del *DEP*	$I+R_{DEP}$	k€	1.061
Coste de *I+R* actualizado, año -2	$P_{I+R,DEP,-2}$	k€	216
Coste de *I+R* actualizado, año -1	$P_{I+R,DEP,-1}$	k€	849
Coste total de *I+R* actualizado, año base	$P_{I+R,DEP}$	k€	1.065
Coste temporal de *I+R* anualizado	$A_{I+R,DEP}$	k€/año	75,595
Coste temporal anualizado de *I+R*	$\dot{Z}_{I+R,DEP}$	k€/h	0,012
Coste de *OM* médio anual, año base	$OM_{DEP,0}$	k€	10,610
Coste de *OM* actualizado	$P_{OM,DEP}$	k€	236
Coste de *OM* anualizado	$A_{OM,DEP}$	k€/año	16,718
Coste temporal anualizado de *OM*	$\dot{Z}_{OM,DEP}$	k€/h	0,003
Costes temporales *ALQ* actualizados	$P_{ALQ,DEP}$	k€	18,56
Costes temporales *ALQ* anualizados	$A_{ALQ,DEP}$	k€/año	1,317
Costes temporales *ALQ* anualizados	$\dot{Z}_{ALQ,DEP}$	k€/h	0,001
Costes temporales *FIN* actualizados	$P_{FIN,DEP}$	k€	803
Costes temporales *FIN* anualizados	$A_{FIN,DEP}$	k€/año	56,995
Costes temporales *FIN* anualizados	$\dot{Z}_{FIN,DEP}$	k€/h	0,009
Coste temporal anualizado del *DEP*	$\dot{Z}_{DEP}$	k€/h	0,024
		k€/año	151

Tabla 45. Costes temporales anualizados para cada subsistema

	$\dot{Z}_{CS}$	$\dot{Z}_{CGN}$	$\dot{Z}_{GA}$	$\dot{Z}_{ALM}$	$\dot{Z}_{IP}$	$\dot{Z}_{DEP}$
$\dot{Z}$ (k€/año)	28.850	291	3.128	4.341	7.888	151

Tabla 46. Coste temporal anualizado total de la central

$\dot{Z}_{TOTAL}$ (k€/año)	44.649

Se ha realizado un análisis de sensibilidad de estos costes temporales anualizados con la tasa de actualización, en un intervalo del 5% al 9%. Los resultados se muestran en la siguiente tabla, donde se puede observar cómo al aumentar la tasa de actualización, aumenta los costes de cada uno de los bloques

Tabla 47. Variación de costes temporales anualizados con la tasa de actualización

	5%	6%	7%	8%	9%
$\dot{Z}_{CS}$ (k€/año)	12.947	13.716	14.525	15.373	16.254
$\dot{Z}_{CGN}$ (k€/año)	217,40	251,57	271,20	291,64	312,81
$\dot{Z}_{GA}$ (k€/año)	3.069	3.317	3.577	3.847	4.126
$\dot{Z}_{ALM}$ (k€/año)	3.704	4.013	4.337	4.673	5.022
$\dot{Z}_{IP}$ (k€/año)	6.828	7.276	7.747	8.239	8.748
$\dot{Z}_{DEP}$ (k€/año)	92,31	99,75	107,54	115,64	124,04

5.2 Cálculo de los costes exergéticos unitarios promedio y costes temporales de fueles y productos

Según la nomenclatura seguida, el coste exergético unitario promedio del fuel y del producto para cada uno de los componentes de la planta, si las exergías perdidas se evalúan a coste nulo, se calcula a partir de las ecuaciones del balance económico, tal y como se detalla a continuación en los siguientes subapartados.

5.2.1 Central CCP

$$c_{17'}\dot{E}_{17'} + c_9\dot{E}_9 + c_{14}\dot{E}_{14} + c_{Perdt}\dot{E}_{Perdt} = c_1\dot{E}_1 + c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL} \qquad \text{(Ec. 4.20)}$$

En el *Escenario I* se evalúan las pérdidas por gases de combustión a coste de producto, y las pérdidas térmicas a coste nulo

$$\dot{C}^P{}_{central} = c_{17}\dot{E}_{17} + c_9\dot{E}_9 + c_{14}\dot{E}_{14} = c_1\dot{E}_1 + c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}$$
$$= c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}$$

$$\dot{C}^F{}_{central} = c_1\dot{E}_1 + c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} = c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12}$$

$$c^P{}_{central} = \frac{\dot{C}^P{}_{central}}{\dot{E}^P{}_{central}} = \frac{c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}}{(\dot{E}_{17} + \dot{E}_9 + \dot{E}_{14})}$$

$$c^F{}_{central} = \frac{\dot{C}^F{}_{central}}{\dot{E}^F{}_{central}} = \frac{c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12}}{\dot{E}_1 + \dot{E}_7 + \dot{E}_{12}}$$

En el *Escenario II* se evalúan todas las pérdidas a coste nulo:

$$\dot{C}^P{}_{central} = c_{17}\dot{E}_{17} = c_1\dot{E}_1 + c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}$$
$$= c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}$$

$$\dot{C}^F{}_{central} = c_1\dot{E}_1 + c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} = c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12}$$

$$c^P{}_{central} = \frac{\dot{C}^P{}_{central}}{\dot{E}^P{}_{central}} = \frac{c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{TOTAL}}{(\dot{E}_{17'})}$$

$$c^F{}_{central} = \frac{\dot{C}^F{}_{central}}{\dot{E}^F{}_{central}} = \frac{c_7\dot{E}_7 + c_{12}\dot{E}_{12}}{\dot{E}_1 + \dot{E}_7 + \dot{E}_{12}}$$

5.2.2 Campo solar

$$(c_4\dot{E}_4 - c_3\dot{E}_3) + c_2\dot{E}_2 = c_1\dot{E}_1 + \dot{Z}_{CS} \qquad \text{(Ec. 4.21)}$$

Se evalúan las pérdidas térmicas a coste nulo:

$$\dot{C}^P{}_{CS} = c_4\dot{E}_4 - c_3\dot{E}_3 = c_1\dot{E}_1 + \dot{Z}_{CS}$$

$$\dot{C}^F{}_{CS} = c_1\dot{E}_1$$

$$c^P{}_{CS} = \frac{\dot{C}^P{}_{CS}}{\dot{E}^P{}_{CS}} = \frac{c_1\dot{E}_1 + \dot{Z}_{CS}}{(\dot{E}_4 - \dot{E}_3)}$$

$$c^F{}_{CS} = \frac{\dot{C}^F{}_{CS}}{\dot{E}^F{}_{CS}} = \frac{c_1\dot{E}_1}{\dot{E}_1}$$

5.2.3 Caldera de gas natural

$$(c_6\dot{E}_6 - c_5\dot{E}_5) + (c_8\dot{E}_8 + c_9\dot{E}_9) = c_7\dot{E}_7 + \dot{Z}_{CGN} \qquad \text{(Ec. 4.22)}$$

Se evalúan las pérdidas térmicas a coste nulo y las pérdidas por gases de combustión a coste de producto:

$$\dot{C}^P{}_{CGN} = c_6(\dot{E}_6 + \dot{E}_9) - c_5\dot{E}_5 = c_7\dot{E}_7 + \dot{Z}_{CGN}$$

$$\dot{C}^F{}_{CGN} = c_7\dot{E}_7$$

$$c^P{}_{CGN} = \frac{\dot{C}^P{}_{CGN}}{\dot{E}^P{}_{CGN}} = \frac{c_7\dot{E}_7 + \dot{Z}_{CGN}}{(\dot{E}_6 - \dot{E}_5)}$$

$$c^F{}_{CGN} = \frac{\dot{C}^F{}_{CGN}}{\dot{E}^F{}_{CGN}} = \frac{c_7\dot{E}_7}{\dot{E}_7}$$

5.2.4 Generador de aceite

$$(c_{11}\dot{E}_{11} - c_{10}\dot{E}_{10}) + (c_{13}\dot{E}_{13} + c_{14}\dot{E}_{14}) = c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{GA} \qquad \text{(Ec. 4.23)}$$

Se evalúa las pérdidas térmicas a coste nulo las pérdidas por gases de combustión a coste de producto:

$$\dot{C}^P{}_{GA} = c_{11}(\dot{E}_{11} + \dot{E}_{14}) - c_{10}\dot{E}_{10} = c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{GA}$$

$$\dot{C}^F{}_{GA} = c_{12}\dot{E}_{12}$$

$$c^P{}_{GA} = \frac{\dot{C}^P{}_{GA}}{\dot{E}^P{}_{GA}} = \frac{c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{GA}}{(\dot{E}_{11} - \dot{E}_{10})}$$

$$c^F{}_{GA} = \frac{\dot{C}^F{}_{GA}}{\dot{E}^F{}_{GA}} = \frac{c_{12}\dot{E}_{12}}{\dot{E}_{12}}$$

5.2.5 Isla de potencia

$$c_{17}\dot{E}_{17} + c_{18}\dot{E}_{18} = (c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}) + \dot{Z}_{IP} \qquad \text{(Ec. 4.24)}$$

Se evalúan las pérdidas térmicas a coste nulo:

$$\dot{C}^P{}_{IP} = c_{17}\dot{E}_{17} = (c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}) + \dot{Z}_{IP}$$

$$\dot{C}^F{}_{IP} = (c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16})$$

$$c^P{}_{IP} = \frac{\dot{C}^P{}_{IP}}{\dot{E}^P{}_{IP}} = \frac{(c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16}) + \dot{Z}_{IP}}{\dot{E}_{17}} = c_{17}$$

$$c^F{}_{IP} = \frac{\dot{C}^F{}_{IP}}{\dot{E}^F{}_{IP}} = \frac{(c_{15}\dot{E}_{15} - c_{16}\dot{E}_{16})}{(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{16})}$$

5.2.6 Depósito de expansión

$$c_3\dot{E}_3 + c_5\dot{E}_5 + c_{10}\dot{E}_{10} + c_{19}\dot{E}_{19} = c_{16}\dot{E}_{16} + \dot{Z}_{DEP} \qquad \text{(Ec. 4.25)}$$

Se evalúan las pérdidas térmicas a coste nulo:

$$\dot{C}^P{}_{DEP} = c_3\dot{E}_3 + c_5\dot{E}_5 + c_{10}\dot{E}_{10} = c_{16}\dot{E}_{16} + \dot{Z}_{DEP}$$

$$\dot{C}^F{}_{DEP} = c_{16}\dot{E}_{16}$$

$$c^P{}_{DEP} = \frac{\dot{C}^P{}_{DEP}}{\dot{E}^P{}_{DEP}} = \frac{c_{16}\dot{E}_{16} + \dot{Z}_{DEP}}{(\dot{E}_3 + \dot{E}_5 + \dot{E}_{10})}$$

$$c^F{}_{DEP} = \frac{\dot{C}^F{}_{DEP}}{\dot{E}^F{}_{DEP}} = \frac{c_{16}\dot{E}_{16}}{\dot{E}_{16}} = c_{16}$$

5.2.7 Almacenamiento en "carga"

$$c_{S,C}\dot{E}_{S,C} + c_{20,C}\dot{E}_{20,C} = (c_{AE,C}\dot{E}_{AE,C} - c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C}) + \dot{Z}_{ALM} \qquad \text{(Ec. 4.26)}$$

Se evalúan las pérdidas térmicas a coste nulo:

$$\dot{C}^P{}_{ALM} = c_{S,C}\dot{E}_{S,C} = (c_{AE,C}\dot{E}_{AE,C} - c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C}) + \dot{Z}_{ALM}$$

$$\dot{C}^F{}_{ALM} = (c_{AE,C}\dot{E}_{AE,C} - c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C})$$

$$c^P{}_{ALM} = \frac{\dot{C}^P{}_{DEP}}{\dot{E}^P{}_{DEP}} = \frac{(c_{AE,C}\dot{E}_{AE,C} - c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C}) + \dot{Z}_{ALM}}{\dot{E}_{S,C}}$$

$$c^F{}_{ALM} = \frac{\dot{C}^F{}_{DEP}}{\dot{E}^F{}_{DEP}} = \frac{(c_{AE,C}\dot{E}_{AE,C} - c_{AS,C}\dot{E}_{AS,C})}{\dot{E}_{AE,C} - \dot{E}_{AS,C}}$$

5.2.8 Almacenamiento en "descarga"

$$(c_{AS,D}\dot{E}_{AS,D} - c_{AE,D}\dot{E}_{AE,D}) + c_{20,D}\dot{E}_{20,D} = c_{S,D}\dot{E}_{S,D} + \dot{Z}_{ALM} \qquad \text{(Ec. 4.27)}$$

Se evalúan las pérdidas térmicas a coste nulo:

$$\dot{C}^P{}_{ALM} = (c_{AS,D}\dot{E}_{AS,D} - c_{AE,D}\dot{E}_{AE,D}) = c_{S,D}\dot{E}_{S,D} + \dot{Z}_{ALM}$$

$$\dot{C}^F{}_{ALM} = c_{S,D}\dot{E}_{S,D}$$

$$c^P{}_{ALM} = \frac{\dot{C}^P{}_{DEP}}{\dot{E}^P{}_{DEP}} = \frac{c_{S,D}\dot{E}_{S,D} + \dot{Z}_{ALM}}{\dot{E}_{AE,C} - \dot{E}_{AS,C}}$$

$$c^F{}_{ALM} = \frac{\dot{C}^F{}_{DEP}}{\dot{E}^F{}_{DEP}} = \frac{c_{S,D}\dot{E}_{S,D}}{\dot{E}_{S,C}} = c_{S,D}$$

En primer lugar se resuelven los Escenarios I y II y se obtienen los costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos para cada uno (Tabla 48) y los costes exergéticos temporales de fuel, producto y exergía destruida (Tabla 49):

Tabla 48. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Escenario I* y *Escenario II*)

	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
Escenario I	10,70	167,9
Escenario II	10,70	197,8

Tabla 49. Costes exergéticos temporales de fueles, producto y exergía destruida (*Escenario I* y *Escenario II*)

	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
Escenario I	17.669	62.318	8.875
Escenario II	17.669	62.318	8.875

A continuación se muestran los costes exergéticos unitarios promedios de fueles y producto, y los costes exergéticos temporales de fueles, producto y exergía destruida según el modo de operación.

Tabla 50. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo 1*)

Modo 1	**ESCENARIO I**		**ESCENARIO II**	
	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
CAMPO SOLAR	0	227,25	0	227,25
ALMACENAMIENTO	17,66	101,21	39,63	123,7
ISLA DE POTENCIA	17,66	167,9	39,63	197,8

Tabla 51. Costes exergéticos temporales (*Modo 1*)

Modo 1	**ESCENARIO I**			**ESCENARIO II**		
	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
CAMPO SOLAR	0	28.850	0	0	28.850	0
ALMACENAMIENTO	942	5.283	9,89	2.114	6.455	19,41
ISLA DE POTENCIA	1.317	9.206	174,85	2.957	10.845	391,94

Tabla 52. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo2*)

Modo 2	**Escenario I**		**Escenario II**	
	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
GENERADOR DE ACEITE	26,46	103,41	26,46	103,41
ISLA DE POTENCIA	15,01	116	76,41	197,8

Tabla 53. Costes exergéticos temporales (*Modo 2*)

Modo 2	**Escenario I**			**Escenario II**		
	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
GENERADOR ACEITE	8.396	11.524	4.102	8.396	11.524	4.102
ISLA DE POTENCIA	1.644	9.532	205	8.367	16.255	1.044

Tabla 54. Costes exergéticos unitarios promedios de fueles y productos (*Modo3*)

Modo 3	**Escenario I**		**Escenario II**	
	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)	c_f (k€/GWh)	c_p (k€/GWh)
GENERADOR DE ACEITE	26,46	112,91	26,46	112,91
ALMACENAMIENTO	101,21	154,71	123,7	177,38
ISLA DE POTENCIA	50,2	143	90,06	197,8

Tabla 55. Costes exergéticos temporales de fueles, productos y exergía destruida (*Modo 3*)

Modo 3	**Escenario I**			**Escenario II**		
	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)	$\dot{C}^F$ (k€/año)	$\dot{C}^P$ (k€/año)	$\dot{C}^D$ (k€/año)
GENERADOR ACEITE	5.213	8.341	2.424	5.213	8.341	2.424
ALMACENAMIENTO	8.395	12.736	84	10.261	14.602	103
ISLA DE POTENCIA	7.349	15.237	1.001	13.184	21.072	1.795