UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI ICADE
COMILLAS
M A D R I D
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA



SEGS in Barna:

Análisis del comportamiento de una planta termosolar de colectores cilindroparabólicos para generación de electricidad en Barcelona

Parte-I

Xavier García Casals
Febrero 2001

INDICE

Parte-I

1. Nomenclatura
2. Introducción
3. Datos climáticos
4. Modelo económico
5. Configuración de la planta termosolar base y datos de partida
6. Análisis del campo de colectores
   6.1. Efecto del sombreamiento entre filas y orientación de los colectores
   6.2. El control del campo solar
7. Plantas híbridas: Efecto del flujo másico por el campo de colectores y de la estrategia de control
   7.1. Funcionamiento a flujo másico constante
      7.1.1. Flujo másico original y control por bomba campo solar
      7.1.2. Flujo másico reducido y control por bomba campo solar
      7.1.3. Flujo másico reducido y control por disipación exceso energía
      7.1.4. Flujo másico original y control por disipación exceso energía
      7.1.5. Efecto del ciclo de potencia
      7.1.6. Efecto del emplazamiento climático

Parte-II

   7.2. Funcionamiento a flujo másico variable
   7.3. Efecto del almacenamiento térmico
   7.4. Conclusiones
8. Planta sólo solar
   8.1. Funcionamiento del campo a flujo másico constante
      8.1.1. Ciclo no regenerativo
      8.1.2. Ciclo regenerativo
   8.2. Funcionamiento del campo a temperatura de salida constante
      8.2.1. Ciclo no regenerativo
      8.2.2. Ciclo regenerativo
   8.3. Efecto del almacenamiento térmico
   8.4. Conclusiones
9. Conclusiones
10. Bibliografía

1. Nomenclatura

A_{sf} : Área de apertura del campo solar
CF: Factor de capacidad de la planta de potencia.
d_f : Distancia entre filas de colectores
Δp_{campo}: Caída de presión del aceite en el campo solar.
$E_{el,sol}$ (kJ): Electricidad solar
E_b (kJ): Energía eléctrica consumida por la bomba
($E_b/E_{el,s}$) (%): Porcentaje parásitas de bomba
E_f (kJ): Aporte de energía química de combustible (LHV) al ciclo
f : Tasa de inflación
f_{fuel} : Escalada anual del coste del combustible
$H_{b,n}$ (kW.h/m2-año): Irradiación solar directa normal anual
i : Interés del dinero
LEC_f : Coste de la electricidad (levelized) de una planta fósil equivalente.
LEC_{hibrid} : Coste de la electricidad (levelized) de la planta híbrida.
LEC_{solar} : Coste de la electricidad (levelized) genrada a partir del aporte solar
m_{ac} (kg/s) : Flujo másico de aceite por el campo de colectores
N_c : Número de colectores en el campo solar
N_f : Número de filas en el campo solar
Q_{bn} (kJ): Aporte de radiación directa normal sobre un área igual a la de apertura
$Q_{u,nort,somb}$ (kJ): Aporte térmico útil de los colectores norte sombreados
$Q_{u,est,somb}$ (kJ): Aporte térmico útil de los colectores este sombreados
$Q_{s,ciclo}$ (kJ): Aporte solar al ciclo (aporte máximo sin considerar limitaciones de CF)
Q_f (kJ): Aporte térmico fósil al ciclo con campo norte
P_e (MW): Potencia eléctrica de la central
$T_{ac,in}$: Temperatura de entrada del aceite en el campo solar
$T_{ac,out}$: Temperatura de salida del aceite del campo solar
W_c : Ancho de los colectores

$\eta_{campo,norte}$ (%): Rendimiento del campo norte, incluyendo energía térmica aportada por bomba
$\eta_{campo,este}$ (%): Rendimiento del campo este, incluyendo energía térmica aportada por bomba
$\eta_{8,norte}$ (%): Rendimiento de conversión total de radiación en campo norte
$\eta_{8,este}$ (%): Rendimiento de conversión total de radiación total en campo este
η_B : Rendimiento de la bomba de circulación en el campo solar.
η_m: Rendimiento del motor de la bomba de aceite.
ζ_1 (%): Fracción solar planta basada en aportes de potencia térmica
ζ_3 (%): Fracción solar planta basada en electricidad generada

2. Introducción

El objeto del presente informe es mostrar la metodología de análisis de plantas termosolares desde el punto de vista de la evaluación de la viabilidad técnica y económica de las mismas, al mismo tiempo que proporcionar unos primeros resultados del efecto de las distintas opciones de integración de los campos solares en los ciclos de potencia y del modo de operación de los mismos.

Realizaremos simulaciones anuales de la central termosolar con distintos ciclos de potencia, configuraciones de campo, y estrategias de operación, evaluando sus actuaciones energéticas, los costes de la electricidad generada, y los costes de eliminación de CO_2 con las distintas configuraciones de central.

El objetivo del informe no es demostrar la viabilidad técnica y económica de estas centrales, lo cual está ampliamente documentado en la literatura técnica de los últimos 20 años, y avalado por la experiencia en la operación de los 350 MWe de las SEGS de California. Es más, los ejemplos que vamos a desarrollar constituyen el peor caso posible: Emplazamientos de baja irradiación solar, tecnología solar de menor rendimiento que la actual, y costes de elementos solares considerablemente superiores a lo que se cree que se puede alcanzar.

Como ejemplo vamos a emplear una tecnología de colectores cilindroparabólicos tipo LS-2 funcionando con aceite como fluido caloportador. Esta tecnología está actualmente obsoleta, siendo la que se implementó en la segunda mitad de los 80 (hasta la SEGS VI). Sin embargo, los modelos desarrollados para elaborar este informe podrían emplearse para evaluar el efecto de mejoras tecnológicas introduciendo los resultados de los modelos detallados del campo solar desarrollados en (Garcia-Casals, Enero 2000). De igual forma se procedería a analizar centrales basadas en la tecnología de receptor central. El objetivo de este estudio es simplemente mostrar las posibilidades de la metodología de análisis de estas plantas termosolares.

Como punto de partida vamos a tomar el campo solar de la planta SEGS VI de California, con 30 MWe , que está funcionado desde 1989, y evaluaremos las distintas opcviones de incorporar ese campo solar (esa inversión solar) en una central térmica operando en España.

Habitualmente se considera que un buen emplazamiento para una central termosolar es aquel que tiene una irradiación solar normal directa anual por encima de 1800 kW.h/m^2-año, mejorando mucho las actuaciones de estas centrales al ir a emplazamientos con mayor irradiación directa. En este informe hemos decidido explorar las posibilidades de estas centrales en climas con menor irradiación solar directa, para lo cual hemos tomado como base del estudio el clima de Barcelona, con unos 1500 kW.h/m2-año de irradiación normal directa anual. Es evidente que las actuaciones energéticas y económicas de la central temosolar mejorarían mucho al emplazarla en lugares de la geografía española con mayor irradiación solar directa, pero el análisis con el clima de Barcelona, además de ser interesante por si mismo por no existir estudios relativos a esta opción, constituye una cota inferior en cuanto a prestaciones energéticas y superior en cuanto a costes de la electricidad generada en las opciones de instalar centrales termosolares en España. Para mostrar el efecto del emplazamiento realizaremos alguna evaluación con los datos climáticos de Daggett, California, donde están implementadas las SEGS (Solar Electric Generating System) actuales y las centrales de torre Solar-I y Solar-II. En Daggett se dispone de una irradiación normal directa de unos 2500 kW.h/m^2-año, constituyendo el extremo de un muy buen emplazamiento. En nuestra geografía encontramos muchos emplazamientos con 1800 kW.h/m^2-año (por ejemplo Teruel), algunos con 2000 kW.h/m^2-año (Huelva) e incluso alguno con 2100 kW.h/m^2 (Tenerife). Por tanto, las prestaciones de las centrales termosolares en nuestro país se encontrarán situadas entre los dos extremos tratados en el informe.

Las configuraciones de central termosolar presentadas en este estudio no han sido optimizadas, sino que pretenden ser sólo una indicación del efecto de distintas opciones de operación y diseño sobre las actuaciones finales de la central. La optimización de una central termosolar en España debería realizarse siguiendo las guías indicadas en (Garcia-Casals, Enero 2000 y Noviembre 2000).

Las simulacuiones anuales de la central termosolar se han realizado con el programa TRNSYS del SEL de la universidad de Wisconsin. Los cálculos de los ciclos de potencia se han realizado con el programa IPSE-pro de Simtech.

3. Datos climáticos

Como ya hemos comentado, tomaremos como base de las simulaciones a realizar el clima de Barcelona. El año meteorológico tipo (TMY) empleado ha sido elaborado por AIGUASOL, y contiene los valores horarios de la radiación normal, total, y temperatura ambiente a lo largo del año. A partir de este TMY hemos elaborado las Figuras 1 y 2 para visualizar la distribución de temperaturas y radiación normal directa a lo largo del año. La irradiación normal directa anual de este emplazamiento son 1519 kW.h/m^2-año.
Por otro lado, con fines comparativos hemos realizado alguna simulación con el TMY de Daggett, California, con una irradiación normal directa anual de 2585 kW.h-m^2-año y una menor latitud (34 º), para lo cual hemos empleado el TMY elaborado por el SEL de la universidad de Wisconsin.

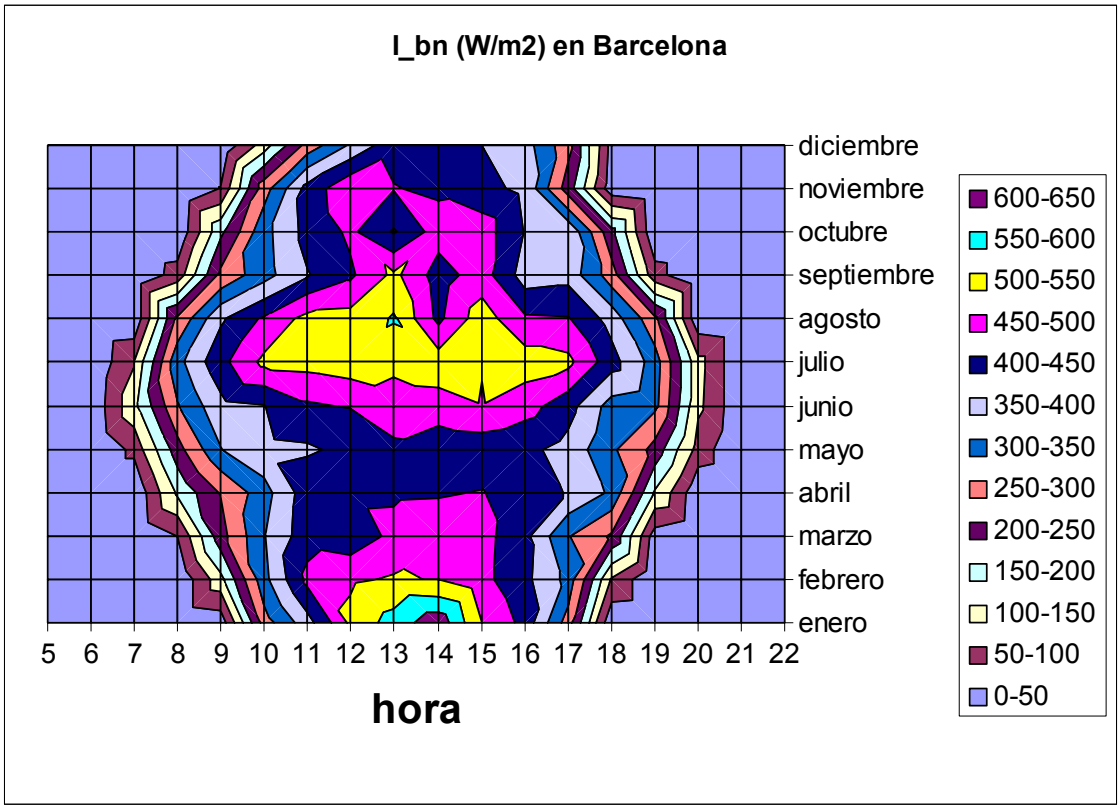


Figura-1: Distribución de irradiación normal directa en Barcelona a lo largo del año.

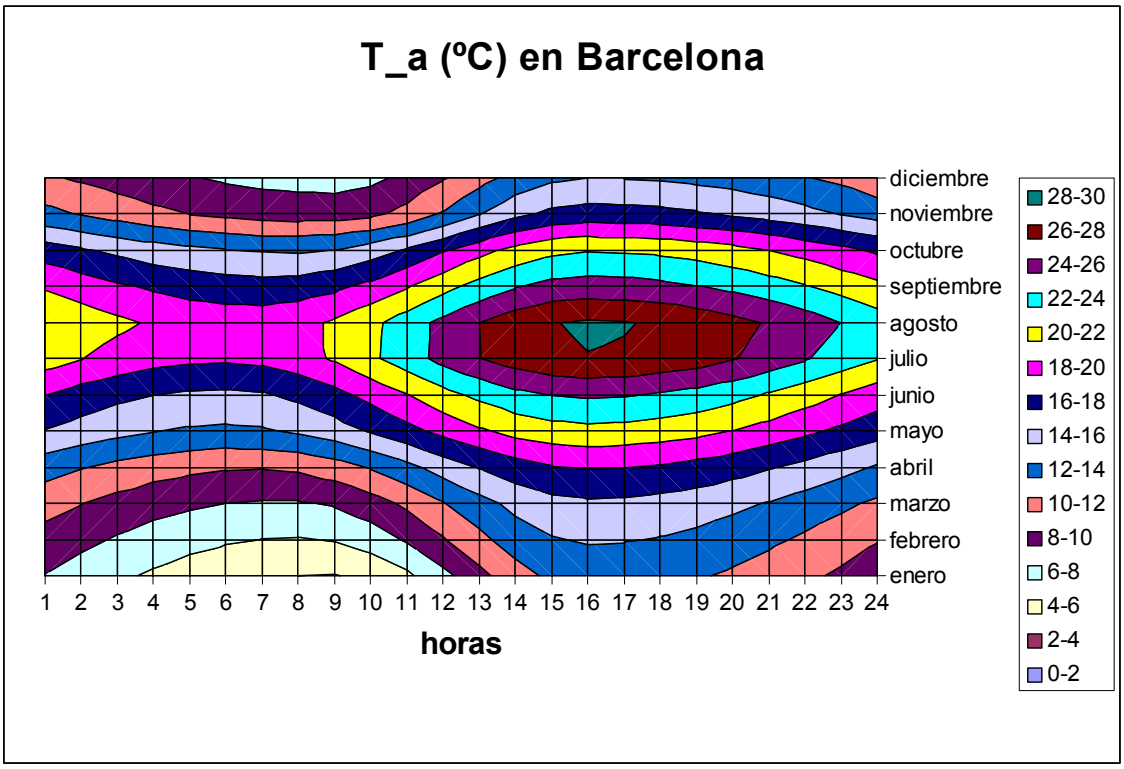


Figura-2: Distribución de temperatura ambiente en Barcelona a lo largo del año.

4. Modelo económico

Hemos empleado un modelo económico para poder evaluar costes de la electricidad generada y costes de eliminación del CO_2 al implementar esta tecnología a partir de los resultados energéticos producidos por las simulaciones térmicas del campo de colectores y el ciclo de potencia.

Los datos de partida de cualquier modelo económico son los que contienen una mayor cantidad de incertidumbres a la hora de evaluar una central termosolar: En efecto, desde los costes de inversión de los componentes solares, que a medida que se estabilizara el mercado bajarían de forma muy significativa tal y como mostró la experiencia de California, hasta los costes del combustible, cuya evolución en los próximos años es muy difícil de pronosticar tal y como ha quedado patente en las recientes oscilaciones del barril de petróleo, y a los impuestos y subvenciones o exenciones fiscales aplicables este proyecto. Además, la consideración de los costes externos habitualmente no incorporados en la asignación de costes de las centrales térmicas convencionales pueden cambiar completamente el panorama de las evaluaciones económicas.

Sin embargo, a pesar de todas estas incertidumbres, al considerar una inversión actual en una central termosolar, o al plantearse las medidas gubernamentales que deberían apoyar tecnologías de generación de electricidad sostenibles, siempre se acaba hablando de los costes de la electricidad producida y o de los costes de eliminación de CO_2 al incorporar esa tecnología en el parque de generación energética.

Por tanto, hemos procedido a elaborar un modelo económico simplificado que permita una evaluación comparativa entre las distintas opciones de integración u operación de una central termosolar, en términos de los valores numéricos habitualmente empleados.

Como datos de partida básicos para elaborar el modelo económico se han usado valores empleados por la literatura técnica de los últimos 10 años para la realización de estudios de viabilidad de centrales termosolares. En todos los casos hemos tendido a aumentar los valores citados en la literatura y/o incluir nuevos conceptos para llegar al caso más desfavorable posible con visos de realidad de cara a una primera central termosolar en España, si bien creemos que las condiciones económicas para la primera central termosolar en España serían más favorables. En ningún momento se han supuesto reducciones de costes por producción en masa ni concesión de subvenciones para la inversión. En la misma línea, hemos supuesto un incremento de los precios del combustible muy inferior al que creemos que tendrá lugar en los próximos años. Un mayor incremento del precio del combustible fósil mejora las actuaciones económicas de las centrales termosolares.

Los costes de la electricidad producida son costes a lo largo de toda la vida útil de la central (levelized).

Los principales parámetros económicos empleados se muestran a continuación:

Parámetros generales:

i = 0.09 Interés del dinero

f = 0.03 Inflacción anual

f_{fuel} = 0.03 Escalada anual precios combustible

n = 25 Años de vida útil

Emis (gCO_2/kWhe) = 909 Emisiones de CO_2

Ratios de costes central solar:

Colectores ($/m2) = 200 Colectores ya instalados

Bloque potencia + HTX = 650 $/kWe Para costes solares le quitamos (1-SF)

Balance-of-plant = 20 $/kWe Para costes solares le quitamos (1-SF)

Caldera auxiliar = 250 $/kWe Para costes solares le quitamos (1-SF)

Terreno = 2 $/m2 Referido a m^2 de terreno. Para costes solares se carga todo a lo solar

$(O \& M)_{solar\ field}$ = 6 $/m2-año Asociado a operación campo solar

(O&M)_s = 0.005 $/kWhe

(O&M)_f = 0.005 $/kWhe

Indirect cost multipliyer = 1.55 Para pasar de costes de inversión a costes instalados. El coste de los colectores ya incluye este factor.

Desulfurización = 0.8 c$/kW.he A cargar sobre la electricidad de origen fósil. Lo consideramos como coste ya levelizado. En planta sólo fósil ya está incluido en coste inversión total

Ratios de costes planta convencional:

Potencia de 45 MWe:
Inversión = 2100 $/kWe
O & M = 0.008 $/kWhe

Potencia de 600 MWe :
Inversión = 750 $/kWe
O & M = 0.0047 $/kWhe

Comentarios generales:

- Como se puede ver, hemos supuesto que el incremento de precios del combustible es del 3 % /anual a lo largo de los 25 años de vida útil de la central. Es de esperar que los precios del combustible sufran incrementos considerablemente superiores a lo largo de los próximos años.

- En una planta híbrida es necesario conocer el coste de la electricidad de origen solar que se está generando, separándolo del coste de la parte de electricidad que se está generando con combustible fósil. Para ello, evaluaremos tanto el $LEC_{hibrida}$ como el LEC_{solar}. Para evaluar el coste de la electricidad solar, consideraremos toda la inversión de equipos solares, el coste de operación del campo solar, y el porcentaje dado por la fracción solar de los costes de inversión y operación del bloque de potencia. Para evaluar el rendimiento con el que se convierte el aporte térmico solar en electricidad trazaremos el recorrido de esta energía térmica por el ciclo de potencia.

- El combustible fósil considerado, ha sido carbón. Esto, por un lado aumenta las emisiones de CO_2, pero por otro lado, aumenta considerablemente los costes de inversión para la hibridación de la central termosolar. La opción habitualmente considerada es la hibridación con gas natural. Una vez más, el hibridar con carbón constituye un caso más desfavorable para la tecnología solar, pues tiene un mayor coste de inversión , reduce menos las emisiones de CO_2 de la central termosolar respecto a la alternativa fósil, y obliga a incorporar costes de desulfuración en la central híbrida. Sin embargo, consideramos que también puede ser interesante conocer las actuaciones de este esquema de hibridación.

- Para poder evaluar los costes de eliminación de CO_2 es necesario establecer una tecnología fósil de comparación. Nosotros hemos considerado como tecnología de comparación una central térmica de carbón en ciclo Rankine de igual rendimiento que la central termosolar. Como puede observarse en los costes de esta central fósil, existe una gran economía de escala, por lo que hemos evaluado los costes de eliminación de CO_2 para dos casos: El que la central de carbón convencional tuviera la misma potencia que la central termosolar y el caso de que la central convencional fuera una de 600 MWe, potencia muy superior a la considerada para las centrales termosolares de este estudio. Es de resaltar que en el caso de las centrales híbridas, las termosolares también podrían alcanzar[1] potencias de 600 MWe participando por tanto de las economías de escala de una central convencional. Sin embargo, debido a los riesgos económicos y financieros asociados a una primera planta termosolar en españa parece difícil que se fuera a tamaños de la inversión solar significativamente superiores a las SEGS de California. Pero la comparación justa entre las tecnologías, a medio-largo plazo, es a igualdad de potencia, beneficiándose por tanto de las mismas economías de escala.

- Los costes de operación y mantenimiento se suponen escalados con la tasa de inflación general.

[1] En el caso de centrales termosolares de operación en modo sólo solar, se cree que el óptimo técnico económico de la central está entorno a 200 – 300 MWe. Sin embargo, en una central híbrida el aporte solar es sólo una parte del aporte total al ciclo de potencia, por lo que los óptimos técnico-económicos serán del orden de los que se encuentran en las centrales térmicas convencionales.

- Los costes de combustible a los que nos referiremos más adelante, así como los de O&M proporcionados corresponden a los del primer año de operación de la central.

- Los costes de los colectores solares que hemos considerado, son del orden del doble de los que se cree posible alcanzar.

- En el caso de la planta fósil de comparación, los costes de desulfuración se consideran ya incluidos en los costes de inversión y de O&M.

5. Configuración de la planta termosolar base y datos de partida

Como ya hemos comentado, tomaremos como base de partida la SEGS-VI de California. Tomaremos el campo solar de esta planta de potencia y veremos que sucede al integrarlo en una central solar térmica en Barcelona.

Los datos básicos del campo solar de esta planta son los siguientes:

A_{sf} = 188000 m^2
P_e = 30 MWe
m_{ac} = 396,4 kg/s
$T_{ac,in}$ = 293 ºC
$T_{ac,out}$ = 391 ºC
N_c = 800
N_f = 50
W_c = 5 m
d_f = 12,5 m
Δp_{campo} = 20,7 bar

Como ciclo de potencia base en el que integrar este campo solar hemos cogido un ciclo recalentado y regenerativo con posibilidad de funcionamiento sólo solar con las siguientes características:

T_{vv} = 371 ºC
p_{vv} = 100 bar
p_k = 0,04 bar
T_{in} = 281 ºC

En estas condiciones, el rendimiento neto del ciclo frente a la energía térmica introducida en el mismo es (Garcia-Casals X. Enero 2000) de:

η_{ciclo} = 39,5 %

Los primeros diseños de planta termoslar analizados buscan poder funcionar en modo sólo solar en el punto de diseño. Posteriormente analizaremos los efectos de emplear un ciclo de mayores prestaciones para la planta híbrida.

Otros datos empleados para el campo solar son:

η_B = 0,85
η_m = 0,95

Los parámetros de diseño de los distintos componentes del ciclo de potencia son los empleados en (Garcia-Casals X., Enero 2000).

Respecto al colector solar, emplearemos la formulación proporcionada por (Lippke F., 1995) obtenido mediante ensayos del colector LS-II, que incluye el modificador del ángulo de inciedencia.

6. Análisis del campo de colectores

En primer lugar vamos a proceder a analizar el comportamiento del campo de colectores con sus posibles variantes al emplazarlo en Barcelona.

6.1. Efecto del sombreamiento entre filas y orientación de los colectores

Al estar Barcelona a una mayor latitud que el emplazamiento original de este campo solar, las pérdidas por sombreamiento entre filas serán superiores, y por disponer de menor irradiación solar la potencia térmica producida por el campo también será inferior. Además analizaremos los efectos de las dos posibles orientaciones principales del campo solar: eje de los colectores orientado de Norte a Sur, y eje de los colectores orientado de Este a Oeste.
En las figuras 3, 4, 5 , 6, 7 y 8 mostramos distintos aspectos de funcionamiento del campo de colectores en Barcelona, empleando como periodos característicos la primera semana de enero y la primera semana de agosto. En estas figuras encontramos la evolución de la pendiente de los colectores con el tiempo, la evolución de las fracciones sombreadas con el tiempo, y las temperaturas de salida del campo solar como función del tiempo para los casos con y sin sombreamiento, en el caso de funcionar 24 h/dia a flujo másico constante.
Finalmente, en la figura-9 mostramos los rendimientos mensuales de los campos de colectores en orientación N-S y E-W con y sin efecto de los sombreamientos. Como puede observarse, algunos meses dan lugar a rendimientos medios negativos debido a las pérdidas térmicas nocturnas por estar el campo operando 24 h/dia. Realmente el campo solar se operará sólo cuando haya suficiente radiación solar disponible, por lo que los rendimiento mensuales del campo serán considerablemente superiores a los mostrados en esta figura. Posteriormente incluiremos este efecto. Sin embargo, ya podemos observar en esta figura algunas características relevantes:

- La orientación N/S se ve mucho más afectada por los sombreamientos que la E/W.
- La orientación E/W proporciona una ganancia solar mucho más uniforme a lo largo del año. Esto puede ser importante en el caso de una planta sólo sooar tanto por el hecho de no tenerla sobredimensionada, como por el efecto sobre la red de distribución de la potencia eléctrica inyectada.
- Pero en la orientación E/W la energía total que capta es menor que la de la orientación N/S (incluso contabilizando los valores negativos de invierno de la N/S)
- Por tanto, para maximizar la producción solar nos decantaríamos por la orientación N/S en una planta híbrida' fuel saber'
- Pero en una planta sólo solar, la orientación N/S obliga a un gran sobredimensionado del bloque de potencia, con lo cual se deben analizar ambas
- Las temperaturas de salida del campo son relativamente bajas. Esto hace pensar que podría ser conveniente disminuir m_{ac}, pues en Barcelona hay menos radiación que en Daggett, California.

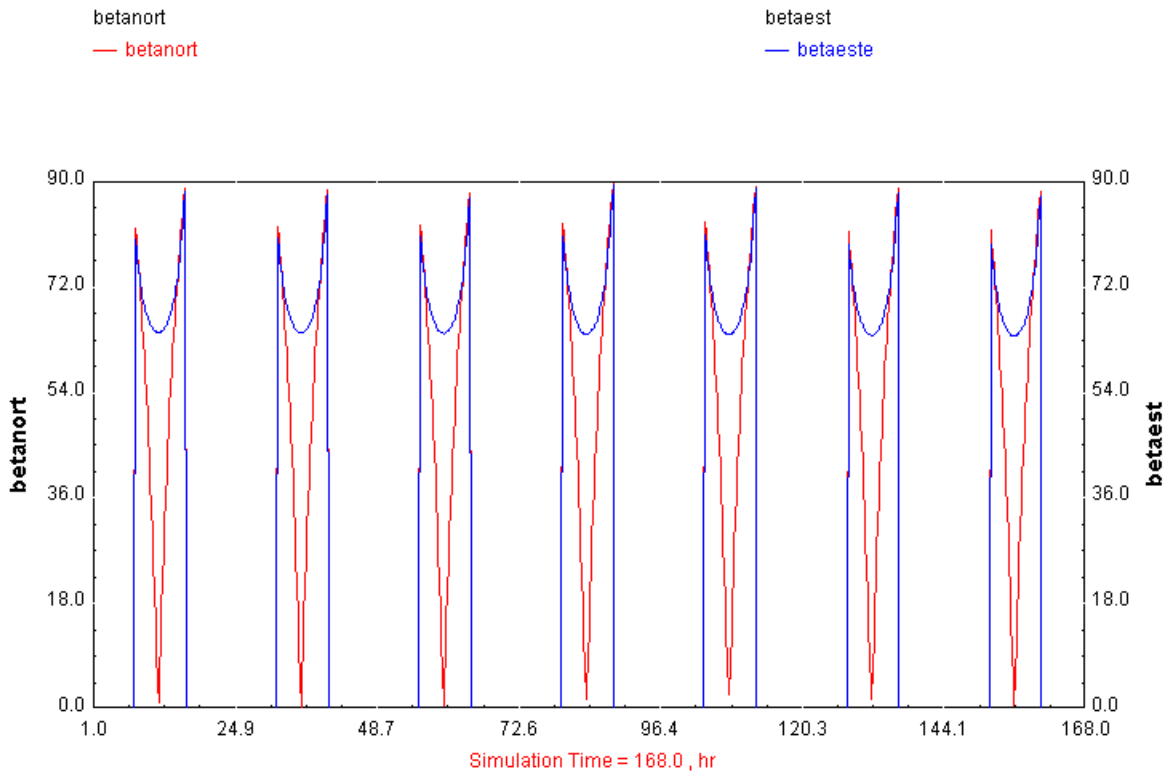


Figura-3: Evolución de la pendiente de los colectores en la primera semana de enero.

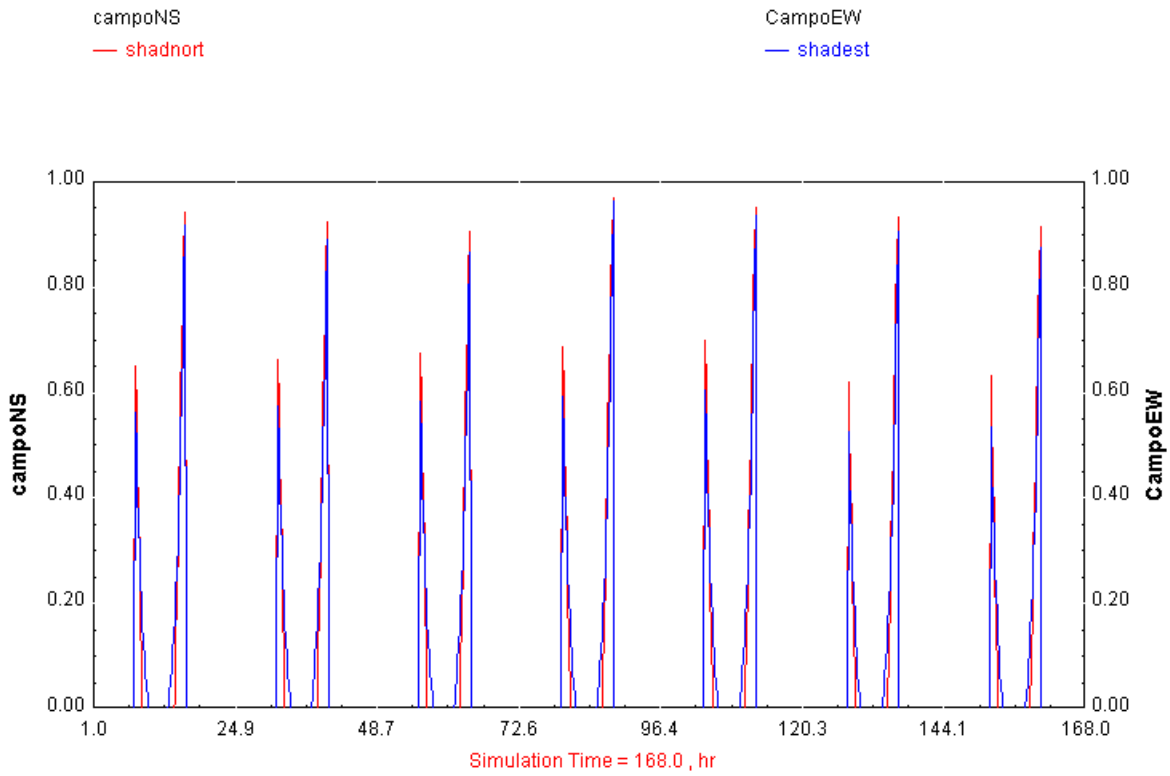


Figura-4: Evolución de la fracción sombreada de la radiación directa incidente en la primera semana de enero

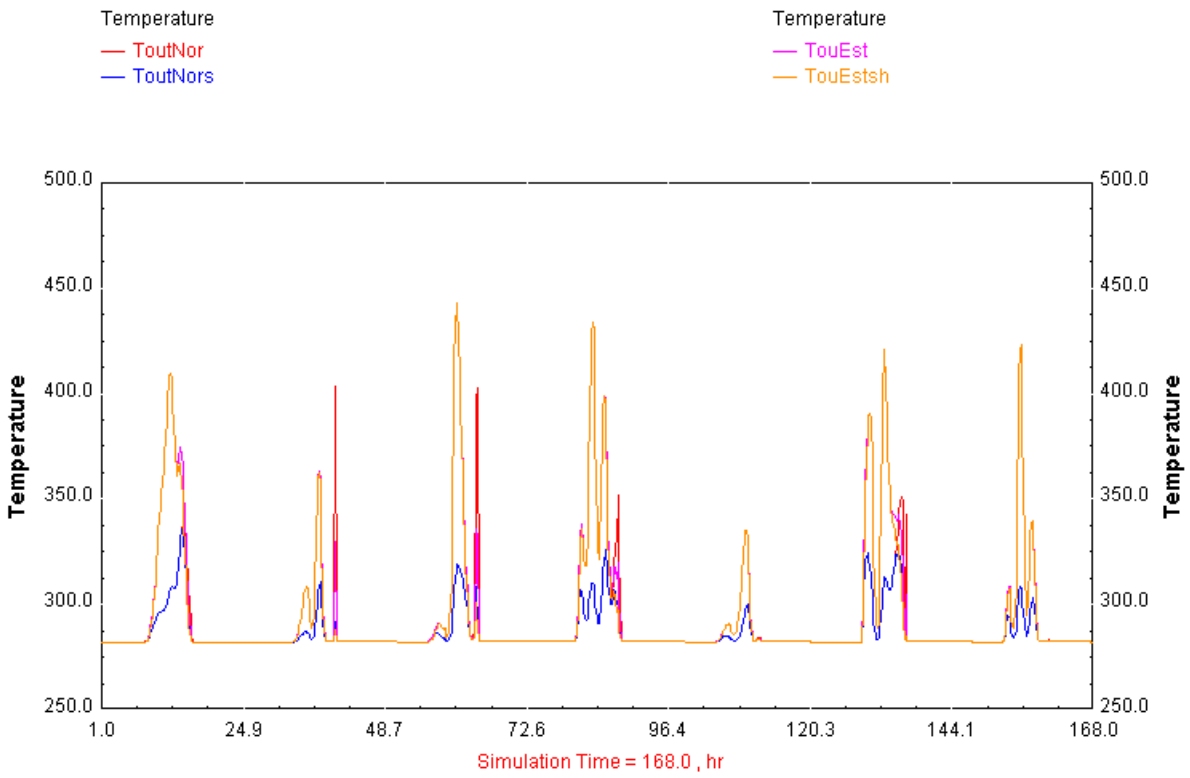


Figura-5: Evolución de las temperaturas de salida del campo solar en la primera semana de enero. Funcionamiento 24 h/dia a m_{ac} = 396,4 kg/s

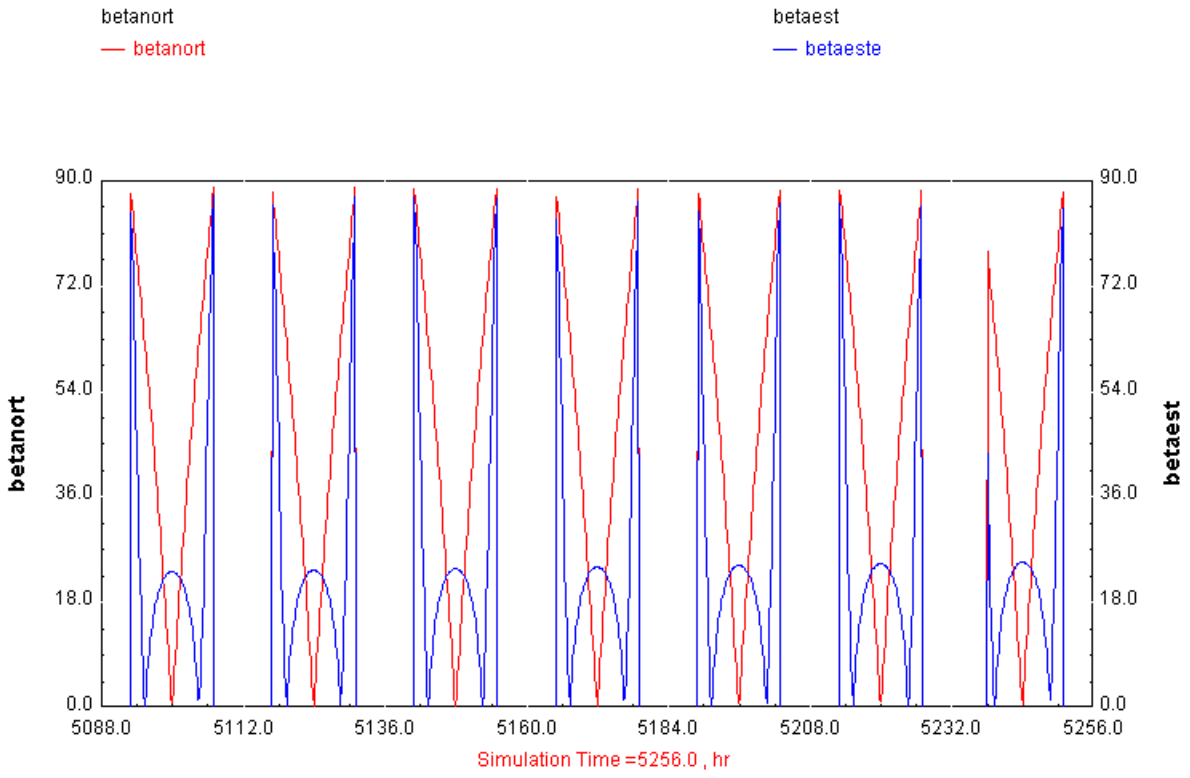


Figura-6: Pendiente de los colectores la primera semana de agosto

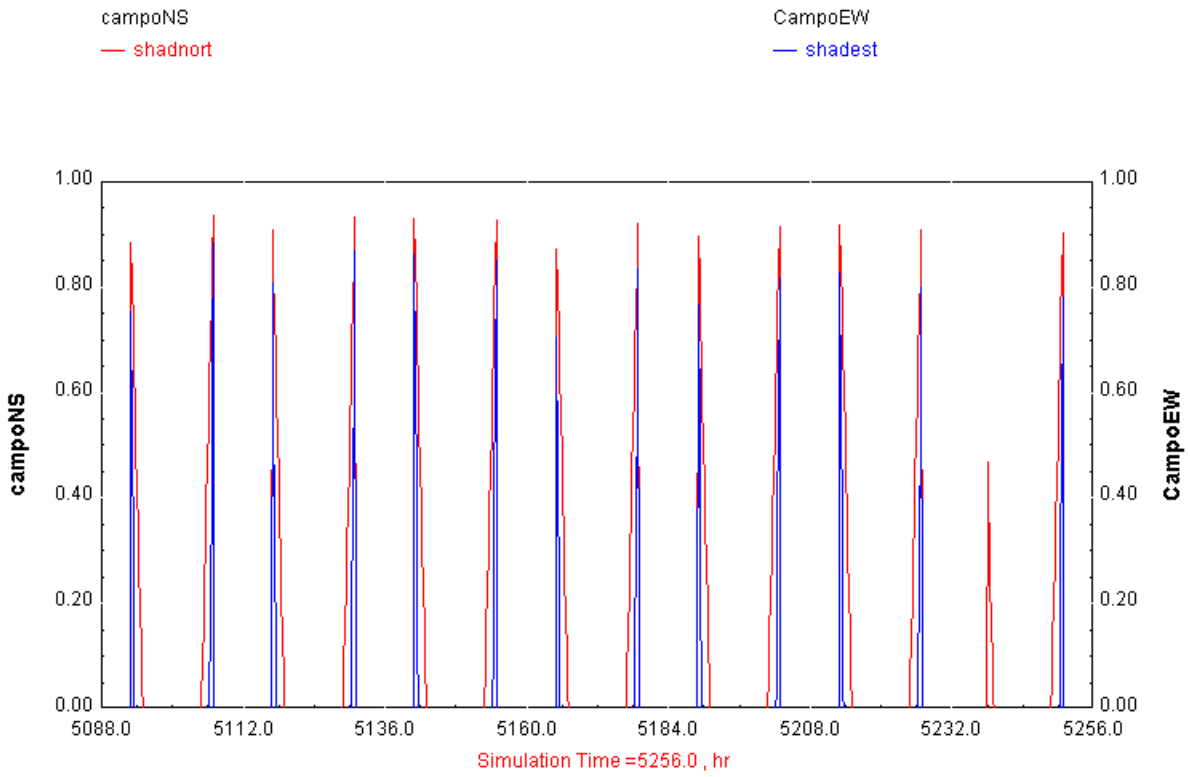


Figura-7: Evolución de la fracción sombreada de la radiación directa incidente en la primera semana de agosto

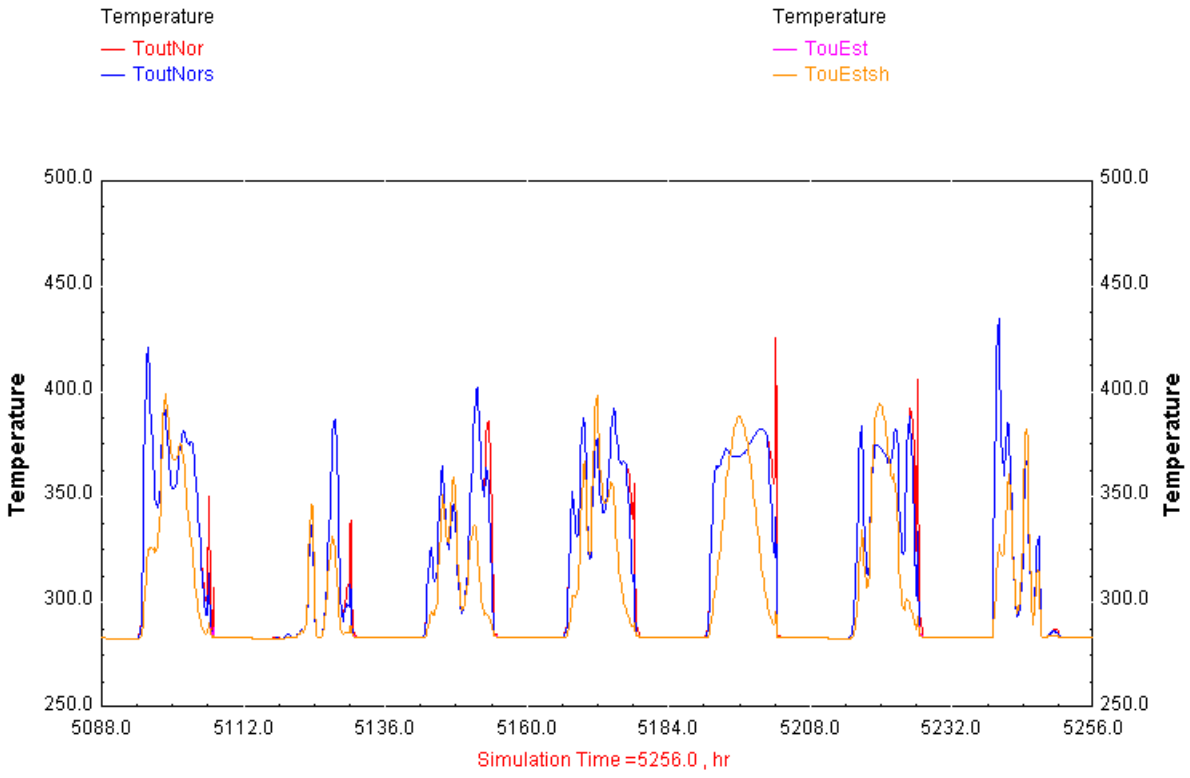


Figura-8: Evolución de las temperaturas de salida del campo solar en la primera semana de agosto. Funcionamiento 24 h/dia a m_{ac} = 396,4 kg/s

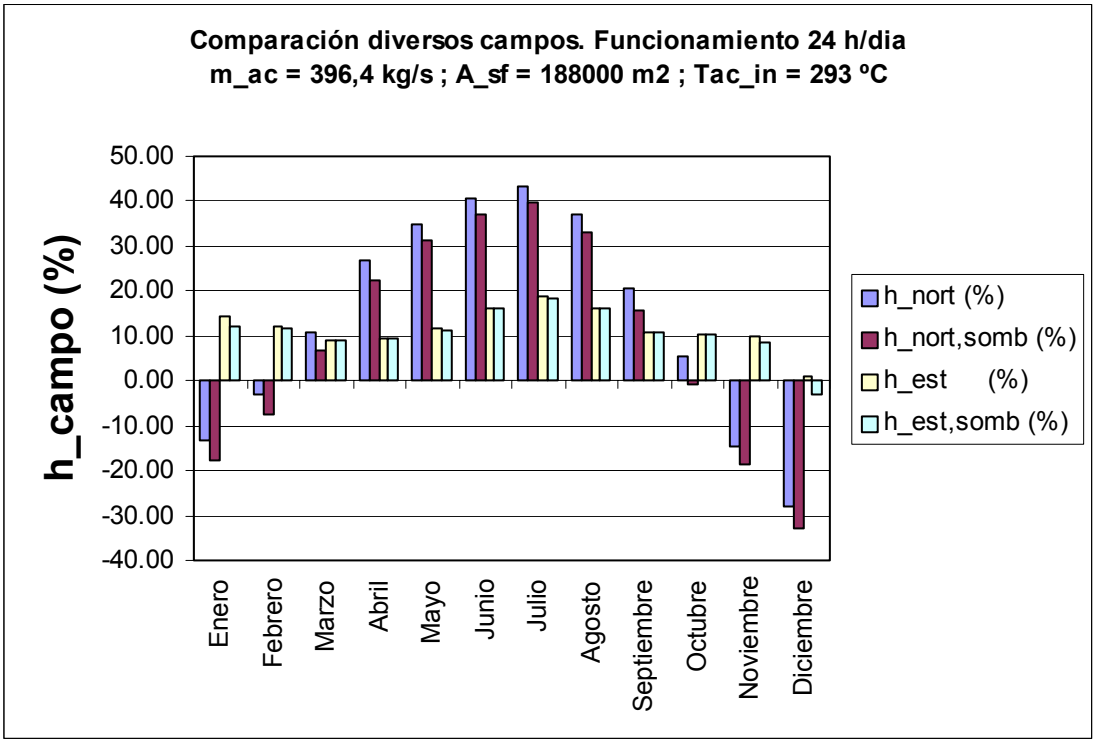


Figura-9: Rendimiento mensual de los diversos campos de colectores. Efectos de la orientación y del sombreamiento entre filas. A_{sf} = 188000 m^2 , m_{ac} = 396,4 kg/s. Funcionamiento 24 h/dia a m_{ac} = 396,4 kg/s

6.2. El control del campo solar

Es posible pensar en diversas estrategias de control y operación del campo solar. De forma general, el control del campo solar está asociado con la operación y control del ciclo de potencia, y es necesario considerar el acoplamiento entre ambos para elegir la estrategia de operación más adecuada. Este es el caso en las plantas sólo solares o en aquellas plantas híbridas en las que se deba funcionar parte del año exclusivamente con el aporte solar. Este es el caso de las SEGS de California en las que el aporte fósil al ciclo está limitado a un 25 % anual, por lo que la planta debe operar a modo sólo solar.

Sin embargo, en una planta híbrida en la que en todo momento se complemente el aporte solar de tal forma que el ciclo de potencia trabaje siempre en el punto de diseño, la estrategia de control y operación del campo solar no tiene efecto sobre el rendimiento de conversión del aporte térmico solar. Sin embargo, sigue afectando al rendimiento anual del campo solar y por tanto al rendimiento de conversión de la radiación solar en electricidad.

En un principio nos vamos a limitar a considerar una operación del campo solar con flujo másico constante. En estas condiciones hay dos aspectos a considerar en el control y operación del campo:

a) El arranque y parada de las bombas que impulsan el aceite por el campo solar según que haya suficiente radiación disponible para generar energía neta.
b) El control del campo solar para limitar la temperatura máxima del aceite. En este caso vamos a considerar un límite superior de operación del aceite térmico de 400 ºC.

Respecto al caso a) , existe una irradiación umbral sobre el campo solar para que la potencia térmica producida por el campo solar compense la potencia consumida por las bombas de impulsión de aceite por el campo. Este aspecto se puede controlar mediante la irradiación

directa sobre el campo, o bien sobre su efecto, esto es, el incremento de temperatura del aceite al atravesar el campo solar. Además, para conseguir un funcionamiento estable del sistema, se debe dotar de cierta histéresis a este control.

Respecto al aspecto b), se puede pensar en un control basado en la medida de la temperatura a la salida del campo solar empleando esta señal para parar la bomba cuando se intenten sobrepasar los 400 ºC, o bien, lo que es más común, mediante un mecanismo de disipación del exceso de energía disponible cuando hay suficiente radiación para sobrepasar los 400 ºC.

Posteriormente evaluaremos las posibilidades de funcionamiento a flujo másico variable.

En los siguientes puntos mostraremos el efecto de estas estrategias de control y operación del campo solar.

7. Plantas híbridas: Efecto del flujo másico por el campo de colectores y de la estrategia de control

Vamos a empezar asumiendo la operación del campo solar a flujo másico constante, y evaluando el efecto del valor del flujo másico empleado y de la estrategia de control.

7.1. Funcionamiento a flujo másico constante

7.1.1. Flujo másico original y control por bomba campo solar

Empezamos evaluando el comportamiento de los campos solares con el flujo másico que emplean en la SEGS VI, y con un control de temperatura máxima asociado a la parada de la bomba de impulsión cuando la temperatura intenta sobrepasar los 400 ºC.

La potencia de la planta híbrida se ha elegido para que con el flujo másico de aceite empleado cuando la temperatura de salida del campo sea la máxima, la turbina funcione en condiciones de diseño exclusivamente con el aporte solar. En este caso, esto conduce a una potencia de 45 MWe.

En las figuras 10 y 11 mostramos el rendimiento y potencia de bombeo de los campos solares con orientación N-S y E-W para el caso de no tener activada la desconexión para T > 400 ºC. Como vemos, desaparecen las regiones de rendimiento negativo del campo, si bien el rendimiento ahora es mayor que el real por estar aprovechando energía con T > 400 ºC. También podemos ver cómo sigue dando más energía el campo N/S, pero es mucho más irregular que el E/W. Además el N/S requiere más potencia de bombeo.
Debido a la ausencia de control por T > 400 ºC, pueden es posible que se sobrepase esta limitación física del sistema en algunos periodos. Para evaluar la importancia de esta posibilidad, en las figuras 12, 13 y 14 mostramos las temperaturas de salida del campo solar en la primera semana de enero, la primera de agosto, y en los días entorno al equinoccio de primavera, punto que se puede emplear como condición de diseño si se pretende representar el comportamiento medio del campo a lo largo del año[2]. Es de notar que en pocas ocasiones se sobrepasan los 400 ºC a la salida del campo solar cuando empleamos este flujo másico. Finalmente, en la figura-15 mostramos la potencia térmica útil aportada por el campo solar en los días entorno al equinoccio de primavera.

[2] Habitualmente los sistemas termosolares se diseñan para el solsticio de verano, de tal forma que el resto del año el sistema solar queda infradimensionado.

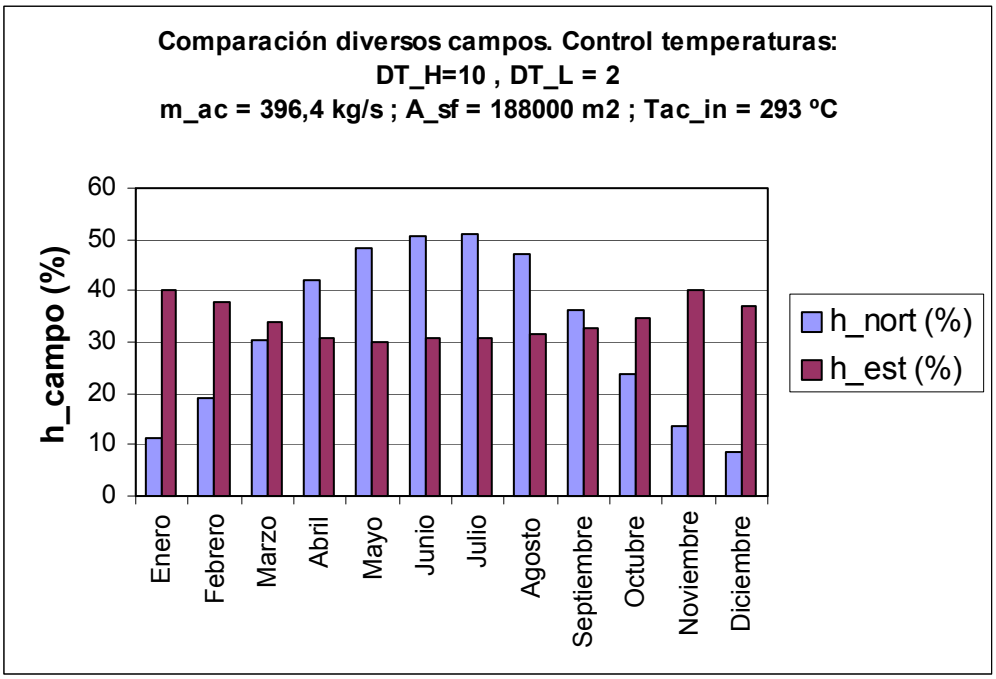


Figura-10: Rendimiento del campo solar. Comparación campos N-S y E-W con sombreamiento. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC), no activada la desconexión por T > 400 ºC.
m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC

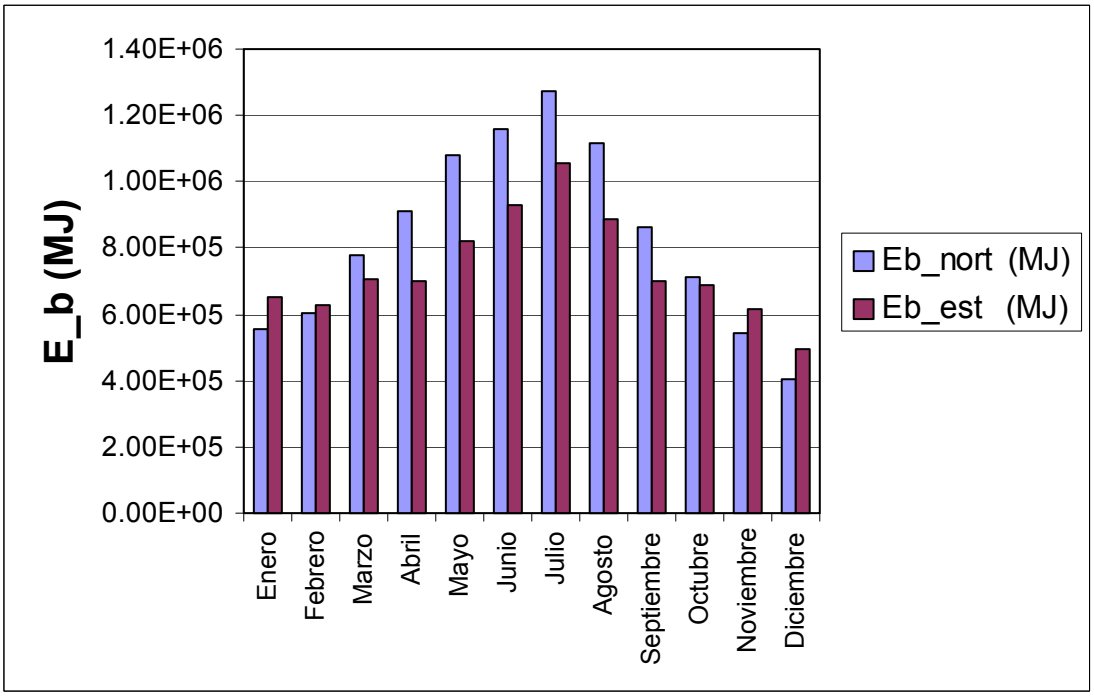


Figura-11: Energía de bombeo. Comparación campos N-S y E-W con sombreamiento. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC), no activada la desconexión por T > 400 ºC.
m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC

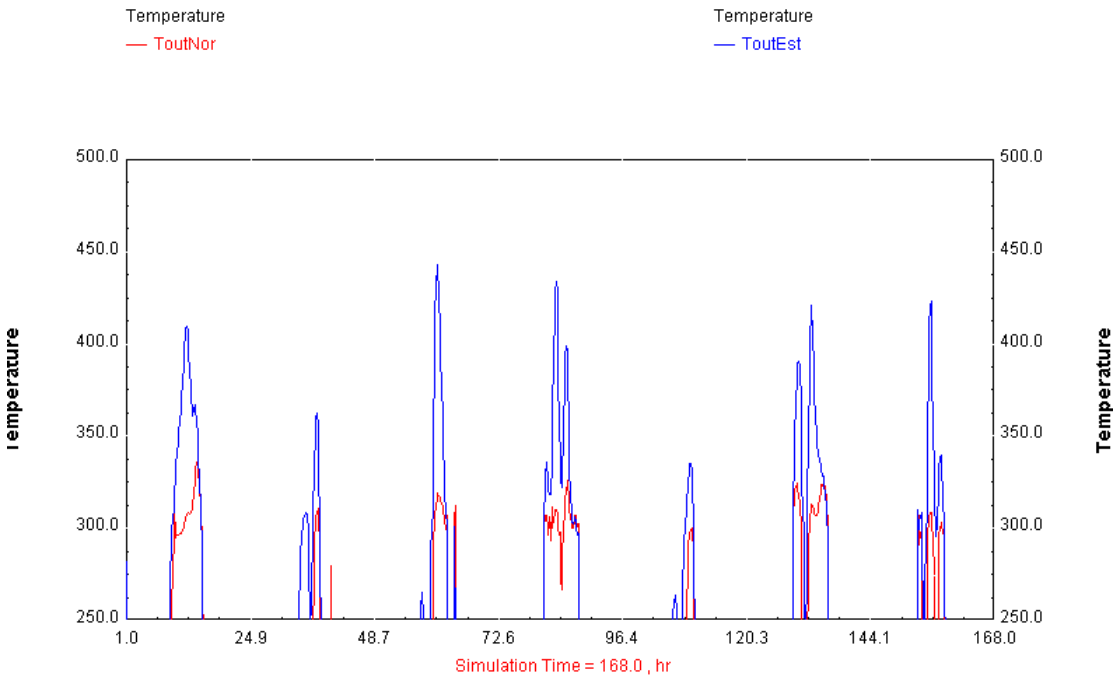


Figura-12: Evolución de las temperaturas la primera semana de enero. Comparación campos N-S y E-W con sombreamiento. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC), no activada la desconexión por T > 400 ºC.
m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC

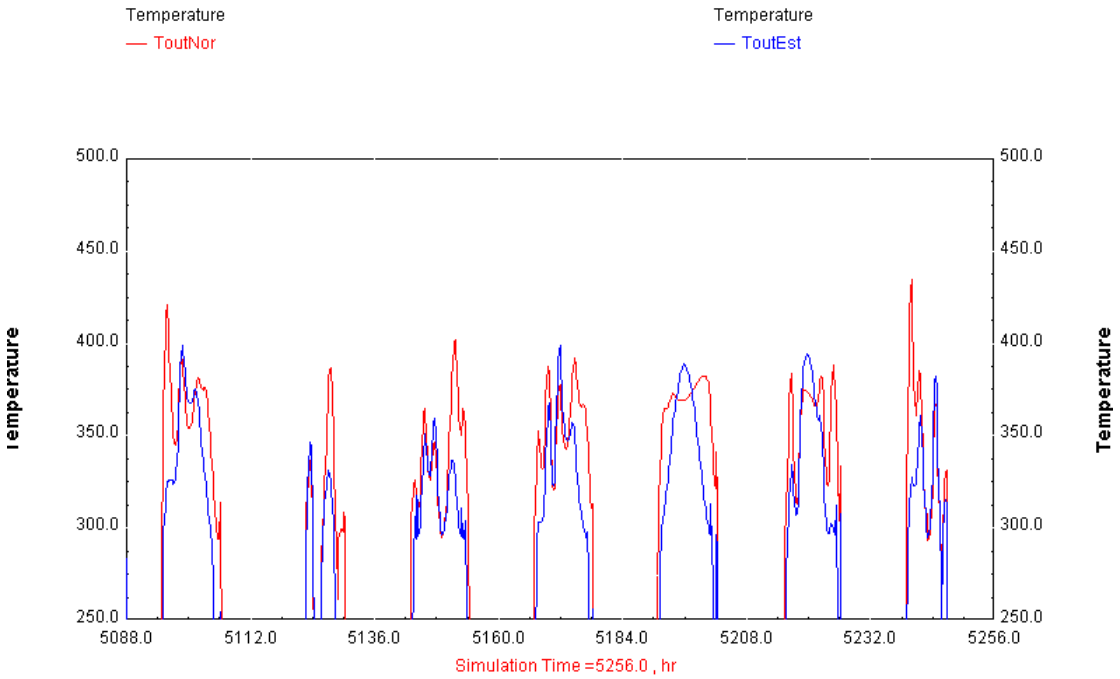


Figura-13: Evolución de las temperaturas la primera semana de agosto. Comparación campos N-S y E-W con sombreamiento. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC), no activada la desconexión por T > 400 ºC.
m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC

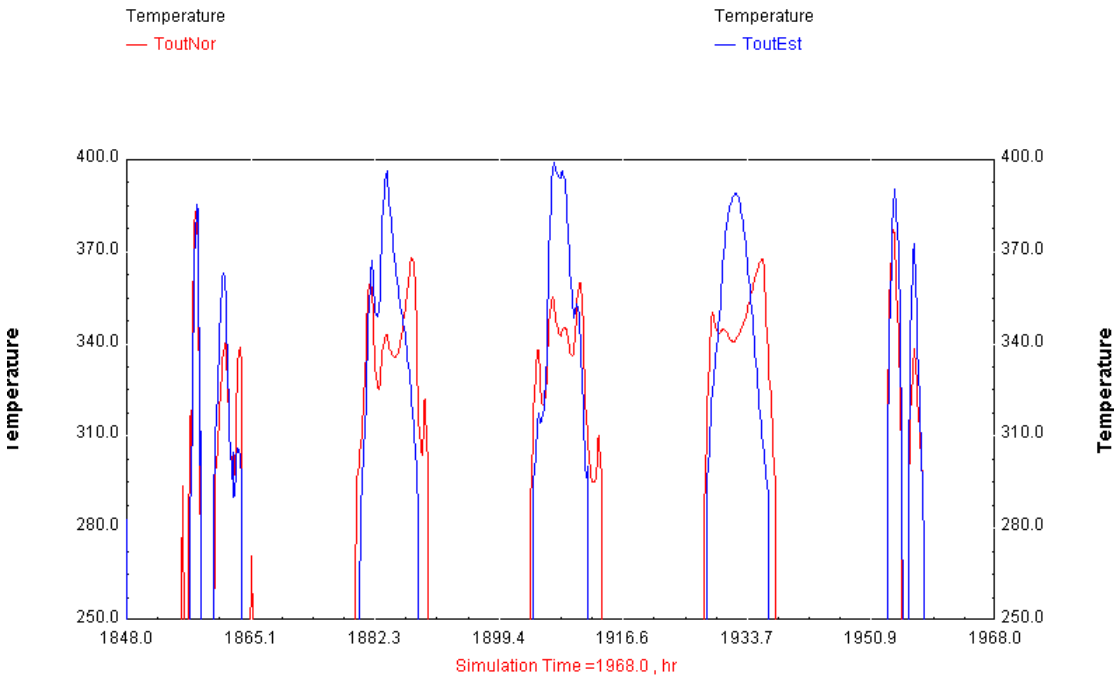


Figura-14: Evolución de las temperaturas en el equinoccio de primavera. Comparación campos N-S y E-W con sombreamiento. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC), no activada la desconexión por T > 400 ºC.
m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC

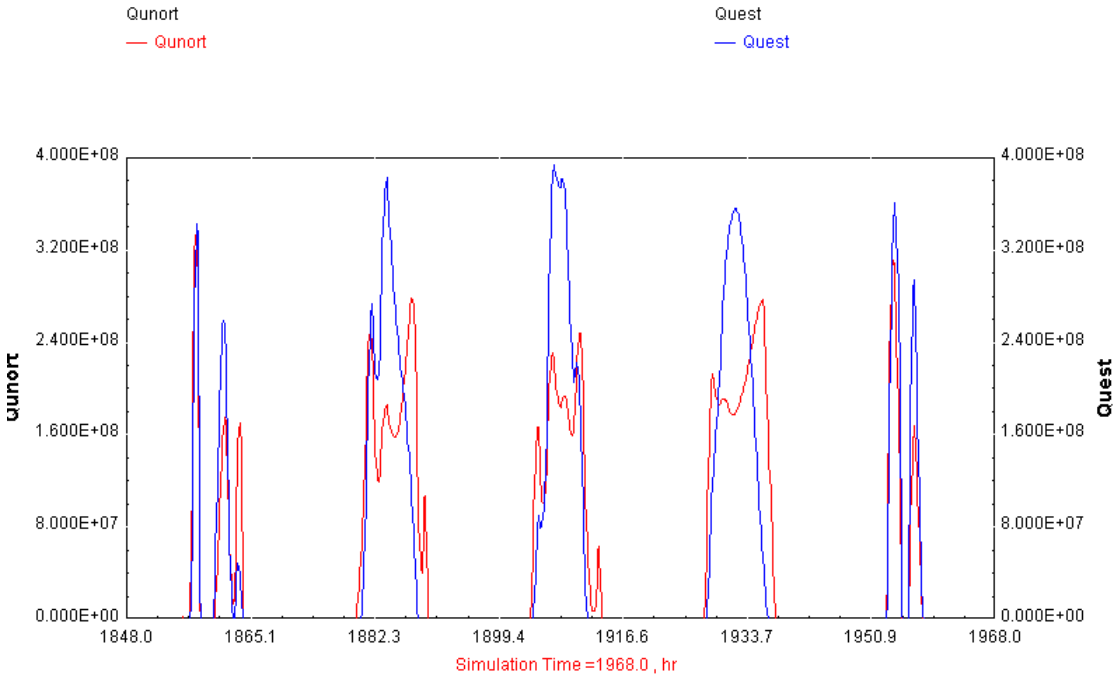


Figura-15: Evolución de la potencia útil entregada por el campo solar en el equinoccio de primavera. Comparación campos N-S y E-W con sombreamiento. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC), no activada la desconexión por T > 400 ºC.
m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC

A continuación activamos el control de desconexión de la bomba de impulsión del aceite cuando $T_{ac,out}$ > 400 ºC. En las figuras 16, 17 , 18, 19 y 20 mostramos los rendimientos mensuales del campo solar, la fracción de potencia de bombeo frente a la producción de electricidad solar, el rendimiento neto de conversión de la radiación solar en electricidad, y las fracciones solares de los campos N-S y E-W al operar en plantas con distintos valores del factor de capacidad.

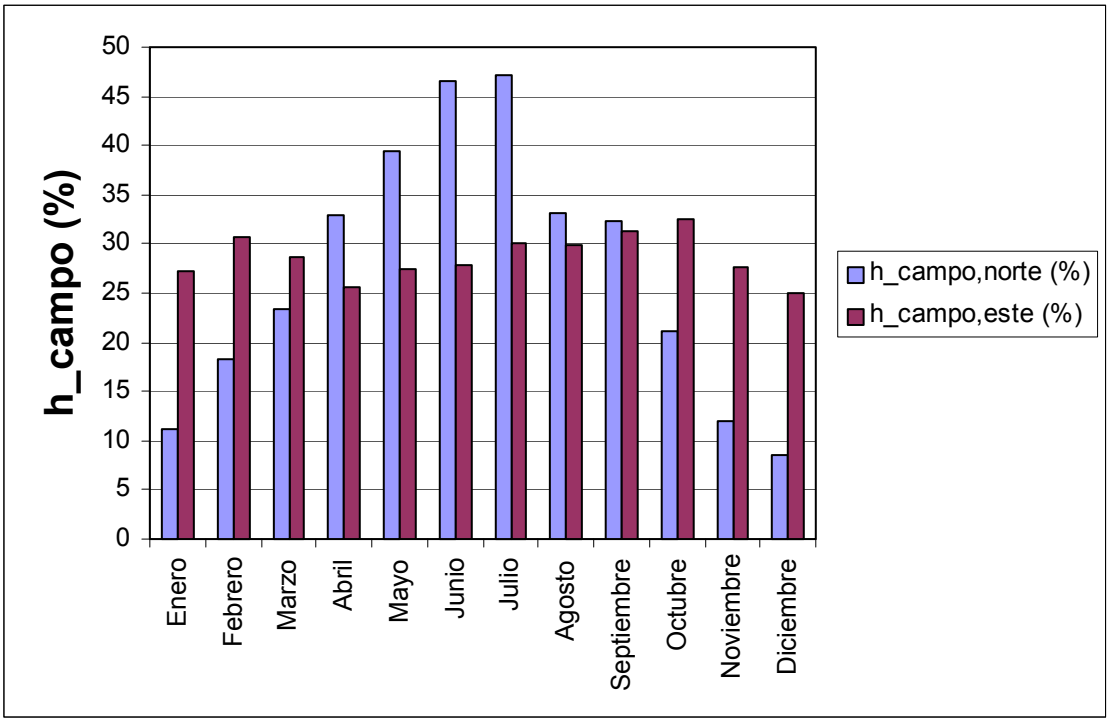


Figura-16: Rendimiento del campo. Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC) m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC

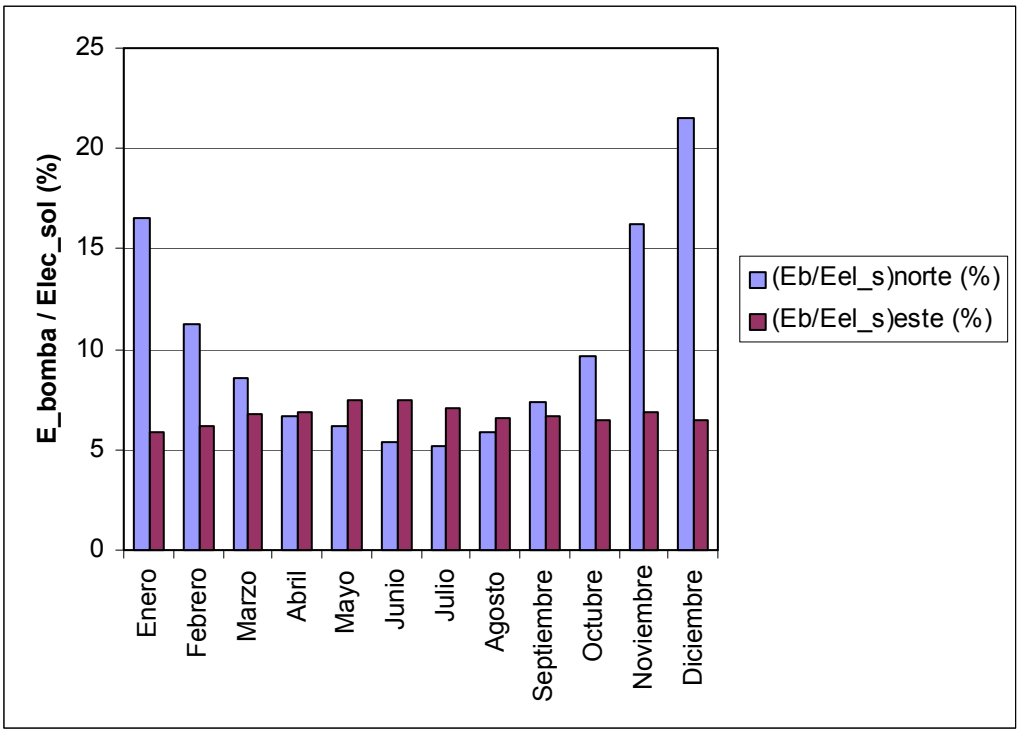


Figura-17: Fracción de la potencia de bombeo por el campo solar frente a la electricidad solar generada . Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC) m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC

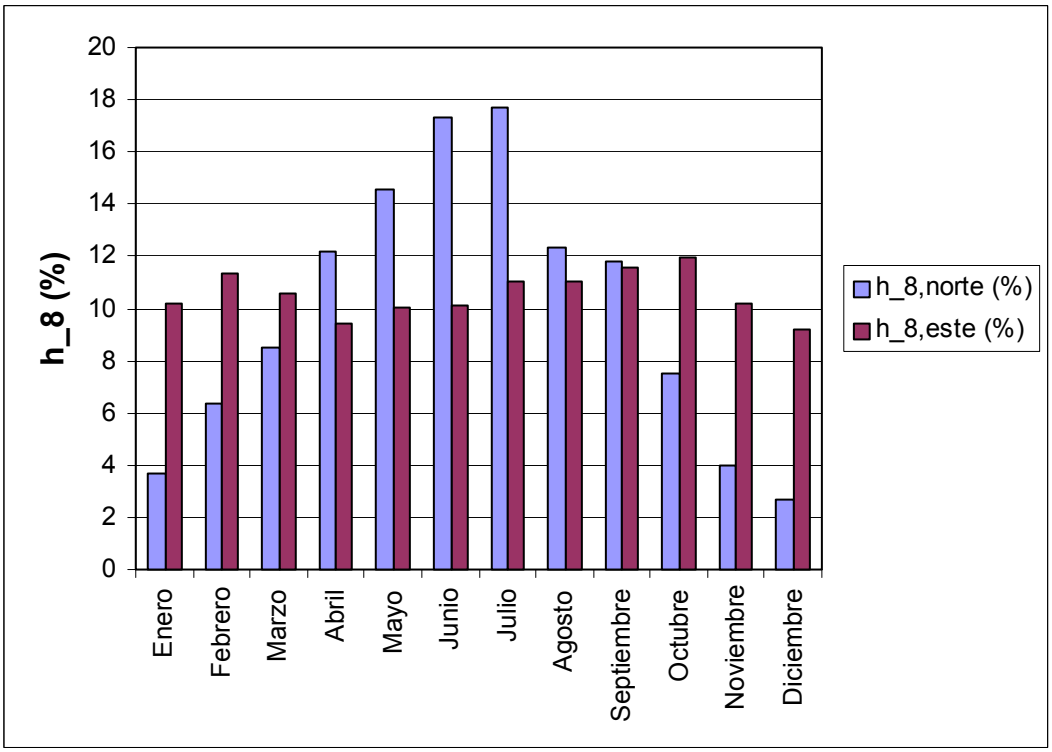


Figura-18: Rendimiento neto de conversión de la radiación solar . Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC) m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC

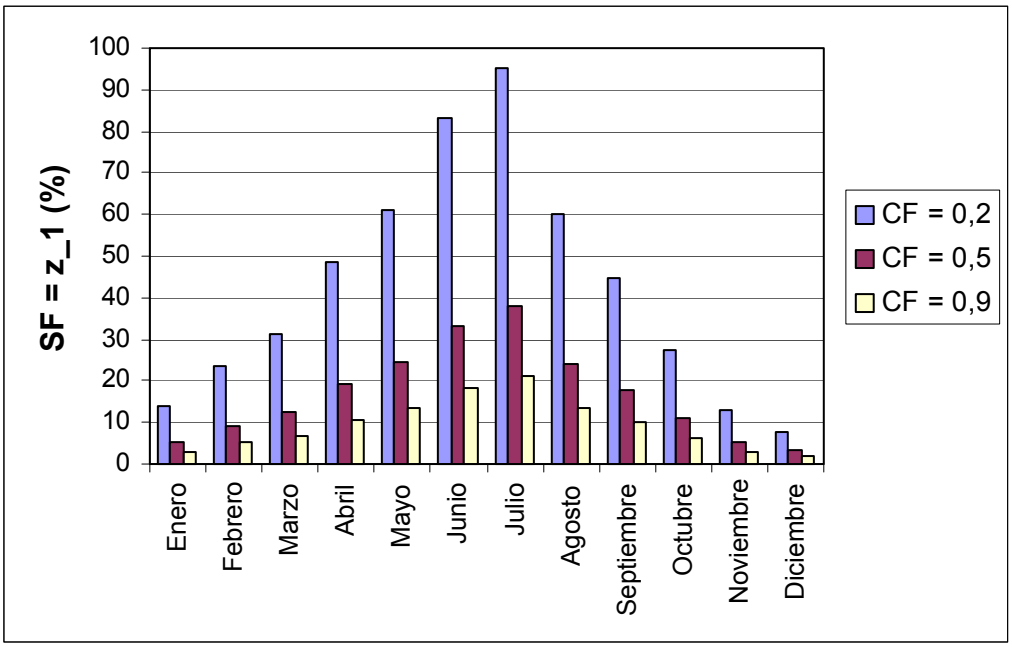


Figura-19: Fracción solar del campo N-S para distintos CF . Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC) m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC

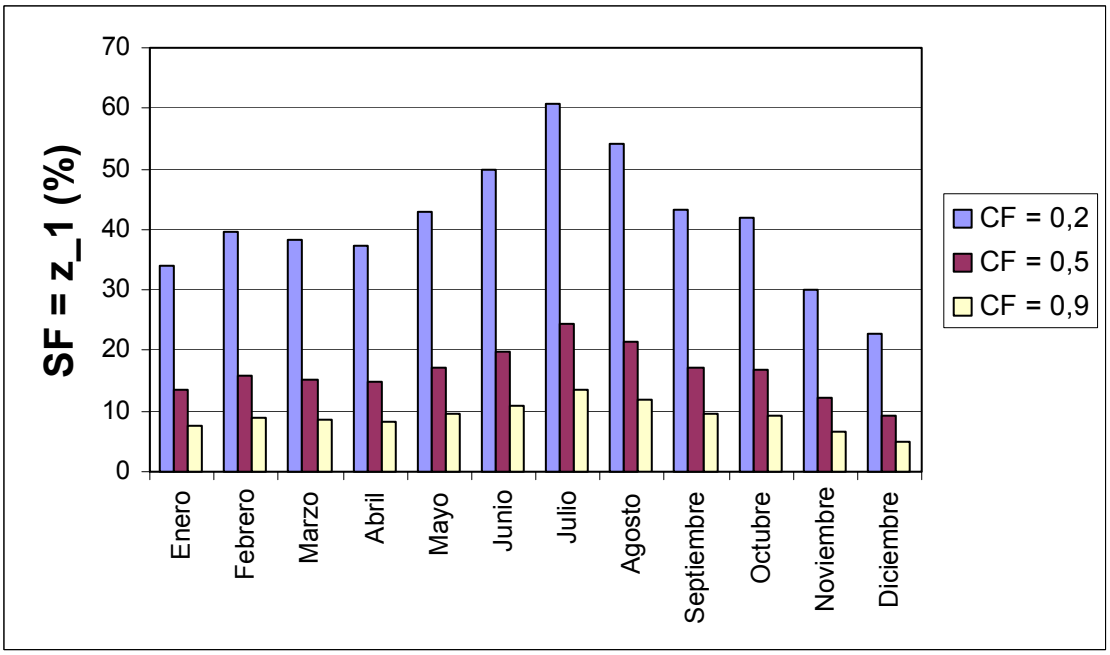


Figura-20: Fracción solar del campo E-W para distintos CF . Control temperaturas (ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC) m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC

De estas figuras podemos extraer las siguientes conclusiones:

- El efecto de cortar el campo para $T_{ac,out}$ > 400 ºC es significativo. Así, el campo norte, en Julio pasa de un 51,12 % a un 47,04 %. En el campo este se pasa de 30,79 a 29,98 % en Julio, pero de 40,29 % a 27,23 % en enero

- La potencia parásita de la bomba es un porcentaje muy significativo de la electricidad solar generada. Es mayor en campo norte que en este

- El rendimiento anual de conversión de la radiación solar en electricidad es mayor en campo Norte (10,87 %) que en Este (10,60 %)

- El campo Norte se comporta mejor que el Este en base anual, pero el Este es más regular a lo largo del año.

En las figuras 21, 22 y 23 mostramos los resultados de aplicar el modelo económico a los resultados de las simulaciones de una central termosolar basada en un campo N-S.
En la figura-21 encontramos los costes levelizados (LEC) de la electricidad de la planta híbrida, de la electricidad solar, y de la electricidad generada con la planta fósil equivalente. En la figura-22 se muestran los costes de eliminación del CO2 suponiendo que la planta híbrida desplaza a una planta sólo fósil de igual ciclo y potencia. En la figura-23 se muestran los costes de eliminación del CO_2 suponiendo que la planta híbrida desplaza a una planta fósil de 600 Mwe e igual ciclo de potencia.
Como puede verse, todos los LEC disminuyen con el CF de la planta de potencia. Los costes de la electricidad de la planta híbrida están relativamente cercanos a los de una planta fósil, y los costes de la electricidad solar generada no son excesivamente elevados, teniendo en cuenta la baja insolación del emplazamiento y los costes unitarios relativamente elevados que hemos supuesto.
Un coste negativo de eliminación de CO2 indica que la tecnología es económicamente viable
Al aumentar el CF, la planta sólo fósil se usa mejor, por lo que aumenta el coste de eliminación de CO2
En el caso de una planta de carbón, se usaría a CF >= 0,5
La planta fósil de comparación tiene unos costes que dependen mucho del tamaño. Así, para 45 MWe supusimos que una planta de carbón tenía 2300 $/kWe, mientras que para potencias de 600 MWe el coste de inversión es de 750 $/MWe . Por tanto, los costes de eliminación de CO2 dependen de la planta fósil con quien compita la tecnología solar
Para el caso fósil hemos tomado 2100 $/kWe y 0,008 $/kWhe para 45 MWe , mientras que hemos considerado 750 $/kWe y 0,0047 $/kW.he en el rango de 600 MWe. Sin embargo, la comparación con distintas escalas no parece justa
Cuando no incluíamos coste caldera auxiliar pero teníamos Balance-of-plant de 85 $/kWe, salían costes eliminación negativos al emplear plantas de 45 MWe

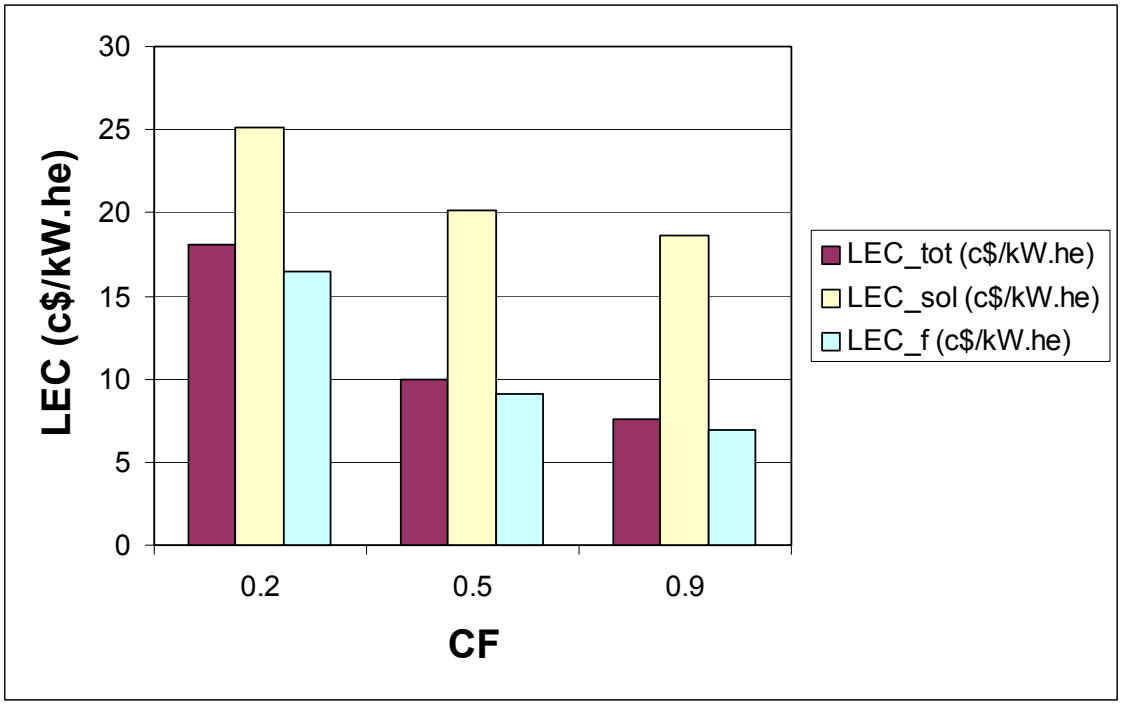


Figura-21: Comparación costes electricidad. Efecto CF. P_e = 45 MWe. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida colector.

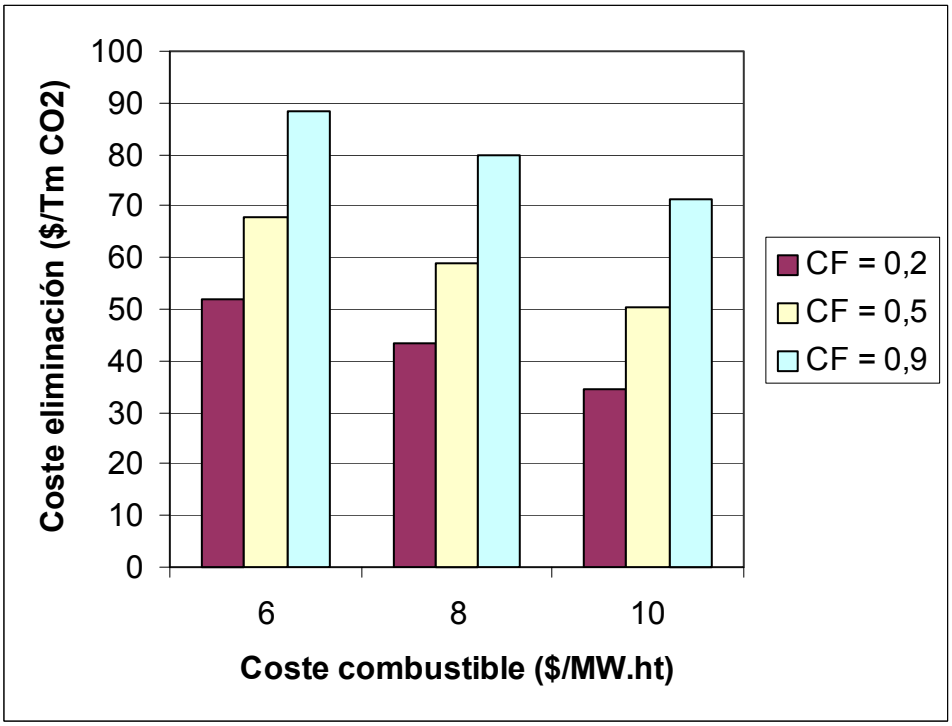


Figura-22: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida colector. $P_{e,s}$ = $P_{e,f}$ = 45 MWe

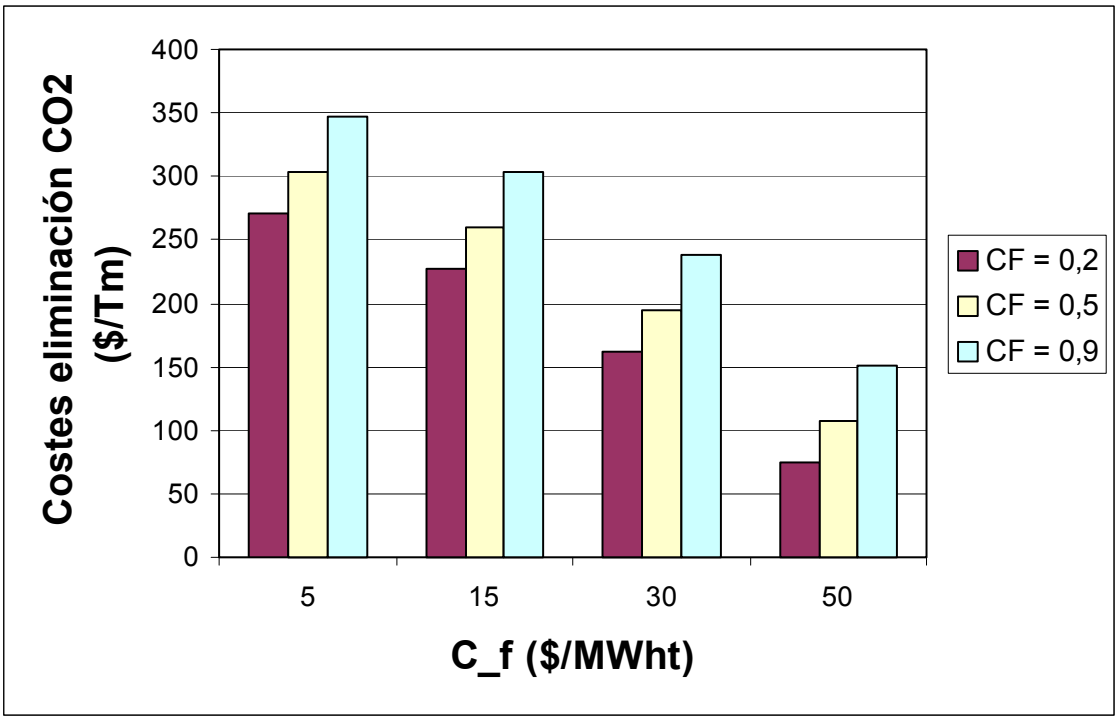


Figura-23: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF.
Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida colector. $P_{e,s}$ = 45 MWe ; $P_{e,f}$ = 600 MWe

7.1.2. Flujo másico reducido y control por bomba campo solar

Como ya hemos comentado, este campo solar ha sido diseñado para operar en Daggett, California, con una irradiación solar del orden de 2500 kW.h/m2-año, y lo estamos empleando en Barcelona con unos 1500 kW.h/m2-año. Para reproducir condiciones de funcionamiento parecidas a las existentes en las condiciones de diseño originales de este campo, vamos a reducir el flujo másico de aceite de forma proporcional a la relación de irradiación solar disponible en ambos emplazamientos. Por tanto, vamos a analizar el comportamiento de una central híbrida empleando este campo solar con un flujo de aceite de unos 240 kg/s.

El criterio de dimensionado del bloque de potencia es el mismo que en el caso anterior, conduciendo ahora a una potencia de 27 MWe. El ciclo de potencia es el mismo que en el caso anterior.

En las figuras 24, 25, 26 y 27 mostramos el rendimiento de los campos N-S y E-W, la fracción de potencia parásita para bombeo, y las fracciones solares en función de los CF para el campo solar funcionando con flujo másico reducido.

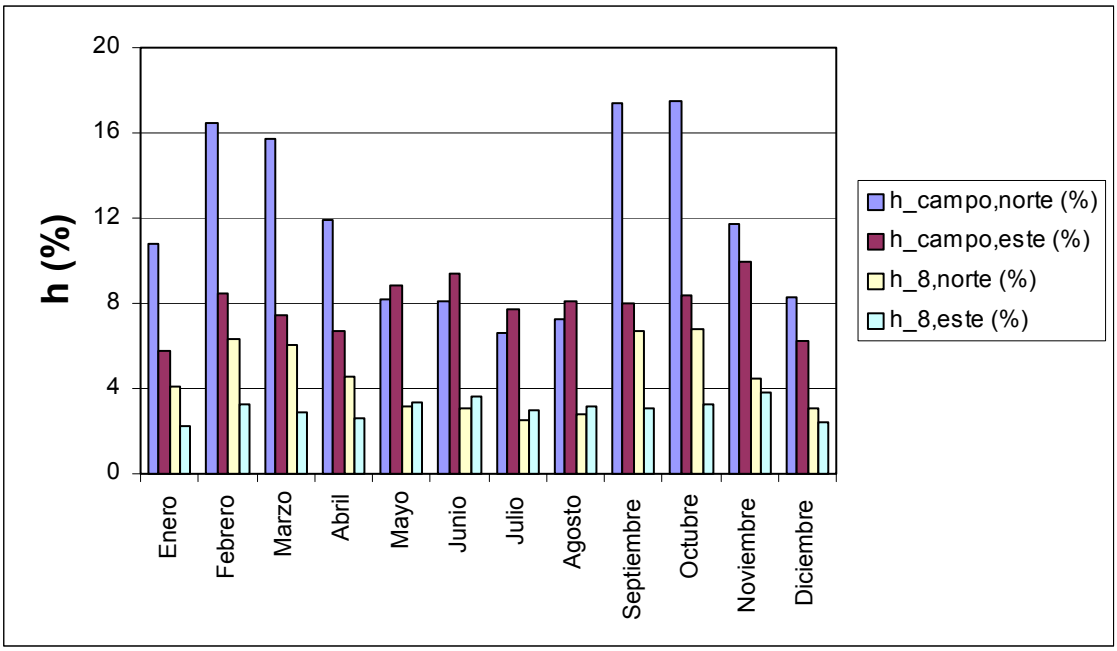


Figura-24: Rendimiento del campo. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida campo.

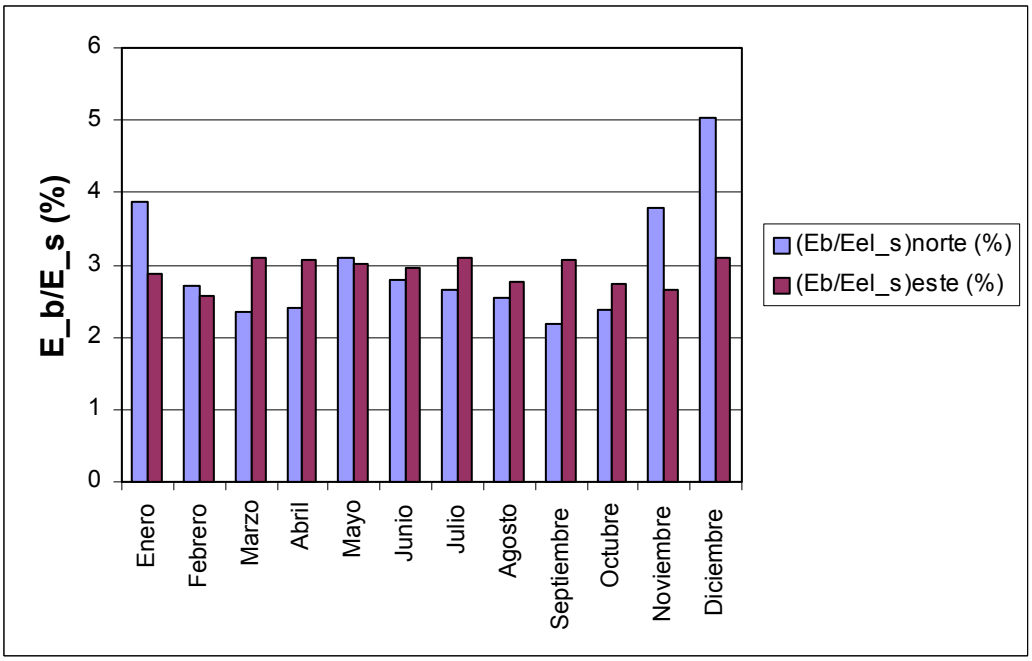


Figura-25: Potencia parásita. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida campo.

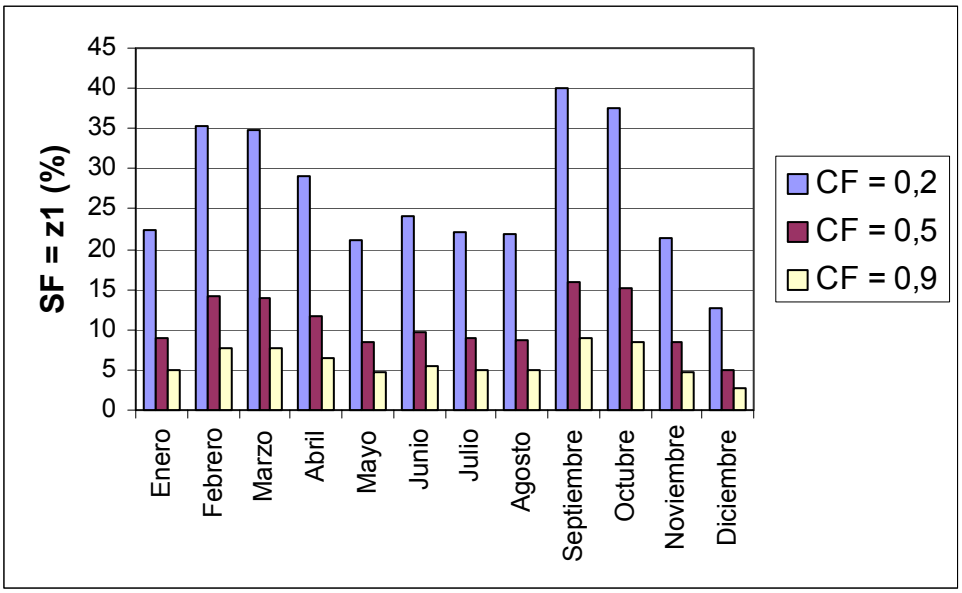


Figura-26: Fracción solar del campo N-S en función del CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida campo.

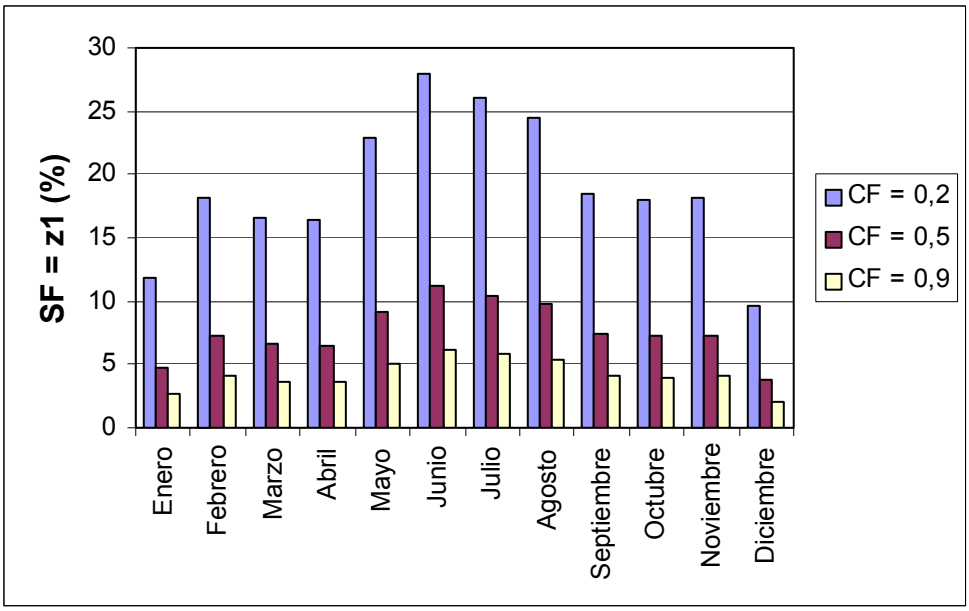


Figura-27: Fracción solar del campo E-W en función del CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada en salida campo.

Algunas notas:

- Se obtienen η_8 y SF menores que en el caso de usar un mayor flujo másico

- El menor η_8 era de esperar por el menor rendimiento del colector al trabajar a mayores temperaturas. Sin embargo en principio esperaríamos una mayor fracción solar, y resulta ser menor.

- Esto puede ser debido al sistema de control empleado, en el que empleamos como consigna de temperatura máxima la de la salida del colector. Esta estrategia de control era

adecuada en el caso anterior, donde en raras ocasiones se generaban T > 400 ºC. Pero ahora, el control para el colector y tarda mucho en arrancarlo. Así, en verano, cuando más da el campo Norte, menor rendimiento se obtiene, debido a las frecuentes paradas de campo. El control con temperatura salida del colector para Tmax = 400 ºC no es adecuado. Con gran irradiación se para el flujo y sube la temperatura a la de estancamiento, por lo que no arranca hasta que baja mucho la irradiación.

- La reducción de la potencia de la bomba es cúbica con el caudal, mientras la energía captada es aproximadamente lineal. Por eso se reduce $E_b/E_{el,s}$. Sin embargo, la distribución anual cambia por lo anteriormente comentado.

- El control adecuado de la T_{max} = 400 ºC se debe hacer disipando el exceso de energía disponible, reproduciendo la situación física de desenfocar algunos colectores cuando hay exceso de radiación disponible.

7.1.3. Flujo másico reducido y control por disipación exceso energía

En las figuras 28, 29, 30 y 31 mostramos las actuaciones de los campos N-S y E-W operando con flujo másico reducido y con un control de T_{max} basado en disipar el exceso de energía disponible. En las figuras 32, 33 y 34 mostramos los costes de la electricidad obtenidos con esta central y los costes de eliminación de CO_2 asociados.

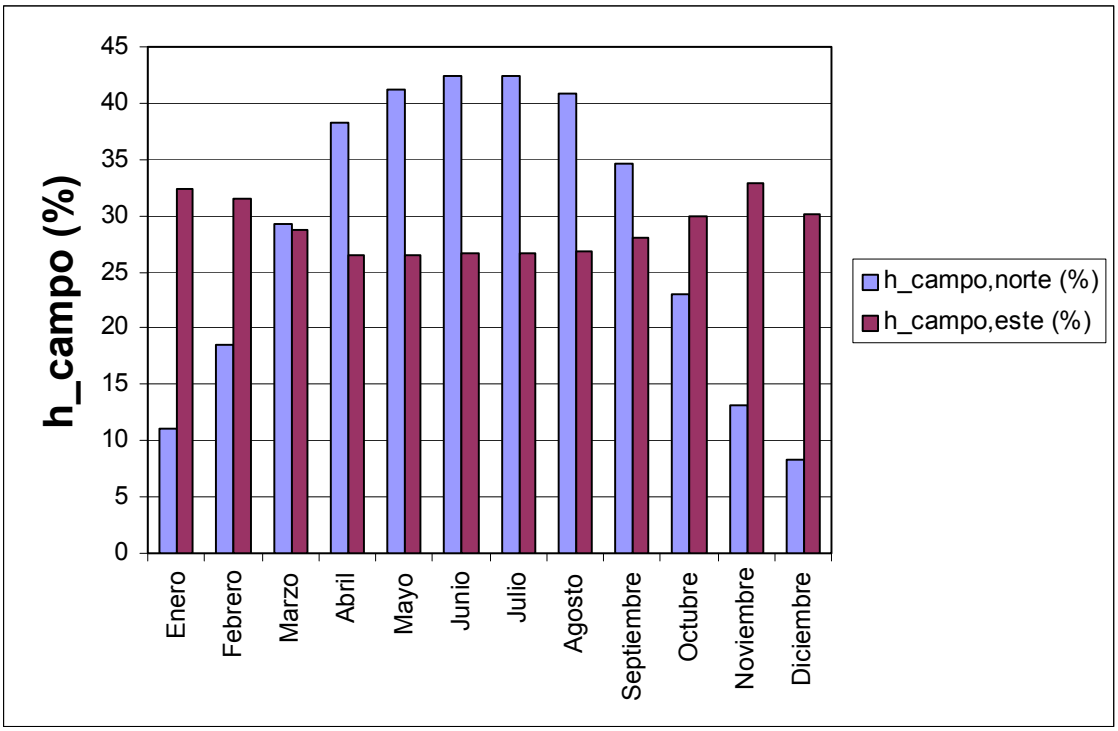


Figura-28: Rendimiento del campo. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

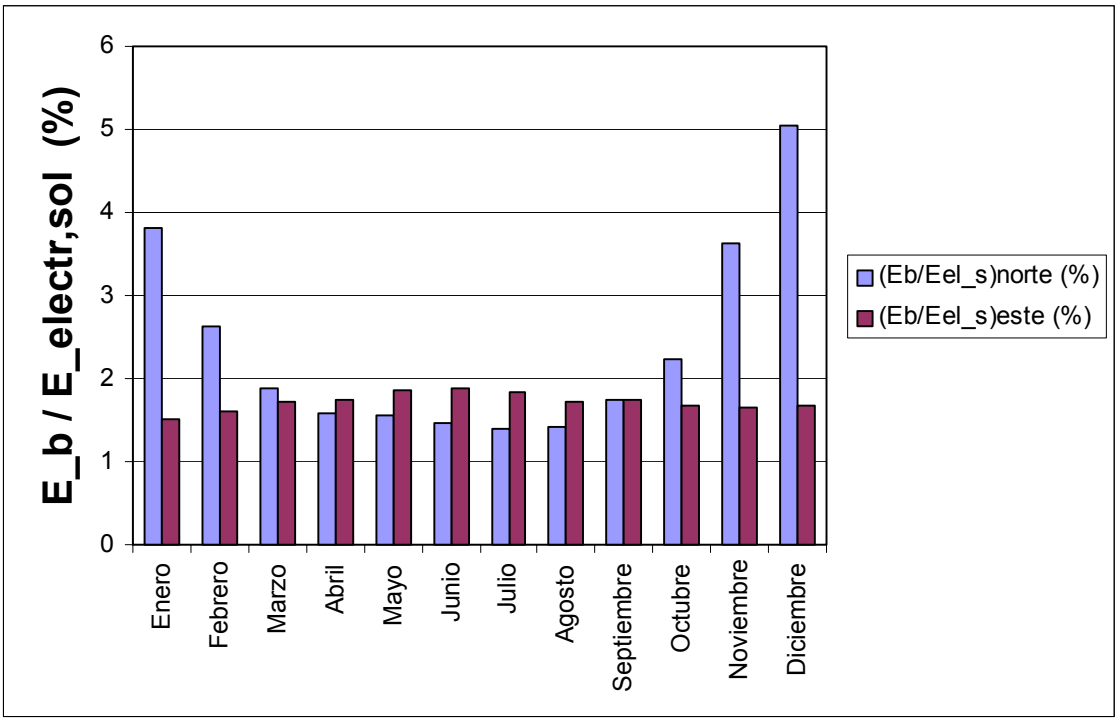


Figura-29: Consumos parásitos del campo solar. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

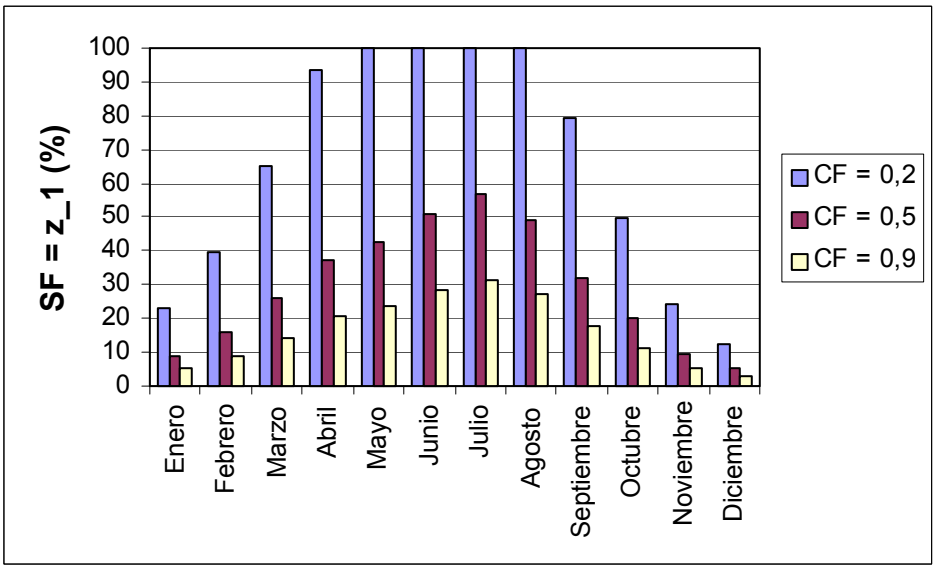


Figura-30: Fracción solar del campo N-S. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

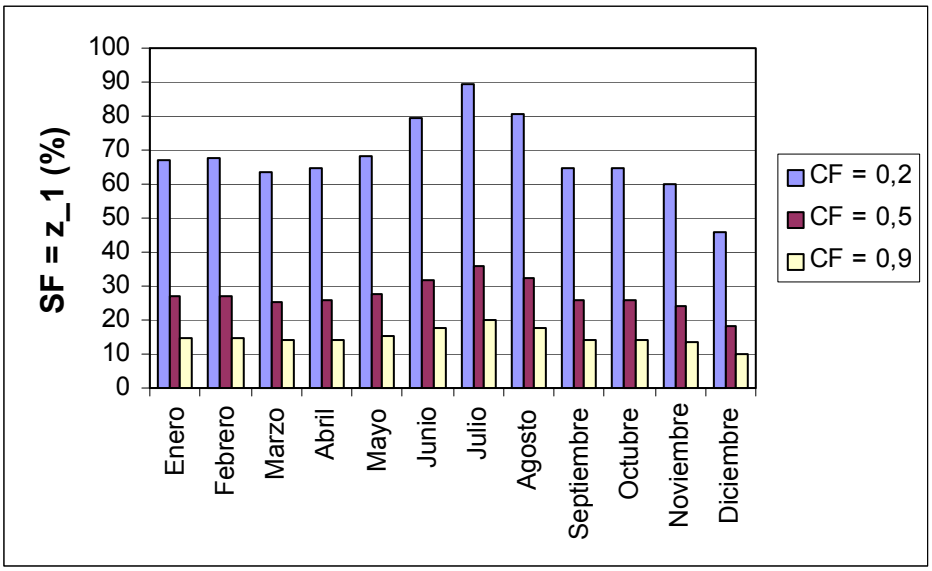


Figura-31: Fracción solar del campo E-W. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

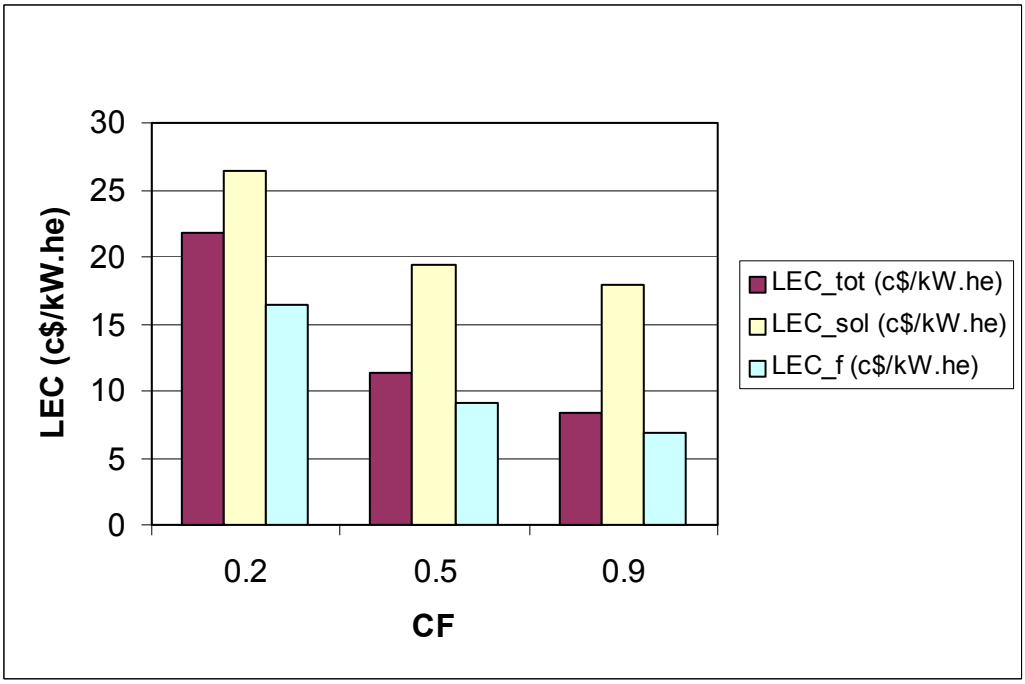


Figura-32: Comparación costes electricidad. Efecto CF. P_e = 27 MWe. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación.

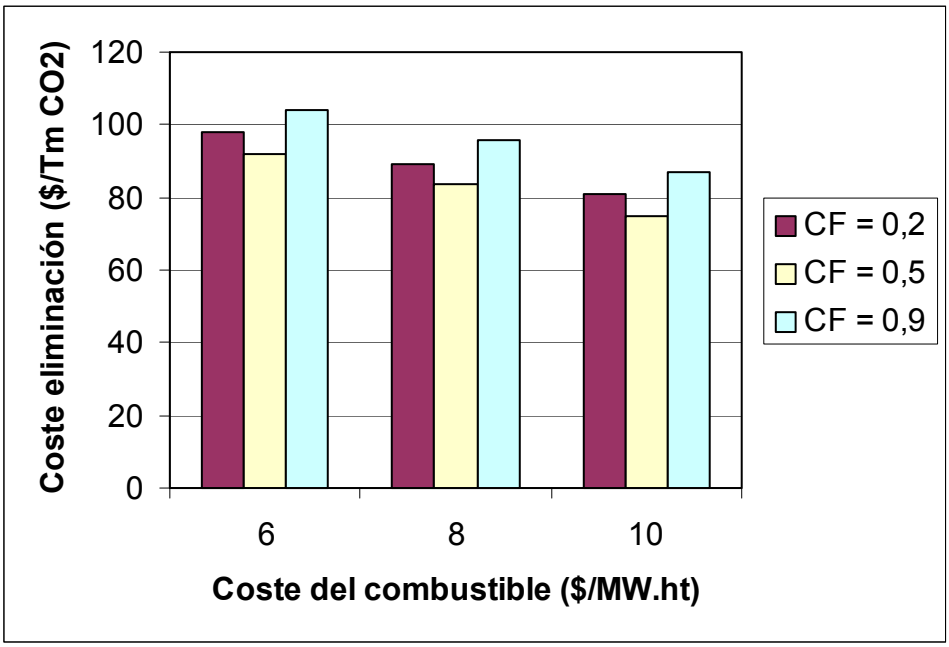


Figura-33: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = $P_{e,f}$ = 27 MWe

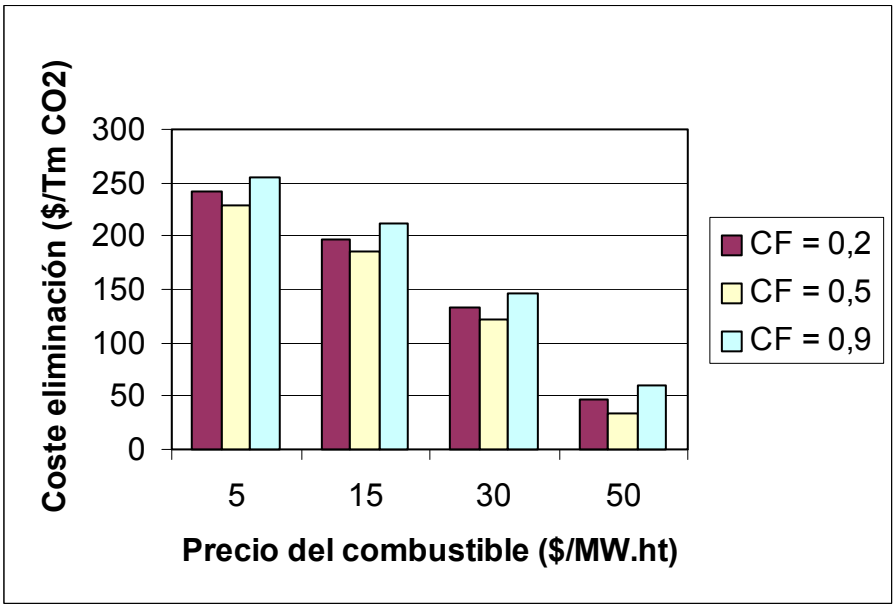


Figura-34: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 240,85 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = 27 MWe ; $P_{e,f}$ = 600 MWe

Algunas notas:

- Para bajas CF, y rendimiento de campo y de conversión solar, el campo este alcanza mayor fracción solar y rendimiento de campo y de conversión solar que el norte debido a que el norte proporciona mayor energía térmica de la que admite el ciclo, debiendo disipar el exceso.

- Por el mismo motivo aumenta en un principio el rendimiento del campo con CF.

- Con esta estrategia de control se obtienen rendimientos y fracciones solares muy superiores. Además, representa correctamente a la forma de operar la planta ante exceso de radiación disponible: disipar el exceso, pero no toda !!!

- Sólo en el caso CF=0,2 y en los meses de verano sobra energía solar de la captada

Respecto a la evaluación de costes:

- Suponemos que los costes unitarios de inversión no cambian respecto al caso de Pe = 45 MWe.

- En este caso, el CF=0,2 proporciona un mayor coste de eliminación de CO2 por el menor rendimiento del campo solar al no poder usar toda la energía captada en verano.

- La inversión solar específica aumenta debido a que mantenemos el tamaño del campo solar. Así, ahora tenemos 2853 $/kWe frente a 2282 $/kWe de la opción a 45 MWe.

- Al aumentar el precio del combustible, esta opción con mayores fracciones solares resulta cada vez más atractiva, a pesar de los menores rendimientos de campo solar.

- Esta configuración genera más electricidad solar que la de 45 MWe debido al nuevo control !!!

- Es importante notar el efecto del precio del combustible y tecnología de comparación sobre costes eliminación CO2.

7.1.4. Flujo másico original y control por disipación exceso energía

Pasamos a evaluar el efecto de la estrategia de control sobre el campo solar funcionando con el flujo másico original. En las figuras 35, 36, 37 y 38 mostramos las actuaciones de los campos N-S y E-W en estas condiciones. En las figuras 39, 40 y 41 mostramos los resultados económicos de esta configuración.

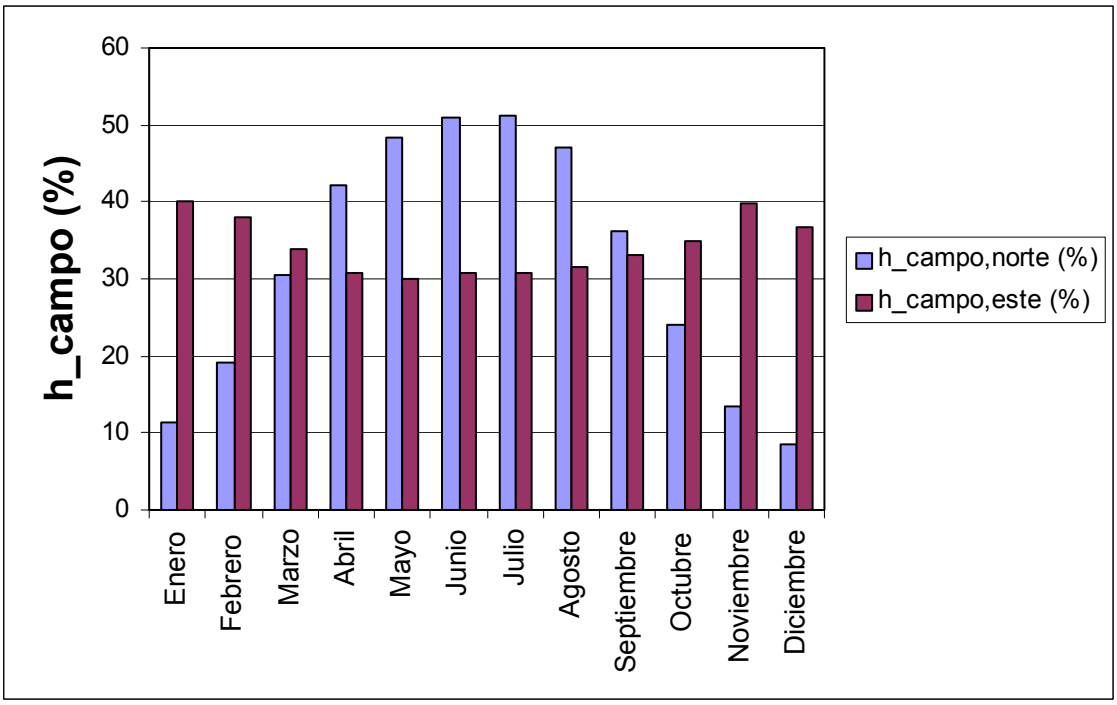


Figura-35: Rendimiento del campo. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

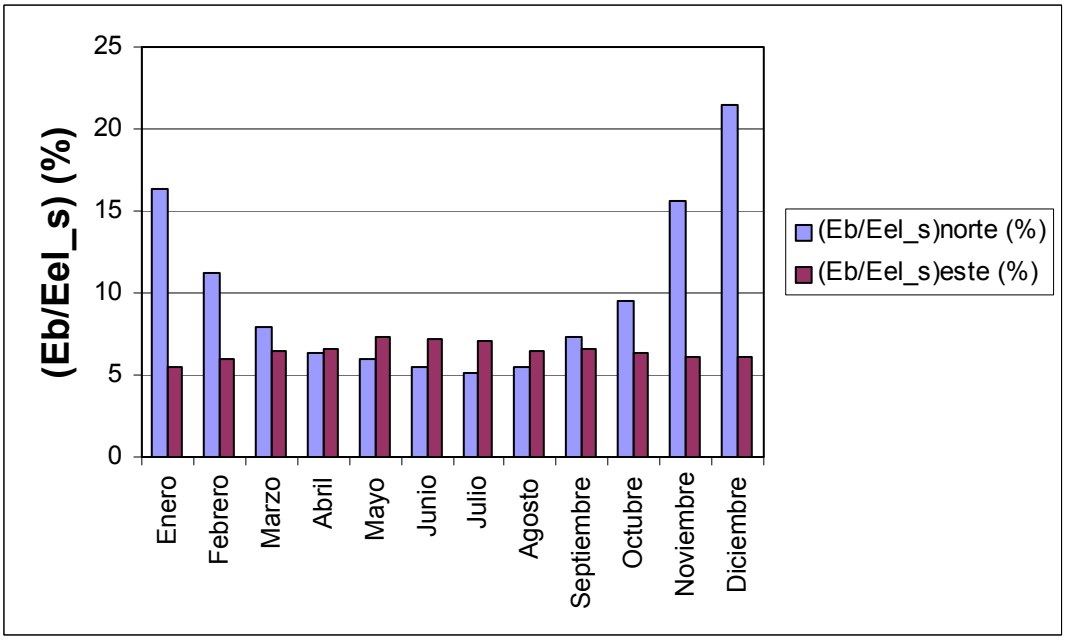


Figura-36: Consumos parásitos del campo solar. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

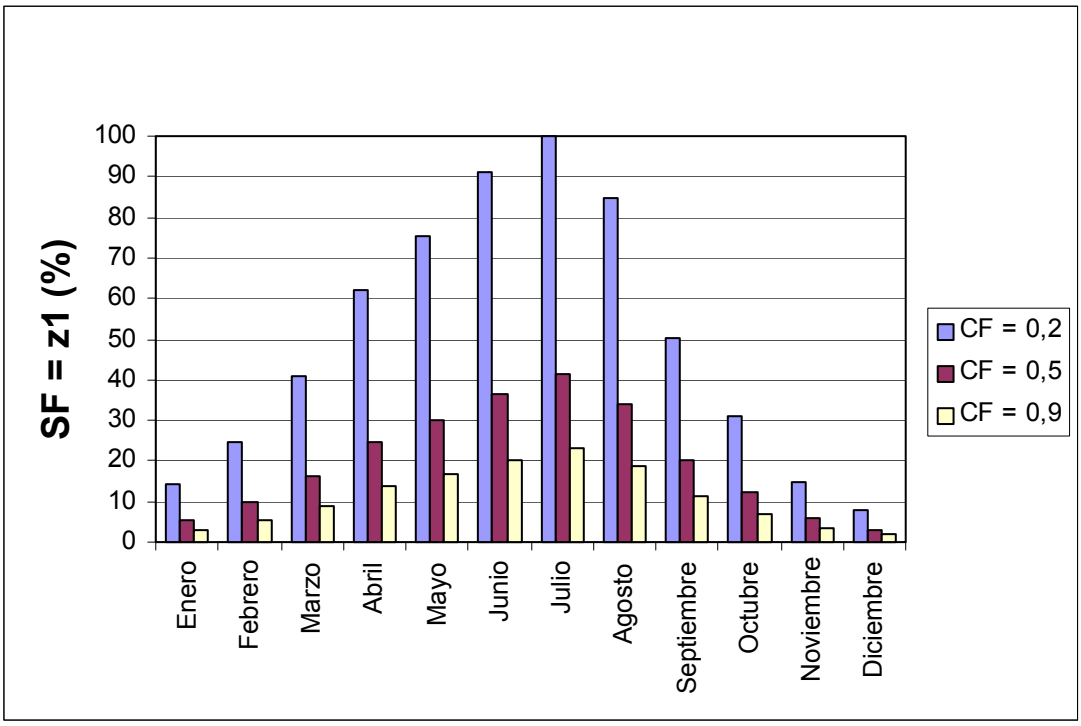


Figura-37: Fracción solar del campo N-S. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

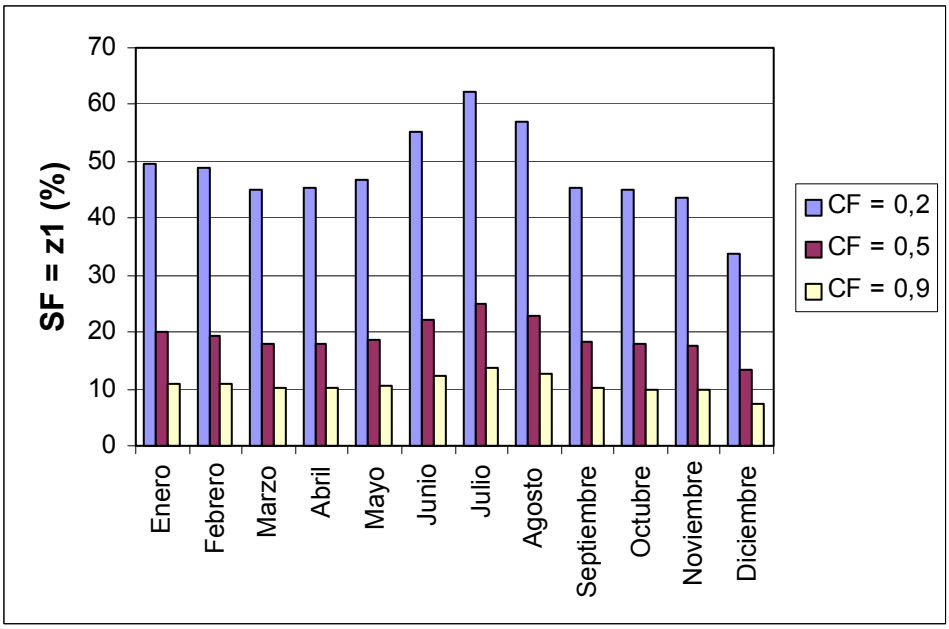


Figura-38: Fracción solar del campo E-W. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía.

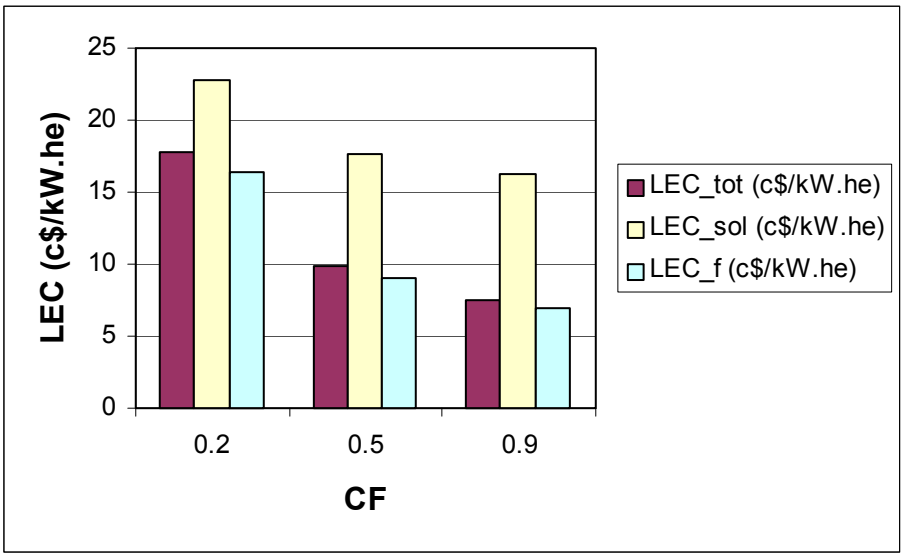


Figura-39: Comparación costes electricidad. Efecto CF. P_e = 27 MWe. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación.

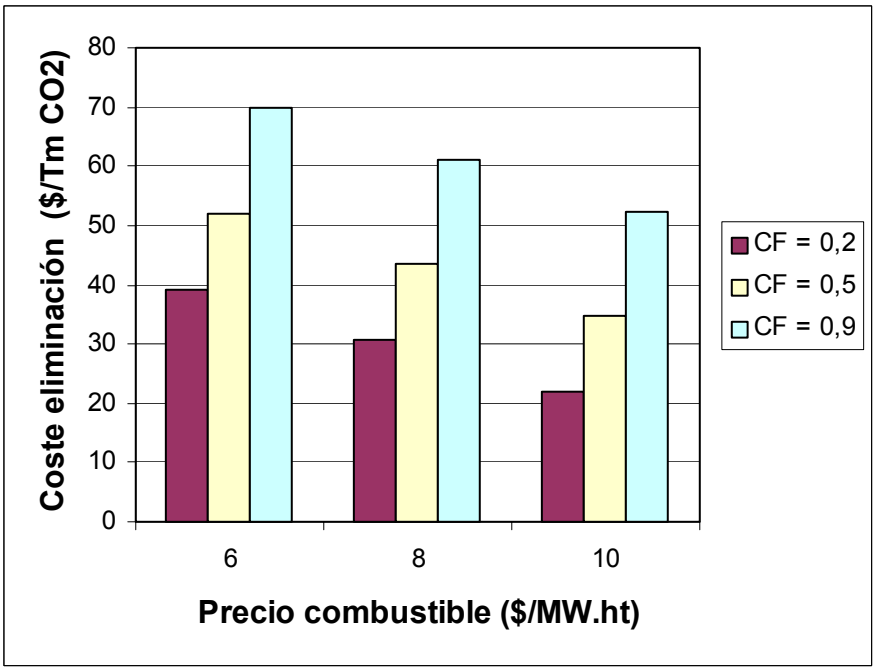


Figura-40: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = $P_{e,f}$ = 45 MWe

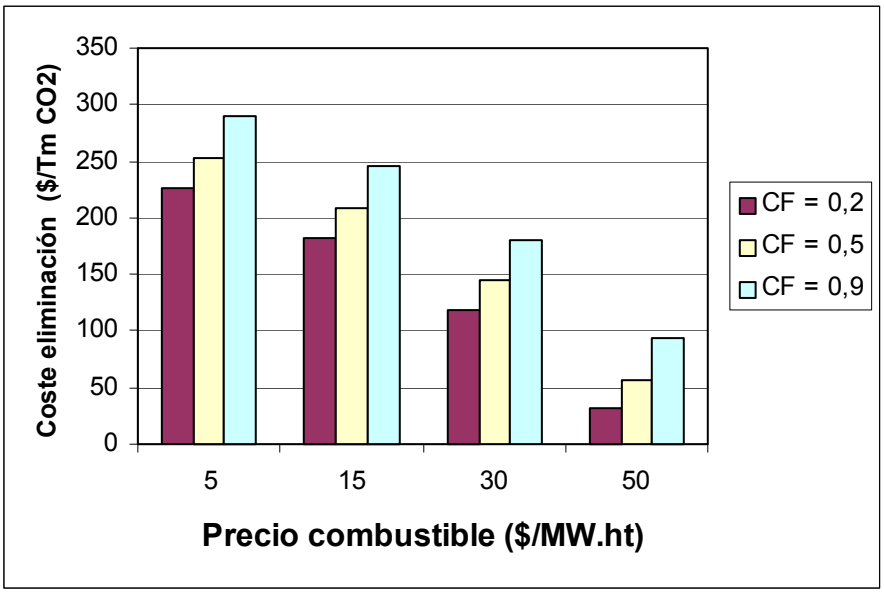


Figura-41: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = 45 MWe ; $P_{e,f}$ = 600 MWe

Algunas notas:

- La nueva estrategia de control se manifiesta en una mayor cantidad de energía solar captada, siendo la diferencia significativa. Así, en cuanto a valores anuales, $\eta_{campo,\,noerte}$ pasa de 29,7 % a 35 % , y $\eta_{8,\,norte}$ de 10,87 % a 12,86 %, la SF_{norte} (CF=0,2) pasa de 42,53 % a 49,86 %.

- La comparación al pasar del caso con menor flujo másico a este es la siguiente: $\eta_{campo\ nort}$ pasa de 30,99 % a 35 % , $\eta_{8,norte}$ pasa de 12,03 % a 12,86 %, si bien SF_{norte} (CF=0,2) pasa de 65,68 % a 49,86 %. Así, vemos cómo el comportamiento energético del sistema mejora a pesar de la disminución de la fracción solar ocasionada por el aumento de la potencia de turbina.

- Los LEC se reducen respecto al caso con menor flujo másico, tendiendo a un mismo valor al subir la CF

- Los costes eliminación CO2 se reducen considerablemente en el caso de comparar con P_f = 45 MWe

- Sin embargo, en la comparación con P_f = 600 MWe, para pequeña CF es favorable aumentar el flujo por campo solar, pero para grandes CF no.

7.1.5. Efecto del ciclo de potencia

En una planta híbrida, no es necesario que el sistema pueda funcionar exclusivamente con el aporte solar. Esto da pié a poder emplear ciclos de mayor rendimiento a costa de reducir la fracción solar, pero mejorando la economía de la inversión solar.
Hasta ahora, el ciclo empleado, era un Rankine recalentado y regenerativo con p_{vv} = 100 bar , $T_{vv} = T_{reh}$ = 371 ºC , T_{in} = 281 ºC y p_k = 0,04 bar, lo cual nos proporcionaba η_{ciclo} = 39,5 %. El aporte solar se empleaba tanto en el calentador principal como en el recalentador.
Si pasamos a un ciclo Rankine recalentado y regenerativo con p_{vv} = 125 bar , p_{rh} = 34 bar ,$T_{vv} = T_{reh}$ = 565 ºC , T_{in} = 281 ºC y p_k = 0,04 bar, obtenemos η_{ciclo} = 43,28 %. Pero es más, con la limitación de $T_{ac,max}$ = 400 ºC el aporte solar en el recalentador es muy pequeño, y teniendo en cuenta que el rendimiento de conversión de la energía solar introducidad en el recalentador es menor que el de la que introducimos en el calentador principal (Garcia-Casals X., Noviembre 2000), decidimos introducir energía solar sólo en calentador principal. El análisis detallado de este ciclo nos proporciona los siguientes rendimientos netos:

Ciclo: 44,28 %
Calor introducido en calentador principal: 45,51 %
Calor introducido en recalentador: 36,82 %

Por tanto, el calor solar introducido en el calentador principal se convertirá en electricidad con un rendimiento neto del 45,51 %.
Es de notar que en este caso, al diferir los rendimientos de conversión del combustible fósil y el aporte solar, las fracciones solares ζ_1 y ζ_3 serán distintas.

En esta configuración, incluso en condiciones de diseño, será necesario emplear combustible fósil para complementar el aporte solar. Por tanto, la fracción solar disminuirá, pero la potencia de la central con un mismo campo solar aumentará. Así, para el caso del flujo másico original, la potencia de la central pasará ahora a ser de 80 MWe.

En las figuras 42, 43, 44 y 45 mostramos las actuaciones mensuales de esta central. Ahora no representamos el rendimiento del campo solar por no modificarse respecto al caso anterior. En su lugar mostramos el rendimiento de conversión solar eléctrico que sí que mejora respecto al caso anterior. En las figuras 46, 47 y 48 mostramos las actuaciones económicas de esta planta de potencia.

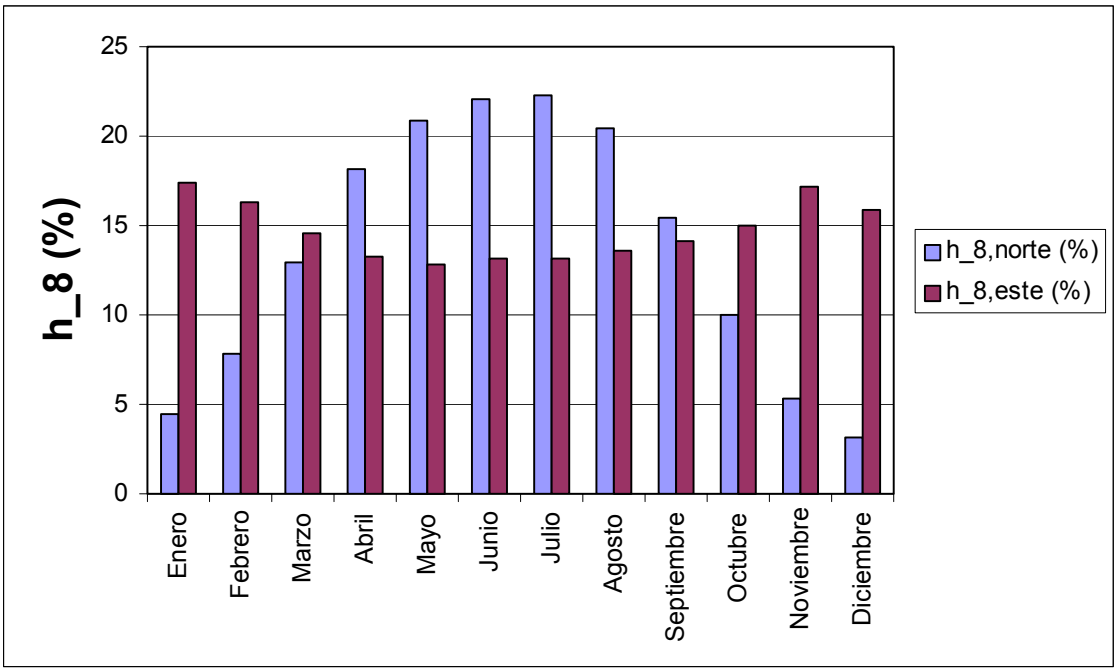


Figura-42: Rendimiento de conversión solar-electrico. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %.

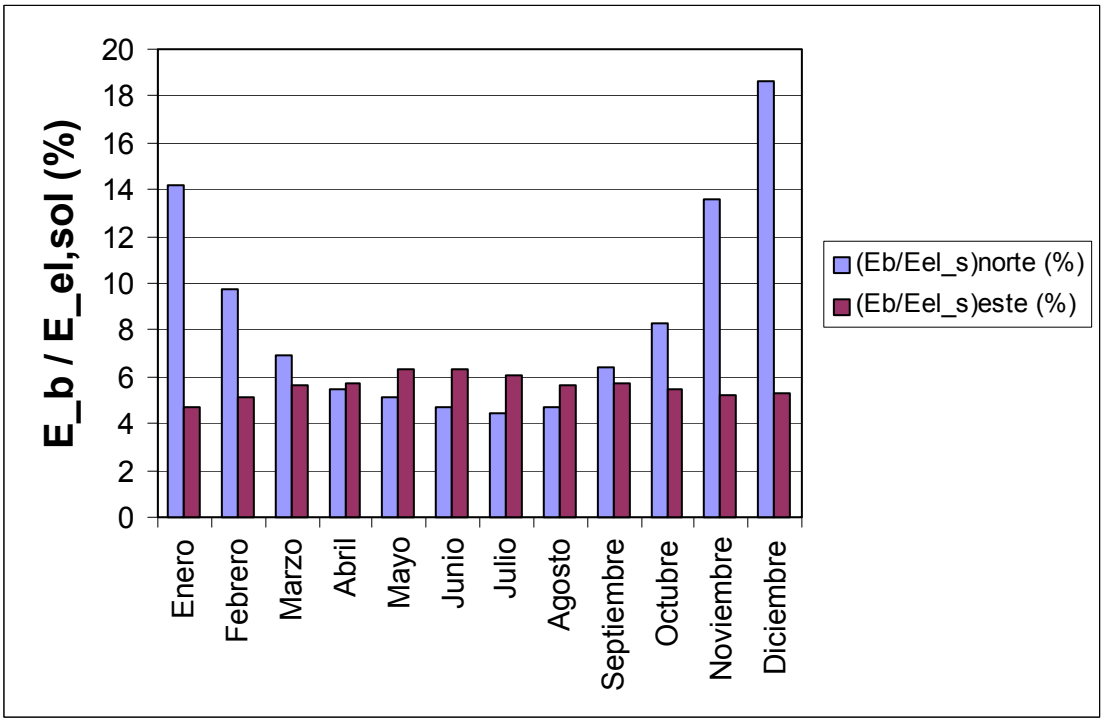


Figura-43: Consumos parásitos del campo solar. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %.

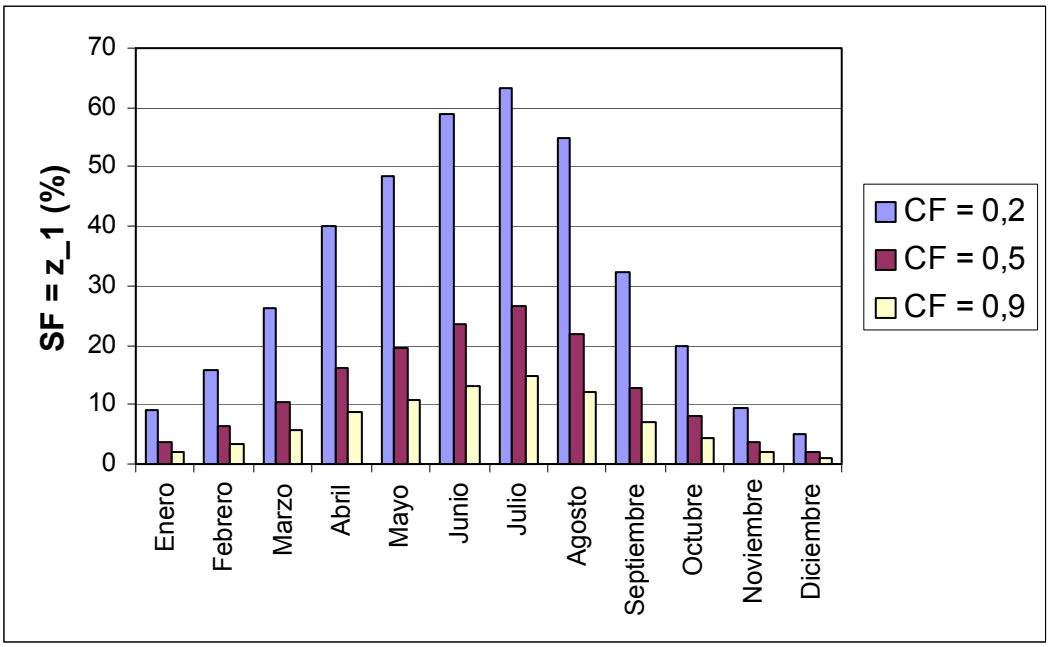


Figura-44: Fracción solar del campo N-S. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %.

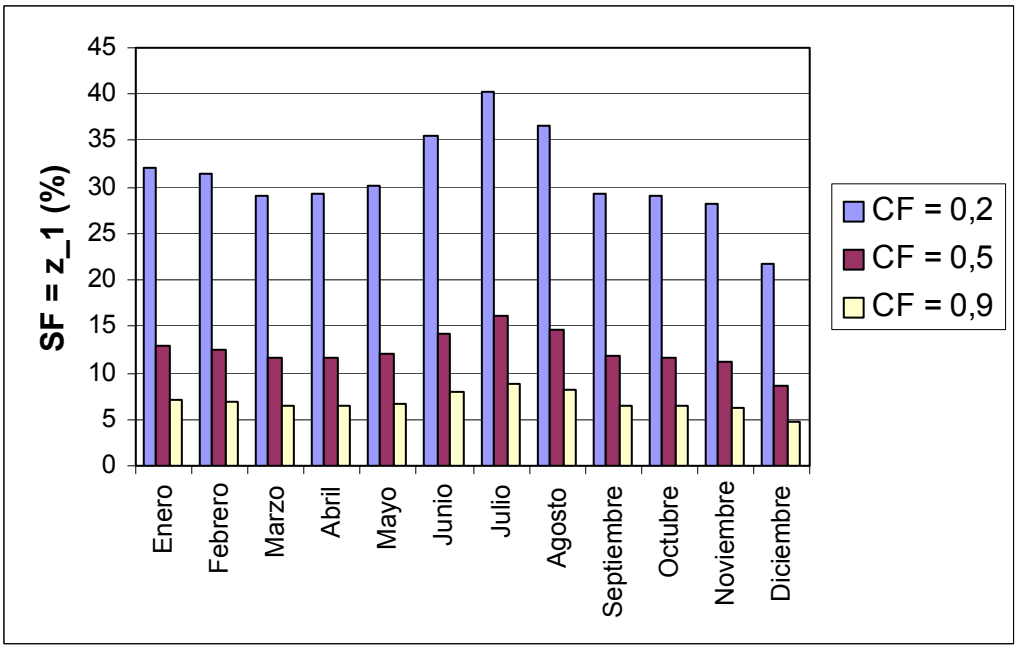


Figura-45: Fracción solar del campo E-W. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %.

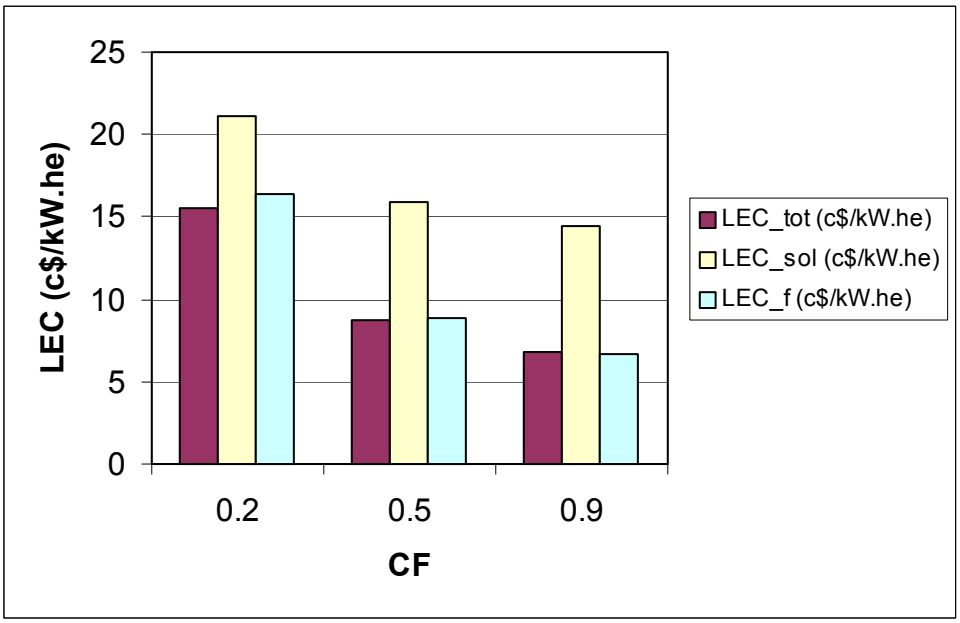


Figura-46: Comparación costes electricidad. Efecto CF. P_e = 27 MWe. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. η_{ciclo} = 44,28 %.

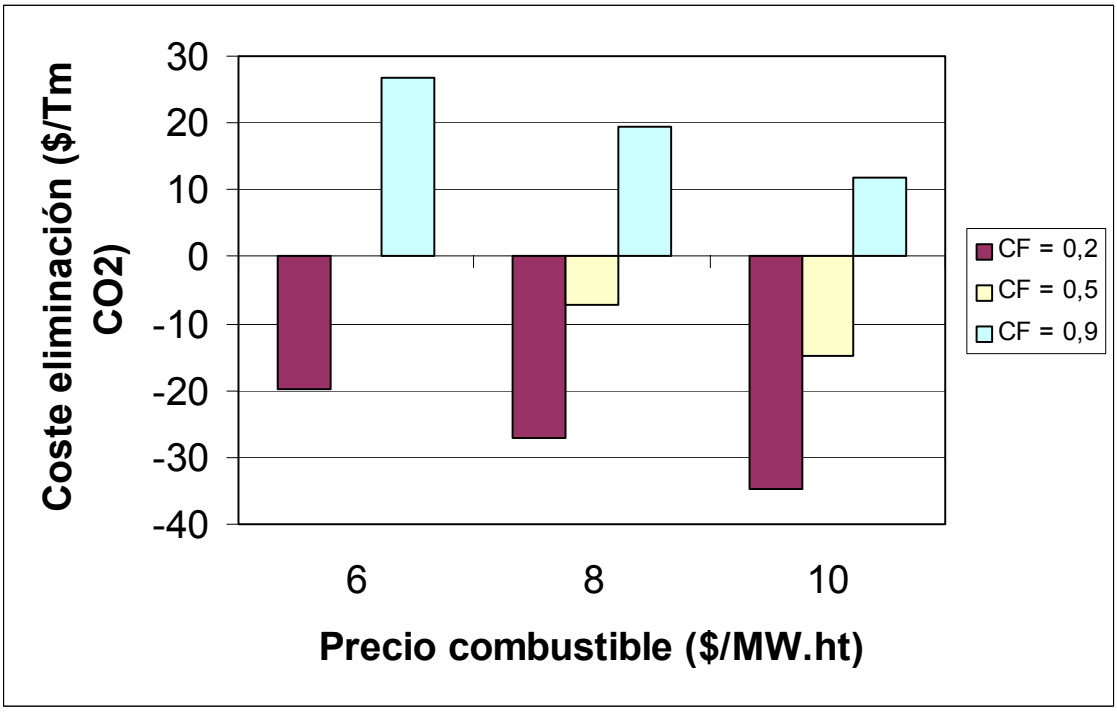


Figura-47: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s} = P_{e,f}$ = 80 MWe. η_{ciclo} = 44,28 %.

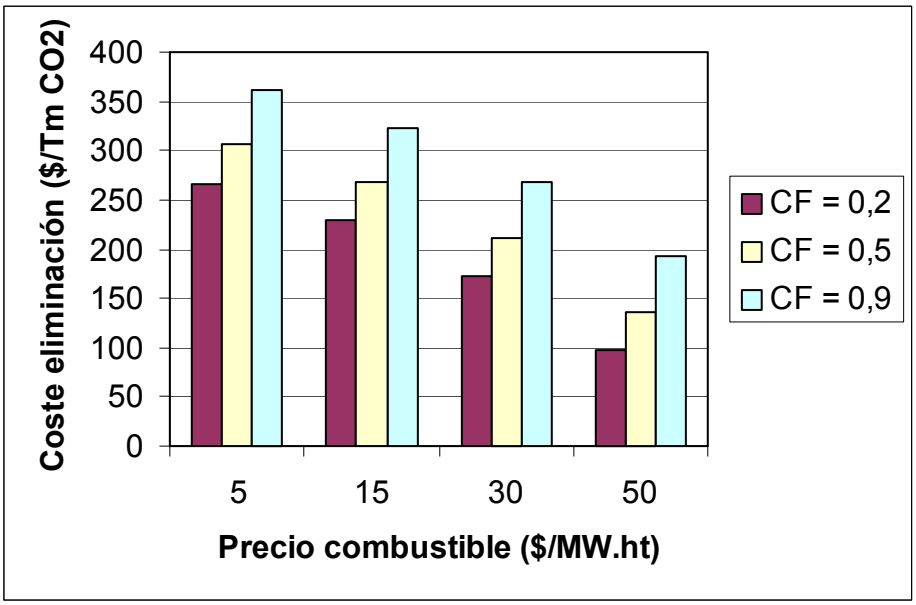


Figura-48: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = 80 MWe ; $P_{e,f}$ = 600 MWe. η_{ciclo} = 44,28 %.

Algunas notas:

- La SF cae significativamente, al tener ahora la cota superior de un 63,34 % , pero a pesar de esto son fracciones solares muy superiores a las que proporciona un ciclo combinado.

- La E_b/E_el cae, al aumentar el rendimiento conversión eléctrico

- El rendimiento del campo y Eb permanecen igual al caso anterior

- El rendimiento de conversión solar-electricidad aumenta significativamente, pasando de un 12,86 % anual a un 14, 96 % en un campo norte

- Ahora la fracción solar en términos eléctricos (ζ_3) es mayor que la ζ_1. Por ejemplo, para CF=0.5 y campo norte, ζ_1 =12,94 % ; ζ_3 =13,30 %.

- Al comparar con una planta fuel de 80 MWe los costes de eliminación se reducen respecto al caso anterior, llegando a ser incluso negativos.

- Pero al comparar con la de 600 MWe los costes sde eliminación son superiores a los del caso anterior

- Es de notar que estamos suponiendo que la planta de 600 MWe tiene el mismo rendimiento que la planta solar híbrida, y es por tanto de tecnología avanzada respecto a la del caso anterior.

7.1.6. Efecto del emplazamiento climático

Por último, para dejar patente que estábamos analizando el límite inferior de las prestaciones de una central termosolar de estas caracerísticas, y para mostrar las posibilidades de mejora en emplazamientos con mayor irradiación solar, vamos a simular el comportamiento de la central termosolar considerada en el punto anterior pero emplazada en Daggett, California.

En las figuras 49, 50, 51 , 52 y 53 mostramos las actuaciones de esta central termosolar, y en las figuras 54, 55 y 56 sus prestaciones económicas.

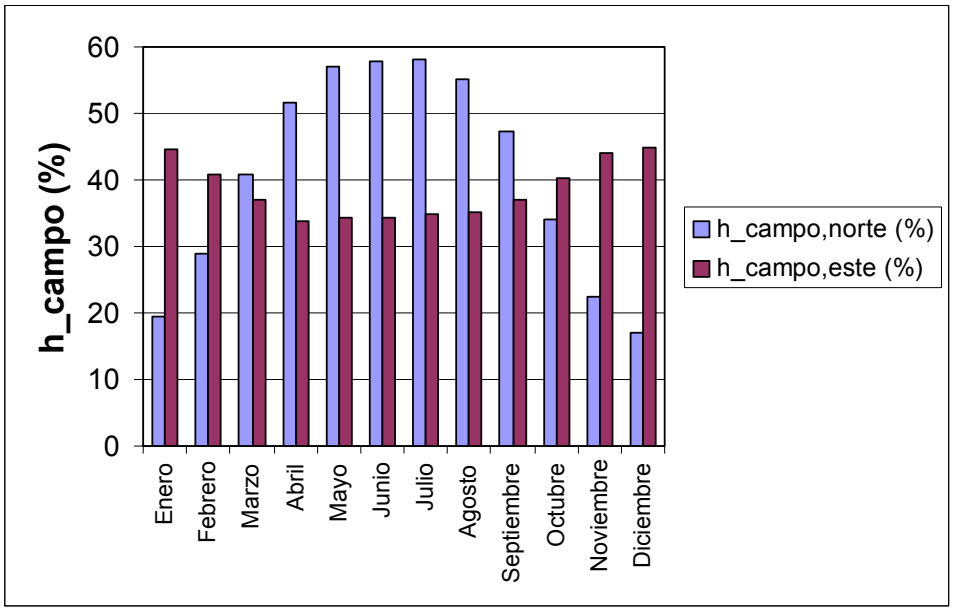


Figura-49: Rendimiento del campo solar. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

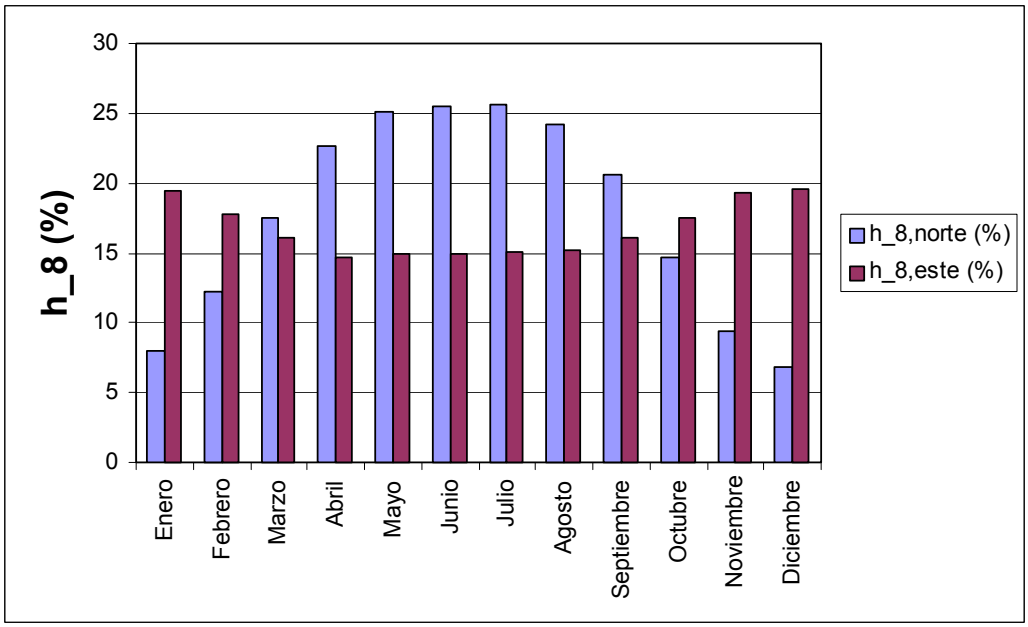


Figura-50: Rendimiento de conversión solar-electrico. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

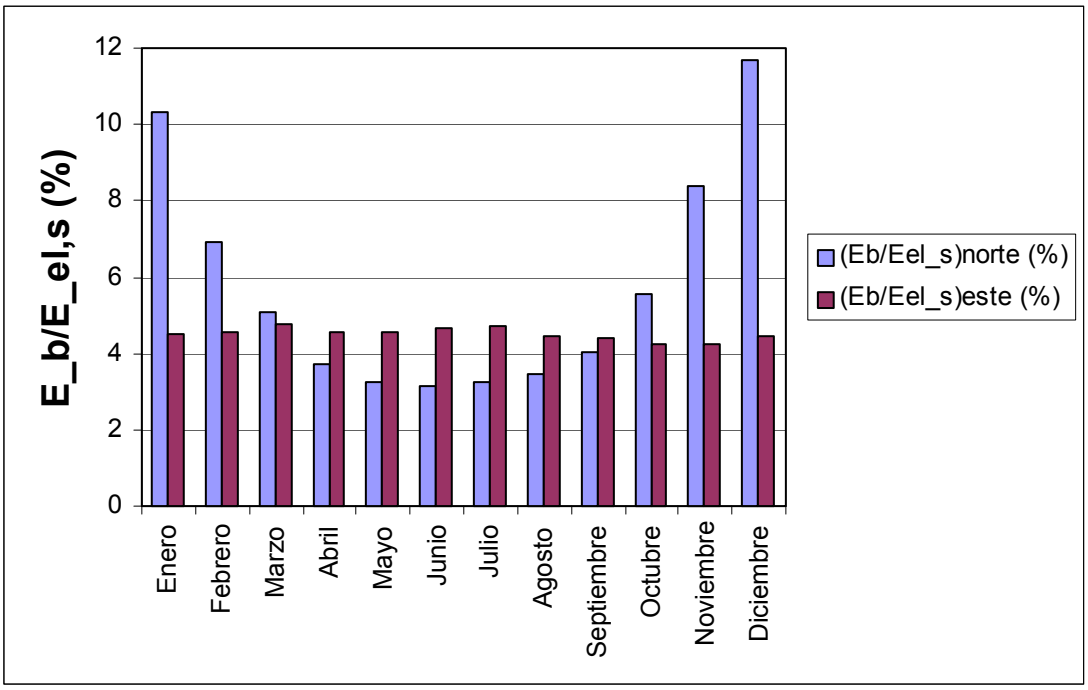


Figura-51: Consumos parásitos del campo solar. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

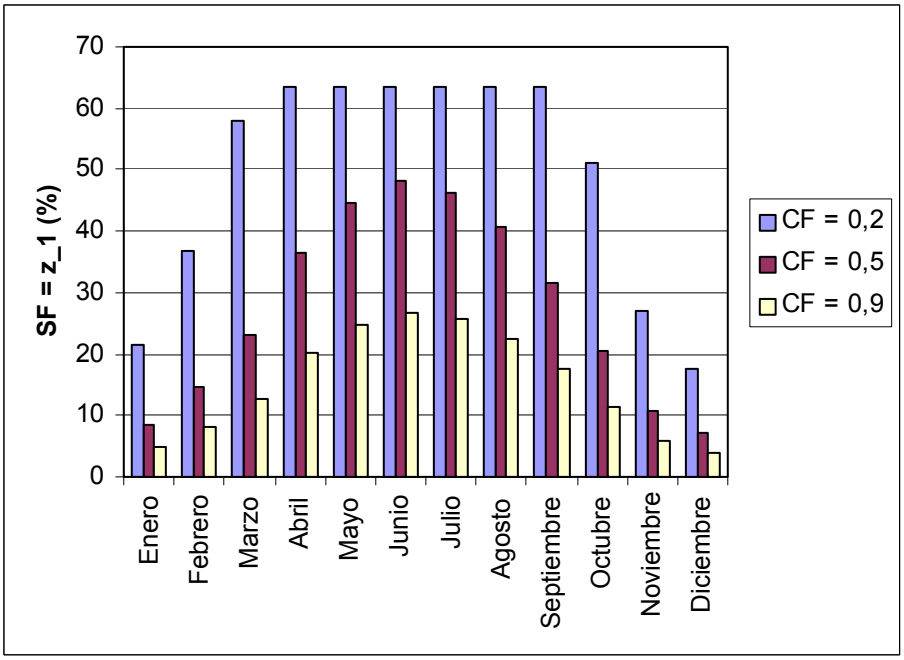


Figura-52: Fracción solar del campo N-S. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

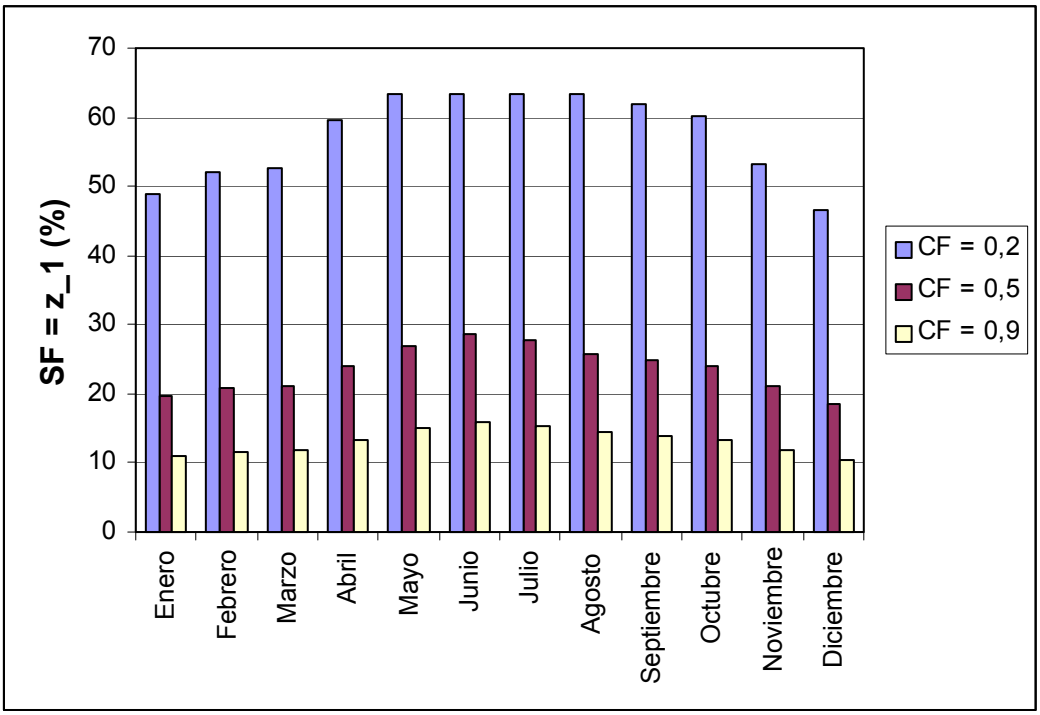


Figura-53: Fracción solar del campo E-W. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación exceso energía. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

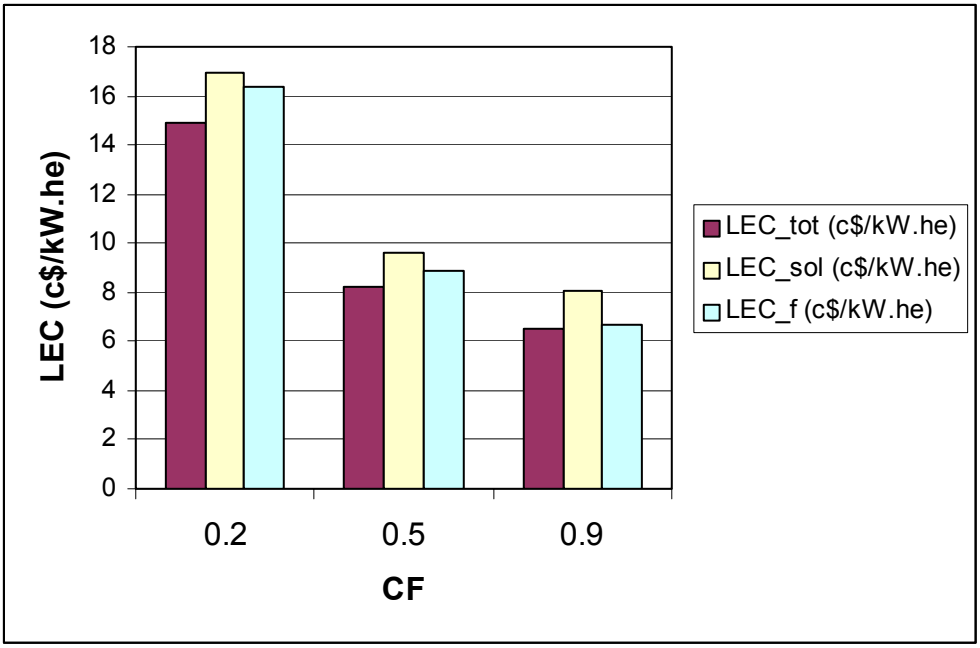


Figura-54: Comparación costes electricidad. Efecto CF. P_e = 27 MWe. Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

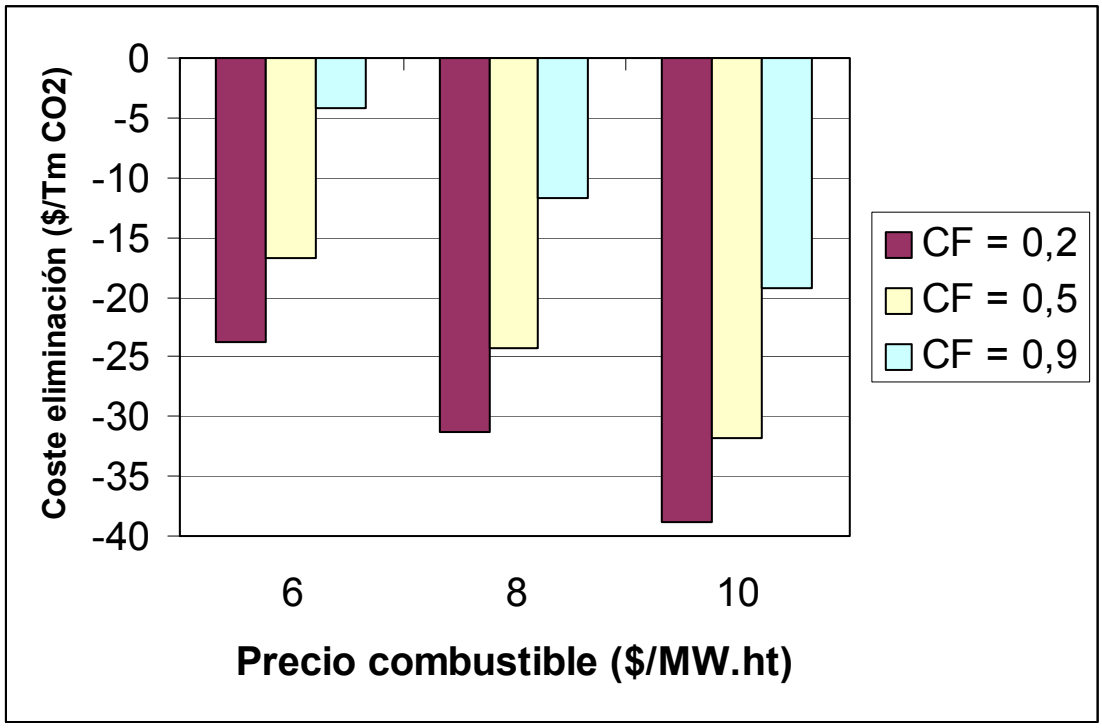


Figura-55: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF.
Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = $P_{e,f}$ = 80 MWe. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

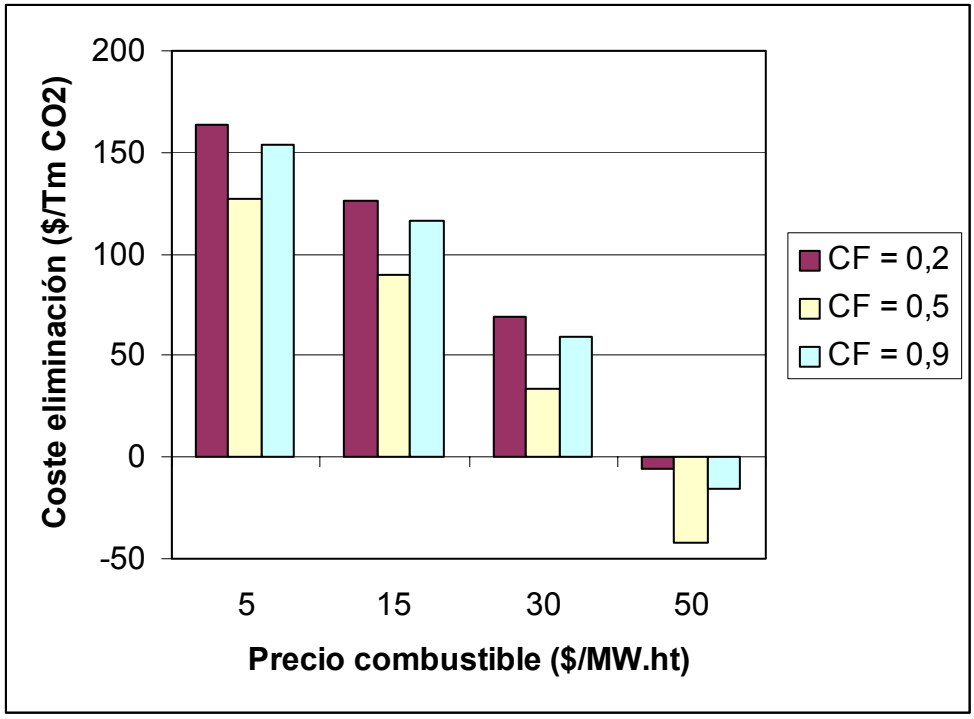


Figura-56: Coste eliminación CO2. Efecto del precio del combustible y el CF.
Control temperaturas: ΔT_H=10 ºC , ΔT_L = 2 ºC. m_{ac} = 396,4 kg/s ; A_{sf} = 188000 m^2 ; $T_{ac,in}$ = 293 ºC ; $T_{ac,\,max}$ = 400 ºC controlada por disipación. $P_{e,s}$ = 80 MWe ; $P_{e,f}$ = 600 MWe. η_{ciclo} = 44,28 %. Daggett, California.

Algunas notas:

- Al reducir la latitud, mejoran las actuaciones del campo E-W frente al N-S

- Sin limitaciones de la energía solar admisible por el ciclo, el campo norte sigue ofreciendo mejores actuaciones (rendimiento del campo del 44,21 % frente al 37,56 % anual en el E-W)

- Sin embargo, para bajas CF, el ciclo ya no puede admitir toda la potencia solar del campo norte por su gran discontinuidad estacional. Así, para CF = 0,2 , el campo norte tiene η_{campo}=31,42 % y SF=z1= 49,35 % , mientras que el campo Este tiene η_{campo}=36,53 % y SF = 57,37 %

- Para CF=0,5 y CF = 0,9, el ciclo ya admite toda la potencia solar y el campo Norte se comporta mejor.

- Mayor rendimiento sol-electricidad por la mayor I_b, que en Barna

- Tanto el LEC híbrido como el LEC solar disminuyen, pero la mayor disminución es para el LEC solar

- Ahora los costes son muy inferiores. En la comparación con P_f=80 MWe, siempre hay coste eliminación negativo.

- Incluso al comparar con P_f = 600 MWe llega a tener coste eliminación negativo para precio del combustible elevado.

8. Bibliografía

Lippke F., Simulation of the Part Load Behaviour of a 30 MWe SEGS Plant, SAND95-1293, 1995

Garcia-Casals X., Modelling and Optimizing the Use of Parabolic Trough Technology with Rankine Cycles for Electricity Production, DISS-SC-QA-05, Informe Técnico para el proyecto DISS (Direct Steam Generation)-fase II, JOR3-CT98-0277, Enero 2000

Garcia-Casals X., Integration of Solar Energy in Hybrid Power Plants (Combined Cycles & Rankine Cycles), DISS-SC-QA-05, Informe Técnico para el proyecto DISS (Direct Steam Generation)-fase II, JOR3-CT98-0277, Noviembre 2000