

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería Química

Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas
de plantas solares termoeléctricas de colectores
cilindro-parabólicos: Aplicación a España

Autor: Daniel Peñalver Pichaco

Tutor: Pedro García Haro

Dpto. Ingeniería Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería Química

**Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas
de plantas solares termoeléctricas de colectores
cilindro-parabólicos: Aplicación a España**

Autor:

Daniel Peñalver Pichaco

Tutor:

Pedro García Haro

Investigador Postdoctoral

Depto. de Ingeniería Química y Ambiental

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Grado: Desarrollo de un modelo para el análisis de sistemas de plantas solares termoeléctricas de colectores cilindro-parabólicos: Aplicación a España

Autor: Daniel Peñalver Pichaco

Tutor: Pedro García Haro

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El secretario del Tribunal

Agradecimientos

A mi familia, mis abuelos, mi padre, mi madre y mi hermana, por todo el tiempo que han dedicado a escuchar los buenos y también los malos relatos que, durante cinco años de carrera, han acontecido en esta etapa de mi vida.

Por supuesto, a mis compañeros de clase que, más que en amigos, se han convertido en una segunda familia durante este duro y bonito trayecto que hemos recorrido juntos con sus más y sus menos. Muchas gracias, de corazón.

Y, por último, me gustaría agradecer a todos los profesores que me han ayudado a mejorar, en especial a mi tutor, Pedro G. Haro, que desde el principio confió en mí para este ambicioso proyecto de investigación.

A mi moto, por llevarme y traerme todos los días a la escuela.

Daniel Peñalver Pichaco

Sevilla, 2018

Resumen

España se encuentra en un periodo de transición energética donde la energía de concentración solar (plantas solares termoeléctricas) representa una oportunidad única por razones de disponibilidad del recurso (radiación solar) y desarrollo tecnológico (España es líder mundial en el desarrollo e implementación de esta tecnología). En este trabajo se desarrolla un modelo del comportamiento de una planta solar termoeléctrica (planta termosolar) para la tecnología de colector cilindro-parabólico (tecnología más extendida en España). Este modelo se ha extendido posteriormente para un estudio de sistemas para analizar la penetración de nuevas plantas termosolares en la red eléctrica (cobertura de demanda, *curtailment* y necesidades de *backup*) en función de la capacidad instalada (número de plantas y potencia nominal), su localización y capacidad de almacenamiento de energía térmica. En el desarrollo del modelo ha sido crucial el cálculo de la radiación directa normal (DNI) que es dependiente de la localización de las plantas termosolares.

El modelo se ha aplicado a los datos de demanda y radiación solar en España peninsular correspondientes al año 2016. Los resultados muestran que, con la potencia instalada, la distribución de las plantas por el territorio peninsular y las horas nominales de almacenamiento analizados no se alcanza una solución que haga que la tecnología de concentración termosolar desplace completamente a las tecnologías que usan combustibles fósiles. También muestra que el óptimo de horas nominales de almacenamiento se produce cuando el descenso de la necesidad de *backup* decae linealmente que es entre 9 y 12 horas nominales.

No obstante, los resultados obtenidos son frutos del uso de un estudio conservador, ya que no se aprovecha los picos altos de *curtailment* para cargar el almacenamiento térmico.

Abstract

Spain is in a period of energetic transition in which concentrated solar power (CSP) represents a unique opportunity because of the dispatchability of the main resource (solar irradiance) and the technologic development (Spain is a global leader in the development and implementation of this technology). The present study develops a model of the behavior of a CSP plant that uses parabolic-trough collectors, which is the most extended solar collection technology in Spain. Afterwards, this model is used to analyse the impact of introducing new CSP plants could in the electric grid (the electricity demand coverage, curtailment and backup need) depending on the installed capacity (installed power capacity and number of plants), the location of these plants and the thermal energy storage (TES) capacity. The calculation of the direct normal irradiance (DNI), which depends on the location of each plant, was critical to the development of the model.

The data of the electrical demand and the solar irradiance applied in the model corresponds to mainland Spain, 2016. The results reveal that it is not possible to find a solution that displaces all fossil fuels from the electric mix, regardless of the location of CSP plants, the power capacity installed, and the TES capacity analyzed. Also, the results reveal that the optimum TES capacity is between 9 and 12 hours, when the need of backup decreases linearly with the nominal hours of TES.

Nevertheless, the results have been obtained using conservative assumptions since the possible use of the curtailment for the charging of the TES has not been considered (reducing the required backup in the system).

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xxi
1 Objetivos y alcance	1
2 Introducción	3
2.1 <i>La radiación solar</i>	4
2.2 <i>Tecnologías de concentración solar</i>	7
2.2.1 Colectores de disco parabólico	7
2.2.2 Colectores lineales Fresnel	8
2.2.3 Sistemas de torre central	8
2.2.4 Colectores cilindro-parabólicos (CCP)	9
2.3 <i>Almacenamiento de energía térmica</i>	9
2.3.1 Almacenamiento de calor en reacciones químicas	10
2.3.2 Almacenamiento en forma de calor latente	11
2.3.3 Almacenamiento en forma de calor sensible	12
2.4 <i>Plantas termosolares en el panorama español</i>	13
2.5 <i>Plantas comerciales de colectores cilindro-parabólicos</i>	16
3 Modelo de plantas termosolares	19
3.1 <i>Cálculo de la radiación solar</i>	20
3.1.1 Desacoplamiento de los datos usando la generación fotovoltaica	22
3.1.2 Desacoplamiento de los datos usando ratios generación/DNI	23
3.1.3 Cálculo de la radiación real usando la radiación global (RG) y la DNI	24
3.2 <i>Cálculo del ángulo cenital solar en intervalos horarios</i>	28
3.3 <i>Relación entre potencia generada y radiación directa recibida</i>	30
3.3.1 Ecuaciones de la simulación de la planta CCP modelo en EES®	30
3.3.2 Diseño del número de lazos de la planta de CCP modelo	34
3.3.3 Correlaciones obtenidas de la simulación	35
3.4 <i>Descripción del modelo</i>	38
3.5 <i>Validación del modelo</i>	41
4 Aplicación del modelo	45
4.1 <i>Escenario 1: Capacidad instalada igual al pico máximo de demanda respetando la distribución de potencia en las zonas establecidas.</i>	48
4.2 <i>Escenario 2: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda respetando la distribución de potencia en las zonas establecidas.</i>	49
4.3 <i>Escenario 3: Capacidad instalada sobredimensionada un 50% respecto al pico máximo de demanda</i>	

<i>respetando la distribución de potencia en las zonas establecidas.</i>	50
<i>4.4 Escenario 4: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda con equidad de potencia instalada en todas las zonas.</i>	51
<i>4.5 Escenario 5: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 1.</i>	52
<i>4.6 Escenario 6: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 2.</i>	53
<i>4.7 Escenario 7: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 3.</i>	54
<i>4.8 Escenario 8: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 4.</i>	55
<i>4.9 Escenario 9: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 5.</i>	56
<i>4.10 Escenario 10: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 6.</i>	57
<i>4.11 Resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios.</i>	58
5 Conclusiones y trabajo futuro	61
6 Referencias	63
Anexo I: Cálculo de la masa de sales y volumen necesario de los tanques	65
Anexo II: Modelo preliminar diario	69
Anexo III: Código de la simulación de una planta de CCP en EES®.	81
Anexo IV: Código del modelo matemático en Visual Basics for Applications®.	85
Anexo V: Diagramas de flujo del modelo	94

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Listado de las posibles reacciones par almacenar calor de forma química [12].</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 2. Listado de posibles PCM para su uso en plantas termosolares [12].</i>	<i>1211</i>
<i>Tabla 3. Listado de las plantas de concentración termosolar en España [16].</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 4. Valores de los parámetros UA calculados.</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 5. Simplificaciones asumidas en la creación del modelo de comportamiento.</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 6. Resultados obtenidos de las simulaciones de los escenarios.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 7. Resultados obtenidos con la simulación con plantas auxiliares de ciclo combinado de gas natural.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla I.1. Datos de la planta termosolar simulada [11].</i>	<i>64</i>
<i>Tabla II.1. Datos de energía producida (MWh) por la planta modelada (50 MWh nominales) solo con aporte energético del campo solar [11].</i>	<i>65</i>
<i>Tabla II.2. Porcentajes (%) de la energía que debe aportar el gas natural respecto al total del objetivo energético (MWh) para cumplirlo.</i>	<i>xv</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Ratio de emisión de gases de efecto invernadero por unidad energética [10].</i>	3
<i>Figura 2. Variación diaria de la energía recibida del sol (azul), la energía eléctrica generada (verde) y el precio de la electricidad (rojo) que es directamente proporcional a la demanda de esta [2].</i>	4
<i>Figura 3. Esquema de los tipos de radiación que puede recibir un sistema de captación [4].</i>	5
<i>Figura 4. Media anual de la irradiación directa normal (DNI) en el mundo [5].</i>	5
<i>Figura 5. Cinturón solar donde la DNI es suficiente para la instalación de una planta de concentración solar [6].</i>	6
<i>Figura 6. Radiación directa normal media de junio desde 1983 hasta 2005. Se aprecia a la derecha la horizontal que marca la latitud 40°N, el límite superior del Sunbelt [7].</i>	6
<i>Figura 7. Representación esquemática de las distintas tecnologías de concentración solar [8].</i>	7
<i>Figura 8. Dos discos parabólicos reales con motor Stirling, Raúl Álvarez (Xataca).</i>	8
<i>Figura 9. Colector lineal Fresnel, Plataforma Solar de Almería, Ferrostaal.</i>	8
<i>Figura 10. Sistemas de torre central, a la izquierda la PS20 y a la derecha la PS10, en medio una torre experimental, Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla (Abengoa Solar).</i>	9
<i>Figura 11. Colector cilindro-parabólico, Solnova, Sanlúcar la Mayor, Sevilla (Abengoa Solar).</i>	9
<i>Figura 12. Gráfica que representa en rojo la potencia generada y en azul la energía almacenada en un día de verano [11].</i>	10
<i>Figura 13. Tanques de sales fundidas en una planta real [13].</i>	13
<i>Figura 14. Propiedades del Dowtherm A, fluido térmico usado en las plantas de CCP [15].</i>	16
<i>Figura 15. Gráfico de la distribución de potencia eléctrica instalada por tecnología [14].</i>	15
<i>Figura 16. Esquema de una planta CSP con colectores cilindro-parabólicos con apoyo de gas natural y almacenamiento térmico en sales fundidas [15].</i>	16
<i>Figura 17. Propiedades del Dowtherm A, aceite sintético usado como fluido térmico usado en las plantas de CCP [16].</i>	16
<i>Figura 18. Bloque de potencia básico en una planta termosolar de CCP [17].</i>	17
<i>Figura 19. Ejemplo de la interfaz del modelo preliminar diario cuando se varía la potencia nominal (75 MW_e) respecto al caso base (50 MW_e).</i>	19
<i>Figura 20. Comparación de tres días de abril de la curva de demanda (negro), la curva de producción a partir de la solar térmica (naranja) y dicha producción escalada 25 veces la producción real (azul) [20].</i>	20
<i>Figura 21. Localización de las plantas termo solares en operación en España en rojo y la localización elegida en verde [14].</i>	21
<i>Figura 22. Comparación de los datos de generación termosolar y fotovoltaica (escalada a la potencia eléctrica instalada de termosolar: 2303,9 MWe) para el año 2016.</i>	22
<i>Figura 23. Representación de los ratios, fotovoltaico y térmico a lo largo del año 2016.</i>	23
<i>Figura 24. Localización de las plantas termosolares (azul) y la ubicación de la seis estaciones de medición elegidas (rojo).</i>	24
<i>Figura 25. División del territorio peninsular en seis zonas diferentes.</i>	25

<i>Figura 26. Comparación de los ratios R1 en azul (Sanlúcar la Mayor) y R2 en naranja (Marmolejo) de un día al azar: el 9 de marzo.</i>	26
<i>Figura 27. Comparación de los ratios R1 (en azul) y R2 (en naranja) con el límite de tolerancia impuesto para el día 9 de marzo.</i>	27
<i>Figura 28. Comparación de los ratios R1 (en azul) y R2 (en naranja) del día 22 de septiembre.</i>	27
<i>Figura 29. Representación del ángulo cenital (θ_z) entre los demás ángulos solares [23].</i>	28
<i>Figura 30. Representación del ángulo solar los días 9 de marzo y 28 de junio para dos localizaciones: Sanlúcar la Mayor (SLM) y Marmolejo (MAR).</i>	29
<i>Figura 31. Esquema de la planta de CCP modelo que se usa en la simulación [19].</i>	31
<i>Figura 32. Efecto en la potencia eléctrica generada con la variación de la longitud pasiva manteniendo constante la longitud activa.</i>	32
<i>Figura 33. Esquema del bloque de potencia con la nomenclatura usada para las temperaturas.</i>	33
<i>Figura 34. Variación del número de lazos con las horas de almacenamiento nominales de la planta.</i>	35
<i>Figura 35. Representación de las correlaciones obtenidas de potencia vs. radiación directa.</i>	36
<i>Figura 36. Representación de la dependencia entre la DNI y el número de lazos necesarios para producir los 50 MW_e de potencia nominal.</i>	37
<i>Figura 37. Variación del rendimiento del ciclo con la potencia nominal.</i>	37
<i>Figura 38. Ejemplo de la pantalla de Excel® en la que se introducen las restricciones (resaltadas en color).</i>	38
<i>Figura 39. Representación del comportamiento del modelo usando la DNI calculada (azul solo campo solar y naranja campo solar y almacenamiento) comparado con el comportamiento real (verde).</i>	41
<i>Figura 40. Representación del comportamiento del modelo usando la RG real (azul solo campo solar y naranja campo solar y almacenamiento) comparado con el comportamiento real (verde).</i>	42
<i>Figura 41. Representación del comportamiento del modelo usando la RG real (azul y naranja) comparado con el comportamiento real (verde) aplicando un coeficiente de corrección proporcional.</i>	43
<i>Figura 42. Demanda a cubrir por las plantas termosolares tras haberle restado las fuentes de generación renovables [20].</i>	45
<i>Figura 43. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 1.</i>	48
<i>Figura 44. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 2.</i>	49
<i>Figura 45. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 3.</i>	50
<i>Figura 46. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 4.</i>	51
<i>Figura 47. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 5.</i>	52
<i>Figura 48. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 6.</i>	53

<i>Figura 49. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 7.</i>	54
<i>Figura 50. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 8.</i>	55
<i>Figura 51. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 9.</i>	56
<i>Figura 52. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 10</i>	57
<i>Figura I.1. Dependencia del calor específico de la sal solar con la temperatura [20].</i>	63
<i>Figura I.2. Dependencia de la densidad de la sal solar con la temperatura [20].</i>	64
<i>Figura II.1. Representación de la producción energética (MWh) solo con el aporte energético del campo solar del día 16 de agosto.</i>	66
<i>Figura II.2. Comportamiento de la planta en la situación inicial. En amarillo, la curva de los datos de partida, en naranja la curva del modelo con almacenamiento y en azul la curva del modelo sin almacenamiento.</i>	67
<i>Figura II.3. Situación en la que se varía la potencia nominal de la planta respecto a la situación inicial.</i>	68
<i>Figura II.4. Situación en la que se varía la variable del Clima respecto a la situación inicial.</i>	69
<i>Figura II.5. Situación en la que se varía el factor de potencia respecto a la situación inicial.</i>	70
<i>Figura II.6. Situación en la que se varía el factor de almacenamiento respecto a la situación inicial.</i>	71
<i>Figura II.7. Situación en la que se varía la masa de sales, es decir, las horas nominales de almacenamiento respecto a la situación inicial.</i>	72
<i>Figura II.8. Cálculo de la energía que debe aportar el gas natural respecto a la situación inicial.</i>	74
<i>Figura II.9. Representación del porcentaje de la energía total que tiene que aportar el gas natural con diferentes energías objetivo en las dos franjas de estudio, día y noche.</i>	75

Notación

GHG	GreenHouse Gases, gases efecto invernadero
CSP	Concentrated Solar Power, potencia a partir de termo solar
CCP	Colectores cilindro-parabólicos
DNI	Direct Normal Irradiance, radiación directa normal
HTF	Heat Transfer Fluid, fluido térmico o fluido caloportador.
PCM	Phase Change Materials, materiales de cambio de fase
ST_i	Generación eléctrica a partir de termosolar
SPV_i	Generación eléctrica a partir de fotovoltaica
CSP_i	Generación eléctrica a partir de la DNI
A_i	Generación eléctrica a partir de almacenamiento
GN_i	Generación eléctrica a partir del gas natural
IC_{SPV}	Capacidad eléctrica instalada de energía fotovoltaica
IC_{ST}	Capacidad eléctrica instalada de energía termosolar
RG	Radiación global
R1	Ratio de DNI/RG con los datos de Sanlúcar la Mayor
R2	Ratio de DNI/RG con los datos de Marmolejo
i	Indicador de horas del año
z	Indicador de la planta correspondiente
$lazos(z, 1)$	Número de lazos nominales de la planta
P_{nom}	Potencia nominal de la planta
$Flazos(z, 1)$	Función que calcula el número de lazos según las horas nominales de almacenamiento
$VDP(z, 1)$	Variación del rendimiento del ciclo respecto al rendimiento de diseño (39%)
H_{nom}	Horas nominales de almacenamiento
$DNI(i, z)$	Radiación recibida por hora y por planta
DNI_{min}	Radiación mínima de operación (común para todas las plantas)
$CSP(i, z)$	Producción desde el campo solar y el almacenamiento por hora y por planta
$H_c(i, z)$	Horas de carga (a potencia nominal) del almacenamiento
W_{82}	Correlación de potencia-DNI para una planta con 82 lazos
W_{95}	Correlación de potencia-DNI para una planta con 95 lazos

$lazosP(i, z)$	Proporción de los lazos nominales destinados a la producción de potencia
$lazosA(i, z)$	Proporción de los lazos nominales destinados a la carga del almacenamiento
$DNI(nlazos)$	Relación entre DNI-lazos para producir la potencia nominal
$nlazos(DNI)$	Relación lazos-DNI para producir la potencia nominal
$Hr(i, z)$	Horas reales acumuladas (a potencia nominal) de las que dispone el almacenamiento
$Hc(i, z)$	Horas de carga puntuales a potencia nominal del almacenamiento
$Hd(i, z)$	Horas de descarga puntuales a potencia nominal del almacenamiento en esa hora
fmi	Factor de potencia mínima en invierno
fmv	Factor de potencia mínima en verano

1 OBJETIVOS Y ALCANCE

El trabajo tiene dos partes: la primera parte tiene como objetivo **crear un modelo** para simular el comportamiento de una o de un conjunto de plantas de concentración termosolar (tecnología de colectores cilindro-parabólicos), conociendo el tipo de tecnología de concentración solar, la potencia nominal, las horas nominales de almacenamiento y la localización de cada una.

El objetivo de la segunda parte es **evaluar distintos escenarios usando el modelo matemático creado** para ver cómo influiría el aumento de la capacidad eléctrica instalada de plantas termosolares en el territorio peninsular de España y cómo afectaría la variación de la capacidad de almacenamiento en el mismo sistema.

Para llegar a cumplir esos objetivos generales, hay que cumplir dos objetivos específicos:

- Conocer la radiación solar incidente en cada localización de la(s) planta(s).
- Conocer la relación entre la potencia eléctrica que suministra la planta (con resolución horaria) y la radiación solar que le llega a la planta, teniendo en cuenta las particularidades de la tecnología de colectores cilindro-parabólicos.

El alcance de este proyecto está limitado a los datos de radiación solar y generación/demanda eléctrica horarios del año 2016 en España. También está limitado por la falta de información disponible sobre el comportamiento de las plantas al variar sus parámetros de diseño. Se han hecho varias simplificaciones como: establecer zonas geográficas (localizaciones) en las que la radiación solar se considera homogénea y que la generación eléctrica de otras fuentes renovables no se ve afectada por un hipotético aumento de la capacidad termosolar en España y que las fuentes no renovables pueden ser excluidas sin restricciones del sistema.

Este proyecto ha sido realizado en el marco de las investigaciones del grupo de Bioenergía del Departamento de Ingeniería Química y Ambiental de la ETS de Ingeniería de Sevilla en colaboración con el Energy Systems Analysis Group (ESAG) de la Universidad de Princeton (EEUU).

2 INTRODUCCIÓN

El sistema energético mundial sigue estando basado en el uso de combustibles fósiles (como son el carbón, el fuel oil, el gas natural, uranio etc.) ya que todavía suponen una materia prima abundante, (aunque exista una disminución de las reservas estimadas a medio y largo plazo). Las tecnologías empleadas para la conversión de la energía química/nuclear de los combustibles fósiles en electricidad (pasando por transformaciones de energía térmica y mecánica) están ampliamente consolidadas. Excepto la energía nuclear, no existen tecnologías comerciales capaces de evitar emisiones de gases de efecto invernadero (GHG por sus siglas en inglés). Los desarrollos como la captura y secuestro geológico de CO_2 (CCS por sus siglas en inglés) no han sido fructíferos hasta la fecha.

La conveniencia de no depender de un recurso limitado y la búsqueda de una drástica reducción de las emisiones de GHG han ido provocado una tendencia evolutiva del sistema energético hacia las energías provenientes de fuentes renovables que, aunque no presenten una eficiencia eléctrica mayor a las de fuentes fósiles, no tienen una tasa elevada de emisión de GHG y el recurso que usa es ilimitado [1].

En la Figura 1, se muestra la emisión de GHG medidos en gramos de CO_2 equivalente por unidad de energía producida para las tecnologías de producción de energía eléctrica convencionales y renovables.

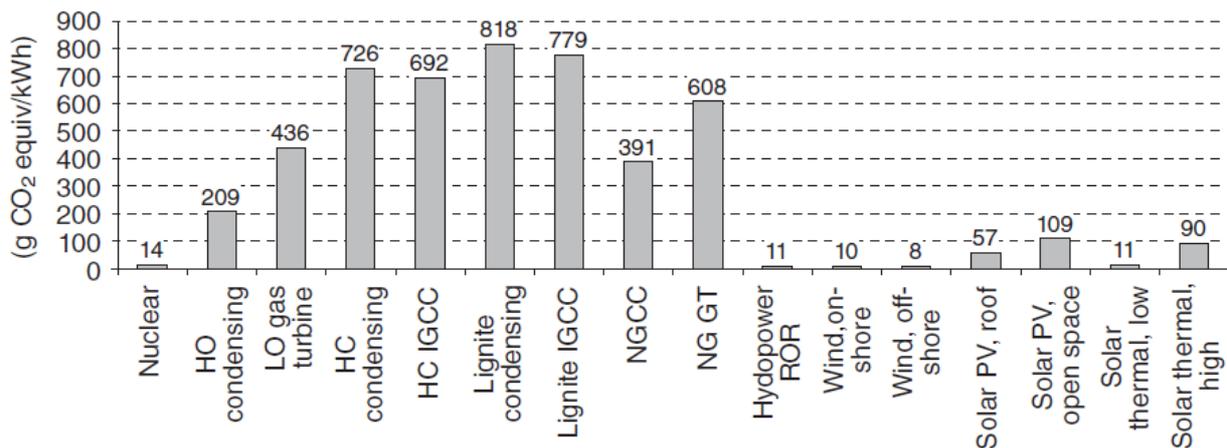


Figura 1. Emisiones de gases de efecto invernadero por unidad eléctrica producida [10]. El CO_2 equivalente es una unidad estándar que mide el grado de efecto invernadero de cualquier gas comparándolo con el dióxido de carbono, para crear una medida comparable para todos los gases.

En la Figura 1 se puede observar que el ciclo combinado de gas natural es la tecnología que usa una fuente fósil que menos emisiones tiene ($391 \text{ g } (CO_2 \text{ eq})/kWh$) y, de las que usan fuentes renovables, la que más emisiones tiene son las instalaciones industriales de paneles fotovoltaicos ($109 \text{ g } (CO_2 \text{ eq})/kWh$). Pero hay casos en los que esa diferencia es de dos órdenes de magnitud como entre la combustión de carbón lignítico (818 g) y la eólica *off-shore* (fuera de la costa) que tiene una emisión de (8 g).

La desventaja principal de las tecnologías que usan fuentes renovables es el carácter intermitente de la misma, es decir, no se puede estar produciendo energía eléctrica conforme a la demanda porque la fuente renovable no es constante. Por ejemplo, en la fuente hidráulica, la producción depende de la lluvia, la eólica de la velocidad del viento y la solar de la presencia del sol que es variable a ritmo diario (día y noche) y a tiempo real (minutos e incluso segundos) según los intervalos nubosos, la cantidad de partículas en suspensión que haya en la atmósfera, etc. [10].

En este proyecto se ha apostado por la energía solar, un recurso que potencialmente podría cubrir la totalidad de la demanda de energía primaria en el mundo. En particular se ha apostado por la energía solar termoelectrica (termosolar) y no la fotovoltaica debido a que la energía termosolar tiene la capacidad de contar con un respaldo energético (un almacenamiento de energía térmica) capaz de desacoplar la producción energética de la fuente solar, por lo que es capaz de ajustar la producción a la demanda sin necesidad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (Figura 2).

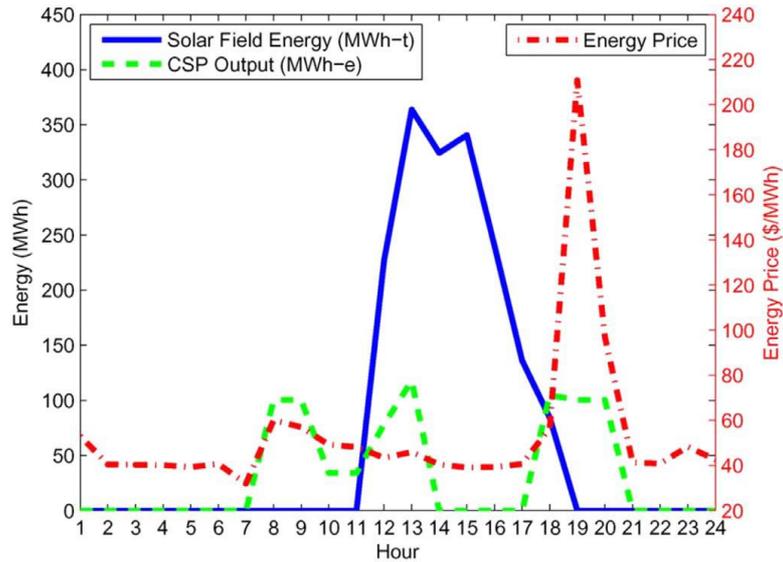


Figura 2. Variación diaria de la energía recibida del sol (azul), la energía eléctrica generada con CSP (verde) y el precio de la electricidad (rojo) que es directamente proporcional a la demanda en la red eléctrica [2].

La energía termosolar o de concentración solar (CSP por sus siglas en inglés), es una forma de aprovechar la radiación solar incidente en la superficie terrestre, captándola y transformándola en energía térmica que se puede almacenar o usarla directamente para generar energía eléctrica. A continuación, se describen los diferentes tipos de radiación solar y los sistemas de captación existentes.

2.1 La radiación solar

La radiación solar es radiación electromagnética producida por los fenómenos de fusión nuclear presentes en nuestra estrella, el Sol. Esta radiación cubre todo el espectro de frecuencias y longitudes de onda, aunque no todas llegan a la superficie terrestre ya que los gases de la atmósfera filtran las frecuencias del ultravioleta débil, es decir, con menos energía. No obstante, no toda la radiación llega a la superficie al encontrarse obstáculos por la trayectoria hasta dicha superficie, es por ello por lo que se diferencian cuatro tipos de radiación solar, según los obstáculos que se hayan encontrado hasta la superficie (Figura 3):

- **Radiación directa normal (DNI):** es la radiación que llega directamente a la superficie sin haberse encontrado ningún obstáculo, es decir, que no haya interactuado con la atmósfera [3].
- **Radiación difusa:** es la radiación proveniente de la dispersión de la radiación solar al encontrarse partículas en suspensión en la atmósfera, ya sean de pequeño tamaño (dispersión de Rayleigh) o de tamaño medio como polvo en suspensión o las moléculas de agua de las nubes.
- **Radiación reflejada:** es la radiación directa normal que se refleja en una superficie y pierde intensidad dependiendo de la absorbanza de dicha superficie.
- **Radiación global:** es la suma de las radiaciones anteriores: DNI, difusa y reflejada.

Por lo que la radiación difusa, reflejada y DNI, corresponderán a un determinado porcentaje de la radiación global (total) y para medirlas, sea del tipo que sea, existen dos magnitudes: la **irradiancia** $\left(\frac{W}{m^2}\right)$ que es la intensidad que llega por segundo (potencia) y la **irradiación** $\left(\frac{Wh}{m^2}\right)$, que tiene en cuenta el tiempo de exposición a la irradiancia recibida (mide la energía). El planeta Tierra recibe constantemente una irradiancia de $1300 \frac{W}{m^2}$, más que suficiente para satisfacer las necesidades de la población mundial [3].

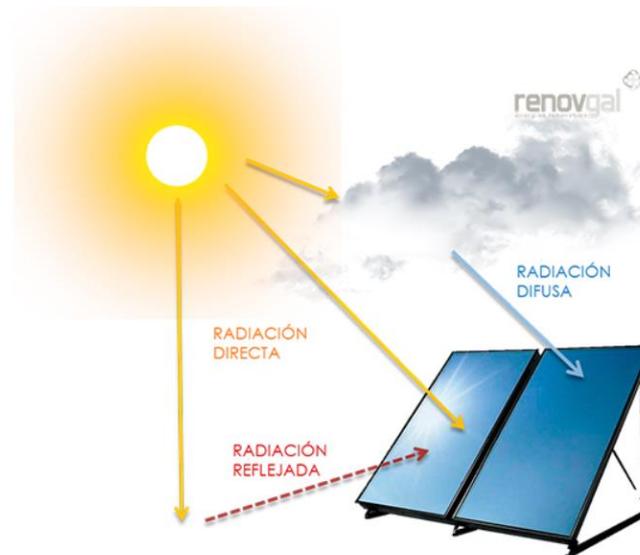


Figura 3. Esquema de los tipos de radiación que puede recibir un sistema de captación [4].

Para los sistemas de concentración solar industriales la radiación difusa y la reflejada son insuficientes para superar la dinámica del sistema y hacer que funcione. Es la DNI la responsable de que el sistema llegue al punto de operación y, en este punto, la difusa y la reflejada pueden contribuir, pero no de manera relevante como lo hace la radiación directa. Por lo tanto, se debe hacer un análisis de las localizaciones donde la DNI sea óptima para establecer la localización de la planta CSP, en la Figura 4 se muestra la media anual de la DNI alrededor del mundo y como se cabe esperar, las zonas más cercanas al ecuador son las que tienen una mayor irradiación directa normal.

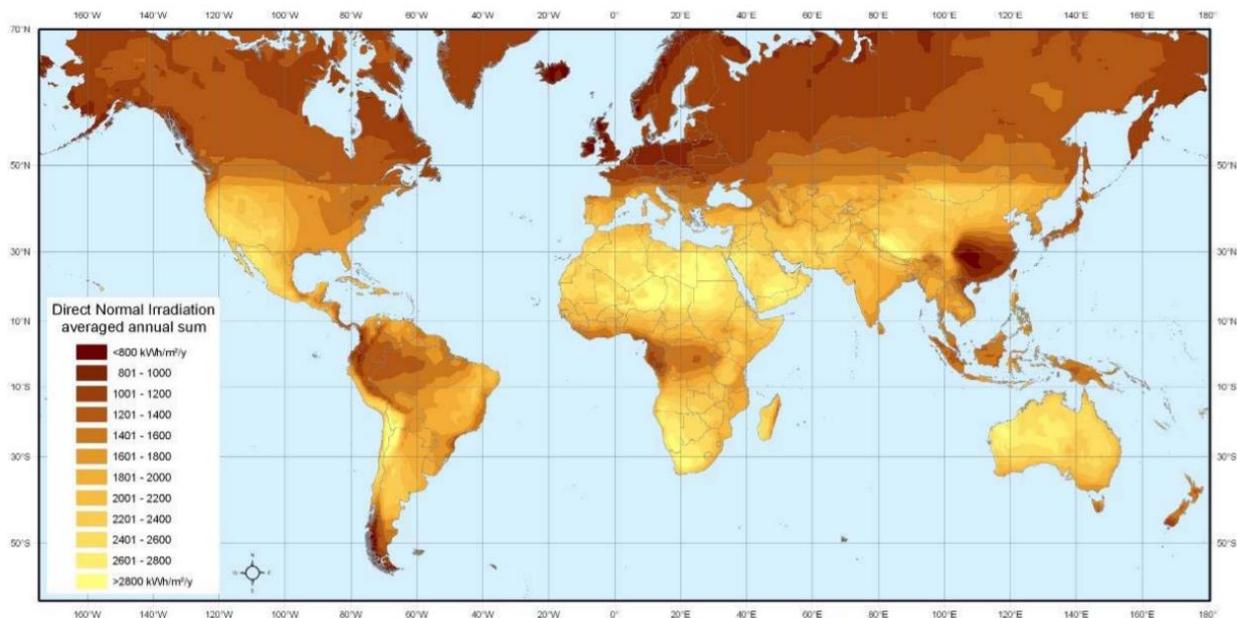


Figura 4. Media anual de la irradiación directa normal (DNI) en el mundo [5].

Se puede observar que entre las latitudes 40°N y 40°S , a excepción de la zona amazónica de América del Sur y la parte monzónica de África por lluvias muy persistentes, tiene una buena DNI media. Esa franja se llama *Earth's Sunbelt* o el cinturón solar y se puede ver representada en la Figura 5 en verde y sería las latitudes en las que se podría instalar una planta CSP a expensas de un estudio más detallado de las condiciones climáticas de la localización elegida. Fuera de esa franja una planta CSP no podría operar de una manera más o menos constante.

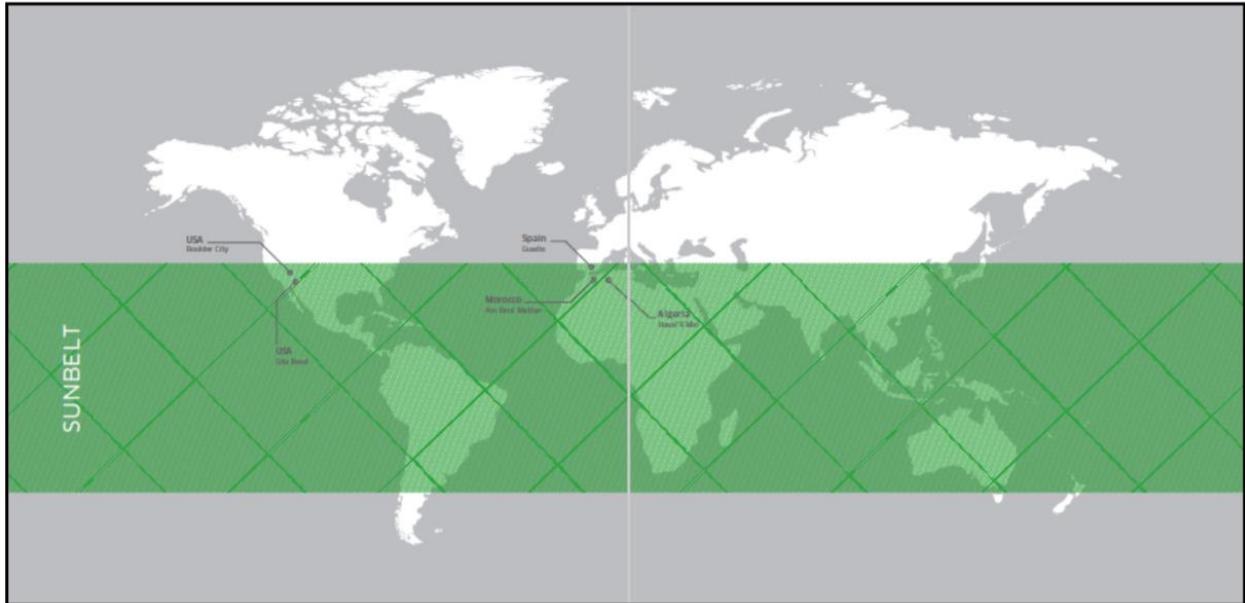


Figura 5. Cinturón solar donde la DNI es suficiente para la instalación de una planta de concentración solar [6].

En España, en el territorio peninsular la DNI sería buena desde el norte de Extremadura hasta el sur de Andalucía, que es donde se concentran la mayoría de las plantas CSP en operación a fecha de 2016. En la Figura 6 se observa un ejemplo de la DNI media en España, en el que se comprueba que, efectivamente la radiación directa más alta presenta en Extremadura y Andalucía, que están dentro del *Sunbelt*.

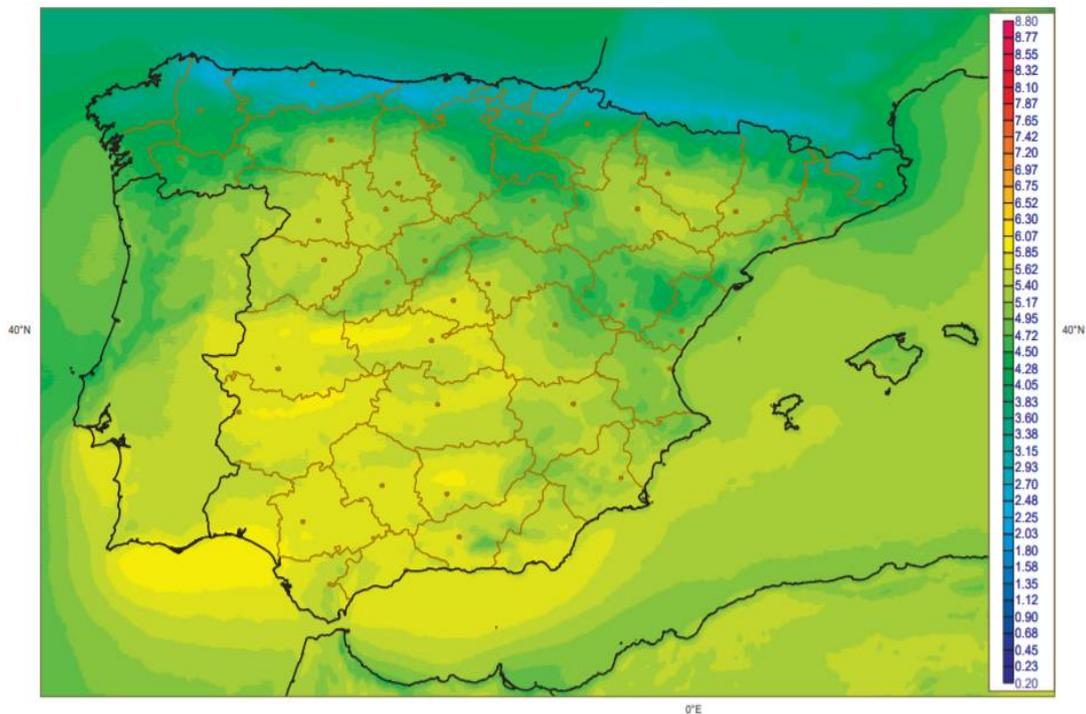


Figura 6. Radiación directa normal media de junio desde 1983 hasta 2005 expresada en $\frac{kWh}{m^2 \cdot día}$. Se aprecia a la derecha la horizontal que marca la latitud 40°N, el límite superior del Sunbelt [7].

2.2 Tecnologías de concentración solar

Las instalaciones que usan la concentración solar se clasifican según su temperatura de operación de diseño: las de **baja temperatura** (20-80°C) se usan a nivel doméstico para calentar agua para calefacción o como abastecimiento de agua caliente, las de **temperatura media** (70-200°C) se usan a un nivel superior, para cocinar, para destilar o para secar corrientes húmedas en pequeñas instalaciones industriales, y las de **alta temperatura** (200-1500°C) son plantas industriales dedicadas a generar energía eléctrica. En este último tipo se centra el presente trabajo y de estas plantas industriales se referirá a partir de ahora, cuando se mencione las plantas CSP.

Existen varios tipos de tecnologías usadas en las plantas CSP industriales, que presentan diferentes soluciones a diferentes problemas existentes (temperaturas que se alcanzan, transporte de la energía, etc.) ya que ninguna de esas tecnologías es perfecta, pero todas tienen el mismo principio de funcionamiento y, por ello, comparten tres partes en común:

- **Dispositivo óptico:** es una superficie lisa construida con un material de alta reflectancia que refleja la radiación solar y la dirige hacia el punto deseado, el receptor.
- **Receptor:** es el dispositivo encargado de recibir la radiación reflejada y transmitirla en forma de calor al fluido térmico (HTF por sus siglas en inglés).
- **Sistema de seguimiento:** es el encargado de orientar los dispositivos ópticos según la trayectoria del sol durante el día y el año para que la radiación reflejada se concentre en el receptor.

En la Figura 7 se presentan los cuatro tipos diferentes de tecnología de concentración solar que están en uso en la actualidad, de los que se hablarán en apartados posteriores: discos parabólicos, colectores Fresnel, colectores cilindro-parabólicos y torres centrales.

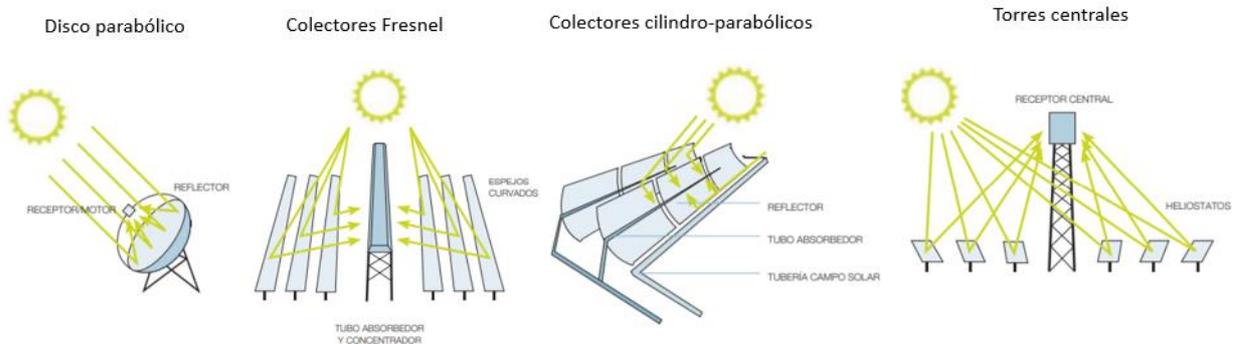


Figura 7. Representación esquemática de las distintas tecnologías de concentración solar [8].

2.2.1 Colectores de disco parabólico

Se trata de un plato paraboloide que refleja la radiación en su punto focal, donde se encuentra el receptor, un motor Stirling que genera directamente la electricidad sin necesidad de transportar la energía térmica. Consta de un concentrador puntual capaz de alcanzar ratios de concentración de hasta 2000, es decir, concentra la energía que recibe en un área 2000 veces más pequeña, alcanzando temperaturas de entre 130 y 600°C. En la Figura 8 se muestra una imagen de un disco parabólico real, el cual es capaz de generar hasta 25 kW_e de energía eléctrica. La capacidad de generación eléctrica de este tipo de tecnología es la razón por la cual no se usa, ya que para igualar las grandes plantas CSP de 50 MW_e se deberían construir instalaciones con 2000 de estos discos, con sus respectivos motores Stirling, lo que hace que no sea una tecnología competitiva en el ámbito económico [10].



Figura 8. Discos parabólico real con motor Stirling, Plataforma Solar de Almería [33].

2.2.2 Colectores lineales Fresnel

Su configuración trata de reflectores casi planos, lineales y colocados horizontalmente que reflejan la radiación solar hacia un tubo con un reflector secundario, situado en un punto alto que pasa por encima de ellos. Tienen un ratio de concentración bajo, hasta 40 y se usan de forma auxiliar para producir vapor, por lo que el fluido térmico que circula por los tubos es agua. Es un sistema no muy eficiente pero económico por eso se usa como sistema auxiliar para producir vapor en vez de una caldera de gas natural, por ejemplo, aunque existen plantas de este tipo capaces de generar $30 MW_e$ (Figura 9) [10].



Figura 9. Colector lineal Fresnel, Plataforma Solar de Almería, Ferrostaal [33].

2.2.3 Sistemas de torre central

Este sistema consta de una torre central, en la cual se encuentra el receptor, y de muchos espejos planos alrededor de ella, llamados heliostatos. Los heliostatos se colocan alrededor de la torre y con el sistema de seguimiento son capaces de reflejar la radiación solar hacia el receptor. El ratio de concentración puede llegar hasta 500, pudiendo alcanzar temperaturas por encima de los 1000°C . Según la temperatura a la que se diseñe se podrá usar un HTF (fluido térmico) u otro, los más usuales son: agua para producir vapor y sales fundidas, aunque se ha llegado a usar un aceite sintético. Pueden llegar a producir $150 MW_e$, aunque en la Figura 10 se muestran dos

torres reales que generan 20 y 10 MW_e [10].



Figura 10. Sistemas de torre central, a la izquierda la PS20 y a la derecha la PS10, en medio una torre experimental, Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla (Abengoa Solar) [34].

2.2.4 Colectores cilindro-parabólicos (CCP)

Los colectores cilindro-parabólicos son canales parabólicos en cuyo punto focal se encuentra un tubo por el que circula un fluido caloportador (normalmente aceite térmico). Tiene un ratio máximo de concentración de 30 y una temperatura de operación de entre 200 y 400°C. La mayoría de las plantas CSP en operación basadas en esta tecnología se encuentran en España y tienen una potencia nominal de diseño de 50 MW_e . En la Figura 11 se muestra un módulo de la tecnología de colecto cilindro-parabólico [10].



Figura 11. Colector cilindro-parabólico, Solnova, Sanlúcar la Mayor, Sevilla (Abengoa Solar) [34].

2.3 Almacenamiento de energía térmica

La capacidad de almacenar la radiación solar en forma de calor (energía térmica) es la característica que diferencia la energía de concentración solar térmica de la energía solar fotovoltaica ya que el modo de almacenar esta energía permite almacenar más cantidad por más tiempo con menos pérdidas. Este almacenamiento, además, es capaz de desvincular la generación eléctrica de la planta de la irradiancia incidente pudiendo producir energía eléctrica durante intervalos nublados o durante la noche, en los que la radiación solar sería insuficiente o nula. Se pueden distinguir dos formas principales de almacenar la energía térmica: de forma química o de forma física [9]. En la Figura 12 se muestra un ejemplo de cómo interactúan la generación de potencia y la energía almacenada en un día de verano; cuando hay radiación solar se produce la máxima potencia y, además, se almacena energía pero cuando la radiación solar deja de ser suficiente, el almacenamiento empieza a ceder

energía para que se genere potencia cerca del punto nominal. Es un buen ejemplo de cómo la planta CSP (de colectores cilindro-parabólicos en este caso) es capaz de generar energía eléctrica de forma desacoplada de la radiación solar. Claro que eso es un día de verano, es decir está funcionando para las condiciones de diseño. En invierno o cuando la radiación sea insuficiente el almacenamiento no será capaz de cargarse para ceder energía posteriormente.

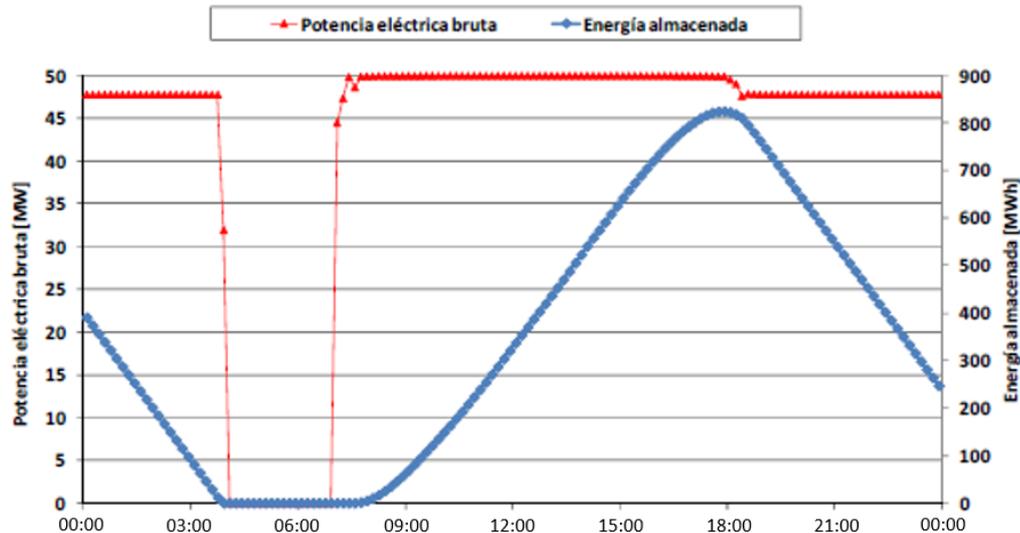


Figura 12. Gráfica que representa en rojo la potencia generada y en azul la energía almacenada en un día de verano [11].

2.3.1 Almacenamiento de calor en reacciones químicas

La radiación solar aporta el calor necesario para que se produzcan determinadas reacciones endotérmicas, reversibles y cuyos productos sean estables en el tiempo y que su almacenamiento sea sencillo (típicamente, evitar la formación de gases). De este modo se consigue que, al necesitar la energía almacenada, la reacción reversible se lleve a cabo de un modo sencillo y se pueda aprovechar al máximo el calor liberado. Este método presenta una densidad energética muy elevada, es decir, con poco volumen de material de almacenamiento se puede almacenar mucha energía. Sin embargo, este método presenta dos desventajas que hace que su uso comercial sea complicado: por un lado, la mayoría de las reacciones que se pueden usar para almacenar el calor liberan gases que deben ser comprimidos y almacenados en grandes depósitos. Por otro lado, los materiales usados (reactivos y productos de la reacción) suelen tener una baja conductividad térmica por lo que la carga y la descarga del almacenamiento se llevaría a cabo de una forma muy lenta. En la Tabla 1 se muestran las distintas reacciones reversibles que se podrían usar para el almacenamiento de calor.

Tabla 1. Listado de las posibles reacciones par almacenar calor de forma química [12].

Reacción	$T_{eq}(1 atm) \text{ } ^\circ\text{C}$	$\Delta H(T_{eq}) \frac{kJ}{kg}^*$
$Mn_2O_3 \leftrightarrow 2MnO + \frac{1}{2}O_2$	1586	1237
$6Mn_2O_3 \leftrightarrow 4Mn_3O_4 + O_2$	906	185
$Ca(OH)_2 \leftrightarrow CaO + H_2O^{**}$	479	1288
$Mg(OH)_2 \leftrightarrow MgO + H_2O$	259	1396
$CaCO_3 + H_2O \leftrightarrow Ca(OH)_2 + CO_2$	573	137
$CaCO_3 \leftrightarrow CaO + CO_2$	839	1703
$MgCO_3 \leftrightarrow MgO + CO_2$	490	868
$2Co_3O_4 \leftrightarrow 6CoO + O_2$	870	844
$CaMg(CO_3)_2 \leftrightarrow MgO + CaO + 2CO_2$	490	868

* La entalpía está tomada en referencia al primer reactivo que aparece en cada reacción

**Calcium looping

La reacción que más se está estudiando para almacenar calor de forma integrada en una planta CSP es la hidratación y deshidratación del óxido de calcio y el hidróxido de calcio en un ciclo llamado *Calcium looping*. Se elige esta reacción por presentar una temperatura dentro del rango de operación de las plantas termosolares (479 °C), tener una alta densidad energética, es decir, una elevada entalpía de reacción (1288 kJ/kg), y que el reactivo/producto que se forma es agua, es decir, barata y fácil de manejar.

2.3.2 Almacenamiento en forma de calor latente

Almacenar calor en forma latente es una manera física de almacenar energía térmica que consiste en hacer que un material cambie de fase. Por ejemplo, que el agua líquida en su punto de saturación pase a vapor en su punto de saturación también. No obstante, este es solo un ejemplo que no se vería aplicado al ámbito comercial ya que lo que se busca con este método es la elevada densidad energética que permita reducir el volumen del almacenamiento y, si el cambio de fase se lleva a cabo de estado líquido a gas, el gas requiere grandes tanques de almacenamiento. Por esto, el estudio de este método de almacenamiento se ha centrado en buscar unos materiales de cambio de fase (PCM) cuya transición sea de estado sólido a líquido, en la cual el aumento de volumen específico es menor.

Los PCM deben tener unas determinadas propiedades físicas y químicas para que cumplan los requisitos necesarios para poder integrarlos en las plantas CSP, algunas de ellas son: que la temperatura del cambio de fase se ajuste a la temperatura de operación, la entalpía de fusión sea lo más elevada posible, la conductividad térmica sea elevada para una rápida carga y descarga, deben tener una densidad alta, deben tener estabilidad química, las fases deben coexistir juntas, no se pueden separar y que no sean corrosivos o reactivos con los materiales de los tanques y también que el grado de superenfriamiento sea lo más bajo posible o nulo.

El grado de superenfriamiento o subfusión es un fenómeno físico por el cual el PCM se encuentra en estado líquido por debajo de su temperatura de solidificación debido a la falta de agentes de nucleación o la baja velocidad de cristalización. Cuanto mayor sea la complejidad de cristalización del PCM usado mayor riesgo habrá de la presencia de un grado de superenfriamiento mayor. El superenfriamiento es un problema porque en ese estado no es posible recuperar la energía correspondiente al calor latente ya que disminuye la temperatura

sin llegar a cristalizar y a liberar la energía del cambio de fase. De este modo, estaría actuando como almacenamiento de calor sensible, no latente.

Sin embargo, la densidad energética que presentan los PCM es solo 10 veces menor a la forma química de almacenamiento y 10 veces mayor a la de almacenar el calor sensible, por lo que sería una buena solución al problema de la capacidad de almacenamiento si se reuelven las restricciones del superenfriamiento y el modo de integración en la planta termosolar [12]. En la Tabla 2 se muestran varios posibles PCM.

Tabla 2. Listado de posibles PCM para su uso en plantas termosolares [13].

Compuesto	T_f ($^{\circ}C$)	Calor latente ($\frac{kJ}{kg}$)	Densidad energética ($\frac{MJ}{m^3}$)*
$ZnCl_2$	280	75	218,03
$NaNO_3$	308	199	449,14
$NaOH$	318	165	346,50
KNO_3	336	116	244,76
$NaCl - KCl$ (58-42%p)	360	119	248,04
KOH	380	150	305,99
$MgCl_2 - NaCl$ (38,5-61,5%p)	435	351	870,48
$NaCl$	800	492	1062,72

* Densidad expresada en estado líquido

2.3.3 Almacenamiento en forma de calor sensible

Es otra forma física de almacenar el calor ya que no intervienen reacciones químicas. Esta forma de almacenar calor se basa en aumentar la temperatura de un material, que tenga un calor específico lo más alto posible, sin provocar su cambio de fase. Es la forma de almacenar energía más extendida a nivel comercial porque es la tecnología más asentada, aunque la densidad energética es 100 veces menor que la densidad energética de almacenar el calor usando reacciones químicas. Se usan dos materiales diferentes para almacenar calor de forma sensible: el vapor de agua y las sales fundidas.

Parte del vapor de agua recalentado producido en la planta termosolar se almacena en tanques para su uso posterior. El problema del vapor (en su forma de calor sensible) es que tiene una densidad energética muy baja por lo que se necesitan grandes tanques para suministrar suficiente energía para mantener la planta en funcionamiento y, es por esto, que las plantas que usan este sistema como almacenamiento de energía solo disponen como máximo de una hora de operación a potencia nominal en plantas CSP cuya potencia nominal no es muy elevada, como la *PS10* de Abengoa (Tabla 3).

El almacenamiento en sales fundidas se hace en forma de calor sensible, no latente, es decir, las sales nunca llegan a cambiar de fase (a cristalizar) durante un ciclo de operación normal. Las sales fundidas incrementan su temperatura en la carga del almacenamiento y disminuye temperatura cuando cede la energía, siempre en estado fluido.

Las sales fundidas usadas es una mezcla eutéctica del 40% en peso de KNO_3 y un 60% de $NaNO_3$ y tienen unas propiedades que permite su uso en plantas CSP [14]: el rango de temperaturas es el adecuado, por encima

de 400 °C empieza a crackearse y por debajo de 250 °C presenta una viscosidad demasiado elevada para su transporte en forma de fluido, es ese rango el que presenta la operación de una planta con colectores CCP. En la Figura 13 se muestra cómo se opera usando estas sales; se usan dos tanques, uno que almacena las sales calientes (393 °C) y otro que las almacena frías (290 °C). Cuando el almacenamiento se está cargando las sales frías salen del tanque, intercambian calor con el fluido caloportador (aceite sintético *Dowtherm A*, normalmente) y se almacenan en el tanque caliente. La descarga se hace en sentido inverso, siempre intercambiando el calor con el fluido caloportador de la planta.



Figura 13. Tanques de sales fundidas en una planta real [16].

La mayoría de las plantas CSP que cuentan con almacenamiento térmico usan el almacenamiento de calor sensible en las sales fundidas. Por lo que es una tecnología asentada, aunque con posibles vías para su mejora. Es cierto que, debido a la baja densidad energética de almacenar calor de este modo, se necesita mucha cantidad de sales, por ejemplo, para una planta de 50 MW_e con 7,5 horas nominales de almacenamiento (es decir, con el almacenamiento lleno al máximo, la planta podría estar operando 7,5 horas generando los 50 MW_e de potencia nominal), se necesitarían alrededor de $24 \cdot 10^6$ kg de estas sales, que conlleva el uso de dos tanques muy voluminosos, cada uno por separado con capacidad de almacenar la totalidad de las sales fundidas. El cálculo de la cantidad de sales fundidas se presenta en el *Anexo I: Cálculo de la masa de sales y volumen necesario de los tanques*.

2.4 Plantas termosolares en el panorama español

A fecha de 2018, España es líder mundial en potencia instalada de plantas termosolares con 2303,9 MW_e en un total de 50 plantas diferentes. Le siguen Estados Unidos con 1893 MW_e e India con 240 MW_e aunque se espera un gran crecimiento en el sector con nuevas instalaciones en Marruecos, India, China y Omán. De hecho, Marruecos tiene en construcción la que será una de las plantas de concentración solar más grandes del mundo, con 800 MW_e [2].

En la Tabla 3 se muestran las 50 plantas con las que cuenta el territorio peninsular español. La mayor parte de estas plantas están localizadas en Extremadura (Orellana, Navalmillar, Talarrubias, etc.), otra parte importante en Andalucía (Sanlúcar la Mayor, Guadix, Fuentes de Andalucía, San José del Valle, etc.) y también hay plantas presentes en Ciudad Real, Murcia, Valencia y Llérida.

La realidad es que solo 21 de las 50 plantas termosolares en operación tienen almacenamiento térmico, aunque solo 17 presentan un almacenamiento capaz de dotar a la planta de cierta autonomía cuando no haya radiación solar (Figura 14). Esto es porque 4 plantas (2 de colectores Fresnel y 2 de torre central) de las que disponen de almacenamiento almacenan el calor en forma de vapor cuya capacidad para almacenar energía es más limitada que en sales fundidas, y por ello tienen pocas horas nominales de almacenamiento, entre media y una hora. Las

otras 17 plantas cuentan con un almacenamiento térmico en sales fundidas proporcionando una autonomía nominal a la planta de entre 7 y 15 horas.

Tabla 3. Listado de las plantas de concentración termosolar en España [16].

Tecnología	Potencia nominal (MWe)	Almacenamiento (h)	Localización
Torre	10	1	Sanlúcar la Mayor, Sevilla
Torre	20	1	Sanlúcar la Mayor, Sevilla
CCP	50	0	Sanlúcar la Mayor, Sevilla
CCP	50	0	Sanlúcar la Mayor, Sevilla
CCP	50	0	Sanlúcar la Mayor, Sevilla
Torre	20	15	Fuentes de Andalucía, Sevilla
CCP	50	0	Lebrija, Sevilla
CCP	50	0	Écija, Sevilla
CCP	50	0	Écija, Sevilla
CCP	50	0	Morón de la Fra., Sevilla
CCP	50	7	Morón de la Fra., Sevilla
CCP	50	7,5	Aldeire, Granada
CCP	50	7,5	Aldeire, Granada
CCP	50	7,5	Aldeire, Granada
Fresnel	1,4	0,5	Calasparra, Murcia
Fresnel	30	0,5	Calasparra, Murcia
CCP	50	0	Puertollano, Ciudad Real
CCP	50	7,5	Alcázar de San Juan, Ciudad Real
CCP	50	7,5	Alcázar de San Juan, Ciudad Real
CCP	50	0	Alcázar de San Juan, Ciudad Real
CCP	50	0	Alcázar de San Juan, Ciudad Real
CCP	50	0	Puerto Lápice, Ciudad Real
CCP	50	0	Puerto Lápice, Ciudad Real
CCP	50	0	Alvarado, Badajoz
CCP	50	7,5	Torre de Miguel Sesmero, Badajoz
CCP	50	7,5	Torre de Miguel Sesmero, Badajoz
CCP	50	7,5	Badajoz, Badajoz
CCP	50	7,5	La Garrovilla, Badajoz
CCP	50	0	Badajoz, Badajoz
CCP	50	0	Olivenza, Badajoz
CCP	50	0	Orellana, Badajoz
CCP	50	7,5	Torre de Miguel Sesmero, Badajoz
CCP	50	9	Navalvillar de Pela, Badajoz
CCP	50	7,5	Talarrubias, Badajoz
CCP	50	9	Navalvillar de Pela, Badajoz
CCP	50	0	Majadas, Cáceres
CCP	50	0	Logrosán, Cáceres
CCP	50	0	Logrosán, Cáceres
CCP	50	0	Logrosán, Cáceres
CCP	50	0	Logrosán, Cáceres
CCP	50	0	Palma del Río, Córdoba
CCP	50	0	Palma del Río, Córdoba
CCP	50	0	El Carpio, Córdoba
CCP	50	0	El Carpio, Córdoba
CCP	50	0	Palma del Río, Córdoba
CCP	50	7,5	Fuente Palmera, Córdoba
CCP	50	0	Villena, Alicante
CCP	22,5	0	Borges, Lérida
CCP	50	7,5	San José del Valle, Cádiz
CCP	50	7,5	San José del Valle, Cádiz
TOTAL	2303,9 MW	6845,7 MWh	50 plantas

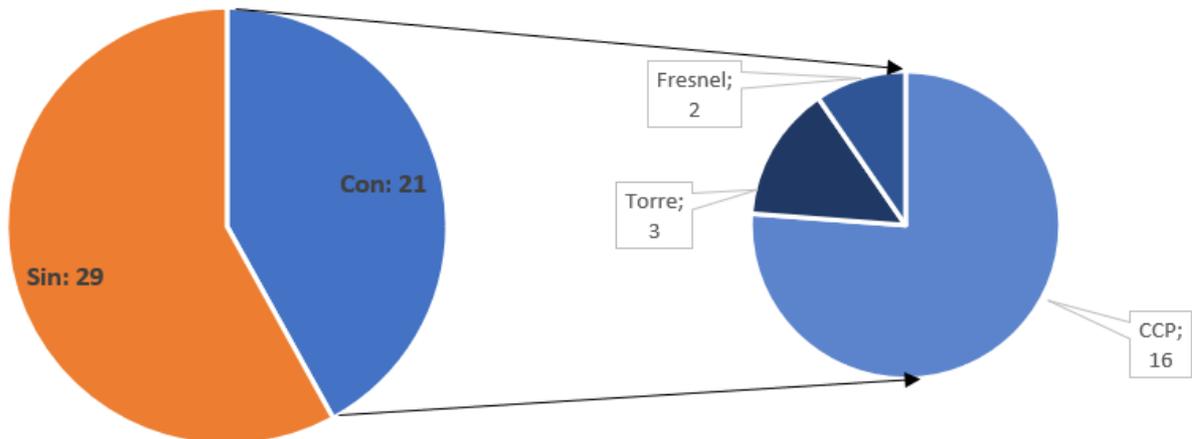


Figura 14. Gráficos de distribución de la disponibilidad de almacenamiento térmico por plantas [16].

En términos de potencia instalada, las 45 plantas de CCP acaparan el 96,47% de la capacidad total, las 3 plantas de torres centrales el 2,17% y los colectores Fresnel el 1,36% (Figura 15). Como se puede observar no existen plantas que trabajen con colectores de platos parabólicos por cuestión de competitividad económica, como se menciona en el apartado 2.2.1 *Colectores de disco parabólico*. Como la tecnología de colectores cilindro-parabólicos es la más extendida en el panorama nacional, tanto en potencia instalada como en el asentamiento de la tecnología de CCP, este trabajo se va a centrar en el estudio de las plantas con colectores cilindro-parabólicos.

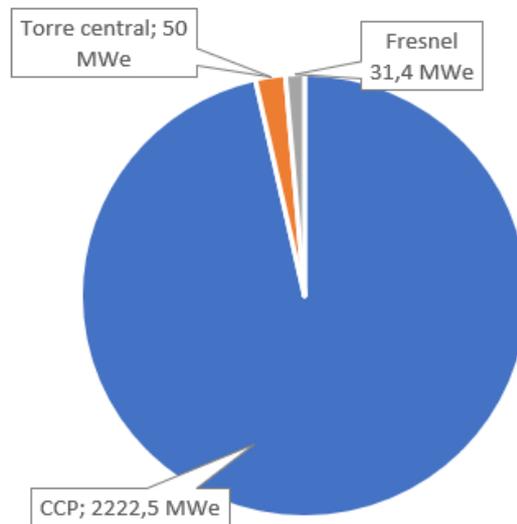


Figura 15. Gráfico de la distribución de potencia eléctrica instalada por tecnología [16].

2.5 Plantas comerciales de colectores cilindro-parabólicos

Las plantas de colectores cilindro-parabólicos (CCP) que se instalan a nivel comercial en España son de $50 MW_e$, en su mayoría, y tienen tres elementos comunes: el campo solar, el bloque de potencia y la caldera de apoyo de gas natural, y un elemento opcional que es el sistema de almacenamiento térmico. En la Figura 16 se aprecian de izquierda a derecha: campo solar, caldera de gas natural y almacenamiento en paralelo y el bloque de potencia.

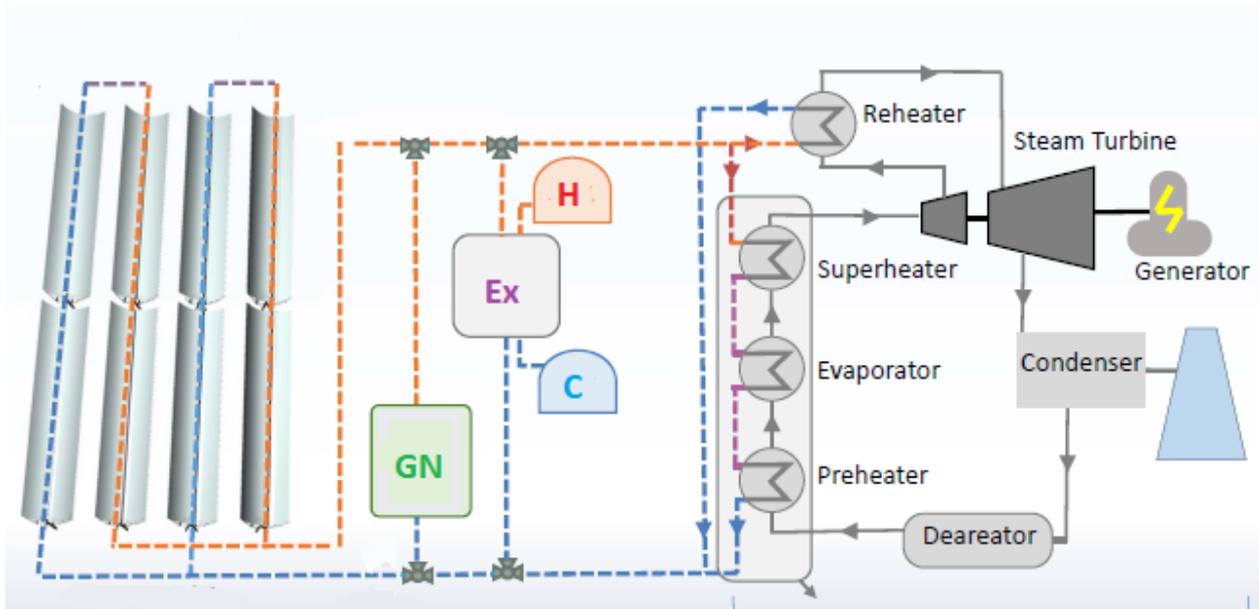


Figura 16. Esquema de una planta CSP con colectores cilindro-parabólicos (CCP) con apoyo de gas natural y almacenamiento térmico en sales fundidas [17].

El campo solar está constituido por lazos de cuatro colectores cilindro-parabólicos cada uno y es el encargado (el lazo) de captar la radiación solar para transferirla al fluido térmico que es el Dowtherm A, cuyas propiedades se muestran en la Figura 17.

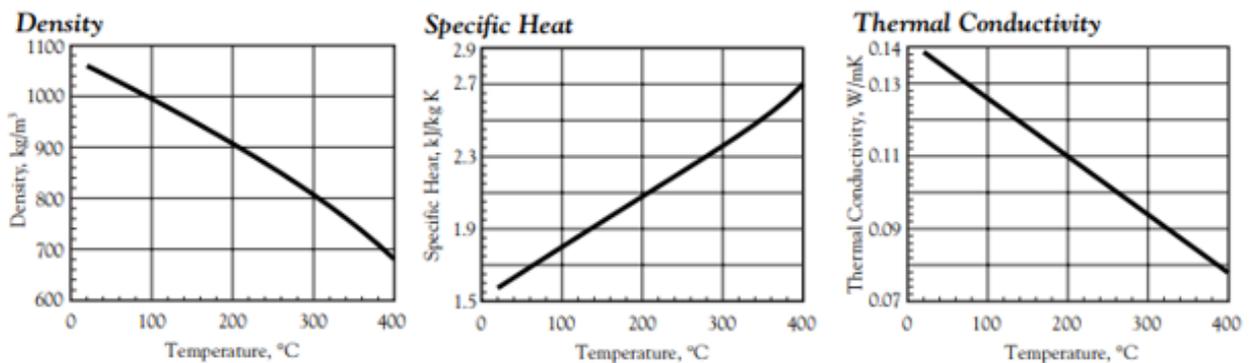


Figura 17. Propiedades del Dowtherm A, aceite sintético usado como fluido térmico usado en las plantas de colectores cilindro-parabólicos (CCP) [18].

La caldera de gas natural sirve como apoyo térmico para mantener el HTF en las condiciones mínimas, por ejemplo, durante las noches o los días fríos de invierno cuando la radiación solar es insuficiente, es necesario un apoyo térmico para mantener todo el HTF a la temperatura mínima a la que empieza a solidificarse. También se usa como apoyo en los arranques y paradas (amanecer y ocaso) de las plantas para vencer la dinámica del sistema. No obstante, la energía producida con la caldera de gas natural está restringida por ley a un 15% de la energía anual producida por la planta [32]. Normalmente, su disposición en la planta es en paralelo con el campo solar y el bloque de potencia, pero se pueden encontrar en serie con el campo solar o en serie con el bloque de potencia. La potencia nominal de las calderas de gas natural usadas en las plantas CCP comerciales oscila entre los 15 y los 20 MW_e .

El bloque de potencia más básico es el que se muestra en la Figura 18, que consta de [19]:

- **El economizador:** es un intercambiador que se usa para precalentar el agua que entra al vaporizador con con el HTF más frío que, tras salir del economizador, vuelve al campo solar.
- **El vaporizador:** es un intercambiador al cual llega el agua del precalentador, se lleva al punto de saturación y se provoca el cambio de fase hasta conseguir vapor saturado. Es en este intercambiador donde el HTF cede más energía al agua.
- **El recalentador:** es otro intercambiador que se usa para sobrecalentar el vapor para elevarle la calidad antes de ser calentado. En este intercambiador se usa el HTF más caliente, es decir, el proveniente del campo solar.
- **La turbina:** es la encargada de transformar la energía térmica del vapor en energía mecánica y luego en electricidad. La presión y temperaturas de operación de la turbina permiten que el vapor se condense con agua a temperatura ambiente.

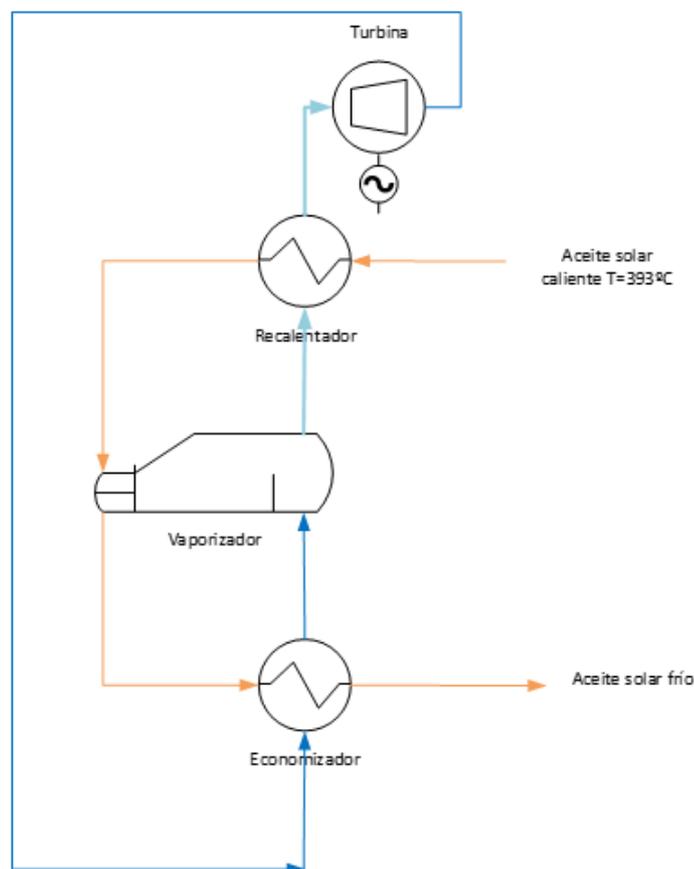


Figura 18. Bloque de potencia básico en una planta termosolar de CCP.

En la Figura 16 se puede observar que el bloque de potencia es algo más complejo que el presentado en la Figura 18 y se diferencia en la eficiencia y calidad del vapor obtenida, pero el fin es el mismo.

Con estos conocimientos y con unas hipótesis de partida que se mencionarán más adelante, se procede a crear un modelo matemático capaz de modelar el comportamiento del campo solar, el almacenamiento térmico y el apoyo de la caldera de gas natural.

3 MODELO DE PLANTAS TERMOSOLARES

El objetivo de crear un modelo de las plantas termosolares es poder simular su comportamiento según la DNI y la capacidad de almacenamiento de la que disponga, así como calcular el apoyo energético que debe suministrar la caldera de gas natural (*backup*). Para ello, se va a usar el software *Microsoft® Excel* en primer lugar y, para facilitar el cálculo y el tiempo de simulación, se usará en segundo: *Visual Basics for Applications (VBA)*.

En un primer estudio, se lleva a cabo un pequeño modelo usando solo *Excel*, que es capaz de simular de manera aproximada el comportamiento diario de los tres sistemas capaces de suministrar energía: el campo solar, el almacenamiento térmico y la caldera de gas natural. Este modelo inicial cuenta con un *input* de producción eléctrica en verano de una planta de 50 MW_e , simulada en el *Proyecto final de Carrera* de Barea [11].

Además, cuenta con varias restricciones a fijar previa la simulación: potencia nominal, las horas nominales de almacenamiento (que devuelve la masa de sales necesarias, el cálculo se explica en el *Anexo I: Cálculo de la masa de sales y volumen necesario de los tanques*), el clima en porcentaje que hizo ese día, un coeficiente de almacenamiento que dice de forma proporcional cuantas horas reales de almacenamiento hay respecto a las nominales y un coeficiente de potencia mínima que regularía la potencia máxima que se aporta respecto a la nominal. El modelo se explica en el *Anexo II: Modelo preliminar diario*. En la Figura 19 se muestra la interfaz de este modelo primario.

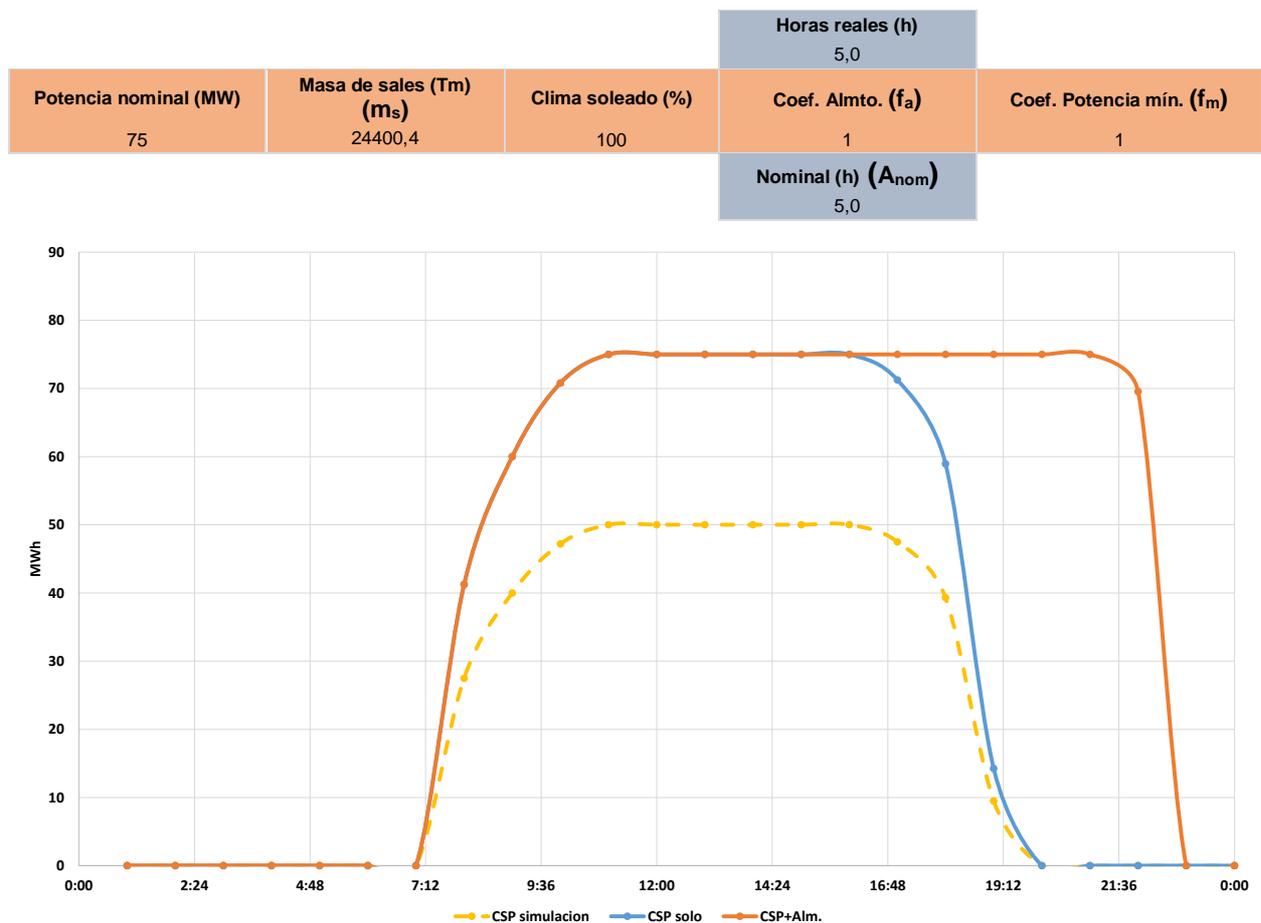


Figura 19. Ejemplo de la interfaz del modelo preliminar diario cuando se varía la potencia nominal (75 MW_e) respecto al caso base (50 MW_e).

Este primer modelo es capaz de dar una buena aproximación al comportamiento real de una planta y permite ver cómo afecta el cambio de las diferentes restricciones a dicho comportamiento. Sin embargo, presenta varias desventajas que lo hacen poco útil para alcanzar los objetivos del trabajo: solo es capaz de modelar un día aislado, el comportamiento no está directamente relacionado con la DNI; solo funciona para modelar días de verano, es

decir, con alta DNI. El cálculo de la restricción *Clima* es un tanto impreciso y su uso es directamente proporcional a todo el día, no de forma horaria y no se tiene en cuenta directamente la carga del almacenamiento, sino que se considera que hay una cantidad proporcional a las horas nominales. Por todas estas desventajas, este modelo no simula bien el comportamiento real, por lo que se toma como una referencia orientativa de cómo varía según las restricciones impuestas.

En busca de un modelo mejor se comenzó a investigar cómo ampliar el periodo de simulación del modelo, es decir, que sea capaz de simular más de un día. Esto se consiguió ampliar primero a una semana y luego a un año completo, pero seguía presentando el resto de las desventajas mencionadas.

Para avanzar en la precisión del comportamiento del modelo, el siguiente paso natural es investigar cómo calcular la radiación solar real y cómo aplicarla al nuevo modelo más extenso.

3.1 Cálculo de la radiación solar

Para la caracterización completa de las plantas termosolares se han escogido los datos de producción eléctrica, a partir de las mismas, publicados por la *Red Eléctrica de España (REE)* para el año 2016 [20]. Estos datos recogen la producción de las 50 plantas con tecnología termo solar que se encontraban en operación en dicho año e incluyen tres fuentes a partir de las cuales se pueden producir energía: la directamente producida desde el campo solar, la procedente del almacenamiento térmico y la procedente de calderas de apoyo usando gas natural.

Para poder escalar la capacidad instalada en una situación hipotética donde la tecnología solar térmica sea un generador de primer orden en el mix eléctrico hay que desacoplar esas tres fuentes para tratar los datos de forma diferente. En primer lugar, se separa la producción procedente del campo solar (S_i) de las otras dos fuentes, almacenamiento (Eca_i) y gas natural (GN_i). Con esta caracterización se pretende comparar, ajustando de forma escalar la curva real de generación eléctrica a partir de termo solar, cómo se comportan la curva de producción desde campo solar y la curva de demanda eléctrica. La producción que exceda la demanda (*curtailment*) podría ser destinada al almacenamiento y el déficit neto de generación cubierto con gas natural. La Figura 20 no es más que un ejemplo ilustrativo de lo anterior, donde los datos usados de la producción de las plantas térmicas y la demanda se han escogido al azar (periodo desde el 1 hasta el 3 de abril de 2016 [22]). El escalado de la producción termo solar es aleatorio es ficticio para facilitar una comparación visualmente aceptable.

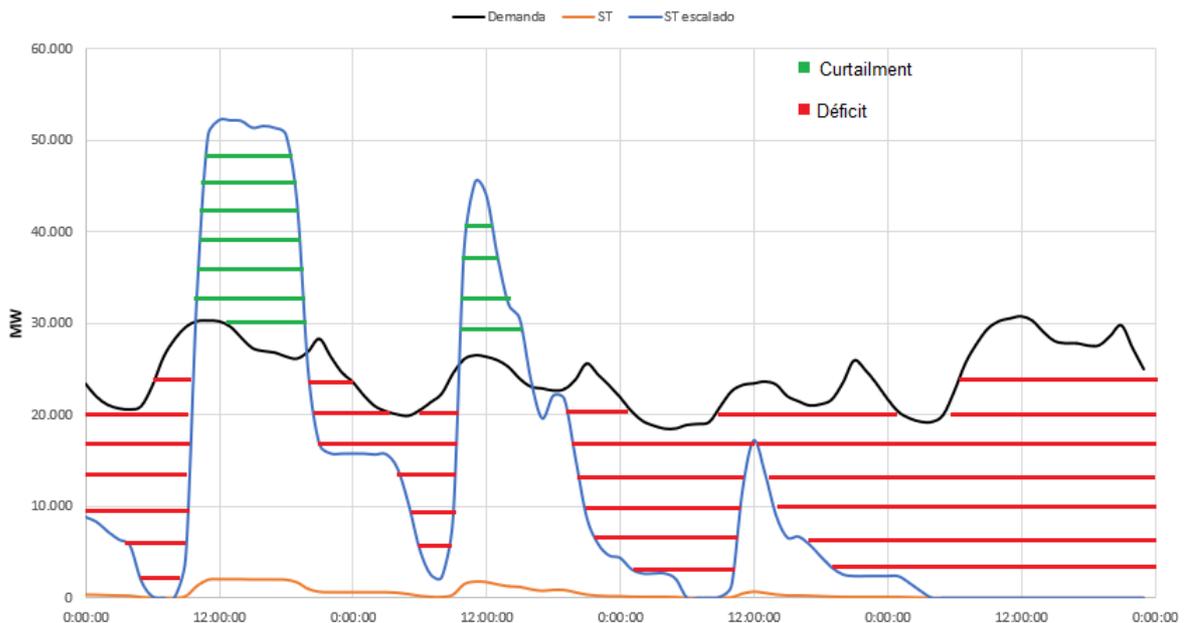


Figura 20. Comparación de tres días de abril de la curva de demanda (negro), la curva de producción a partir de la solar térmica (naranja) y dicha producción escalada 25 veces la producción real (azul) [22].

3.1.1 Desacoplamiento de los datos usando la generación fotovoltaica

Analizando los datos de producción fotovoltaica se puede apreciar que existe generación en periodos en los que la DNI es nula. Esto se puede deber a dos factores: los paneles fotovoltaicos son capaces de producir electricidad cuando la DNI es muy baja o nula, pero hay suficiente radiación difusa; el otro motivo es que la DNI es nula porque es de noche. Como las plantas termosolares tienen una dinámica que impide que funcione con la radiación difusa, se asume que ese periodo (nocturno) si existe generación fotovoltaica es a partir de baterías. Por lo que, la generación a partir de energía fotovoltaica va a depender de dos cosas: $SPV_i = f(S_i, A_{baterias_i})$. El subíndice i se refiere al avance horario que varía entre la hora 1 y la hora 8784 del año 2016 ya que es bisiesto.

Para hacer que la generación fotovoltaica solo dependa de la radiación solar se tratan los datos eliminando la generación a partir de baterías: cuando la DNI sea nula la generación eléctrica a partir de fotovoltaica también lo será.

Una vez obtenidos los datos donde $SPV_i = f(S_i)$, se pueden comparar con la generación eléctrica a partir de la termosolar, teniendo en cuenta que se deben escalar los datos ya que cuentan con una potencia instalada diferentes. Se comparan ambas generaciones ya escaladas (se escala la fotovoltaica a la potencia instalada de térmica) y se comparan. En la Figura 22 se muestran las dos generaciones ya escaladas y listas para ser comparadas. Como la fotovoltaica solo depende de la radiación solar y la termosolar de la radiación solar, más el almacenamiento, más la producción a partir de gas natural, se supone que la termosolar tendrá una producción a la fotovoltaica y la diferencia entre ambas será la suma de la producción a partir del almacenamiento y del gas natural: $ST_i(S_i, A_i, GN_i) - SPV_i(S_i) = ST(A_i, GN_i)$.

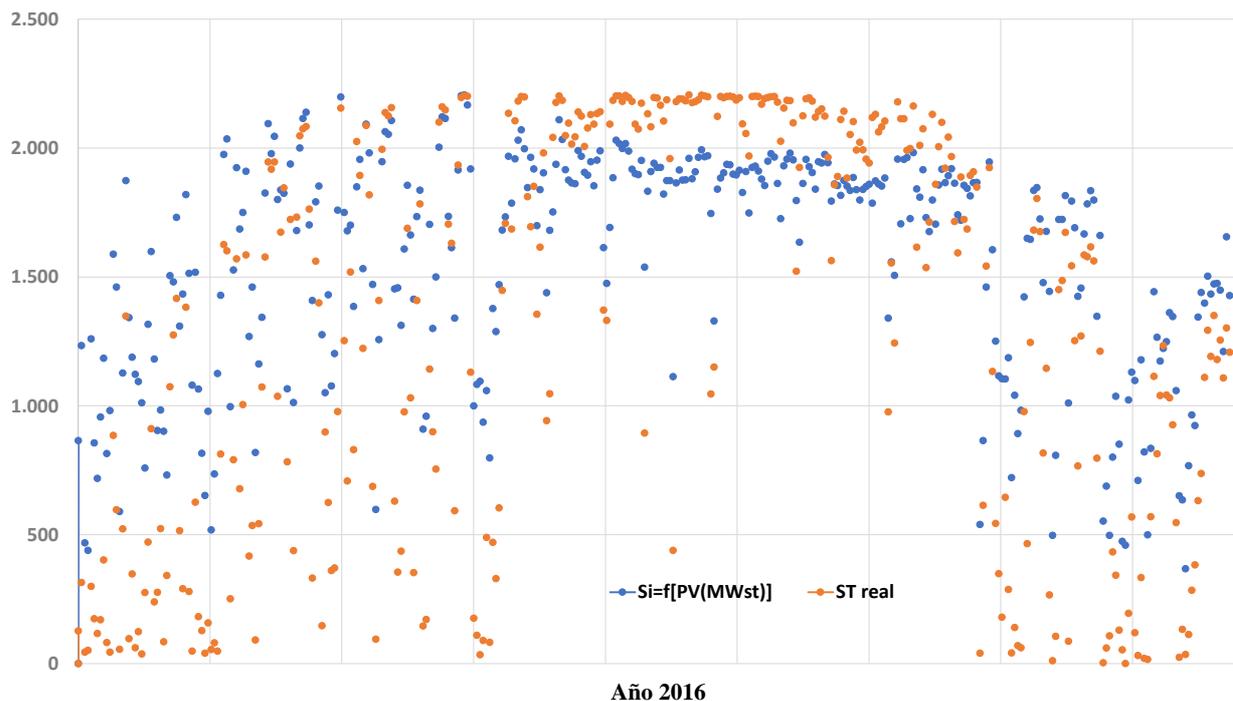


Figura 22. Comparación de los datos de generación termosolar y fotovoltaica (escalada a la potencia eléctrica instalada de termosolar: 2303,9 MWe) para el año 2016.

Sin embargo, la comparación establecida solo podría ser válida para el periodo estival que es donde la producción termosolar es mayor a la fotovoltaica, el resto del año la fotovoltaica supera a la termosolar. Esto se puede deber a factores de operación, por ejemplo, que la fotovoltaica pueda funcionar con la radiación difusa que es mayor en invierno que en verano. No obstante, dada la discrepancia se ha decidido rechazar este método de cálculo.

3.1.2 Desacoplamiento de los datos usando ratios generación/DNI

Con la creación de dos ratios que relacionaran ST, SPV y DNI se pretendía calcular la producción del campo solar (S_i) y los efectos que tenía la meteorología sobre ella. Para ello se crearon dos ratios diarios a partir de la producción máxima diaria: $a_j \left(\frac{Wh}{m^2 \cdot MW_{SPV}} \right) = \frac{DNI_j}{SPV_j}$ y $b_j \left(\frac{Wh}{m^2 \cdot MW_{ST}} \right) = \frac{DNI_j}{ST_j}$, donde el subíndice j indica día mientras que el subíndice i , usado anteriormente, indicaba el valor horario.

Hay que tener en cuenta en todo momento que los datos de DNI son medias históricas (no son valores reales correspondientes al año 2016), esto implica asumir un error por falta de datos reales. Los datos de SPV usados en el ratio a_j es la generación sin la producción a partir del almacenamiento en baterías, que se ha realizado descartando toda aquella producción de SPV_i en la que DNI_i fuera nula. Es decir, se ha considerado que los paneles fotovoltaicos tienen una dinámica rápida y cuando no existe radiación solar no hay producción. Esta suposición es acertada cuando se trata de tecnología fotovoltaica pero no cuando se trata de energía solar térmica, ya que ese tipo de tecnología tiene una dinámica más lenta que la fotovoltaica. Por lo que, esta misma operación no se puede realizar para calcular la producción del campo solar en las plantas termo solares.

Con los ratios se pretende comparar la producción de SPV y la de ST, teniendo en cuenta que no cuentan con la misma capacidad instalada (IC), siendo la fotovoltaica: $IC_{SPV} = 3781,1 MW_{SPV}$ y la termo solar: $IC_{ST} = 2303,9 MW_{ST}$. El valor de la capacidad eléctrica instalada de energía fotovoltaica no se obtiene de la bibliografía, sino de el máximo de producción anual de cada una de las tecnologías, datos aportados por la REE [20].

Para poder compararlos se deben escalar los datos de la producción fotovoltaica: $a' \left(\frac{Wh}{m^2 \cdot MW_{ST}} \right) = a \cdot \frac{IC_{SPV}}{IC_{ST}}$.

Con el ratio a'_j escalado se podrían comparar ambos ratios, sabiendo que la diferencia entre ellos sería la suma de las otras dos variables que conforman la producción eléctrica de la tecnología termo solar; el almacenamiento y el gas natural: $A_j + GN_j (MW_{ST}) = \frac{b_j - a'_j}{DNI_j}$. La Figura 23 muestra los ratios a'_j y b_j a lo largo de todo el año. Estos ratios han sido restringidos a un valor máximo de 10, ya que, en algunos casos, el ratio térmico se dispara y alcanzaba valores de entre 2 y 5 órdenes de magnitud mayores. Se puede apreciar una tendencia parecida a la observada en la Figura 22: en la época estival los valores están menos dispersos y tienen a un valor concreto 0,2 mientras que en el resto del año los valores son muy dispersos. El valor al que tiende el ratio fotovoltaico sin escalar (a_j) es algo mayor: 0,33.

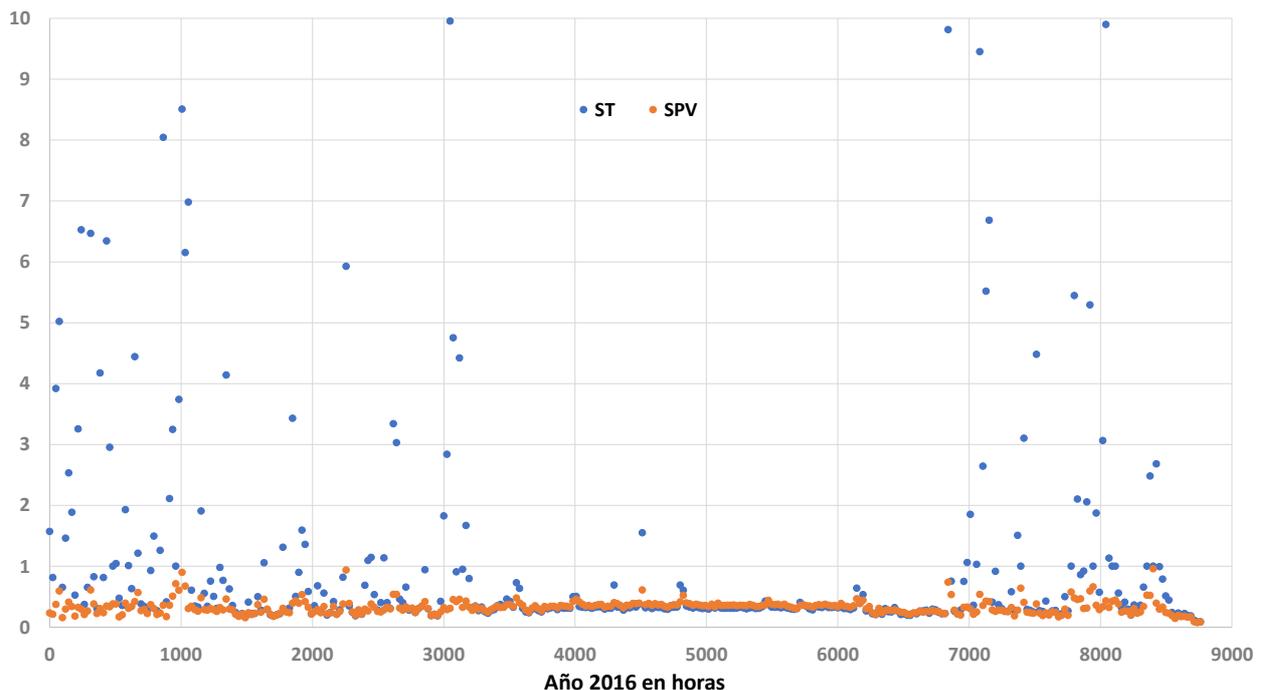


Figura 23. Representación de los ratios, fotovoltaico y térmico a lo largo del año 2016.

Sin embargo, este método da problemas debido a que, aunque la diferencia entre el ratio térmico y el fotovoltaico sea grande, al dividirlo por la DNI para que tenga las unidades correctas (MW_{ST}), la curva de almacenamiento y gas natural anual presenta valores muy cercanos a cero. Así que, este método se debe rechazar también.

3.1.3 Cálculo de la radiación real usando la radiación global (RG) y la DNI

Profundizando en la búsqueda se encuentran datos de radiación global (RG) que se pueden usar para calcular la DNI ya que la radiación directa normal es una parte de la radiación global. Los datos de RG, que los hace públicos el Gobierno de España (obtenidos del anterior *Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente*, actual *Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación*) [24], son datos reales de radiación global del año 2016 y están dados en intervalos de 30 minutos. Además, no tienen continuidad debido a que, si hubiera algún posible fallo en la medición, ese valor de RG a la hora correspondiente de la medida desaparece, por lo que es necesario tratar esos datos para poder usarlos con las condiciones de los otros datos que ya se tienen: intervalos horarios y todas las horas del año 2016.

Se escogen 6 localizaciones lo más cercanas posibles a la distribución de las plantas termosolares donde haya una estación de medida. Esas localizaciones, mostradas en la Figura 24, crean un panorama en el que el territorio nacional se puede dividir en diferentes zonas en las cuales se tomaría la misma radiación global.



Figura 24. Localización de las plantas termosolares (azul) y de la seis estaciones de medición elegidas (rojo).

En la Figura 25 se muestran esas zonas que dividen el territorio peninsular que son:

- **Zona 1** → Sanlúcar la Mayor, Sevilla. Con un total de 17 plantas ($700 MW_e$).
- **Zona 2** → Marmolejo, Jaén. Con un total de 9 plantas ($450 MW_e$).
- **Zona 3** → Don Benito, Badajoz. Con un total de 17 plantas ($850 MW_e$).
- **Zona 4** → Jerez del Marquesado, Granada. Con un total de 3 plantas ($150 MW_e$).
- **Zona 5** → Jumilla, Murcia. Con un total de 3 plantas ($81,4 MW_e$).
- **Zona 6** → Quinto, Zaragoza. Con una sola planta ($22,5 MW_e$).

Estas zonas están estratégicamente escogidas para abarcar la mayor parte del territorio donde se encuentran las plantas termosolares. Como se puede observar, la estación de medición de la zona 6 se encuentra en Quinto, Zaragoza no en Cataluña como cabría esperar, ya que la única planta de esa zona se encuentra en Borges, Lérida.

Esto se debe a que el *Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente* solo ofrecía los datos de las comunidades autónomas que se lo facilitan (ya que es competencia de estas) y en el caso de Cataluña no le facilita al Ministerio esos datos ni ha sido posible encontrarlos publicados en la web de la comunidad. Así que se hace una aproximación con estos datos de Quinto, Zaragoza.

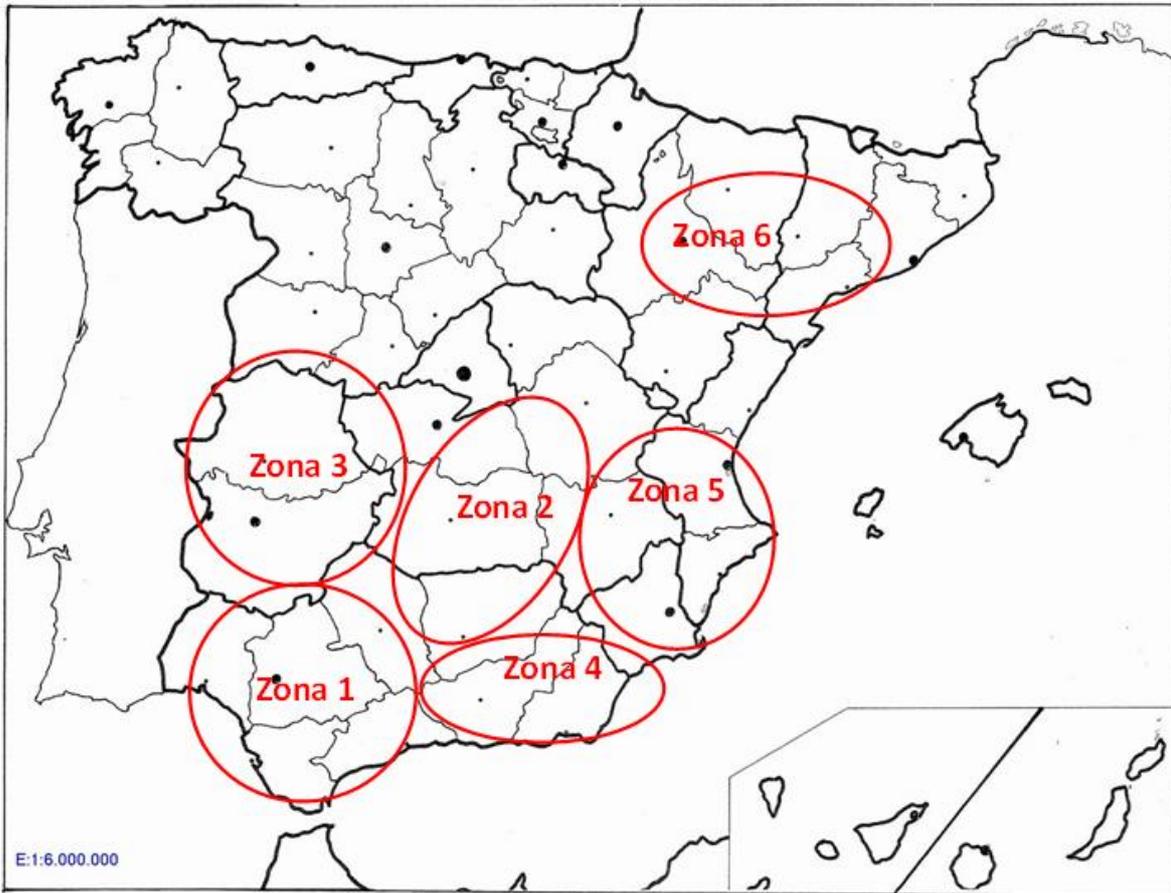


Figura 25. División del territorio peninsular en seis zonas diferentes.

El objetivo es crear unos ratios DNI/RG de modo que con cualquier dato de RG se pueda obtener inmediatamente la DNI. Esto se hace así porque desde las páginas oficiales se facilitan más datos de radiación global (reales) que de DNI que, además, son una media. El problema es el volumen de datos a tratar, debido a que la DNI de la que se dispone es una media histórica por lo que, para poder compararlas, habrá que hacer una media histórica con los datos de RG de las diferentes zonas. Para simplificar el tratamiento del volumen de datos anteriormente mencionado se van a usar dos localizaciones de DNI y por lo tanto solo se van a tener que hacer dos medias históricas de RG.

Las localizaciones elegidas son Sanlúcar la Mayor, Sevilla (Zona 1) y Marmolejo, Jaén (Zona 2). El motivo de usar estas dos localizaciones es porque son las zonas de las que ya se dispone de la DNI media. Para hacer la RG media de la zona 1 se usan datos desde 2007 hasta 2016 y para la zona 2, desde que hay registros 2012 hasta 2017. De este modo se obtienen dos ratios diferentes:

$$R1_i = \frac{DNI_i}{RG_{media_i}} \quad \text{Sanlúcar la Mayor, Sevilla}$$

$$R2_i = \frac{DNI_i}{RG_{media_i}} \quad \text{Marmolejo, Jaén}$$

Las demás zonas se ajustan al uso de esos dos ratios siguiendo el criterio de proximidad, quedaría el siguiente panorama: las zonas que usan R1 son la zona 1 y la zona 3, las que usan R2 son el resto de las zonas (la zona 2,

4, 5 y 6).

Cuando se calculan esos ratios podemos apreciar un comportamiento anómalo en la primera hora del día en la que hay radiación y se repite durante todo el año. Este comportamiento, que se puede observar en la Figura 26, consiste en adoptar unos valores muy elevados de los ratios en la primera hora de radiación. Esto se debe a que la DNI es muy alta en comparación con la RG en la primera hora, lo cual es una incongruencia debido a que la radiación global comprende todos los tipos de radiaciones y, por lo tanto, la DNI debería ser una parte proporcional de la RG.

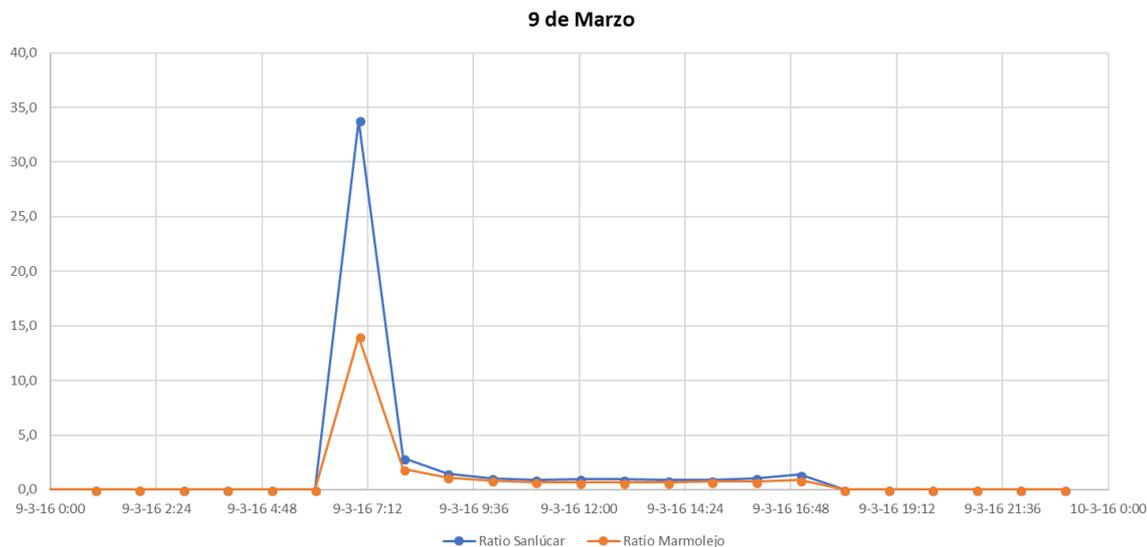


Figura 26. Comparación de los ratios R1 en azul (Sanlúcar la Mayor) y R2 en naranja (Marmolejo) de un día al azar: el 9 de marzo.

Ese pico elevado en la primera hora hace que el efecto de los ratios en el resto del día se diluya. Para solucionar esto, se establece un límite de tolerancia superior de 5, ya que los valores de los ratios el resto del día oscilan entre 0,2 y 4. En la Figura 27 se muestra este límite impuesto y, como se puede observar, todos los valores superiores al límite se toman como nulo. Se aprecia un comportamiento que se repite a lo largo de todo el año: en el amanecer y en el ocaso (primeras y últimas horas del día) los valores de los ratios son más elevados que el resto del día, aunque en el amanecer toma el valor más alto. También se aprecia como ambos ratios tienen el mismo comportamiento, siendo R1 mayor que R2. Esto se debe a que hay una mayor proporción de radiación directa normal en la radiación global de Sanlúcar la Mayor que en Marmolejo, es decir, normalmente para la misma Irradiancia global en ambas localizaciones, en Sanlúcar la Mayor hay una mayor irradiancia directa.

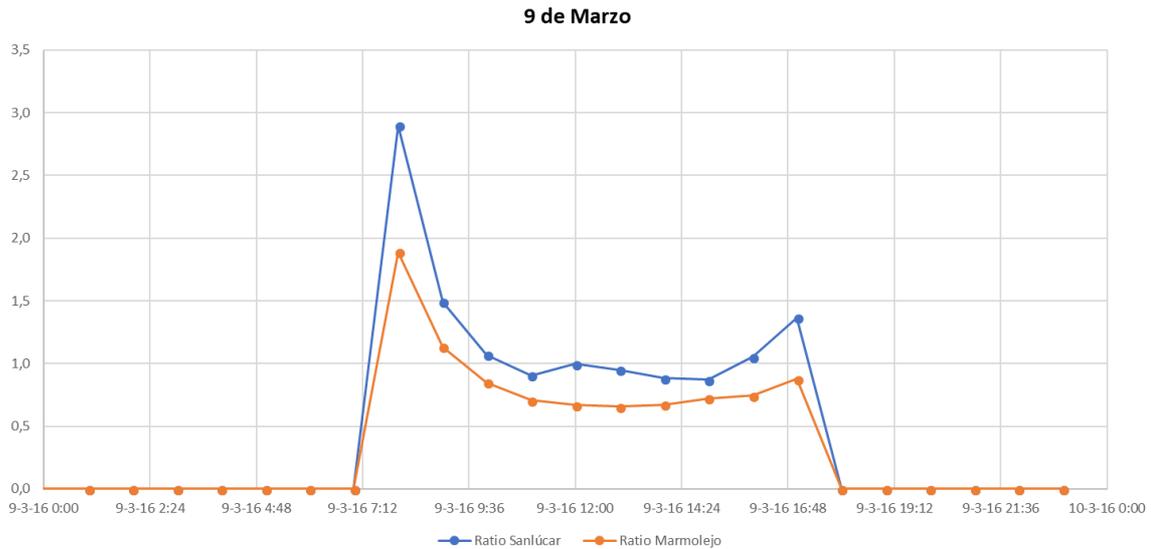


Figura 27. Comparación de los ratios R1 (en azul) y R2 (en naranja) con el límite de tolerancia impuesto para el día 9 de marzo.

Se ha puesto el ejemplo de un día al azar del 9 de marzo, pero el comportamiento de estos ratios a lo largo del año varía. Esta variación se produce más o menos en la mitad del año solar, es decir en el equinoccio de verano: la primera mitad del año solar el comportamiento de los ratios es como el mencionado anteriormente, pero en la segunda mitad el pico máximo se invierte. En la Figura 28 se muestra este hecho: el pico máximo del ratio se alcanza en el ocaso no en el amanecer.

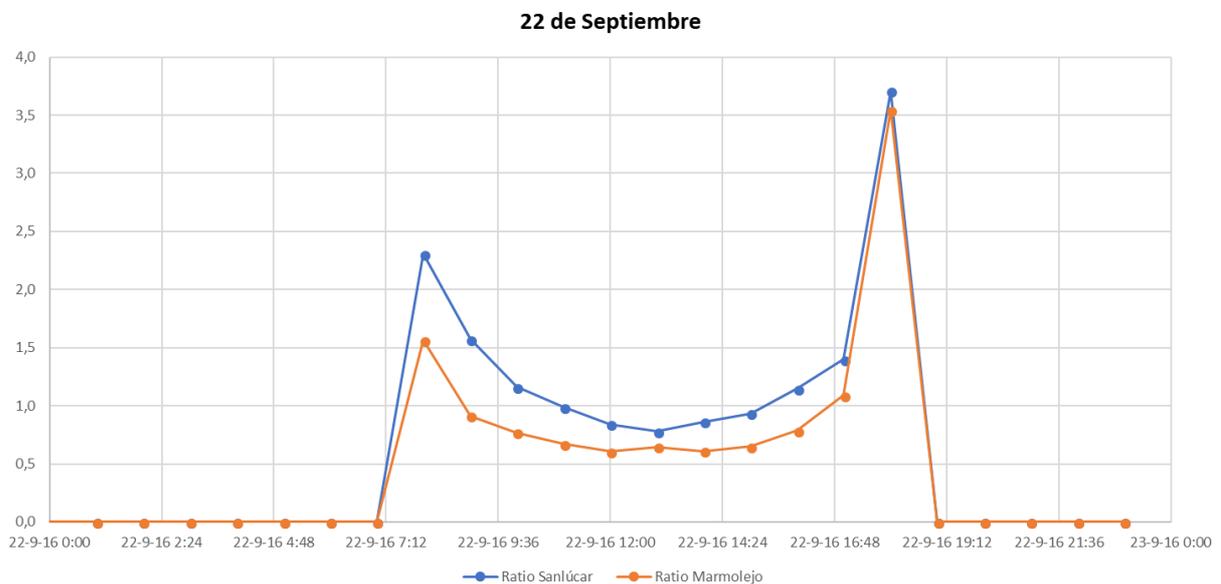


Figura 28. Comparación de los ratios R1 (en azul) y R2 (en naranja) del día 22 de septiembre.

Como este último método usado para calcular la DNI es el que presenta los mejores resultados es el que se escoge para su implementación en el desarrollo del modelo matemático.

3.2 Cálculo del ángulo cenital solar en intervalos horarios

Se propone calcular el ángulo cenital del sol (θ) para poner solución a dos problemas del modelo: la primera es establecer un límite de tolerancia adecuado para los ratios, no un valor arbitrario; la segunda es que se necesitaba saber cuando era de día y cuando de noche, salida y puesta real del sol. También se considera calcular la DNI como un una parte proporcional de RG usando el coseno del ángulo cenital.

Para simplificar los cálculos (ante la falta de datos), se supone que el ángulo cenital es siempre respecto a la superficie horizontal, paralela al suelo. Esto se hace debido a que no se tienen datos exactos de los sistemas de seguimiento solar que harán que la radiación solar llegue lo más perpendicular posible al sistema captador.

En la Figura 29 se muestra dicho ángulo cenital el cual es 0° cuando el sol se encuentra alineado con la normal (la vertical) y 90° cuando está alineado con la horizontal. Por lo tanto, será de día cuando el sol tenga un ángulo entre 0 y 90° ; será de noche cuando el ángulo cenital sea mayor de 90° . La ecuación del cálculo de ese ángulo cenital es:

$$\begin{aligned} \theta(t) = & \text{arcos}[\sin(\text{lat}) \cdot \sin(\delta(t)) \cdot \cos(\beta) - \sin(\delta(t)) \cdot \cos(\text{lat}) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta(t) \cdot \cos(\text{lat}) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega(t)) + \cos(\delta(t)) \cdot \sin(\text{lat}) \\ & \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(\gamma) \cdot \cos(\omega(t)) + \cos(\delta(t)) \cdot \sin(\beta) \cdot \sin(\gamma) \cdot \sin(\omega(t))] \end{aligned} \quad \text{Ec.1 [25]}$$

Donde β es el ángulo que forma el colector con la horizontal, que en este caso se ha tomado nulo ($\beta = 0^\circ$), al ser paralelo. Al final el ángulo cenital dependería de: $\theta = f(i, j, \text{lat}, \text{long})$; hora, día, latitud y longitud. Tras aplicar ese cambio la ecuación y particularizarla al caso de estudio, quedaría más simple:

$$\theta(i, j, \text{lat}, \text{long}) = \text{acos}[\sin(\delta(j)) \cdot \sin(\text{lat}) + \cos(\delta(j)) \cdot \cos(\text{lat}) \cdot \cos(\omega(i, j, \text{long}))] \quad \text{Ec.2}$$

Por lo que ahora dependería de la latitud (lat), del número del día que se encuentre ($\delta(j)$) y del ángulo de la hora solar ($\omega(i, j, \text{long})$).

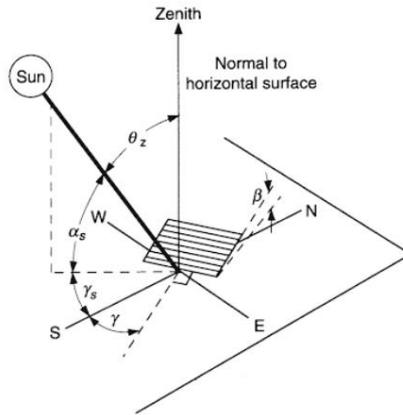


Figura 29. Representación del ángulo cenital (θ_z) entre los demás ángulos solares [25].

Estas variables, asu vez, dependen de la hora (i), del día (j) y de la longitud (long) tal y como muestran las ecuaciones 3, 4, 5 y 6.

$$\begin{aligned} \delta(j) = & 6,918 \cdot 10^{-3} - 0,3999 \cdot \cos(\mathbf{B}(j)) + 7,026 \cdot 10^{-2} \cdot \sin(\mathbf{B}(j)) - 6,758 \\ & \cdot 10^{-3} \cos(2\mathbf{B}(j)) + 9,07 \cdot 10^{-4} \cdot \sin(2\mathbf{B}(j)) - 2,697 \cdot 10^{-3} \\ & \cdot \cos(3\mathbf{B}(j)) + 1,48 \cdot 10^{-3} \cdot \sin(3\mathbf{B}(j)) \end{aligned} \quad \text{Ec.3 [26]}$$

$$\mathbf{B}(j) = \frac{(j-1) \cdot 360}{365} \quad \text{Ec.4 [25]}$$

$$\omega(i, j, long) = \frac{i \cdot 60 + \Delta t(j, i) - 4 \cdot long}{4} \quad \text{Ec.5 [26]}$$

$$\Delta t(j, i) = 229,18 \left[7,5 \cdot 10^{-5} + 1,868 \cdot 10^{-3} \cdot \cos(\gamma(i, j)) - 3,207 \cdot 10^{-2} \cdot \sin(\gamma(i, j)) - 1,4615 \cdot 10^{-2} \cdot \cos(2\gamma(i, j)) + 4,0849 \cdot 10^{-2} \cdot \sin(2\gamma(i, j)) \right] \quad \text{Ec.6 [26]}$$

$$\gamma(i, j) = \frac{360}{365} \cdot \left(j - 1 + \frac{i - 12}{24} \right) \quad \text{Ec.7 [25]}$$

Con todas estas ecuaciones se es capaz de calcular el ángulo solar en intervalos horarios, tal y como se muestra en la Figura 30.

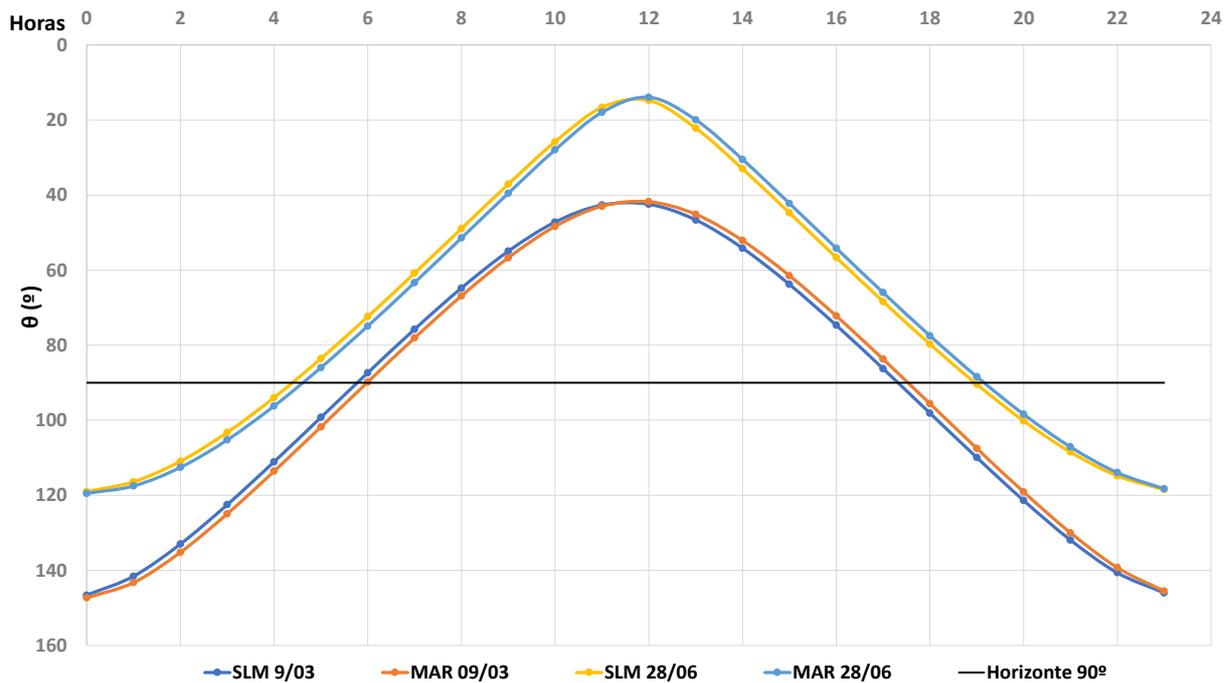


Figura 30. Representación del ángulo solar los días 9 de marzo y 28 de junio para dos localizaciones: Sanlúcar la Mayor (SLM) y Marmolejo (MAR).

Como se esperaba, en verano (28 de junio) el sol alcanza un punto más alto en el cielo que en invierno (9 de marzo) y amanece antes y se pone el sol más tarde. En la Figura 30 se muestra en negro la recta 90° que indica el horizonte, ángulos mayores a 90° será de noche (por debajo de esa recta negra en la figura) y ángulos menores será de día (por encima de la recta negra). También se puede apreciar, aunque con mayor dificultad, la diferencia del ángulo cenital entre ambas localizaciones, amaneciendo y poniéndose el sol escasos minutos antes en Sanlúcar la Mayor que en Marmolejo, debido a la diferencia de latitud y longitud a la que se encuentran ambas localizaciones.

Para establecer el límite de tolerancia de los ratios R1 y R2 se podría pensar que el ratio es válido cuando el ángulo solar es menor de 90°, pero esto no es así, debido a que la DNI aparece cuando el sol ha alcanzado una cierta altura por encima del horizonte, antes la radiación solar será difusa y formará parte de la global. Esa altura necesaria para que haya DNI se fija en 79°, es decir, 11° por encima del horizonte. Con este valor fijado, se asegura que los ratios no tomarán valores superiores a 6, que es aproximadamente lo mismo que se fijó arbitrariamente.

Para establecer cuando es de día y cuando es de noche se usa el mismo criterio, ya que esa diferenciación, en principio, se usa para saber cuando debería haber suficiente DNI para poner la planta en marcha independientemente de la meteorología que haga.

Sin embargo, no se puede usar el coseno del ángulo solar para calcular la DNI como parte proporcional de la radiación global porque se estarían obviando los efectos creados por la meteorología así que ese modo de calcularla se descarta.

3.3 Relación entre potencia generada y radiación directa recibida

Una vez calculada la DNI en cada zona, se necesita conocer la relación entre esa DNI incidente y la potencia que es capaz de generar la planta CCP con ella. Este es el núcleo del modelo matemático: la producción energética a partir de la DNI.

Para ello, se va a usar en gran parte del trabajo presentado en el artículo *Optimal control applied to distributed solar collector fields with partial radiation* publicado por Sergio J. Navas et al. [19]. En dicho artículo se presentan unas ecuaciones de comportamiento (incluyendo el régimen transitorio) de una planta termosolar de colectores cilindro-parabólicos de una potencia de hasta $2,2 MW_e$ con unos parámetros de diseño específicos para esa potencia.

En primer lugar, en este trabajo no se están considerando los estados transitorios de las plantas de CCP por lo que hay que estatizar esas ecuaciones, estableciendo que todas las variables que cambian con el tiempo sean nulas. Por otra parte, hay que hacer el diseño de los nuevos parámetros para una planta estándar de CCP (de potencia nominal $50 MW_e$). Los parámetros que hay que calcular son: la apertura de colectores (G), la longitud activa (en la cual el aceite térmico gana energía de la radiación solar) y pasiva (en la cual el aceite térmico pierde energía al cederla al ambiente) de los lazos ($L1$ y $L2$ respectivamente), la DNI de diseño, el número de lazos (n_{lazos}), el coeficiente de película (transmisión de calor) hacia el ambiente, el área y coeficiente global de transferencia de calor de cada intercambiador (UA) y el coeficiente de presión de la turbina (k). Estos son los parámetros que establecen la potencia nominal de la planta termosolar.

3.3.1 Ecuaciones de la simulación de la planta CCP modelo en EES®

Las ecuaciones que se van a presentar a continuación son dependientes las unas de las otras y requieren del uso de software para su resolución, en este caso se usa *Engineering Equation Solver®* [19]. Para la simulación, la planta se va a dividir en tres bloques: campo solar, banco de intercambiadores y turbina, como en el esquema de la Figura 31 que es muy similar al presentado en el apartado 2.5 *Plantas comerciales de colectores cilindro-parabólicos*, sin tener en cuenta el almacenamiento térmico ni la caldera de gas.

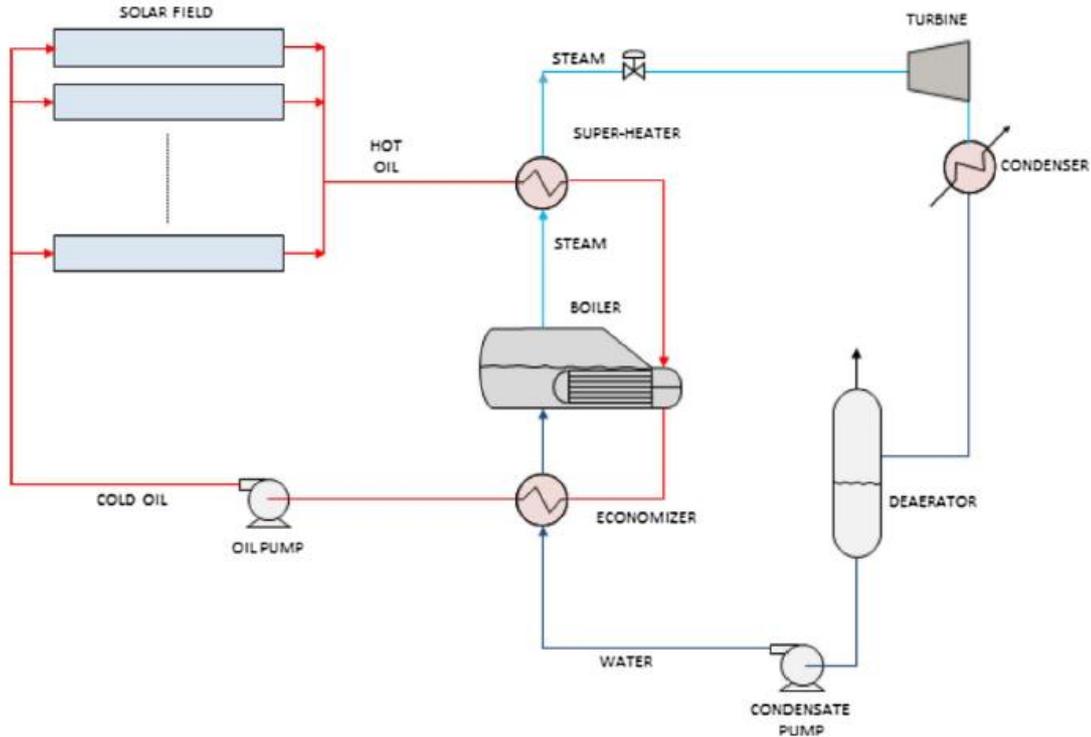


Figura 31. Esquema de la planta de CCP modelo que se usa en la simulación [19].

3.3.1.1 Ecuaciones del campo solar

Las ecuaciones que se van a usar están ya en estado estacionario para no tener en cuenta el régimen transitorio, que si se tiene en cuenta en el trabajo de Sergio J. Navas et al. [19].

$$DNI_{diseño} \cdot \mu_{op} \cdot G = G \cdot H_l \cdot (T_m - T_{amb}) + d_i \cdot H_t \cdot (T_m - T_a) \quad \text{Ec.8}$$

$$C_{p_a} \cdot \dot{m}_a \cdot \Delta T_l = d_i \cdot H_t \cdot (T_m - T_a) \quad \text{Ec.9}$$

$$G \cdot H_p \cdot (T_m - T_{amb}) = d_i \cdot H_t \cdot (T_m - T_a) \quad \text{Ec.10}$$

Donde el subíndice a significa referente al aceite térmico y el subíndice m , hace referencia al metal del captador cilindro-parabólico. La densidad y calor específico del aceite térmico se muestran en la Figura 17 y el salto térmico entre los extremos de los lazos (ΔT_l) debe ser de $100\text{ }^\circ\text{C}$. El valor del diámetro interno (d_i), del coeficiente de película de la parte activa (H_l) y el coeficiente de película de transferencia entre el metal y el aceite (H_t) son $0,082\text{ m}$, $0,49\frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ y $1430\frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ respectivamente [19]. El valor de la apertura de los colectores (G), la longitud de los colectores (L_c) y el número de colectores por lazo son $5,77\text{ m}$, 150 m , y 4 respectivamente [29].

Con esa longitud de los colectores y, sabiendo que hay cuatro por lazo se obtiene una longitud activa de $L1 = 600\text{ m}$, la longitud pasiva se calcula como una aproximación, el 10% de la activa, tomando ejemplo de las simulaciones presentadas por Sergio J. Navas et al., por lo que se obtendría una $L2 = 62\text{ m}$ [19].

No obstante, se comprueba que el efecto que causa la variación de la longitud pasiva ($L2$) no es relevante, tal y como se muestra en la Figura 32, la potencia eléctrica generada disminuye un 2% respecto a la nominal cuando se produce un aumento del 1000% en la longitud pasiva de los colectores. En la simulación la masa total de aceite y el flujo másico del mismo dependen de la longitud activa y pasiva del lazo, ya calculadas, y del número de lazos que se calcula en el apartado 3.3.2 *Diseño del número de lazos de la planta de CCP modelo*.

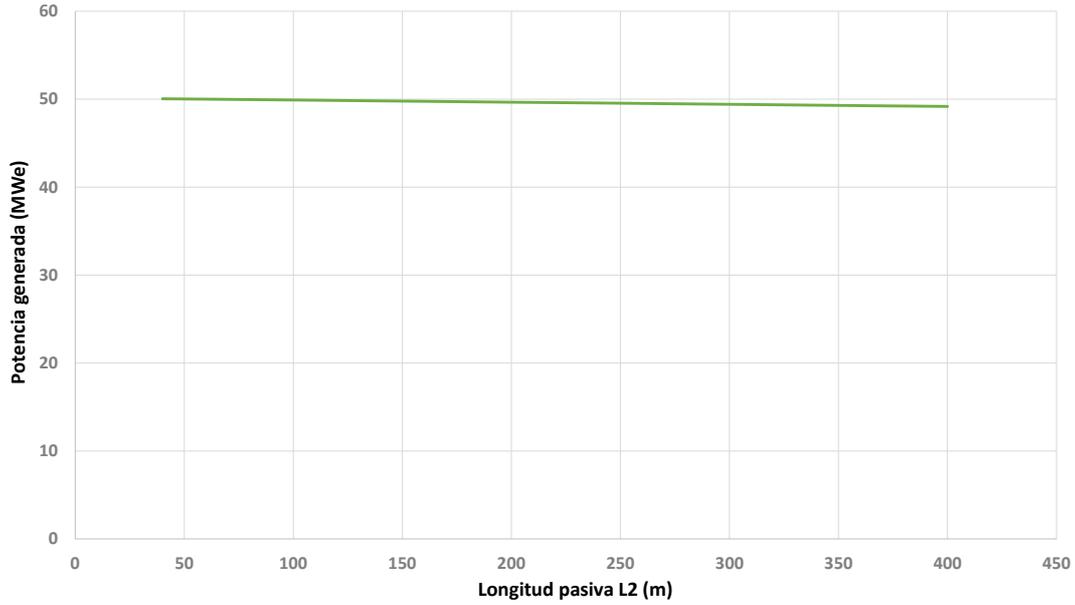


Figura 32. Efecto en la potencia eléctrica generada con la variación de la longitud pasiva manteniendo constante la longitud activa.

3.3.1.2 Ecuaciones del banco de intercambiadores

El banco de intercambiadores está compuesto por tres equipos: el recalentador, el economizador y el vaporizador tal y como se explica en un apartado de la introducción y se observa en la Figura 18.

Recalentador	$\dot{m}_a \cdot C_{p_a} \cdot (T_{aE1} - T_{aS1}) = Q_R$	Ec.11
	$\dot{m}_v \cdot C_{p_v} \cdot (T_{vS} - T_{wS2}) = Q_R$	Ec.12
	$UA_R \cdot DTLM_R = Q_R$	Ec.13
Boiler	$\dot{m}_a \cdot C_{p_a} \cdot (T_{aS1} - T_{aS2}) = Q_B$	Ec.14
	$\dot{m}_v \cdot \Delta H_{vap} + \dot{m}_w \cdot C_{p_w} \cdot (T_{sat} - T_{wE2}) = Q_B$	Ec.15
	$UA_B \cdot DTLM_B = Q_B$	Ec.16
Economizador	$\dot{m}_a \cdot C_{p_a} \cdot (T_{aS2} - T_{aS3}) = Q_E$	Ec.17
	$\dot{m}_w \cdot C_{p_w} \cdot (T_{wS1} - T_{wE1}) = Q_E$	Ec.18
	$UA_E \cdot DTLM_E = Q_E$	Ec.19

Donde el subíndice w indica agua y el subíndice v significa vapor. En la Figura 33 se muestra de nuevo el esquema del banco de intercambiadores (más la turbina) con la nomenclatura usada.

3.3.1.3 Ecuaciones de la turbina

El vapor de alta presión generado se introduce en la turbina de vapor, la cual se va a modelar usando el método de Willan's Line [30] y una modificación de la ecuación de Stodola en la presión de operación de la turbina [31], ambos descritos en el artículo de Sergio J. Navas et al. [19].

En primer lugar, se fija la presión de salida de la turbina, con un vapor típico de condensación en las turbinas de vapor de 5,36 kPa, luego se aplican los métodos mencionados con las siguientes ecuaciones:

$$P_{turbina} = k \cdot \dot{m}_v \quad \text{Ec.20}$$

$$a = -463 + 3,53\Delta T \quad \text{Ec.21}$$

$$b = 1,191 + 7,79 \cdot 10^{-4}\Delta T \quad \text{Ec.22}$$

$$n = \frac{L + 1}{b} \cdot \left(\Delta H_{isen} - \frac{a}{\dot{m}_v} \right) \quad \text{Ec.23}$$

$$W_{int} = \frac{L}{b} \cdot (\Delta H_{isen} \cdot \dot{m}_v - a) \quad \text{Ec.24}$$

$$W = n \cdot \dot{m}_v - W_{int} \quad \text{Ec.25}$$

Donde el subíndice *isen* se refiere al estado isentrópico la entalpía. El valor de *L* es el ratio de intercepción que varía entre 0,05 y 2 según las características de la turbina que, en este caso al ser turbina de vapor, toma el valor de 0,05 [30]. Con estos datos se puede calcular el parámetro *k* para la planta modelo de CCP, siendo de **0,00684**.

3.3.2 Diseño del número de lazos de la planta de CCP modelo

Siguiendo las directrices de diseño de *CENTRALES TERMOSOLARES CCP: Fundamentos técnicos, principales equipos y sistemas* escrito por Santiago García Garrido [28], se calculará el número de lazos a partir de:

$$\text{Potencia térmica } (P_{th}) = \frac{\text{Potencia nominal } (MW_e)}{\eta_{ciclo} \left(\frac{MW_e}{MW_{th}} \right)} \quad \text{Ec.26}$$

$$\text{Irradiancia a captar } (P_I) = \frac{P_{th}}{\mu_{op} \cdot \eta_{th} \left(\frac{MW_{th}}{MW_I} \right)} \quad \text{Ec.27}$$

$$\text{Área de captura } (A_c) = \frac{P_I (MW_I)}{DNI_{diseño} \left(\frac{MW_I}{m^2} \right)} \quad \text{Ec.28}$$

$$\text{Número de lazos } (nlazos) = \frac{A_c (m^2)}{A_l \left(\frac{m^2}{lazo} \right)} \quad \text{Ec.29}$$

Los valores del rendimiento del ciclo (η_{ciclo}), rendimientos ópticos y térmicos (μ_{op}, η_{th}) y el área de captación por lazo (A_l) son 0,39, 0,78, 0,72 y 3270 m² respectivamente [28]. Estos valores se toman según la bibliografía por el lado más conservador, pudiéndose alcanzar mejores rendimientos ópticos y térmicos en la actualidad. La DNI de diseño también se toma de lamisma bibliografía con un valor de 850 $\frac{W}{m^2}$. Con esos datos se obtiene un número base de lazos de colectores de 82, pero a ese número hay que aplicarle un factor de corrección llamado múltiplo solar (*MS*), el cual hace que no sea necesario alcanzar la DNI de diseño para conseguir la potencia nominal, sino algo menor. Ese múltiplo solar varía según cuente la planta con

almacenamiento o no: tomando el valor de 1,15 cuando carece de almacenamiento y de 2 cuando cuenta con 7 horas de almacenamiento. En este punto se considera que la variación del número de lazos es lineal con las horas de almacenamiento (aun sabiendo que no es del todo cierta) y se obtiene la recta mostrada en la Figura 34.

$$nlazos = 10 \cdot H_{nom} + 94 \quad \text{Ec.30}$$

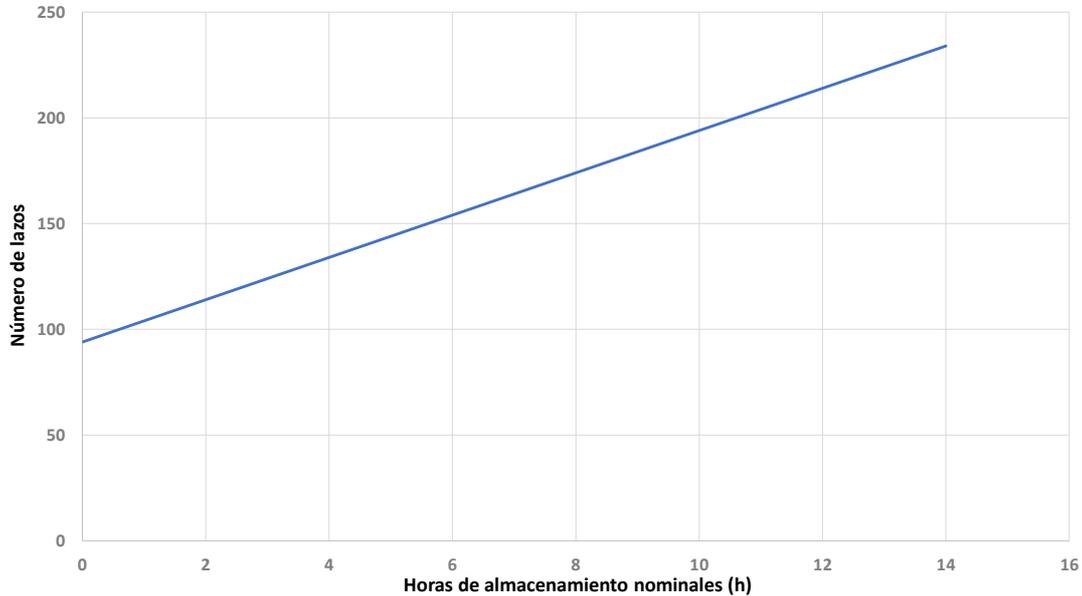


Figura 34. Variación del número de lazos con las horas de almacenamiento nominales de la planta.

Sin embargo, esta relación entre el número de lazos y las horas nominales de almacenamiento solo se usan en el modelo final. En la simulación de la planta de CCP modelo se usan dos números de lazo; 95 para el caso en el que la planta carezca de almacenamiento y 82 x 2 en el caso de que tenga almacenamiento. Este último caso se toma como situación especial ya que en la simulación de la planta modelo se van a usar solo 82 lazos y en el modelo final se toma que, cuando hay 164 lazos, el comportamiento es el mismo que si hubiera dos campos de 82 lazos funcionando en paralelo. Aceptar esta forma del comportamiento de las plantas de CCP simplifica mucho los cálculos, tanto en la simulación como en el modelo final.

Por lo que, en la simulación de la planta modelo se van a obtener dos correlaciones, una para una planta con 95 lazos y otra para una planta con 82 lazos.

3.3.3 Correlaciones obtenidas de la simulación

Se hacen dos simulaciones para obtener la relación entre la potencia eléctrica generada y la radiación directa recibida, para una planta de $50 MW_e$ sin almacenamiento, que tiene 95 lazos de colectores, y para otra con almacenamiento que tiene dos campos de 82 lazos:

$$W_{82} = 7 \cdot 10^{-6} DNI^2 + 0,0626 DNI - 8,0223 \quad R^2 = 1 \quad \text{Ec.31}$$

$$W_{95} = 5 \cdot 10^{-6} DNI^2 + 0,0847 DNI - 11,087 \quad R^2 = 1 \quad \text{Ec.32}$$

Ambas correlaciones obtenidas se representan en la Figura 35 y, como se puede observar, la potencia eléctrica generada presenta un comportamiento casi lineal con la DNI. Tras hacer la simulación se comprueba que a partir de una DNI inferior a $132 \frac{W}{m^2}$ empieza a dar problemas de convergencia, por lo que se supone que a DNI menores a la mencionada la planta no puede vencer su dinámica térmica para ponerse en operación y no funciona.

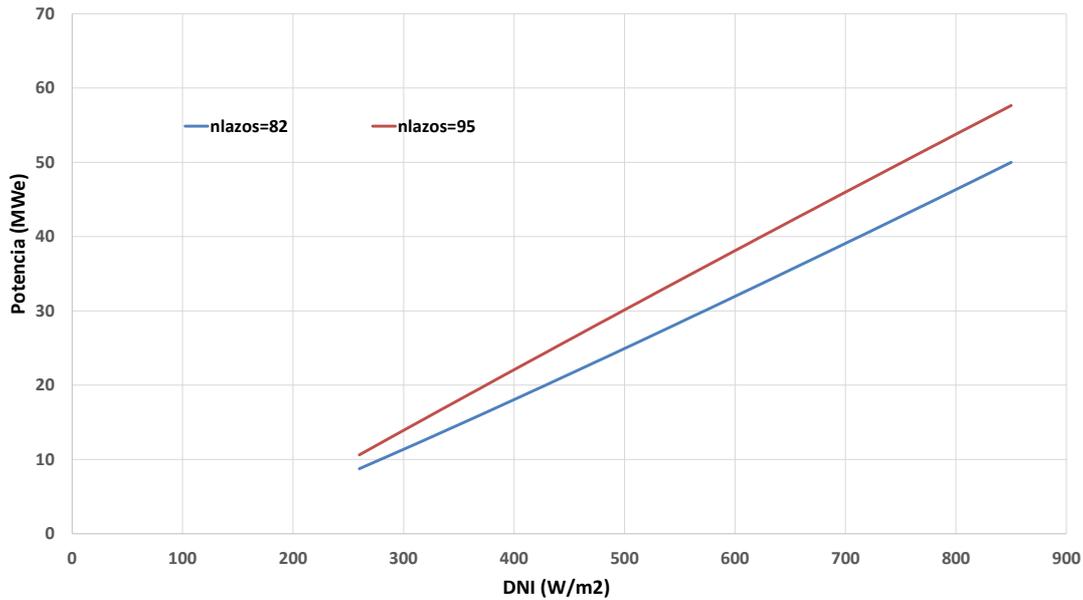


Figura 35. Representación de las correlaciones obtenidas de potencia vs. radiación directa.

Como se esperaba, al aplicar un MS de 1,15 se aumenta el rango de producción, es decir, con la DNI de diseño se obtendría una potencia mayor a la nominal. Por eso, para la DNI nominal ($850 \frac{W}{m^2}$) la curva de los 82 lazos llega a la potencia nominal ($50 MW_e$) y la de los 95 lazos alcanza una potencia algo mayor, $57,8 MW_e$. Sin embargo, ambos campos solares tienen una DNI mínima de operación muy parecidas: $127 (95 \text{ lazos})$ frente a $132 W/m^2 (82 \text{ lazos})$.

Con esas correlaciones solo la planta sin almacenamiento (de 95 lazos) estaría totalmente definida. No obstante, para las plantas que cuenten con almacenamiento, se suponen una operación diferente: la generación eléctrica prima sobre el almacenamiento térmico. Es decir, los 164 deben estar disponibles para producir los $50 MW_e$ de potencia nominal y, si la DNI es suficiente, el resto de los lazos se usa para almacenar energía térmica. Es por esto, que surge la necesidad de conocer la relación entre la DNI recibida y el número de lazos necesarios para producir la potencia nominal. Para ello, se realiza otra simulación y se obtiene dicha relación:

$$nlazos = 307430 \cdot DNI^{-1,219} \quad R^2 = 0,999 \quad \text{Ec.33}$$

$$DNI = 31752 \cdot nlazos^{-0,82} \quad R^2 = 0,999 \quad \text{Ec.34}$$

En la Figura 36 se muestran las dos ecuaciones mencionadas, que son complementarias, es decir, una se obtiene de despejar la otra, pero ambas son importantes para el modelo y por eso se presentan.

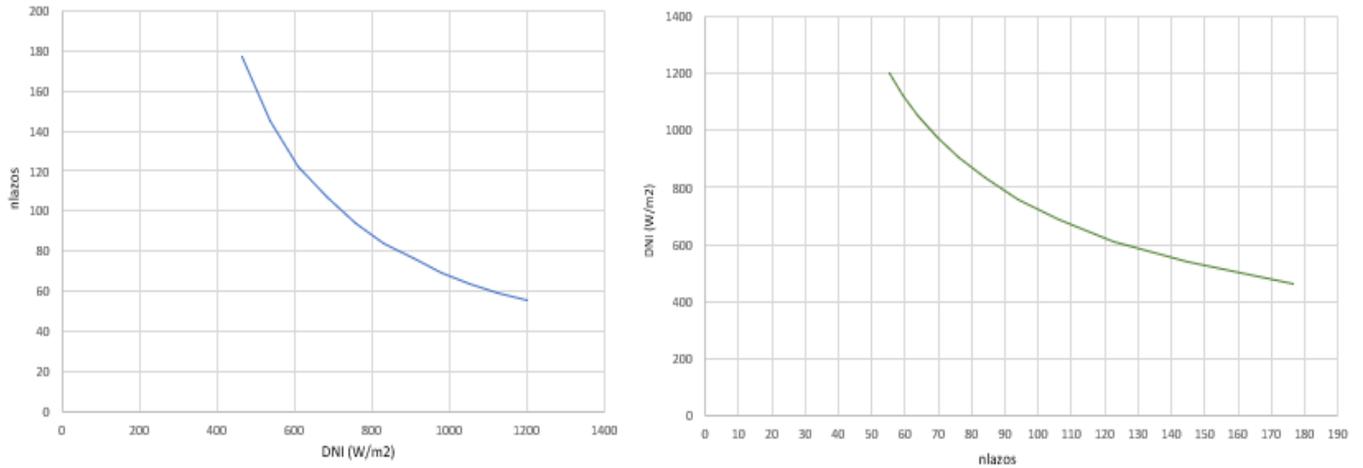


Figura 36. Representación de la dependencia entre la DNI y el número de lazos necesarios para producir los 50 MW_e de potencia nominal.

También se toma el comportamiento del rendimiento del ciclo como lineal con la potencia nominal, ya que en el artículo de Sergio J. Navas et al. [19], para una potencia nominal de $2,2 \text{ MW}_e$ el rendimiento que se alcanza es del 26%, mientras que en las de 50 MW_e se alcanza el rendimiento máximo conseguido, el 39%. Se obtiene una relación que calcula el rendimiento del ciclo en tanto por uno representada en la Figura 37.

$$\eta_{\text{ciclo}} = 0,00273 \cdot P_{\text{nom}} + 0,254 \quad \text{Ec.35}$$

$$VDP(z, 1) = \frac{\eta_{\text{ciclo}}}{0,39} \quad \text{Ec36}$$

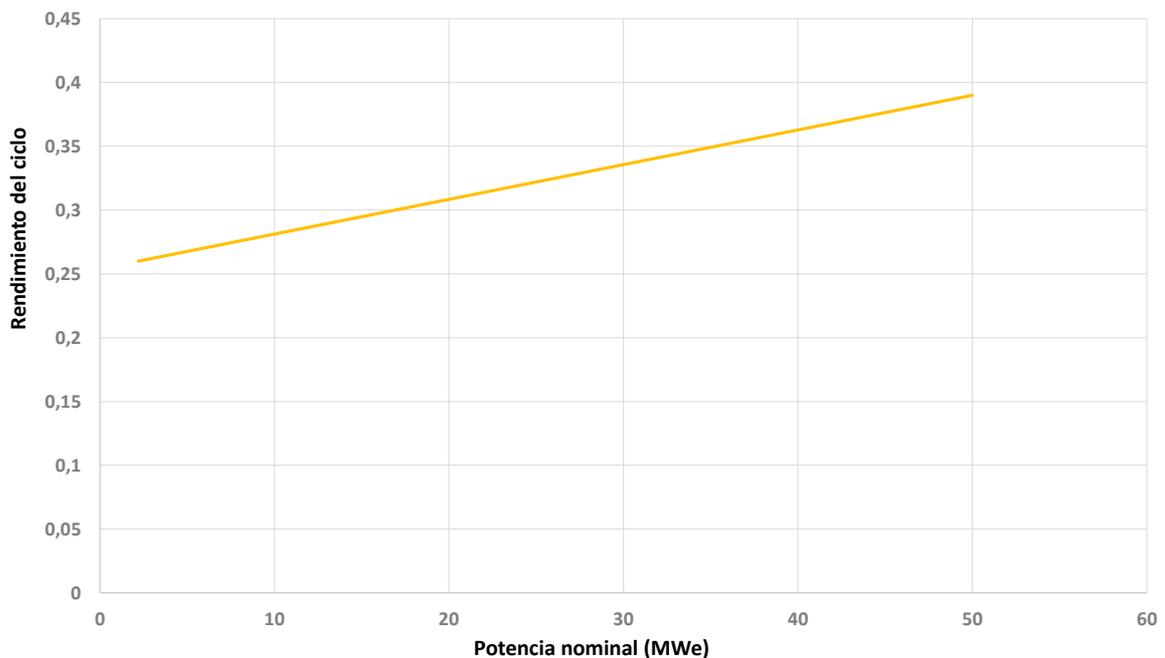


Figura 37. Variación del rendimiento del ciclo con la potencia nominal.

3.4 Descripción del modelo

El modelo matemático creado es capaz de representar el comportamiento del conjunto de plantas de una forma aproximada a la real.

Para que el modelo pueda funcionar requiere de un *input* (la radiación global de las zonas a evaluar) y 10 restricciones, que serán las que impongan las condiciones iniciales del sistema. Esas restricciones son: el tipo de tecnología de la planta (aunque solo se haya modelado la tecnología de CCP), la potencia nominal (P_{nom}), las horas de almacenamiento nominales (H_{nom}), la zona a la que corresponde cada planta, el dato de ratio que le corresponde a cada planta, el número de zonas, el número de ratios, el tiempo de simulación (años, semanas o días todos en forma de horas), el factor de potencia mínima de invierno (f_{mi}) y el factor de potencia mínima de verano (f_{mv}), todas las restricciones se muestran en la Figura 38. Con los *inputs* y las restricciones ya fijadas el modelo está listo para funcionar.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Tecnología	Potencia nominal (MW)	Almacenamiento (h)	Latitud (°)	Longitud (°)	Zona	Datos	Localización	Masa de sales (Ton)				
2	Torre	10	1	37,483	-6,235	1	1	Sanlúcar la Mayor	869,64				
3	Torre	20	1	37,483	-6,235	1	1	Sanlúcar la Mayor	1585,41				
4	CCP	50	0	37,483	-6,235	1	1	Sanlúcar la Mayor	0,00				
5	CCP	50	0	37,483	-6,235	1	1	Sanlúcar la Mayor	0,00				
6	CCP	50	0	37,483	-6,235	1	1	Sanlúcar la Mayor	0,00				
7	Torre	20	15	37,463	-5,344	1	1	Fuentes de Andalucía	23781,13		plantas	Total (MW)	Total (MWh)
8	CCP	50	0	36,92	-6,076	1	1	Letrija	0,00		50	2303,9	6845,7
9	CCP	50	0	37,541	-5,083	1	1	Écija	0,00				
10	CCP	50	0	37,541	-5,083	1	1	Écija	0,00				
11	CCP	50	0	37,121	-5,454	1	1	Morón de la Fra.	0,00				
12	CCP	50	7	37,121	-5,454	1	1	Morón de la Fra.	21925,73		Años	Año bisiesto	Semanas
13	CCP	50	7,5	37,16	-3,072	4	2	Aldeire	23491,86		0	1	52,3
14	CCP	50	7,5	37,16	-3,072	4	2	Aldeire	23491,86				
15	CCP	50	7,5	37,16	-3,072	4	2	Aldeire	23491,86				
16	Fresnel	1,4	0,5	38,229	-1,702	5	2	Calasparra	66,42		DNimin	DNImax	Hcompleta
17	Fresnel	30	0,5	38,229	-1,702	5	2	Calasparra	1092,42		132	850	8
18	CCP	50	0	38,688	-4,108	2	2	Puertollano	0,00				
19	CCP	50	7,5	39,39	-3,21	2	2	Alcázar de San Juan	23491,86				
20	CCP	50	7,5	39,39	-3,21	2	2	Alcázar de San Juan	23491,86		fm invierno	fm verano	
21	CCP	50	0	39,39	-3,21	2	2	Alcázar de San Juan	0,00		0,5	0,8	
22	CCP	50	0	39,39	-3,21	2	2	Alcázar de San Juan	0,00				
23	CCP	50	0	39,325	-3,481	2	2	Puerto Lápice	0,00		Zona	Ratio	
24	CCP	50	0	39,325	-3,481	2	2	Puerto Lápice	0,00		1	1	
25	CCP	50	0	38,809	-6,79	3	1	Alvarado	0,00		2	2	
26	CCP	50	7,5	38,618	-6,796	3	1	Torre de Miguel Sesmerc	23491,86		3	1	
27	CCP	50	7,5	38,618	-6,796	3	1	Torre de Miguel Sesmerc	23491,86		4	2	
28	CCP	50	7,5	38,87	-6,971	3	1	Badajoz	23491,86		5	2	
29	CCP	50	7,5	38,92	-6,478	3	1	La Garrovilla	23491,86		6	2	

Figura 38. Ejemplo de la pantalla de Excel® en la que se introducen las restricciones (resaltadas en color).

El modo de funcionamiento fijado del modelo se puede dividir en seis bloques principales: el cálculo del ángulo solar, el cálculo de los ratios y la DNI incidente, el cálculo de la masa de sales fundidas para el almacenamiento, la producción eléctrica y la carga del almacenamiento y, por último, el cálculo de las horas disponibles en el almacenamiento y la descarga de este.

El **bloque 1** del cálculo del ángulo cenital sigue exactamente las mismas ecuaciones descritas en el apartado correspondiente: *3.2 Cálculo del ángulo cenital solar en intervalos horarios*. No obstante, tras haber realizado varias modificaciones y creado diferentes versiones del modelo, se llegó a la conclusión de que no era necesario usarlo y, por eso, en el código final del modelo mostrado en el *Anexo IV: Código del modelo matemático en Visual Basics for Applications®*, aparece comentado para que no se ejecute.

El **bloque 2** es el cálculo de la DNI incidente en cada planta con el uso de los ratios. Para ello se crean variables que sean capaces de asignar a cada zona su ratio correspondiente ($C(j, i)$, $InZo(z, 1)$ y $RaPla(i, z)$ en el código del modelo).

El **bloque 3** realiza el cálculo de la masa necesaria de sales sigue las mismas ecuaciones descritas en el *Anexo I: Cálculo de la masa de sales y volumen necesario de los tanques*, teniendo en cuenta que cada planta tiene unas horas nominales de almacenamiento y un rendimiento del ciclo propios (llamadas en el código $Entrada(z, 3)$ y $nciclo(z, 1)$ respectivamente), siendo las horas nominales una restricción impuesta en el modelo y el rendimiento del ciclo se calcula como se muestra en la Figura 37 (Ecuación 35) asumiendo la linealidad entre rendimiento del ciclo y potencia nominal en la planta, simplificación 3 descrita en la Tabla 5.

El **bloque 4** es el de producción de potencia eléctrica y de carga del almacenamiento y es el más complejo de todos los bloques. Por ello, se ha realizado un diagrama de flujo de este bloque que se encuentre adjunto en el *Anexo V: Diagramas de flujo del modelo*. El primer paso es calcular el número de lazos de CCP nominales con

los que cuenta la planta, para ello, se usa la ecuación que relaciona el número de lazos con las horas nominales de almacenamiento (simplificación 1 de la Tabla 5) descrita en la Ecuación 30 (Figura 34). También se usa una variable llamada variación del porcentaje (VDP), descrita en la Ecuación 36 que se usa para saber la diferencia del rendimiento del ciclo de la planta respecto al original y aplicarla en el número de lazos; si el rendimiento del ciclo es menor que el de diseño porque la potencia nominal de la planta es menor que la de diseño, la relación entre el número de lazos nominales no es estrictamente lineal, sino que se corrige con dicha variación del rendimiento del ciclo.

El segundo paso de este bloque es distinguir entre las plantas que cuentan con almacenamiento y con las que no para usar una correlación de potencia u otra. Para las que no tienen almacenamiento térmico tienen 95 lazos nominales y por ello se usa la correlación W_{95} descrita en la Ecuación 32, se comprueba que la DNI recibida no sea menor que la mínima de operación y si es igual o mayor se calcula la potencia con la correlación teniendo en cuenta que el resultado de esa correlación no sea mayor a la potencia nominal.

Para las plantas que cuentan con almacenamiento el procedimiento es más complejo, ya que se considera que hay una parte proporcional del campo solar (según las horas nominales de almacenamiento) que se usa para cargar el almacenamiento si la DNI recibida lo permite (simplificación 4 de la Tabla 5). Sin embargo, si la DNI recibida no permite cargar el almacenamiento se usa todo el campo solar para la producción de potencia. La Ecuación 34 permite calcular la DNI mínima (DNI_{nlazos}) para producir la potencia nominal con el total del campo solar y distinguir así entre los dos casos. Si la DNI recibida es menor entonces se usa el mismo procedimiento que en las plantas que no cuentan con almacenamiento: todos los lazos nominales se destinan a la producción de potencia ($lazosP$), se comprueba que la DNI recibida no sea menor a la mínima de operación y se calcula la potencia producida con la correlación potencia DNI para 82 lazos (W_{82}) mostrada en la Ecuación 31, de forma proporcional con los lazos totales del campo solar.

Si la DNI recibida es mayor que la DNI_{nlazos} significa que el almacenamiento se puede cargar y para ello se distribuyen los lazos nominales entre lazos destinados a la producción de potencia ($lazosP$), que se calculan con la Ecuación 33 usando el número de lazos necesarios según la DNI para producir la potencia nominal ($nlazos_{DNI}$), y los destinados a la carga del almacenamiento ($lazosA$) que se calculan como la diferencia entre los lazos nominales y los que se usan para la generación de potencia. Las horas de carga se calculan como la potencia que generan los $lazosA$ entre la potencia nominal de la planta. Esto impone de operación en el que se prima la generación de potencia por encima de la carga del almacenamiento, descrita en la simplificación 5 de la Tabla 5.

El **bloque 4** es el destinado a calcular las horas (a potencia nominal) de las que se disponen en el almacenamiento y calcular las horas de la descarga de este. El código se divide en tres partes iguales en las que solo cambia el factor de potencia mínimo, el cual establece la potencia mínima que debe suministrar el almacenamiento en caso de que no se quisiera generar la potencia nominal. Hay dos factores de potencia mínima, el de verano, que abarca desde el 15 de marzo hasta el 20 de agosto (entre las horas 2500 y 5500 del año), y el de invierno que cubre los meses restantes. Esos límites de fecha se pueden variar fácilmente en el código cambiando el valor de la toma de decisión, se aprecia mejor en el segundo diagrama de flujo del *Anexo V: Diagramas de flujo del modelo*.

En primer lugar, el código establece unas condiciones iniciales, en la primera hora de la simulación la energía disponible en el almacenamiento es nula y, por tanto, no se puede descargar. Luego comprueba que sea necesario descargar, es decir, que la potencia que se genera sea menor que la que se quiere generar; que la potencia nominal por el factor de potencia mínima sea menor que la potencia que se produce desde el campo solar. En ese caso se comprueba que haya energía suficiente para alcanzar la potencia que se quiere generar y, si no hay suficiente, descarga la energía que haya.

En el caso que no fuera necesario descargar energía del almacenamiento, se comprueba que la carga más la energía que hubiera antes de cargar no supere la capacidad nominal, en caso de que, si la superara, el almacenamiento se carga al máximo de su capacidad y el resto de energía se rechaza.

Todas las curvas usadas se calculan para la planta de diseño de 50 MW_e nominales, pero se asume relación lineal con la variación de la potencia nominal de las plantas. Así es como funciona el modelo, no obstante, el código final y los diagramas de flujo de los bloques 3 y 4 aparecen en el *Anexo IV* y el *Anexo V* respectivamente.

Además, en la Tabla 5 se recogen todas las simplificaciones que se han tenido en cuenta para la creación del modelo.

Tabla 5. Simplificaciones asumidas en la creación del modelo de comportamiento.

Número	Simplificación	Descripción
1	El número de lazos de colectores es proporcional a las horas nominales de almacenamiento	Tras el diseño de plantas termosolares, se sabe que para plantas sin almacenamiento el número de colectores (CCP) es de 95 y para aquellas con 7 horas nominales de almacenamiento ese número de lazos aumenta hasta los 164, ambas plantas con una potencia nominal de $50 MW_e$. A falta de más datos y para simplificar el modelo, se asume que el número de lazos tiene una relación lineal con las horas de almacenamiento nominales, tal y como se muestra en la Figura 34.
2	La relación potencial entre el número de lazos y la DNI es proporcional con la potencia nominal	Con los cálculos hechos para una planta de 164 lazos se obtiene una relación potencial entre el número de lazos necesarios para producir los $50 MW_e$ nominales y el número de lazos necesarios para ello (Figura 36). En este trabajo se asume que esa relación potencial es escalable linealmente con la potencia nominal, es decir, para una potencia nominal mitad a la de diseño, la curva de la Figura 36 tomará valores mitad a los originales (manteniendo la relación potencial entre el número de lazos y la radiación recibida).
3	El rendimiento eléctrico se considera lineal con la potencia nominal de la planta	Teniendo en cuenta el factor de escala en las plantas termosolares, se sabe que plantas con diferente potencia nominal no presentan el mismo rendimiento del ciclo. Consultando la bibliografía se observa cómo una planta de $2,2 MW_e$ nominales presenta un rendimiento del ciclo del 26% [17] y para una planta de $50 MW_e$ el rendimiento alcanza el máximo presentado en este tipo de tecnología, un 39% [26]. A falta de más datos que lo corroboren, se asume una relación lineal entre la potencia nominal de planta y el rendimiento del ciclo, tal y como se muestra en la Figura 37.
4	Para plantas con almacenamiento se supone que hay una parte del campo solar destinada la carga de este	Para plantas que cuentan de almacenamiento se aplica un múltiplo solar (del que se habla en el apartado 3.3.2 <i>Diseño del número de lazos de la planta de CCP modelo</i>) para crear un campo solar (proporcional al original de diseño) que se destina a la carga del almacenamiento cuando la radiación solar lo permite.
5	El modo de operación marcado no permite que el curtailment se almacene si hay capacidad en el almacenamiento para ello	El modo de operación establecido no es capaz de asumir el curtailment en forma de horas de carga del almacenamiento. Cuando la demanda no puede asumir la producción que potencialmente podría generar la planta, se restringe la producción de esta. Sin embargo, en la realidad, se sabe que si existe curtailment es posible aprovechar (media) para cargar el almacenamiento.

3.5 Validación del modelo

Para validar el modelo, se usan los datos reales de generación eléctrica a partir de termosolar del año 2016 [20]. Para que el modelo sea válido, el comportamiento que genere del conjunto de plantas CSP del panorama español tiene que ser lo más parecido posible al comportamiento real. El total de las plantas termosolares tiene una potencia eléctrica instalada de 2303,9 MW_e y un total de horas de almacenamiento (media) a esa potencia total de 3,14 h.

En la Figura 39 se muestra el comportamiento del modelo usando la DNI calculada con los ratios de las diferentes zonas. Se puede observar que, aunque presenta un comportamiento parecido, no es del todo preciso. En la primera parte del año, la producción calculada es mucho mayor que la real, generando picos de generación eléctrica similares a la producción estival. En la última parte del año tiene un comportamiento similar al de la primera parte, en general, aparecen picos de producción donde en la realidad se deberían producir valles. Es por esto, por lo que hay que buscar una solución para asemejar ambos comportamientos y que el modelo ofrezca unos resultados que, aunque sean aproximados a la realidad, sean más precisos que los conseguidos hasta ahora.

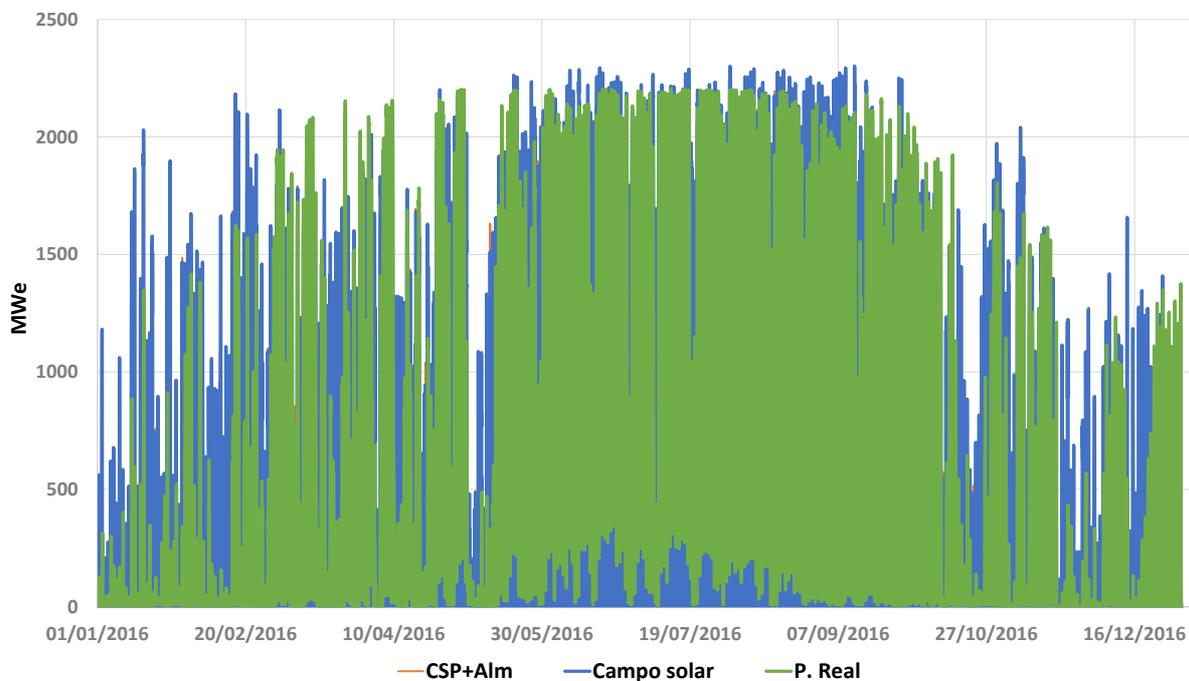


Figura 39. Representación del comportamiento del modelo usando la DNI calculada (azul solo campo solar y naranja campo solar y almacenamiento) comparado con el comportamiento real (verde).

Buscando una solución al problema (los picos que genera el modelo cuando en la realidad son valles y viceversa) se piensa que el problema radica en el cálculo de la DNI usada, que no corresponde con la real. El único dato de radiación real del que se dispone es la radiación global, y aunque se sabe que la radiación global va a ser mayor siempre que la DNI, se hace una prueba. En la Figura 40 se muestra el resultado de probar el modelo matemático usando la radiación global en vez de la radiación directa normal.

En este caso, se observa que la producción generada por el modelo es siempre superior a la producción real pero que, sin embargo, el comportamiento es muy similar al comportamiento real. De hecho, el comportamiento que presenta el modelo usando la RG es casi proporcional al comportamiento real, es decir, donde en la realidad se producen valles de producción el modelo genera valles y donde en realidad se producen picos de generación, el modelo también genera esos picos.

Lo único que no consigue este modelo, independientemente de la radiación que se use, es reproducir el

comportamiento de generación eléctrica mínimo que se alcanza en verano.

Si se observa la Figura 40, en los meses estivales la generación eléctrica real es siempre superior a 0, es decir, el almacenamiento hace que el conjunto de plantas sea capaz de operar en continuo (el conjunto, no se refiere a plantas individuales) sin llegar a parar el bloque de potencia. Eso, sin embargo, el modelo no es tan preciso como para reproducirlo.

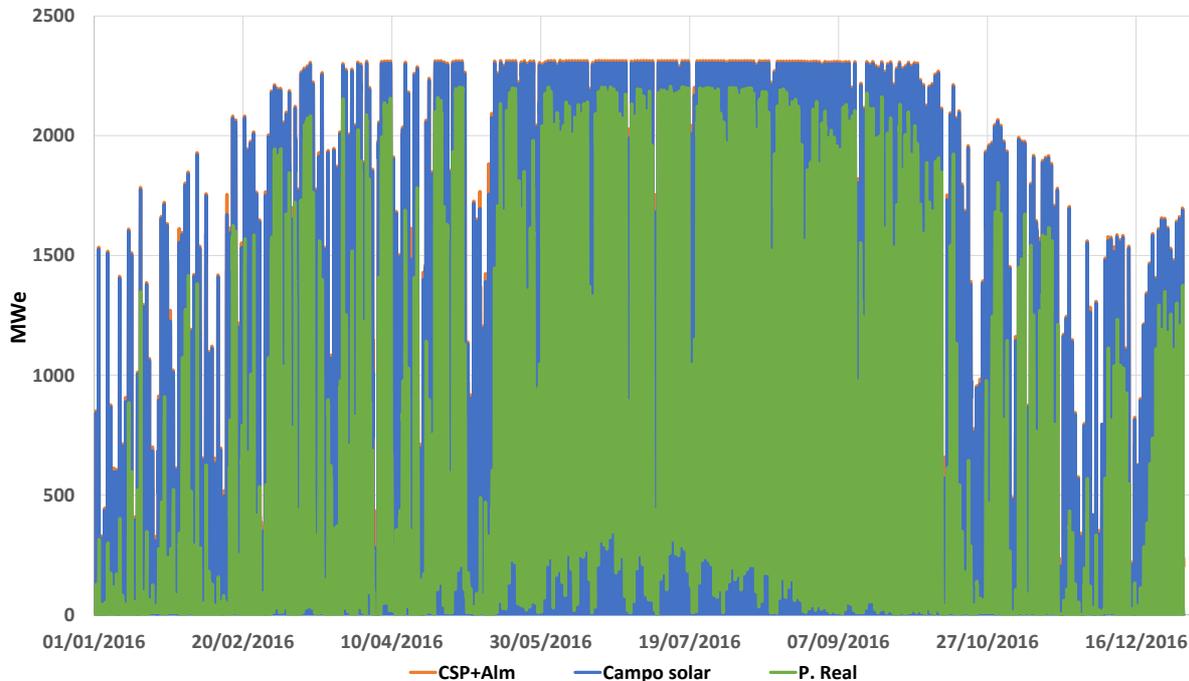


Figura 40. Representación del comportamiento del modelo usando la RG real (azul solo campo solar y naranja campo solar y almacenamiento) comparado con el comportamiento real (verde).

Para solucionar el problema de que se genere mucha más potencia de la real, se ha optado por la opción más simple, hacer que la producción del modelo sea proporcional aplicando unos factores de corrección que son:

- Del **1 de enero** hasta el **2 de marzo** el factor toma el valor de **0,78**.
- Del **3 de marzo** hasta el **4 de mayo** el factor toma el valor de **0,91**.
- Del **5 de mayo** hasta el **20 de agosto** el factor toma el valor de **0,95**.
- Del **21 de agosto** hasta el **9 de noviembre** el factor toma el valor de **0,91**.
- Del **10 de noviembre** hasta el **31 de diciembre** el factor toma el valor de **0,8**.

Estas fechas son aproximadas ya que se calcula por horas no por días, pero es la combinación que más se ajusta al comportamiento real. El resultado de este cálculo se muestra en la Figura 41, en la cual se aprecia que el comportamiento del modelo se ajusta al real significativamente mejor que usando la DNI o usando la RG sin corregir.

Por este motivo, se descarta el uso de los ratios y la DNI calculados para usar la RG corregida, y será el modelo que se use a partir de ahora en los diferentes escenarios propuestos. El código completo y final se presenta en el *Anexo IV: Código del modelo matemático en Visual Basics for Applications®*, donde la parte de código en color verde (como el cálculo del ángulo cenital o el cálculo de los ratios DNI-RG) no se procede a su lectura.

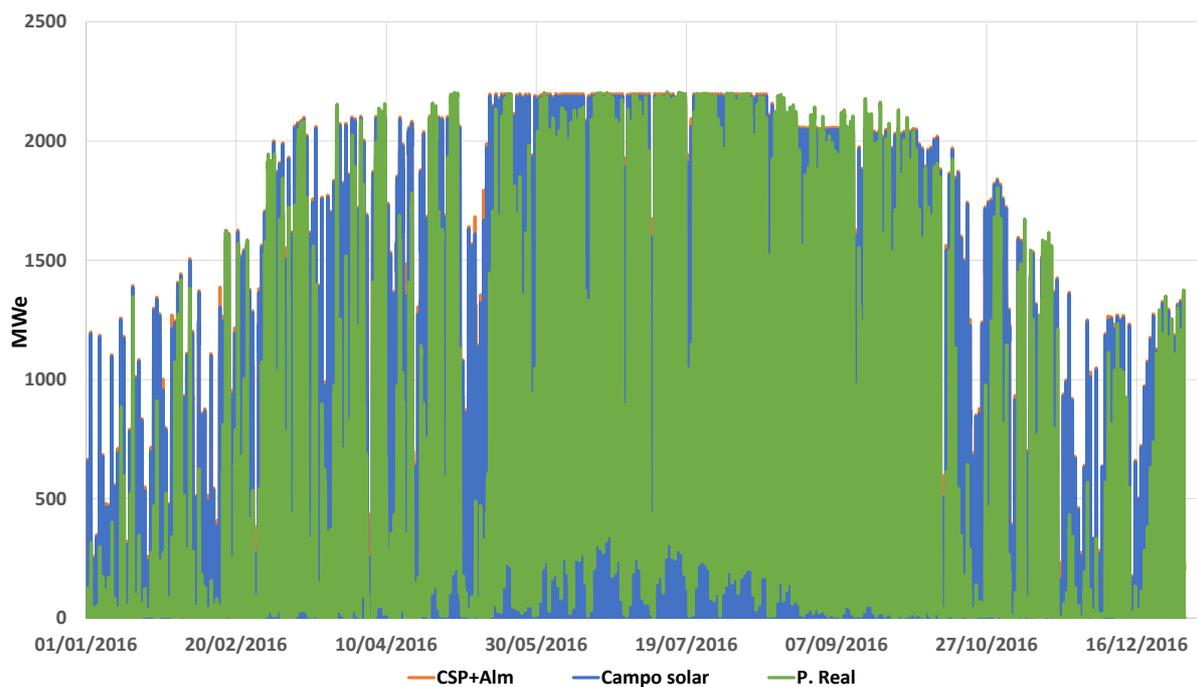


Figura 41. Representación del comportamiento del modelo usando la RG real (azul y naranja) comparado con el comportamiento real (verde) aplicando un coeficiente de corrección proporcional.

4 APLICACIÓN DEL MODELO

En esta segunda parte del trabajo se quiere usar el modelo para evaluar un panorama hipotético con diferentes escenarios en el que la tecnología de concentración solar tenga una capacidad instalada suficiente para retirar del mix eléctrico a las fuentes de generación eléctrica no renovables.

Para ello, se calcula la demanda a cubrir a partir de los datos ofrecidos por REE [22], que son: la demanda total del año 2016 y la generación eléctrica de ese mismo año para todas las fuentes disponibles. Como lo que se quiere retirar del mix eléctrico son las fuentes no renovables, hay que dejar intactas las renovables, para ello, se calcula la nueva demanda (neta) a cubrir por la termosolar. Esta demanda a cubrir sería la resta entre la demanda total del año 2016 menos la generación a partir de renovables, mostrada en la Figura 42.

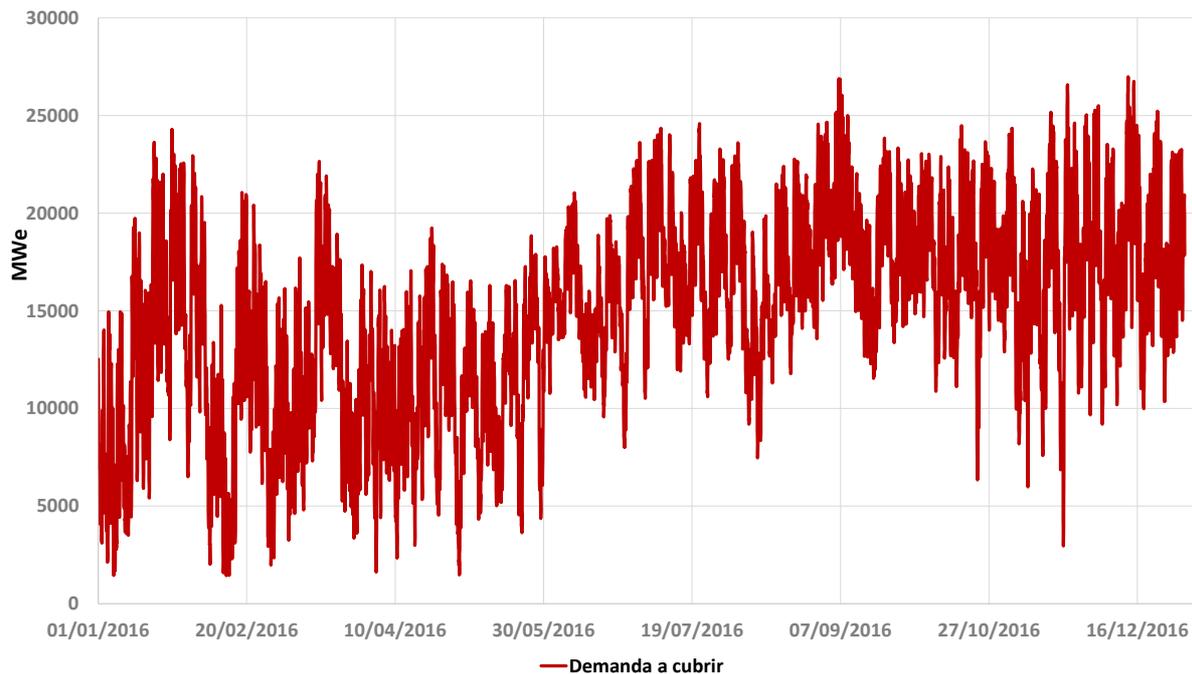


Figura 42. Demanda a cubrir por las plantas termosolares tras haberle restado las fuentes de generación renovables [20].

El objetivo es ver la influencia que tienen las horas nominales de almacenamiento térmico sobre la producción eléctrica a partir de gas natural y sobre el exceso de energía producida (curtailment) en los diferentes casos para cubrir la demanda. El curtailment es la cantidad de energía que se produce de más y que la demanda no puede asumir.

La energía que debe aportar el gas natural se calcula como la diferencia entre la demanda y la producción total en tramos horario, es decir, la energía que no sea capaz de producir el conjunto de plantas a partir de la radiación solar y el almacenamiento térmico debe ser suministrada por el gas natural (Ec.35).

El porcentaje de la energía producida con el gas natural se calcula en base a la energía total producida en el año, es decir, la energía anual total producida con el campo solar, el almacenamiento térmico y el gas natural (Ec.36).

El curtailment está calculado como la diferencia entre la energía total producida (campo solar, almacenamiento y gas natural) y la energía total de la demanda, es decir, es la energía que se produce de más de la demanda (Ec.37):

$$Producción\ real_i\ (MW) = CSP_i\ (MW) + Almacenamiento_i\ (MW) - E_{Curt}\ (MWh) \quad Ec. 34$$

$$E_{GN_i}\ (MW) = Demanda_i\ (MW) - Producción\ real_i\ (MW) \quad Ec.35$$

$$\%Gas\ Natural = \frac{\sum_{i=1}^{8784} E_{GN_i}\ (MWh)}{\sum_{i=1}^{8784} [E_{GN_i}\ (MWh) + Producción\ real_i\ (MWh)]} \quad Ec.36$$

$$E_{Curtailment_i}\ (MW) = Producción\ real_i\ (MW) - Demanda_i\ (MW) \quad Ec.37$$

$$\%Curtailment = \frac{\sum_{i=1}^{8784} E_{Curt_i}\ (MWh)}{\sum_{i=1}^{8784} Producción\ real_i\ (MWh)} \quad Ec.38$$

Se debe tener en cuenta de forma especial que el porcentaje de gas natural y el porcentaje de curtailment no se calculan en base a la misma energía total, para el gas natural se tiene en cuenta estrictamente toda la energía producida en la planta anualmente, teniendo en cuenta la energía producida por el gas natural. Sin embargo, el porcentaje de curtailment se calcula en base a la energía producida por el campo solar y el almacenamiento, sin ayuda de *backup*. Esto se hace de este modo porque la definición de curtailment es la energía que la planta deja de producir porque la demanda no es capaz de asumirla.

Para estudiar la influencia que tienen las horas de almacenamiento y la potencia total instalada, se presentan diferentes posibles escenarios para tratar de cubrir esa demanda, variando la capacidad termosolar instalada, la proporción de potencia instalada por zona y las horas nominales de almacenamiento. Para ello se crean 10 escenarios diferentes:

- **Escenario 1:** la capacidad eléctrica de energía termosolar instalada es igual al pico máximo de la demanda a cubrir respetando la proporción real de potencia instalada por zonas.
- **Escenario 2:** la capacidad eléctrica de energía termosolar instalada es un 30% mayor al pico máximo de la demanda respetando la proporción real de potencia instalada por zonas.
- **Escenario 3:** la capacidad eléctrica de energía termosolar instalada es un 50% mayor al pico máximo de la demanda respetando la proporción real de potencia instalada por zonas.
- **Escenario 4:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda con equidad de potencia instalada por zonas.
- **Escenario 5:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda y se concentra en la Zona 1.
- **Escenario 6:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda y se concentra en la Zona 2.
- **Escenario 7:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda y se concentra en la Zona 3.
- **Escenario 8:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda y se concentra en la Zona 4.
- **Escenario 9:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda y se concentra en la Zona 5.
- **Escenario 10:** la capacidad eléctrica de energía termosolar es un 30% mayor al pico máximo de demanda y se concentra en la Zona 6.

Todos los escenarios siguen las mismas ecuaciones mencionadas anteriormente (Ec. 34, 35, 36, 37 y 38). Además, las plantas usadas en todos ellos son idénticas, todas cuentan con la máxima potencia nominal posible ($50 MW_e$) y con la misma tecnología de captación solar (colectores cilindro-parabólicos).

En todos los escenarios se hacen el mismo número de simulaciones, variando las horas nominales de almacenamiento de todas las plantas. Se hacen simulaciones en intervalos de 3 en 3 horas nominales, desde plantas sin almacenamiento (0 horas nominales) hasta 30 horas nominales, que serían 11 simulaciones. Sin embargo, se decide hacer una simulación más, una intermedia donde las horas nominales de almacenamiento sean $7,5 h$, que es la capacidad más común con la que cuentan las plantas termosolares comerciales del panorama nacional. En total se hacen 12 simulaciones por escenario.

En España, por ley, las plantas de concentración solar están autorizadas a producir un máximo del 15% de la energía total anual a partir de la caldera de apoyo de gas natural [32]. Por ello, el escenario más favorable será el que presente una producción menor o igual al 15% con el menor número de horas nominales de almacenamiento y menor curtailment posible, en caso de que se pudiera alcanzar.

4.1 Escenario 1: Capacidad instalada igual al pico máximo de demanda respetando la distribución de potencia en las zonas establecidas.

En este primer escenario la capacidad eléctrica instalada va a ser igual al pico máxima de la demanda a cubrir (Figura 42) que es de 26983 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 27500 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 540 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: 8400 MW_e equivalentes a un total de 168 plantas termosolares.
- Zona 2: 5300 MW_e equivalentes a un total de 106 plantas termosolares.
- Zona 3: 10100 MW_e equivalentes a un total de 202 plantas termosolares.
- Zona 4: 1900 MW_e equivalentes a un total de 38 plantas termosolares.
- Zona 5: 1000 MW_e equivalentes a un total de 20 plantas termosolares.
- Zona 6: 300 MW_e equivalentes a un total de 6 plantas termosolares.

En la Figura 43 se muestra el resultado de las simulaciones realizadas con las condiciones del Escenario 1. Se observa como, al aumentar las horas nominales de almacenamiento la necesidad de producir con gas natural disminuye, pero también aumenta el curtailment. Se puede observar que, el aumento de las horas nominales de almacenamiento ejerce una mayor influencia sobre la producción de gas natural que sobre el curtailment, lo cual tiene sentido, ya que la energía que produce el gas natural es la sustituta a la energía cedida por el almacenamiento durante los periodos nocturnos sobretodo. El curtailment aumenta al aumentar las horas nominales de almacenamiento porque durante los periodos en los que se use el almacenamiento y no haya demanda suficiente para asumir esa producción, aumenta el curtailment.

Sin embargo, este escenario no es capaz de cubrir la demanda cumpliendo el máximo del 15% impuesto por ley (línea negra punteada en la Figura 43). La curva de gas natural tiende de forma asintótica al 20%, mientras que la de curtailment al 37%.

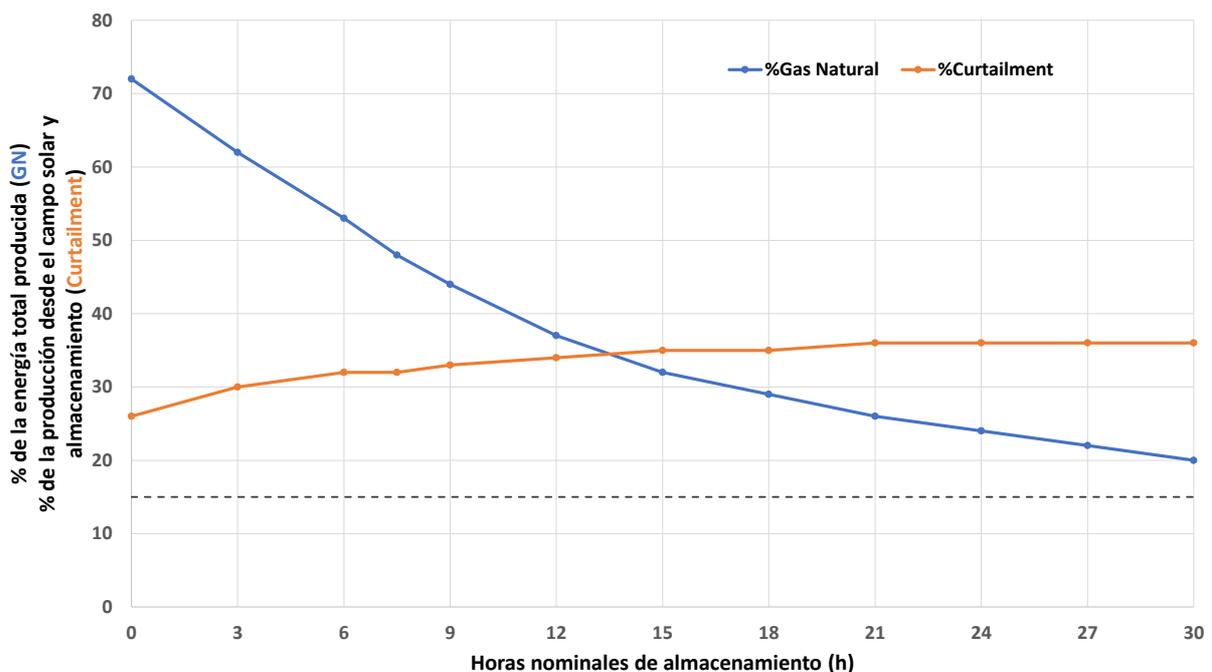


Figura 43. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 1.

4.2 Escenario 2: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda respetando la distribución de potencia en las zonas establecidas.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de 35078 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 35100 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: 10900 MW_e equivalentes a un total de 218 plantas termosolares.
- Zona 2: 6950 MW_e equivalentes a un total de 139 plantas termosolares.
- Zona 3: 13100 MW_e equivalentes a un total de 262 plantas termosolares.
- Zona 4: 2450 MW_e equivalentes a un total de 49 plantas termosolares.
- Zona 5: 1300 MW_e equivalentes a un total de 26 plantas termosolares.
- Zona 6: 400 MW_e equivalentes a un total de 8 plantas termosolares.

Como se puede observar en la Figura 44, el comportamiento de ambas curvas con el aumento de las horas nominales de almacenamiento es igual al del primer escenario, es el comportamiento esperado. Sin embargo, en este escenario en el que la potencia instalada es mayor (y, por tanto, una mayor capacidad de almacenamiento) las curvas tienen una evolución más rápida que en el Escenario 1. Es decir, la curva de gas natural decae más rápido y la del curtailment crece más rápido con el aumento de las horas nominales de almacenamiento.

La curva de gas natural tiene el comportamiento esperado, decae con el aumento de horas nominales y es capaz de alcanzar el 15% con 28 horas de almacenamiento. La curva de curtailment crece con el aumento de las horas nominales, pero de forma suave, es decir, la influencia del aumento de las horas nominales de almacenamiento es menor en el curtailment que en el gas natural.

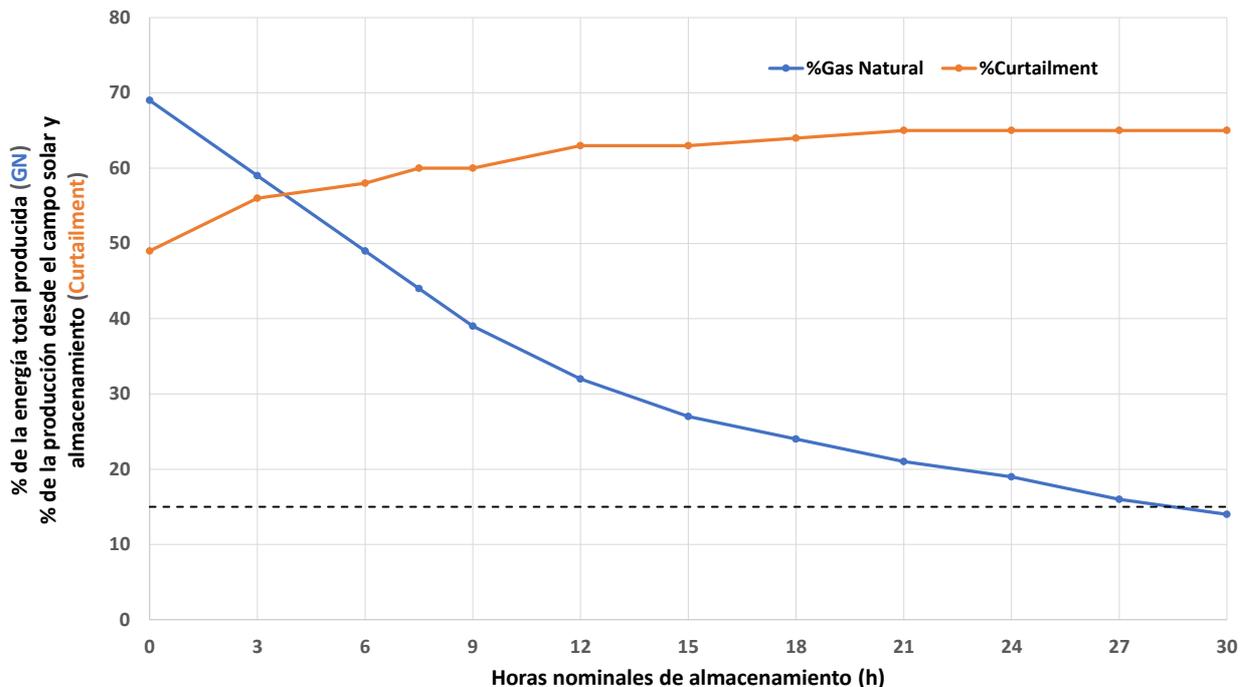


Figura 44. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 2.

4.3 Escenario 3: Capacidad instalada sobredimensionada un 50% respecto al pico máximo de demanda respetando la distribución de potencia en las zonas establecidas.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 50% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de, al menos, $40474,5 \text{ MW}_e$. Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 40500 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 810 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: 12600 MW_e equivalentes a un total de 252 plantas termosolares.
- Zona 2: 7950 MW_e equivalentes a un total de 159 plantas termosolares.
- Zona 3: 15150 MW_e equivalentes a un total de 303 plantas termosolares.
- Zona 4: 2850 MW_e equivalentes a un total de 57 plantas termosolares.
- Zona 5: 1500 MW_e equivalentes a un total de 30 plantas termosolares.
- Zona 6: 450 MW_e equivalentes a un total de 9 plantas termosolares.

En la Figura 44 se observa como la tendencia de ambas curvas es la misma que en los casos anteriores, la de gas natural disminuye y la de curtailment aumenta cuando se aumentan las horas nominales de almacenamiento. Sin embargo, se aprecia como la curva de gas natural alcanza el 15% de la energía total producida con 26 horas nominales de almacenamiento, valor menor que en el escenario anterior (28 horas). Sin embargo, el curtailment alcanza su límite en el 85%, mayor al del Escenario 2.

En este escenario se puede conseguir un porcentaje menor de gas natural (en torno al 10%) pero con un curtailment significativamente alto, alcanzando el valor del 95%. Es por esto por lo que se considera un sobredimensionamiento excesivo y el resto de los escenarios se calculará con el sobredimensionamiento del 30%.

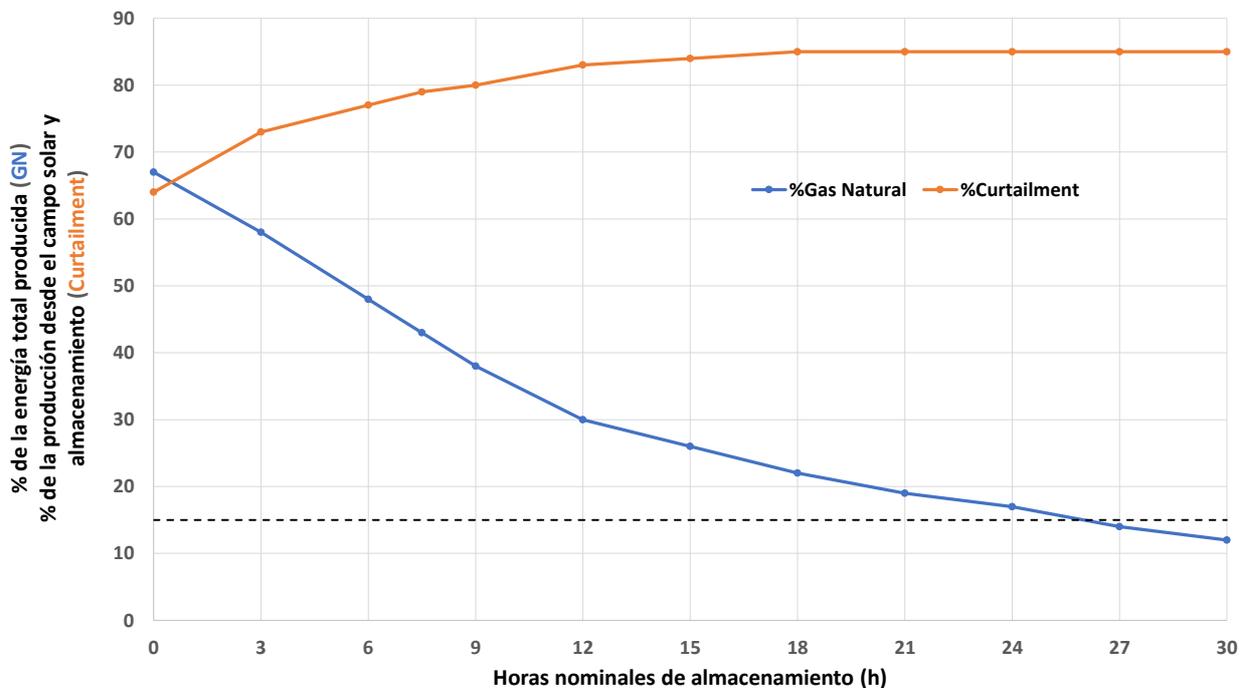


Figura 45. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 3.

4.4 Escenario 4: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda con equidad de potencia instalada en todas las zonas.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de 35078 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 35100 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: 5850 MW_e equivalentes a un total de 117 plantas termosolares.
- Zona 2: 5850 MW_e equivalentes a un total de 117 plantas termosolares.
- Zona 3: 5850 MW_e equivalentes a un total de 117 plantas termosolares.
- Zona 4: 5850 MW_e equivalentes a un total de 117 plantas termosolares.
- Zona 5: 5850 MW_e equivalentes a un total de 117 plantas termosolares.
- Zona 6: 5850 MW_e equivalentes a un total de 117 plantas termosolares.

El comportamiento es muy similar al del Escenario 2, pero en este caso se puede observar en la Figura 46 como la curva de curtailment presenta una mayor linealidad en su primer tramo. Además, el mínimo de curtailment es menor que en el Escenario 2 (47% en vez de 49%) y el máximo también es menor (64% en vez de 65%). Cifras que varían muy poco pero que indican que existe una diferencia entre estar las plantas equitativamente distribuidas y estar en las proporciones originales.

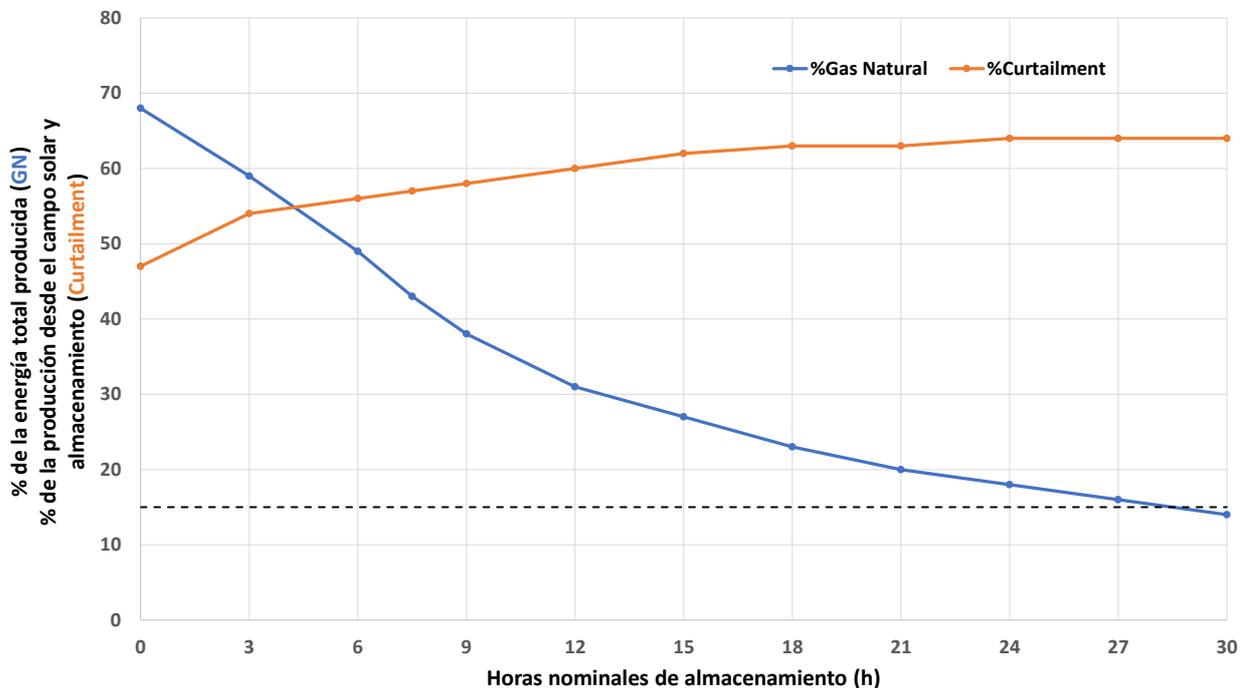


Figura 46. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 4.

4.5 Escenario 5: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 1.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de $35078 MW_e$. Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de $50 MW_e$ de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar $35100 MW_e$ de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas agrupadas todas en la zona 1 con el objetivo de ver cómo sería el comportamiento de dicha zona:

- Zona 1: $35100 MW_e$ equivalentes al total de 702 plantas termosolares.
- Zona 2: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 3: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 4: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 5: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 6: no hay plantas termosolares instaladas.

Comparando este escenario con los escenarios base: el 2 (30% sobredimensionado respetando la proporción de potencia instalada por zonas) y el escenario 4 (30% sobredimensionado con equidad de potencia en las zonas), se observa en la Figura 47 que el 15% de gas natural se alcanza con el mismo número de horas nominales de almacenamiento (28h). Sin embargo, la curva de curtailment es diferente, alcanza un valor asintótico, del 69%, mayor que en los otros dos escenarios, y lo alcanza con menos horas nominales. La tendencia de ambas curvas es la esperada y que se repite en todos los escenarios.

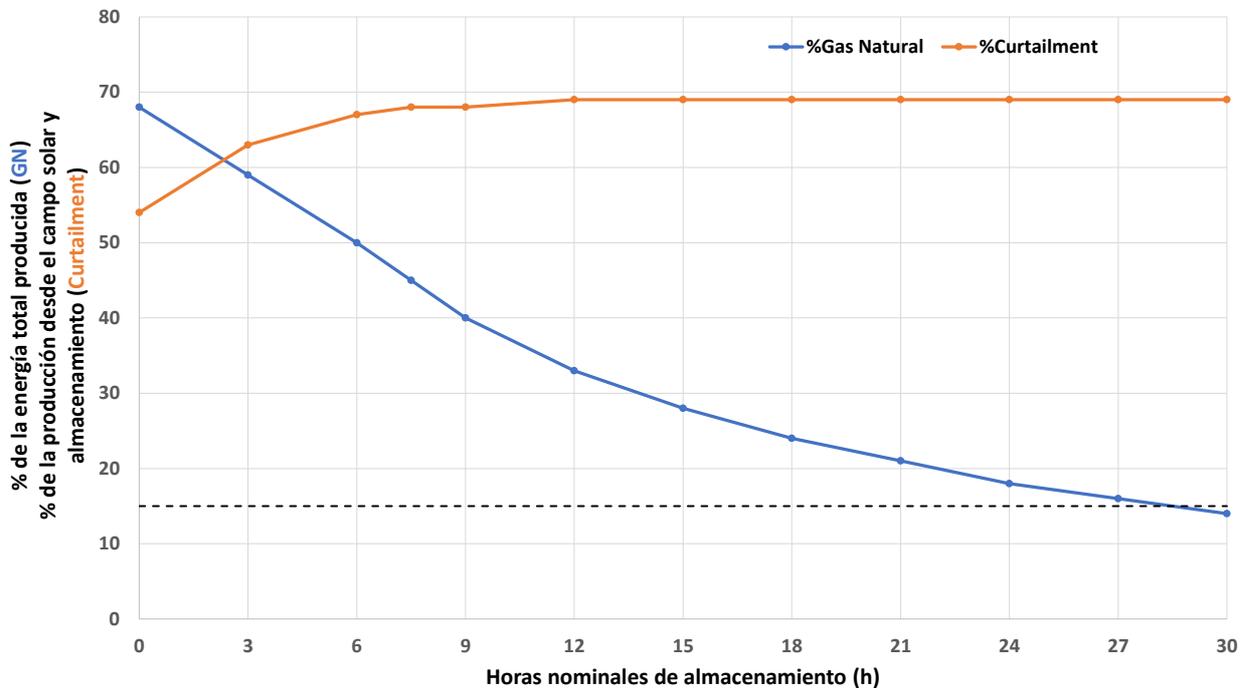


Figura 47. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 5.

4.6 Escenario 6: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 2.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de 35078 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 35100 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas agrupadas todas en la zona 1 con el objetivo de ver cómo sería el comportamiento de dicha zona:

- Zona 1: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 2: 35100 MW_e equivalentes al total de 702 plantas termosolares.
- Zona 3: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 4: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 5: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 6: no hay plantas termosolares instaladas.

La curva de gas natural de este escenario, mostrada en la Figura 48, tiene una pendiente menor que en los escenarios anteriores y por ello, no llega a alcanzarse el 15% ni con el máximo de horas nominales simuladas, solo alcanza el 18%. Por otro lado, la curva de curtailment tiene un valor máximo mayor que al caso base (Escenario 2), un 67% frente al 65%.

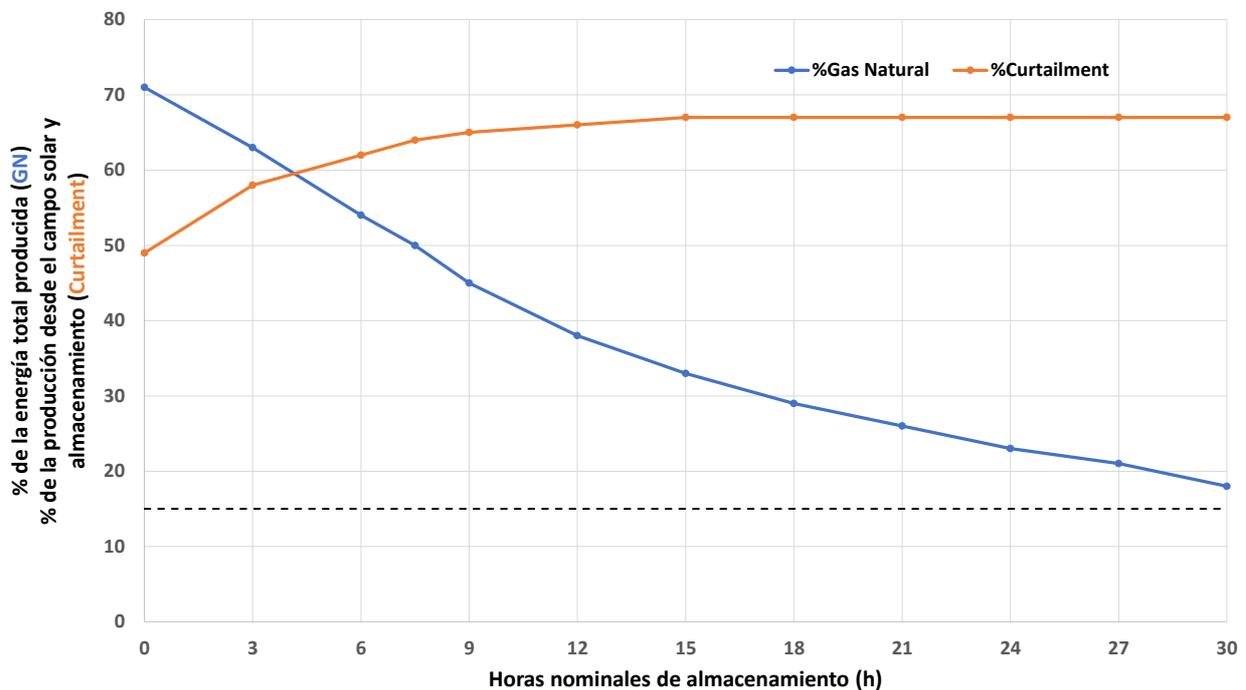


Figura 48. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 6.

4.7 Escenario 7: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 3.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de 35078 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 35100 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 2: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 3: 35100 MW_e equivalentes al total de 702 plantas termosolares.
- Zona 4: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 5: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 6: no hay plantas termosolares instaladas.

En este escenario tampoco se alcanza el 15% de gas natural como se observa en la Figura 49. Tiene una pendiente más suave que en el caso base (Escenario2) y, por tanto, solo alcanza un mínimo del 16% con 30 horas nominales de simulación. El curtailment, a su vez, es mayor tanto como en valor inicial (un 55% frente a un 48%) como en el máximo que alcanza (un 70% frente al 65%).

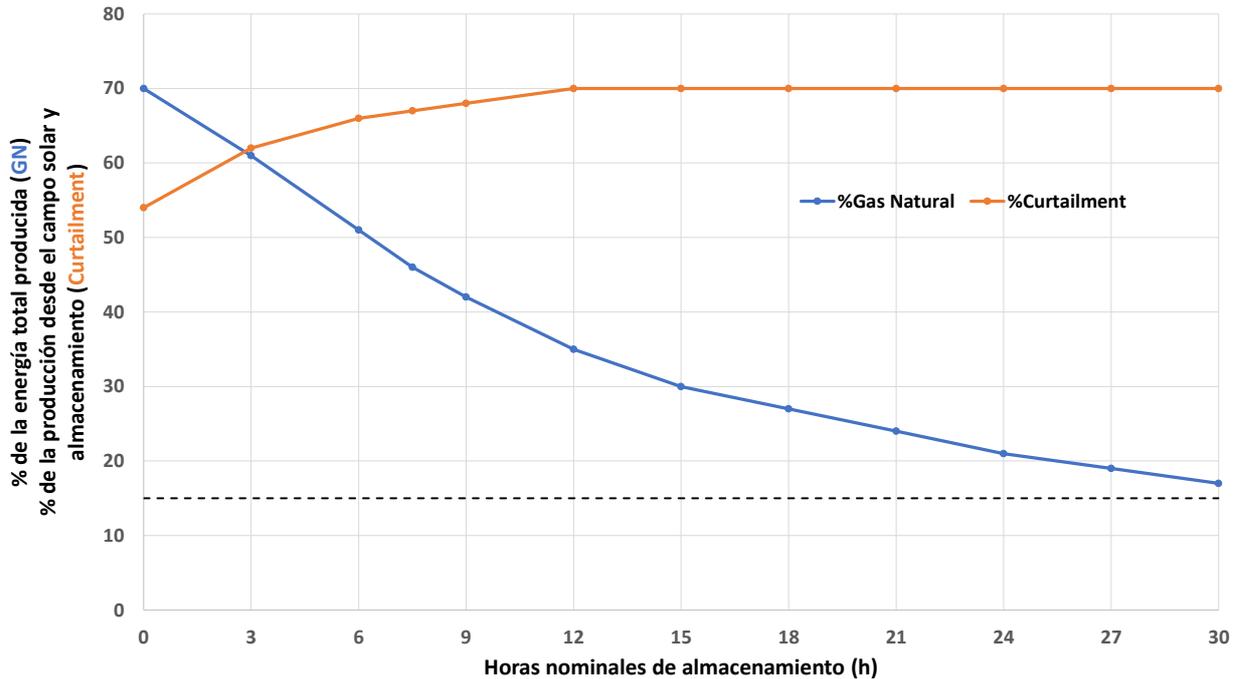


Figura 49. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 7.

4.8 Escenario 8: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 4.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de 35078 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 35100 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: 35100 MW_e equivalentes al total de 702 plantas termosolares.
- Zona 2: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 3: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 4: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 5: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 6: no hay plantas termosolares instaladas.

Con todas las plantas agrupadas en la zona 4 se observa en la Figura 50 que la curva de gas natural presenta una pendiente más fuerte que en las zonas anteriores, siendo capaz de alcanzar el 15% con 24 horas nominales de almacenamiento. El curtailment, sin embargo, tiene un valor inicial más alto, del 55% frente al 48% del caso base y alcanza un máximo del 69%.

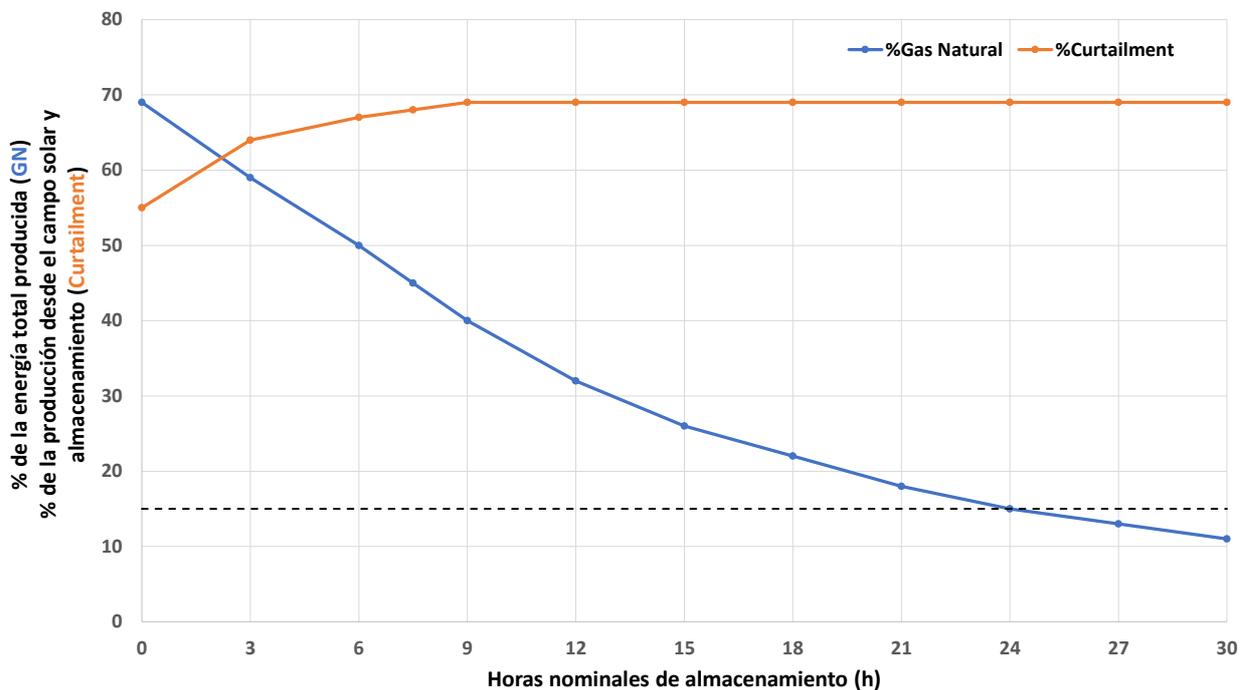


Figura 50. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 8.

4.9 Escenario 9: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 5.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de $35078 MW_e$. Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de $50 MW_e$ de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar $35100 MW_e$ de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 2: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 3: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 4: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 5: $35100 MW_e$ equivalentes al total de 702 plantas termosolares.
- Zona 6: no hay plantas termosolares instaladas.

Este escenario presenta una curva de gas muy parecida a la del escenario base, alcanza el mínimo del 15% con 28 horas nominales de almacenamiento. Sin embargo, la curva de curtailment presenta un comportamiento anómalo; hasta el momento el curtailment no se veía influenciado por las horas nominales de almacenamiento a partir de 9 o 12 horas, se mantenían constantes en un valor asintótico. En este caso, presenta un máximo del 72% con 12 y 15 horas nominales y luego, con un aumento de las horas nominales, comienza a decaer, hasta que, aparentemente, se torna constante en el 70% con 27 y 30 horas nominales de almacenamiento.

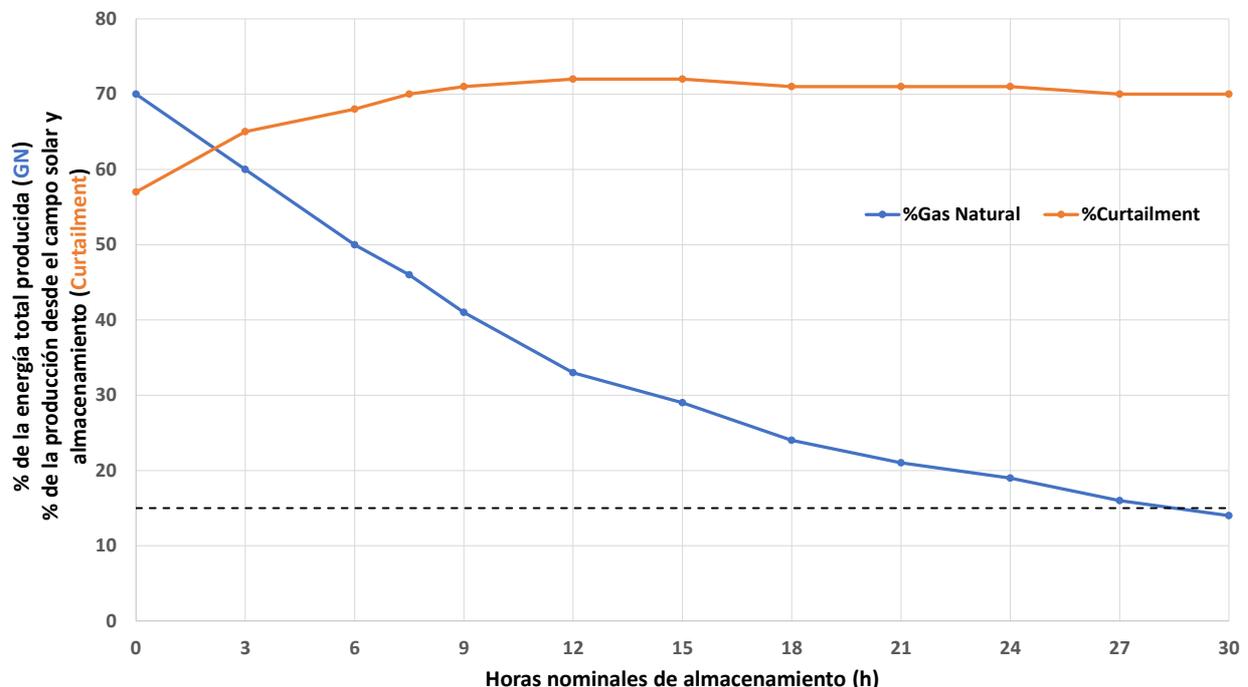


Figura 51. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 9.

4.10 Escenario 10: Capacidad instalada sobredimensionada un 30% respecto al pico máximo de demanda agrupando las plantas en la Zona 6.

En este escenario se considera sobredimensionar la capacidad eléctrica instalada un 30% superior al pico máximo de la demanda a cubrir. Dicha capacidad instalada debe ser de 35078 MW_e . Como todas las plantas que se van a instalar se consideran exactamente iguales (de colectores CCP y de 50 MW_e de potencia nominal) hay que buscar la capacidad instalada más próxima a ese valor.

Para ello, se deben instalar 35100 MW_e de capacidad total, correspondientes a un total de 702 plantas repartidas por las distintas zonas de forma proporcional al panorama real:

- Zona 1: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 2: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 3: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 4: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 5: no hay plantas termosolares instaladas.
- Zona 6: 35100 MW_e equivalentes al total de 702 plantas termosolares.

Con las plantas agrupadas en la zona 6, la curva de gas natural tiene la pendiente más suave de todos los escenarios simulados, por eso el mínimo que presenta es del 25%, menor incluso al 20% de la curva del Escenario 1 (sin sobre dimensionar el sistema). Por otro lado, la curva de curtailment presenta el mismo comportamiento que la del escenario anterior, pero con un máximo del 76%, el mayor de los casos con un 30% de sobredimensionamiento.

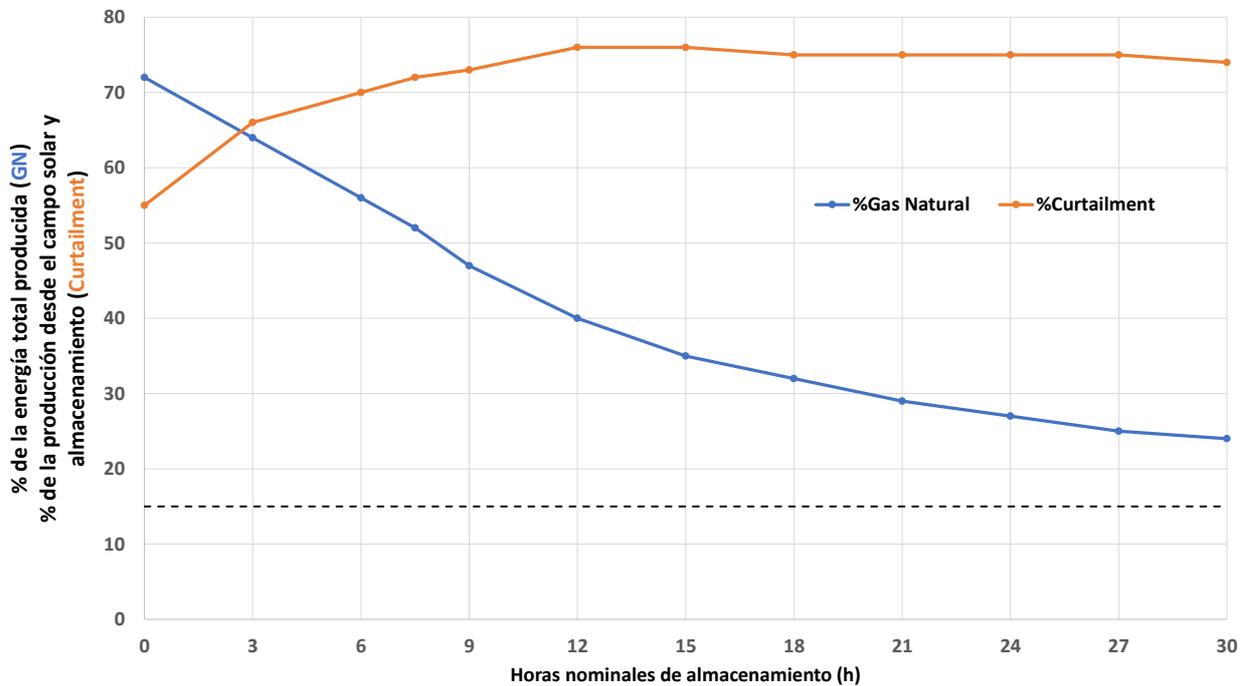


Figura 52. Curva del porcentaje del curtailment respecto a la energía anual producida por el campo solar y el almacenamiento (naranja) y del gas natural respecto a la energía total producida por la planta (azul) del Escenario 10

4.11 Resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios.

Como se puede observar en el Escenario 1, contar con una capacidad instalada del sistema igual al pico máximo de demanda (del año 2016) no es suficiente para cubrirla, alcanzándose un mínimo de gas natural necesario insuficiente como para sustituir el sistema energético actual. También, cuenta con un curtailment moderado para este tipo instalaciones. El Escenario 3 presenta un sistema un 50% sobredimensionado sobre el pico máximo de la demanda y, como se puede observar, se obtiene un curtailment significativamente elevado.

Es por esto, por lo que ambos escenarios se descartan, y se opta por sobredimensionar el sistema un 30%, el cual presenta un mejor aproximamiento al valor necesario de gas natural y presenta un curtailment moderado-alto. Por ello, el Escenario 2 se toma como el escenario base y todos los escenarios posteriores se han simulado con una capacidad eléctrica instalada de un 30% sobre el pico máximo de demanda, $35,1 GW_e$.

En todos los escenarios, la curva de gas natural tiene un comportamiento muy parecido; cuenta con un primer tramo en el que la dependencia con las horas nominales de almacenamiento es altamente lineal. Hasta las 9 o 12 horas nominales de almacenamiento la curva de gas natural decae de forma lineal, en torno a un 10% por un aumento de 3 horas nominales de media. Tiene un segundo tramo en el que la dependencia se convierte en una exponencial negativa llegando a alcanzar un valor asintótico cuando aumentan las horas nominales de almacenamiento.

El curtailment también tiene un comportamiento común a todos los escenarios con excepción del Escenario 9 y del Escenario 10. En el resto de los escenarios tiene un comportamiento similar; un primer tramo en el que el curtailment aumenta de forma logarítmica con las horas de almacenamiento, hasta las 9 o 12 horas nominales. El segundo tramo suele alcanzar el valor asintótico siendo independiente de las horas nominales. Sin embargo, los escenarios 9 y 10 tienen un primer tramo igual en el que se alcanza el máximo, solo que en su segundo tramo no se mantiene constante, sino que decrece levemente con las horas nominales de almacenamiento.

En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos en los escenarios, los rangos de ambas curvas (gas natural y curtailment) de 0 a 30 horas nominales de almacenamiento y las horas nominales a las que se alcanza el 15% de producción a partir del gas natural.

Tabla 6. Resultados obtenidos de las simulaciones de los escenarios.

Escenario	Rango de gas natural (%)	Rango de curtailment (%)	Horas nominales con las que se alcanza el 15 % de gas natural
1	20-72	27-37	*No se alcanza.
2	14-69	49-65	Con 28 horas.
3	11-68	65-85	Con 26 horas.
4	14-68	47-64	Con 28 horas.
5	14-68	54-69	Con 28 horas.
6	18-71	49-68	*No se alcanza.
7	17-70	54-70	*No se alcanza.
8	11-69	55-69	Con 24 horas.
9	14-70	58-72	Con 28 horas.
10	25-73	55-76	*No se alcanza.

* No se alcanza con el rango de horas nominales simuladas, aunque se acercan a su valor asintótico.

Del Escenario 5 al Escenario 10 se hace una evaluación de cómo afecta cada zona a la necesidad de producir energía usando gas natural y al curtailment. Agrupando todas las plantas en la zona 1 (Escenario 5), se puede alcanzar el 15% de gas natural con 28 horas nominales y un curtailment moderado, teniendo en él poca influencia las horas nominales a partir de 9 horas.

En la zona 2 (Escenario 6) la influencia que tienen las horas nominales de almacenamiento es menor que en la zona 1, la curva de gas natural es más suave y la de curtailment también, por eso, no se alcanza el 15% de gas natural, pero se alcanza un valor menor de curtailment también. Con todas las plantas agrupadas en la zona 3 (Escenario 7) tampoco se alcanza el 15% de gas natural, aunque la influencia de las horas nominales es algo mayor que en la zona 2, contando con un curtailment mayor.

En la zona 4 (Escenario 8) es donde mejores resultados se obtienen, con la menor necesidad de gas natural y un curtailment moderado, alcanzándose el 15% de gas natural con 24 horas nominales, el valor más bajo obtenido en todas los escenarios, incluso mayor que el escenario donde el sistema está un 50% sobredimensionado.

Con todo el conjunto de plantas termosolares instaladas en la zona 5 (Escenario 9), se alcanza el 15% objetivo con 28 horas nominales, pero con un curtailment irregular y elevado. En la zona 6 se consigue el peor resultado de todas las simulaciones, con una necesidad de gas natural muy elevada, mayor que la del escenario en el que el sistema no está sobredimensionado, y un curtailment muy elevado también.

Tal y como se plantea el modelo del comportamiento de las plantas termosolares, la producción y el almacenamiento solo dependen de la radiación solar recibida, por ello, las curvas de curtailment y de gas natural van a depender también de dicha radiación solar. El resultado esperado es que cuanto mayor radiación solar haya se espera un mayor curtailment, porque el sistema podría producir más de lo que la demanda puede asumir, pero también una menor cantidad de gas natural, ya que el almacenamiento se ha debido cargar más.

No obstante, con los resultados obtenidos se puede observar que no se llega a alcanzar una solución que permita que la tecnología de concentración solar desplace a las tecnologías que usan combustibles fósiles del mix de generación eléctrica. No hay ninguna solución, de las analizadas, que implique una capacidad de almacenamiento moderada (pocas horas nominales), que alcance el máximo de producción mediante usando gas natural (el 15%) y que tenga un curtailment bajo o moderado. Es por ello por lo que se propone el uso de plantas de ciclo combinado de gas natural como respaldo (*backup*) a las plantas termosolares.

Para calcular la energía que deben aportar las plantas de ciclo combinado que se deben instalar, el tamaño de estas y el factor de capacidad, se escogen 5 escenarios diferentes, donde varía la potencia instalada de plantas CSP y la necesidad de gas natural es diferente, se escogen los escenarios 1, 2, 3, 8 y 10. El óptimo de horas nominales de almacenamiento se encuentra entre 9 y 12 horas, dependiendo del escenario, que es donde la dependencia del gas natural con las horas nominales es lineal.

El porcentaje de la energía total que deben producir las plantas de ciclo combinado se calcula como el porcentaje de la energía que debe producir el gas natural menos el 15% que puede producir la planta CSP por la energía de la producción real y el gas natural.

$$\%E_{cc} = \%GN_{H_{nomop}} - 15\% \text{ (que aporta la planta CSP)} \quad \text{Ec.39}$$

$$P_{cc}(MW) = D_{i_{m\acute{a}x}} - (\text{Producción real}_i + E_{GN_i}) \quad \text{Ec.40}$$

$$\text{Capacity Factor (CF)} = \frac{\%E_{cc} \cdot (\sum \text{Producción real}_i + 0,15 \cdot E_{GN_i}) \text{ (MWh)}}{P_{cc}(MW) \cdot 8784 \text{ (h)}} \quad \text{Ec.41}$$

La potencia instalada que debe haber de ciclo combinado de gas natural debe ser el pico máximo de demanda ya que en cualquier momento la producción del conjunto de plantas CSP puede ser nula y el ciclo combinado debe poder cubrirla. Es un modo conservador de estudiar la necesidad de usar las plantas de ciclo combinado como fuentes auxiliares, por lo que la potencia instalada en todos los casos tiene que ser de 26983 MW_e .

Se deciden estudiar los escenarios mencionados por presentar una gran diferencia entre la necesidad de apoyo de gas natural de cada uno. En la Tabla 7 se muestran los resultados obtenidos en los diferentes escenarios evaluados.

Tabla 7. Resultados obtenidos con la simulación con plantas auxiliares de ciclo combinado de gas natural.

Escenario	H_{nom} óptimas	$\%E_{cc}$	Capacity Factor (%)
1	12	22	12
2	9	24	14
3	12	15	8
8	12	17	9
10	12	25	14

5 CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Se han obtenido dos conclusiones principales:

- No se puede cubrir (con la potencia eléctrica instalada, la localización y las horas nominales de almacenamiento analizadas) la demanda neta y cumplir el objetivo del 15% máximo de gas natural empleando únicamente plantas solares termoeléctricas de colector cilindro-parabólico. Por esto, se sabe que la tecnología analizada no es capaz de desplazar totalmente del mix eléctrico a las tecnologías de combustión fósiles, siendo necesario un *backup* de dichas tecnologías. En este caso se supone el uso de las plantas de ciclo combinado de gas natural que, entre las fósiles, es la que menos contribuye a la emisión de gases efecto invernadero.
- Existe una correlación entre la necesidad de ese *backup* y las horas nominales de almacenamiento térmico; dicha necesidad disminuye linealmente con el aumento de las horas nominales hasta las 9 o 12 horas (dependiendo del escenario estudiado) y después aumentar las horas nominales tiene una influencia significativamente menor en la necesidad del *backup*.

Como trabajo futuro para mejorar el modelo creado y, por consecuencia, la precisión de los resultados obtenidos, se proponen dos mejoras: la primera sería adoptar los factores de potencia mínima en intervalos horarios de manera que siga la predicción de la demanda para poder ajustarse a ella.

La segunda mejora sería ser capaz de aprovechar el curtailment (en el modelo actual no se considera esa opción) de modo que el almacenamiento se cargue con esa energía que la demanda no es capaz de asumir, disminuyendo así la necesidad del respaldo energético que proporciona las plantas de ciclo combinado de gas natural.

6 REFERENCIAS

- [1] Dr. Chris Sansom from Cranfield University, Other Aspects of Site Selections, UK (2017).
- [2] González-Roubaud, E., Pérez-Osorio, D., & Prieto, C. (2017). Review of commercial thermal energy storage in concentrated solar power plants: Steam vs. molten salts. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80, 133-148.
- [3] Blanc, P., Espinar, B., Geuder, N., Gueymard, C., Meyer, R., Pitz-Paal, R., ... & Wilbert, S. (2014). Direct normal irradiance related definitions and applications: The circumsolar issue. *Solar Energy*, 110, 561-577.
- [4] RENOVGAL. Energías renovables http://www.renovgal.es/solar_termica
- [5] Trieb, F., Schillings, C., O'sullivan, M., Pregger, T., & Hoyer-Klick, C. (2009, September). Global potential of concentrating solar power. In *SolarPACES Conference* (pp. 15-18).
- [6] Pavón Contreras, M. (2016). Análisis estadístico de la producción de centrales termosolares mediante simulación con series temporales extensas de datos meteorológicos.
- [7] Sancho Ávila, J. M., Riesco Martín, J., Jiménez Alonso, C., Sánchez de Cos, M. D. C., Montero Cadalso, J., & López Bartolomé, M. (2012). Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT.
- [8] Greenpeace, *SolarPACES Conference y ESTELA Energía Solar Térmica de Concentración Perspectiva Mundial* (2009).
- [9] Ugo Pelaya, Lingai Luo, Yilin Fana, Driss Stitoub, Mark Roodc. Thermal energy storage systems for concentrated solar power plants.
- [10] Lovegrove, K., & Stein, W. (Eds.). (2012). *Concentrating solar power technology: principles, developments and applications*. Elsevier.
- [11] Barea (2013). Proyecto fin de carrera. Análisis energético de centrales termo solares con y sin hibridación solar-biomasa.
- [12] Laing, D., Bahl, C., Bauer, T., Lehmann, D., & Steinmann, W. D. (2011). Thermal energy storage for direct steam generation. *Solar Energy*, 85(4), 627-633.
- [13] Xu, B., Li, P., & Chan, C. (2015). Application of phase change materials for thermal energy storage in concentrated solar thermal power plants: a review to recent developments. *Applied Energy*, 160, 286-307. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.016>
- [14] Nagasaka, Y., & Nagashima, A. (1991). The thermal conductivity of molten NaNO₃ and KNO₃. *International Journal of Thermophysics*, 12(5), 769-781.
- [15] Alberto Gómez-Barea. Solar Thermochemical Conversión: Fundamentals, Challenges and Opportunities (2018, July). *I Internal Workshop on Solar Thermochemical Conversion, Sevilla*.
- [16] PROTERMO SOLAR, Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar <https://www.protermosolar.com/>
- [17] San Miguel, G., Corona, B., Servert, J., López, D., Cerrajero, E., Gutierrez, F., & Lasheras, M. (2015). Technical and Environmental Analysis of Parabolic Trough Concentrating Solar Power (CSP) Technologies. In *Environment, Energy and Climate Change II* (pp. 33-53). Springer, Cham.
- [18] "DOWTHERM A: Heat Transfer Fluid." The Dow Chemical Company
- [19] Navas, S. J., Rubio, F. R., Ollero, P., & Lemos, J. M. (2018). Optimal control applied to distributed solar collector fields with partial radiation. *Solar Energy*, 159, 811-819.
- [20] Iglesias Fernández, D. (2012). *Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante Fluent* (Master's thesis). <http://hdl.handle.net/10016/16265>
- [21] Li, X., Xu, E., Song, S., Wang, X., & Yuan, G. (2017). Dynamic simulation of two-tank indirect thermal

energy storage system with molten salt. *Renewable Energy*, 113, 1311-1319.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117305256>

[22] Red Eléctrica de España, REE (2017). Esios. Sistema de información del Operador del Sistema.

<https://www.esios.ree.es/es>

[23] CONSEJERÍA, D. I., & CIENCIA, Y. E. (2018). Informes Datos energéticos de la Agencia Andaluza de la Energía. *Junta de Andalucía, Sevilla*. <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>

[24] Gobierno de España. (2018). Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Consulta de datos. <http://eportal.mapama.gob.es/websiar/SeleccionParametrosMap.aspx?dst=1>

[25] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.

[26] Merlaud, A., De Maziere, M., Hermans, C., & Cornet, A. (2012). Equations for solar tracking. *Sensors*, 12 (4), 4074-4090.

[27] Lupfert, E., Geyer, M., Schiel, W., Esteban, A., Osuna, R., Zarza, E., & Nava, P. (2001). Eurotrough design issues and prototype testing at PSA. *Solar Engineering*, 387-392.

[28] Garrido, S. G. (2013). En CENTRALES TERMOSOLARES CCP: Fundamentos técnicos, principales equipos y sistemas.

[29] Geyer, M., Lüpfer, E., Osuna, R., Esteban, A., Schiel, W., Schweitzer, A., ... & Mandelberg, E. (2002, September). EUROTROUGH-Parabolic trough collector developed for cost efficient solar power generation. In *11th International symposium on concentrating solar power and chemical energy technologies* (pp. 04-06).

[30] Smith, R. (2005). *Chemical process: design and integration*. John Wiley & Sons.

[31] Stodola, A. (1945). *Steam and gas turbines*. P. Smith.

[32] Real Decreto 2351/2004. *Ministerio de Industria*. Boletín Oficial del Estado (2004).
<https://www.boe.es/boe/dias/2004/12/24/pdfs/A41686-41690.pdf>

[33] Plataforma Solar de Almería <http://www.psa.es/es/instalaciones/discos/eurodish.php>

[34] Abengoa Solar

http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_propias/espana/index.html#seccion_2

ANEXO I: CÁLCULO DE LA MASA DE SALES Y VOLUMEN NECESARIO DE LOS TANQUES

El cálculo de la masa de sales necesarias es común para todos los modelos y simulaciones realizadas. El objetivo es obtener la cantidad de masas de sales de una planta en concreto sabiendo las horas nominales de almacenamiento térmico que debe tener y viceversa; teniendo la masa de sales, de cuántas horas nominales se disponen.

La relación entre las horas nominales de almacenamiento y la masa de sales está establecida por la ecuación básica de transmisión de calor, que dice que: la potencia térmica es igual al producto del flujo másico de sales, el calor específico de las mismas y el salto térmico que sufren en la carga (o descarga). Dicha ecuación, junto con el cálculo de la masa total, ambas particularizadas para el estudio del almacenamiento térmico en plantas termosolares, se presentan a continuación:

$$\frac{P_{nom}(MW_e)}{\eta_{ciclo}} = \dot{m}_s \left(\frac{kg}{s} \right) \cdot C_{p_{sal}} \left(\frac{MJ}{kg \cdot K} \right) \cdot \Delta T(K) \quad Ec.1$$

$$H_{nom}(h) \cdot 3600 \frac{s}{h} \cdot \dot{m}_s \left(\frac{kg}{s} \right) = M_T(kg) \quad Ec.2$$

Para poder aplicarlas directamente en el modelo se deben agrupar las ecuaciones 1 y 2, obteniéndose la siguiente ecuación:

$$H_{nom}(h) = \frac{M_T(T_m)}{3600 \left(\frac{s}{h} \right) \cdot \frac{P_{nom}}{\eta_{ciclo} \cdot C_p \left(\frac{MJ}{T_m \cdot K} \right) \cdot \Delta T(K)} \quad Ec.3$$

De la Ecuación 3 se deben conocer las restricciones que se le ponen al modelo: la potencia nominal, el rendimiento del ciclo, el salto térmico de las sales y algunas de las dos restricciones; la masa de sales o las horas nominales de almacenamiento.

Sin embargo, el calor específico y la densidad (usada para el cálculo del volumen necesario de los tanques) son propiedades intrínsecas de la mezcla de sales fundidas y por ello, se han buscado cómo varían estas con la temperatura [20]. Aunque en la bibliografía consultada se haga un estudio sobre otra tecnología de concentración solar, la mezcla de sales es la misma que la usada en las plantas CCP (60% de NaNO₃ y 40% de KNO₃), por lo que las propiedades que presenta son aplicables a las plantas usadas en este trabajo.

En la Figura AI.1 se muestra la dependencia del calor específico con la temperatura y se puede apreciar que en el rango de temperaturas de operación ($T_{cold} = 293^\circ C$ y $T_{hot} = 393^\circ C$) la relación es altamente lineal, por lo que se puede obtener la siguiente correlación lineal:

$$C_p \left(\frac{MJ}{kg \cdot ^\circ C} \right) = 1,443 \cdot 10^{-3} + 0,172 \cdot 10^{-6} \cdot T_{med}(^\circ C) \quad Ec.4$$

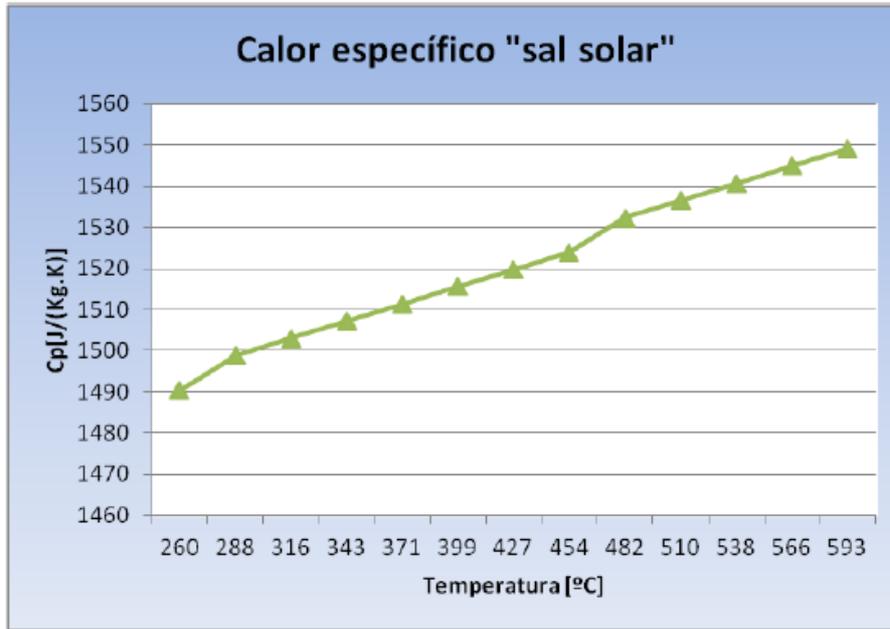


Figura I.1. Dependencia del calor específico de la sal solar con la temperatura [20].

En la Figura I.2 se muestra la dependencia de la densidad de la sal solar con la temperatura y se puede apreciar que su relación es altamente lineal en todo el rango de temperaturas estudiado y, por lo tanto, también es lineal en el rango de temperaturas de operación. Se obtiene la correlación lineal:

$$\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) = 2090 - 0,636 \cdot T_{m\acute{a}x} (^{\circ}C) \quad Ec.5$$

La tendencia del comportamiento de la densidad es la opuesta al calor específico, cuando la temperatura aumenta el calor específico también, pero la densidad disminuye.

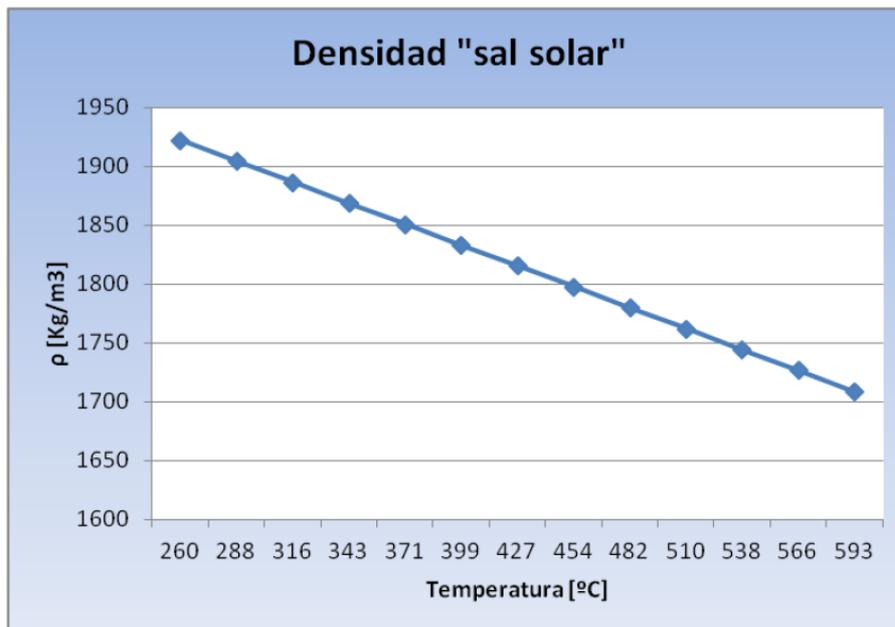


Figura I.2. Dependencia de la densidad de la sal solar con la temperatura [20].

Para poner un ejemplo del cálculo, se va a usar la planta simulada en el proyecto final de carrera de Barea cuyos datos se presentan en la Tabla I.1 Para el calor específico se usa una temperatura media de operación (que no difiere si se toma el valor real integrando entre las dos temperaturas. Esa temperatura media de operación será la media aritmética de las temperaturas máxima y mínima, $T_{med} = 339,5^{\circ}C$. Con esa temperatura se obtiene un

calor específico de $1,5014 \cdot 10^{-3} \frac{MJ}{kg \cdot ^\circ C}$.

Con todos los datos, excepto la masa que es la que se quiere calcular para la situación inicial descrita al principio, se obtienen un flujo másico $\dot{m}_s = 903,7 \frac{kg}{s}$ y una masa total de $M_T = 24400 \cdot 10^3 kg$.

Tabla I.1. Datos de la planta termosolar simulada [11].

Parámetro		Valor	Unidades
Localización	Latitud	37,42	°
	Longitud	-6,23	
Irradiación directa normal (DNI)	Verano	5,33	$\frac{kWh}{\text{día} \cdot m^2}$
	Invierno	2,49	
Potencia de diseño		50	MW_e
Horas nominales de almacenamiento		7,5	h
Temperatura tanque de sales calientes		393	$^\circ C$
Temperatura de sales frías		293	$^\circ C$
Rendimiento del ciclo $[(\eta)]_{ciclo}$		0,38	$\frac{MW_e}{MW_{th}}$

Para otros sistemas de almacenamiento que usen el mismo aceite térmico y la misma sal solar, con el mismo salto térmico y la misma potencia nominal deben tener flujos másicos muy parecidos, aunque deben ser mayores, ya que en el caso de estudio no se tienen en cuenta las pérdidas térmicas. La masa total de sales dependerá de la cantidad (u horas de almacenamiento para suministrar la potencia nominal) pudiendo tener el mismo flujo másico, pero masa total de sales diferente. Comparando con los datos ofrecidos por el artículo *Dynamic simulation of two-tank indirect thermal energy storage system with molten salt* [21], se puede comprobar que el cálculo realizado tiene sentido: el flujo másico del artículo mencionado es de $931,3 \frac{kg}{s}$, mayor que el obtenido debido a que en el cálculo no se tienen en cuenta las pérdidas térmicas del tanque y del intercambio con el aceite térmico.

Para el cálculo del volumen necesario de los tanques hay que tener en cuenta dos cosas: cada tanque debe tener la capacidad de almacenar toda la cantidad de sales existentes en el sistema y habrá que diseñarlos según la condición más desfavorable, es decir, cuando la misma masa de sales ocupe más volumen: densidad menor. Esta densidad se da cuando la temperatura es la más alta, es decir, $393 \text{ }^\circ C$ cuya densidad sería de $1840,1 \frac{kg}{m^3}$. Para esa densidad y esa masa de sales, cada tanque debería tener un volumen aproximado de: $V = 13260,7 m^3$.

ANEXO II: MODELO PRELIMINAR DIARIO

Para empezar a modelar se han escogido los datos de un día representativo de verano (el cual se establecerá como producción máxima), el 16 de agosto. En esta configuración, la planta tiene un área de captadores de 31,3 hectáreas, o lo que es lo mismo, 96 lazos, con cuatro colectores por lazo, constaría de 384 colectores cilindro-parabólicos. Esta área de captación se verá aumentada al añadir el almacenamiento térmico. Los datos, que se han obtenido de la simulación realizada en el proyecto de fin de carrera de Barea, se muestran en la Tabla II.1 [11].

Tabla II.1. Datos de energía producida (MWh) por la planta modelada (50 MWh nominales) solo con aporte energético del campo solar [11].

Hora	Verano	Hora	Verano
1:00	0	13:00	50
2:00	0	14:00	50
3:00	0	15:00	50
4:00	0	16:00	50
5:00	0	17:00	47,5
6:00	0	18:00	39,3
7:00	0	19:00	9,5
8:00	27,5	20:00	0
9:00	40	21:00	0
10:00	47,2	22:00	0
11:00	50	23:00	0
12:00	50	24:00	0

En la Figura II.1, se pueden ver representados los datos de la Tabla II.1. Como es de esperar el comportamiento que presenta la producción energética es totalmente dependiente de la radiación solar (porque no se tiene en cuenta el almacenamiento ni la caldera de gas). Por lo tanto, la producción será la máxima cuando la radiación solar sea máxima, es decir, en las horas centrales del día. En el ocaso y en el amanecer la radiación irá disminuyendo y aumentando respectivamente por lo que la potencia generada tendrá el mismo comportamiento. Durante la noche no hay radiación solar por lo que tampoco hay producción de potencia.

El motivo de realizar el modelo sobre el comportamiento de la planta es estabilizar la producción energética, es decir, que se pueda producir la misma potencia en continuo durante la noche gracias al almacenamiento.

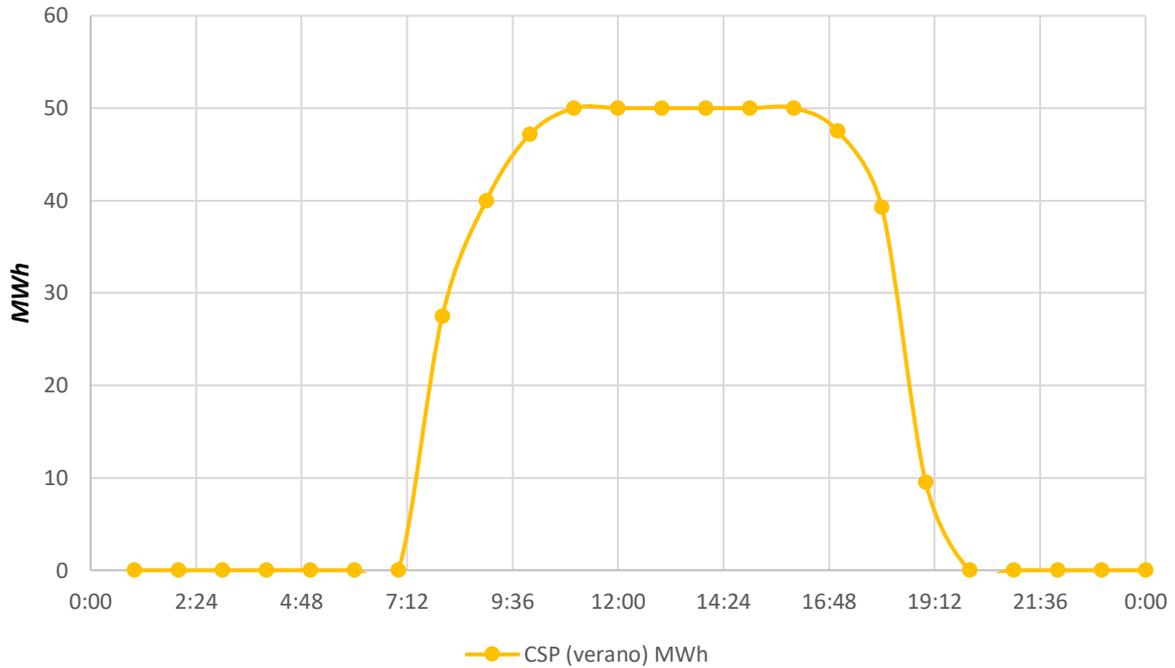


Figura II.1. Representación de la producción energética (MWh) solo con el aporte energético del campo solar del día 16 de agosto.

El tiempo atmosférico, representado por la variable *Clima* en el modelo, se calcula de una forma ligeramente diferente a las demás variables. Para poder modelarlo fielmente habría que coger datos históricos y hacer una aproximación al comportamiento del tiempo atmosférico para cada día del año y, aun así, el modelo obtenido no sería fiel a la realidad, debido a que el tiempo atmosférico tiene un comportamiento irregular. Es por esto, que para modelar una variable tan influyente en el modelo se asume que: **la radiación recibida durante el día 16 de agosto es la máxima, ya que es cuando la superficie recibe mayor radiación del sol y al ser verano, no hay nubes ni partículas en suspensión que la bloqueen.** Una suposición con la cual se cometen pequeños errores porque no se conocen datos de la cantidad de partículas pero que es válida para cumplir con el objetivo de este trabajo: hacer un modelo matemático que refleje el comportamiento aproximado de una planta CSP con almacenamiento.

Es por eso por lo que la variable *Clima* toma el valor del 100% este día, el resto del año será del 100% o menor según la época del año y el tiempo atmosférico.

1. Explicación del modelo preliminar

Para definir el comportamiento de la planta, se usan los datos de la Tabla II.1, a partir de ellos se va a construir el modelo. Se definen dos variables principales: la variable *Clima* y la variable de potencia nominal (P_{nom}). Para los datos iniciales se le asigna el valor 100% de la variable *Clima*, de modo que cuando existan intervalos nubosos, o un clima totalmente nublado se pueda disminuir dicha variable. La potencia nominal se relaciona de forma directamente proporcional con los datos iniciales, de modo que se pueda cambiar, pero la planta se siga comportando de la misma forma.

Luego se han definido tres variables que definen al almacenamiento térmico: la masa de sales (m_s) que fijará las horas de operación a potencia nominal (A_{nom}), un factor de almacenamiento (f_a) y las horas de almacenamiento reales (A_{real}). La cantidad (la masa) de sales será un dato, el factor de almacenamiento es un dato según se quiera reducir por cualquier motivo las horas de almacenamiento y las horas de almacenamiento real será una variable dependiente de las horas nominales (a su vez dependiente de la masa de sales), el factor de almacenamiento y el *Clima*. Se define una nueva variable a la que se llamará factor de potencia mínima (f_m), que será la que indique qué potencia se va a suministrar desde el almacenamiento.

Se procede a definir una nueva variable que son las horas restantes de almacenamiento (a máxima potencia) (H_A). Esta variable está hecha para que sirva de contador de la energía disponible que queda en el almacenamiento y depende de la producción que tenga el campo solar y del factor de potencia (f_m). Funciona del siguiente modo: como se supone que durante las horas de máxima radiación el almacenamiento se ha cargado al máximo, se asigna a la última hora de máxima radiación (máxima producción de potencia) las horas nominales de almacenamiento. Las siguientes horas si el campo solar no produce la potencia mínima, estipulada por f_m , se tomará la potencia restante, hasta alcanzar la mínima, del almacenamiento, restándole horas de almacenamiento a H_A .

Una vez definidas estas variables para toda la franja horaria de la que disponemos (24h del día 16 de agosto) se tendrá definido y modelado el comportamiento de la planta solar con almacenamiento térmico. Ahora bien, esto no significa que estos dos sistemas de aporte energético sean capaces de suministrar la energía necesaria o energía objetivo de ese día, pensando en el invierno, la estación en la que menos se recibe radiación solar. Es por ello, que la caldera de gas se instala para aportar la diferencia energética entre la energía objetivo del día y la energía producida por el campo solar y el almacenamiento.

Se calcula la energía total producida por el día y por la noche por el campo solar y el almacenamiento. Para ello se define una nueva variable que limite qué franja horaria es noche (cuando el campo solar produce 0) y qué franja horaria es día (cuando hay producción del campo solar, aunque sea baja). Se definen dos variables nuevas que son: la energía objetivo día y la energía objetivo noche. La diferencia de energía entre la calculada y la energía objetivo, tanto en la franja de noche como en la franja de día, la aportará la caldera de gas natural.

2. Demostración del comportamiento del modelo preliminar

En este apartado se va a poner en conocimiento cómo afecta a la producción de energía el cambio del valor de las variables mencionadas en el apartado anterior (*Clima, P_{nom} , m_s , f_a y f_m*). Se parte de la situación inicial presentada por la simulación de Barea, es decir, potencia nominal de 50 MW, almacenamiento de 7,5 horas y todos los factores igual a uno [11]. En la se muestra en la parte superior las variables mencionadas (en naranja) con su correspondiente valor y en la parte inferior una gráfica, energía (MWh) vs. tiempo (h), del comportamiento de la planta.

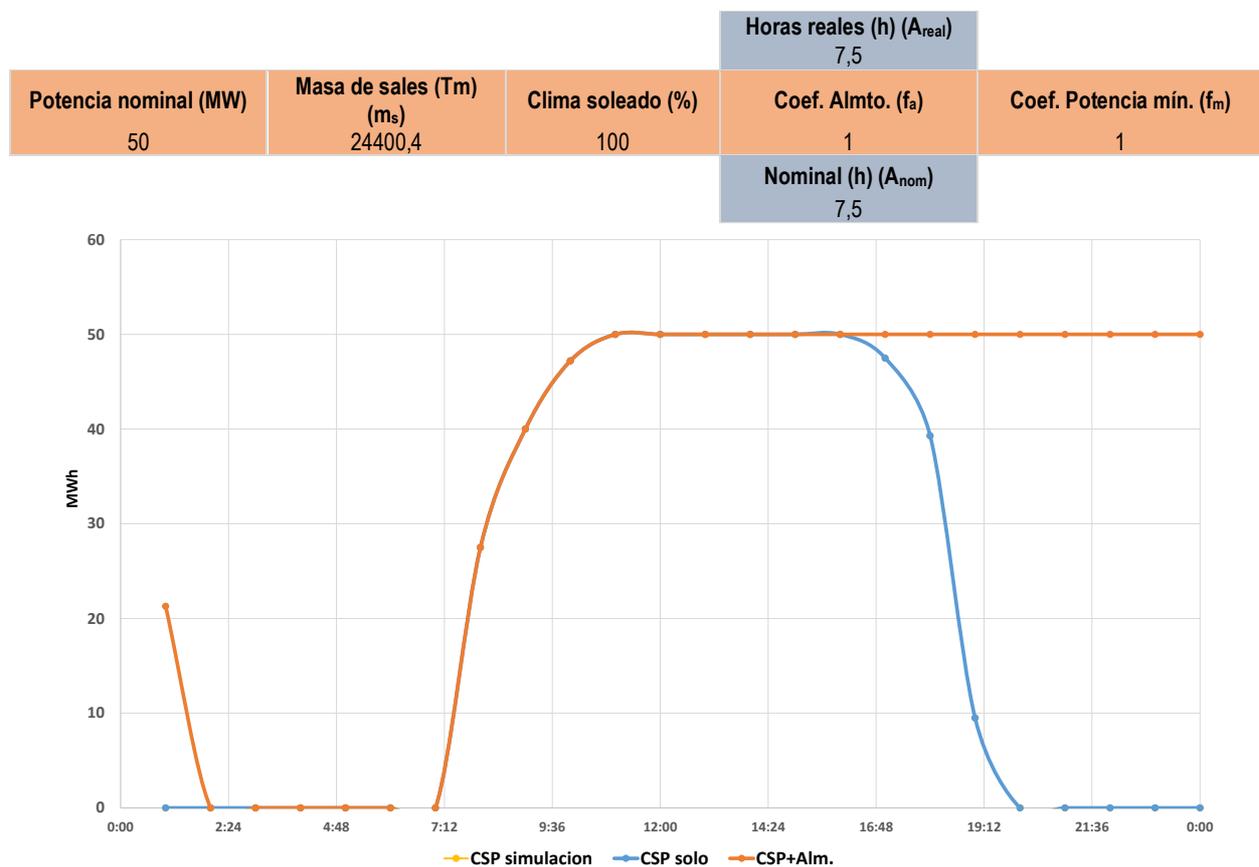


Figura II.2. Comportamiento de la planta en la situación inicial. En amarillo, la curva de los datos de partida, en naranja la curva del modelo con almacenamiento y en azul la curva del modelo sin almacenamiento.

Como se puede observar en la Figura II.2, al ser la situación de partida, las curvas azules y amarilla coinciden (por eso solo se aprecia la azul en la gráfica) esto es porque se considera el día 16 de agosto como la situación ideal e inicial y, a partir de ella, se irán cambiando las variables para observar su comportamiento. Se aprecia que, en la curva naranja, que es la que tiene el almacenamiento, el comportamiento es exactamente igual que el de las dos curvas anteriores hasta que el almacenamiento comienza a suministrar energía. En este caso, como $f_m = 1$, el almacenamiento suministra la potencia nominal cuando, después de alcanzar el máximo la producción energética (tras la carga del almacenamiento), la radiación es insuficiente y empieza a decaer la producción, es decir, al ocaso. Cuando $f_m < 1$, el almacenamiento empezará a suministrar energía cuando la producción baje de la potencia mínima establecida.

Variando la potencia nominal de la planta siendo ahora $P_{nom} = 75 \text{ MW}$, se obtendrá una curva cuyo comportamiento es similar al de la Figura II.2 pero con una producción mayor. Se aprecia en la Figura II.3 que el almacenamiento sigue suministrando la misma cantidad de energía (50 MW durante 7,5 h), por esto, ahora al suministrar los 75 MW de potencia nominal lo hace para menos horas porque la cantidad de sales de los tanques no ha variado. En esta situación es capaz de suministrar 75MW de potencia durante 5 h.

Se ve que, excepto la curva amarilla que son los datos de partida, las curvas del modelo solo aumentan 25 MW, pero manteniendo el mismo comportamiento, marcado por la curva amarilla.

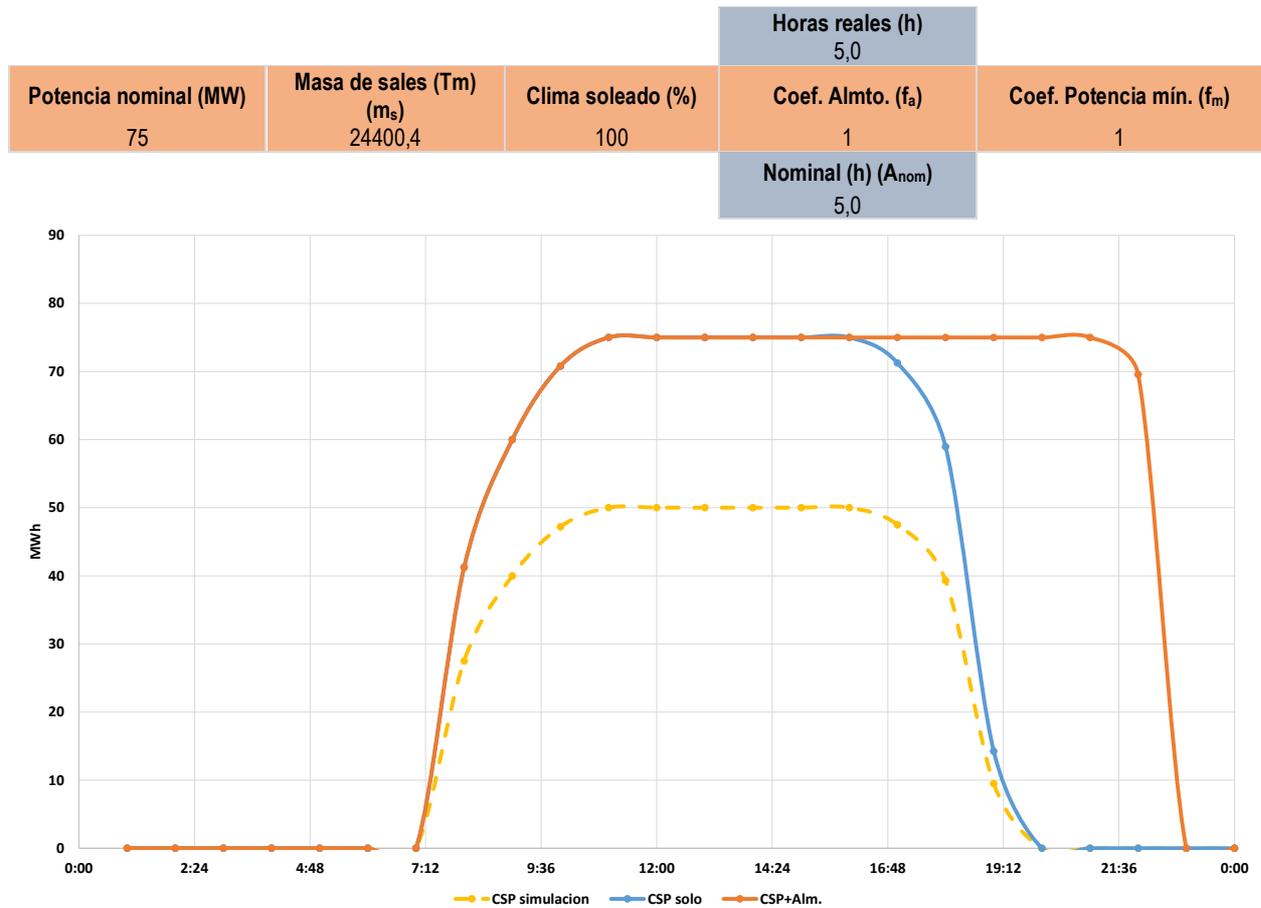


Figura II.3. Situación en la que se varía la potencia nominal de la planta respecto a la situación inicial.

En la Figura II.4 se muestra cómo cambiando la variable *Clima* respecto a la situación original (solo se puede cambiar disminuyendo el valor de dicha variable) la energía máxima que alcanza la planta es la nominal por la variación del clima, es una relación directamente proporcional. En este ejemplo, la variable disminuye: $Clima = 65\%$, por lo que la potencia máxima sería de $0,65 * P_{nom} = 32,5 MW$.

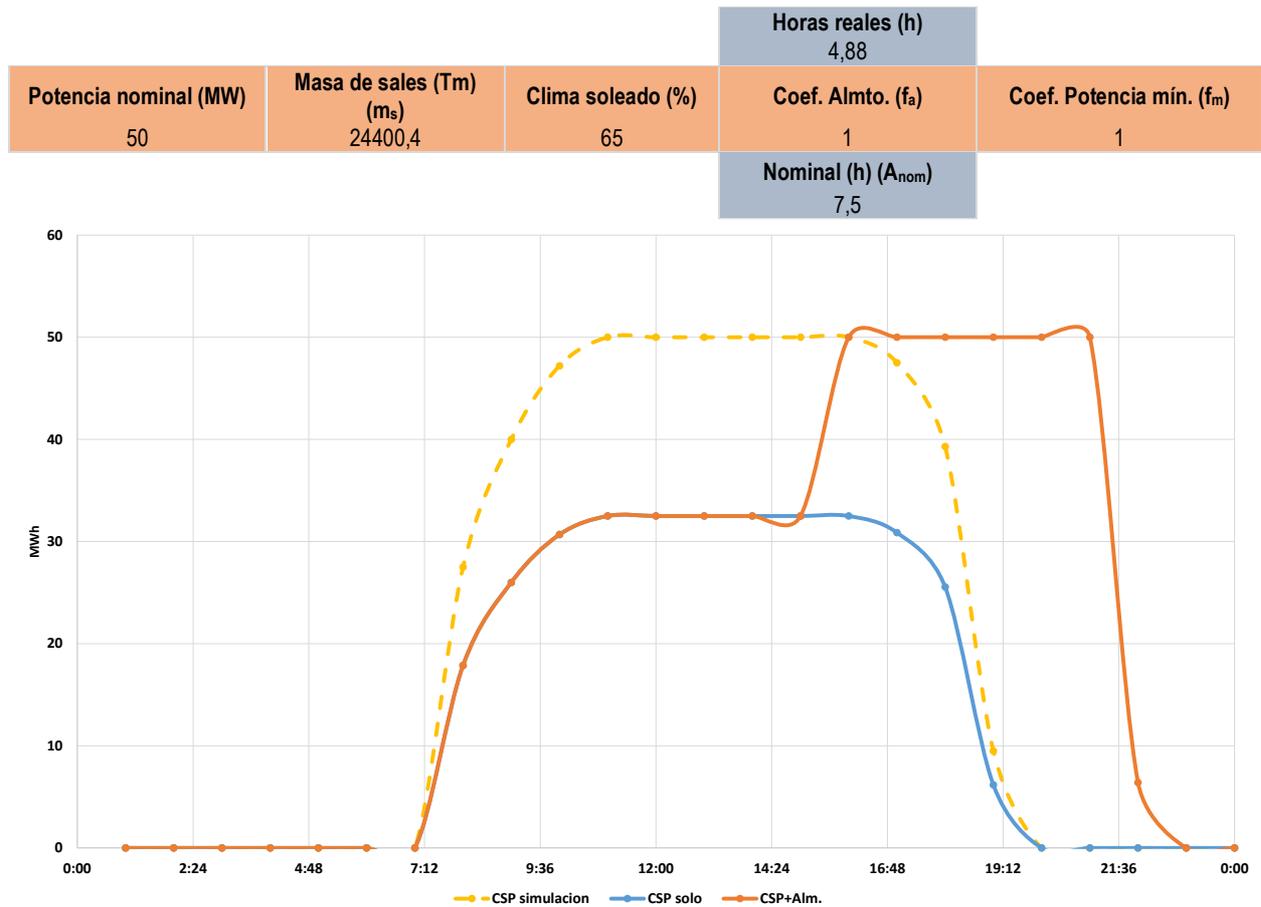


Figura II.4. Situación en la que se varía la variable del Clima respecto a la situación inicial.

Como se puede observar el almacenamiento sigue suministrando la potencia nominal, ya que el factor de potencia mínima f_m es igual a uno. Pero al estar vinculado el clima con las horas reales de almacenamiento de forma proporcional, las horas de almacenamiento disminuyen. Es por esto, que suministra la potencia nominal durante solo 4,8 h y no las horas nominales. Se asume que el clima afecta proporcionalmente a todo el día de producción.

Esta situación cambia cuando variamos el factor de potencia mínima, ya que el almacenamiento es capaz de suministrar la potencia mínima que dicho factor, indica durante más tiempo. Esto se debe a que al disminuir la energía que tiene que suministrar por hora, puede trabajar durante más horas (para una misma cantidad de energía almacenada) tal y como se muestra en la Figura II.5.

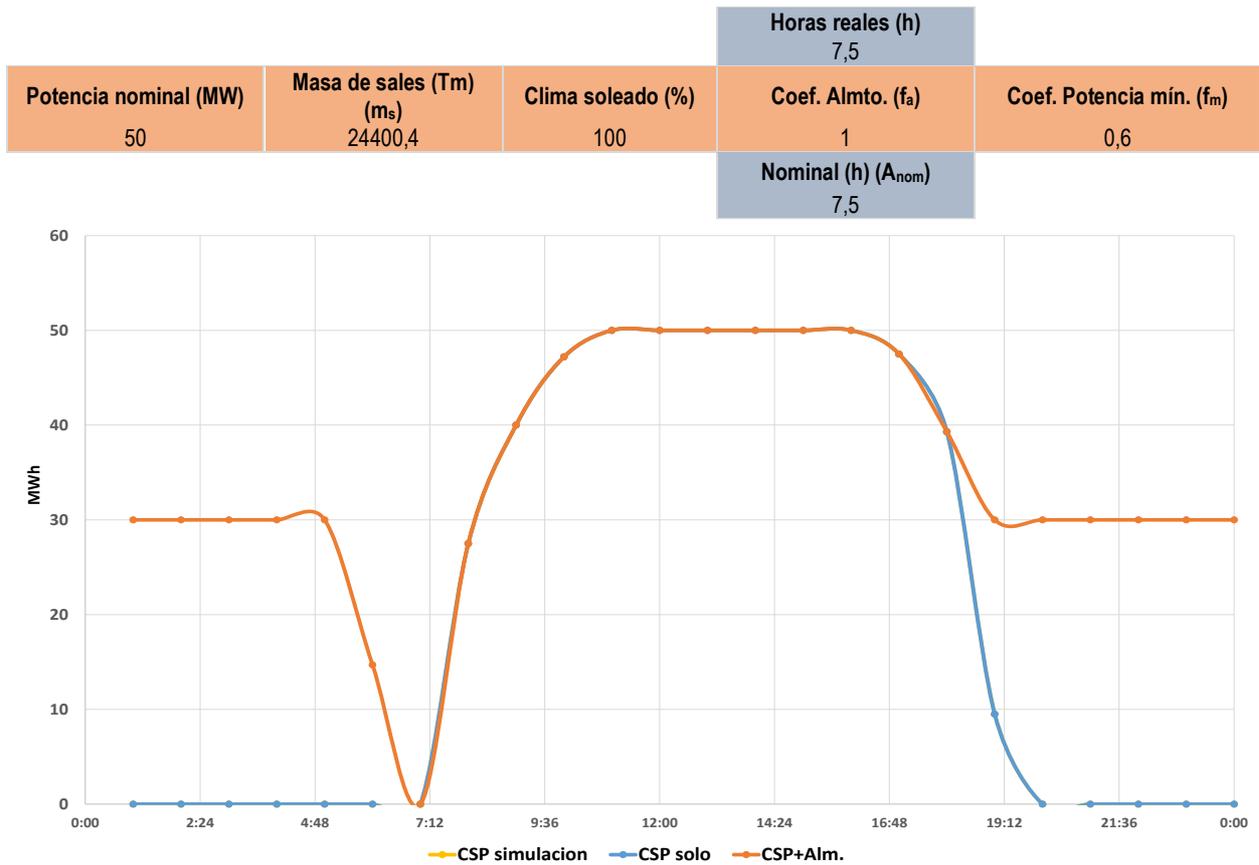


Figura II.5. Situación en la que se varía el factor de potencia respecto a la situación inicial.

Esto demuestra que el almacenamiento está diseñado para suministrar 50 MW de potencia durante 7,5 h, pero si la potencia que suministra es menor trabaja más horas, en este caso con un $f_m = 0,60$ es capaz de suministrar 30 MW durante 12 h.

El factor de almacenamiento f_a está pensado para corregir perturbaciones que no se recogen con las demás variables, es decir, cuando por circunstancias ajenas al clima se almacene menos energía de la debida. Su función es la de atenuar las horas de almacenamiento de forma directamente proporcional, si $f_a = 0,8$ las horas de almacenamiento (con *Clima* constante) se verían reducidas en un 20%, tal y como se muestra en la Figura II.6.

En definitiva, el factor de almacenamiento disminuye las horas reales de almacenamiento.

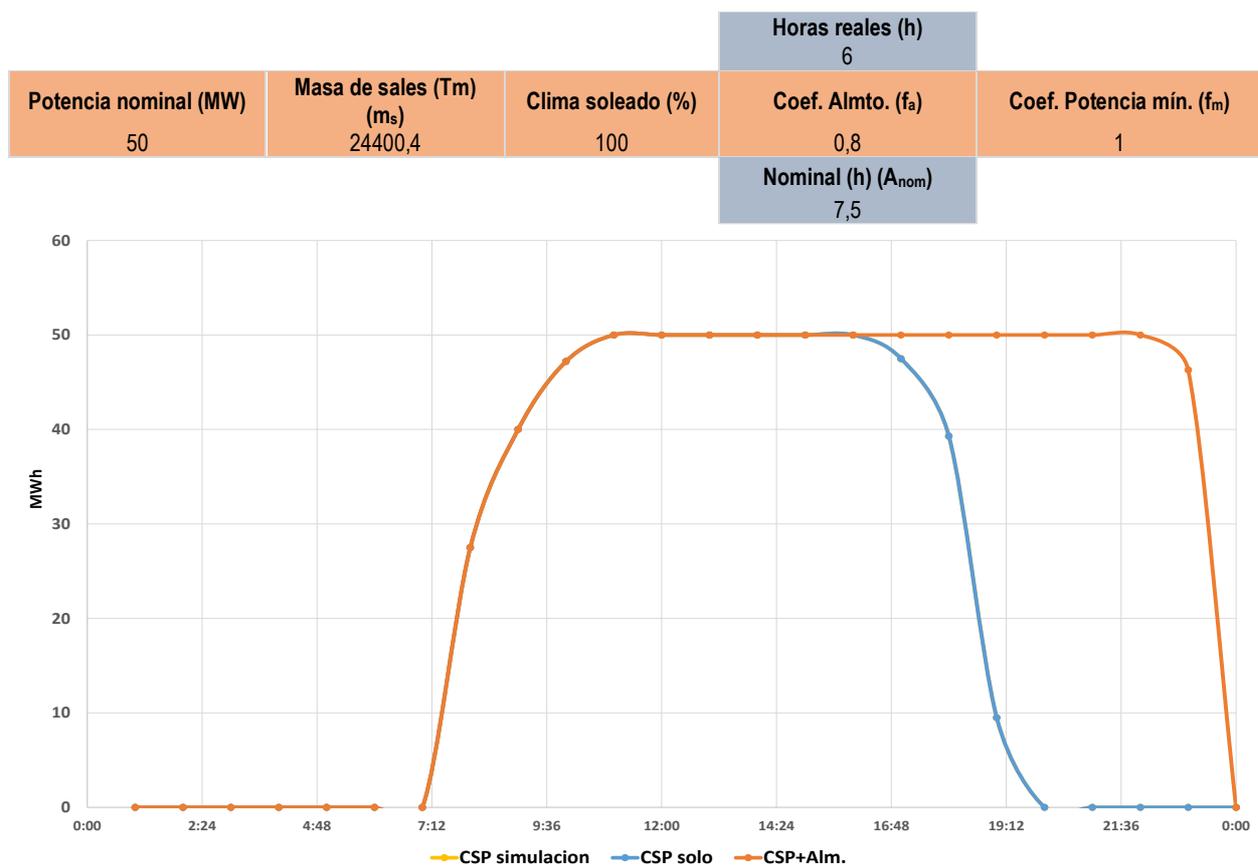


Figura II.6. Situación en la que se varía el factor de almacenamiento respecto a la situación inicial.

Si se aumenta la cantidad de sales que se usan para almacenar energía (M_T), como es de esperar, las horas nominales de almacenamiento A_{nom} también aumentan (la relación entre ellas se estudia en el Anexo 1: Cálculo de la masa de sales fundidas). Si bien, es cierto que existe un límite físico en la retención de la energía solar ya que la irradiación solar (W/m^2) es limitada, por lo que habrá un límite en el que aumentar la cantidad de sales no aumente la cantidad de energía almacenada. Además, también hay que tener en cuenta rendimiento de los captadores cilindro-parabólicos.

Se puede observar, tal y como muestra la Figura II.7, que aumenta el tiempo de trabajo que el almacenamiento es capaz de suministrar la potencia nominal. Aunque esta variable viene fijada por el diseño del almacenamiento, ya que, una vez materializado el diseño, no se podrá aumentar la cantidad de sales, por un simple problema de volumen de almacenamiento de dichas sales; los tanques una vez construidos tienen una capacidad limitada.

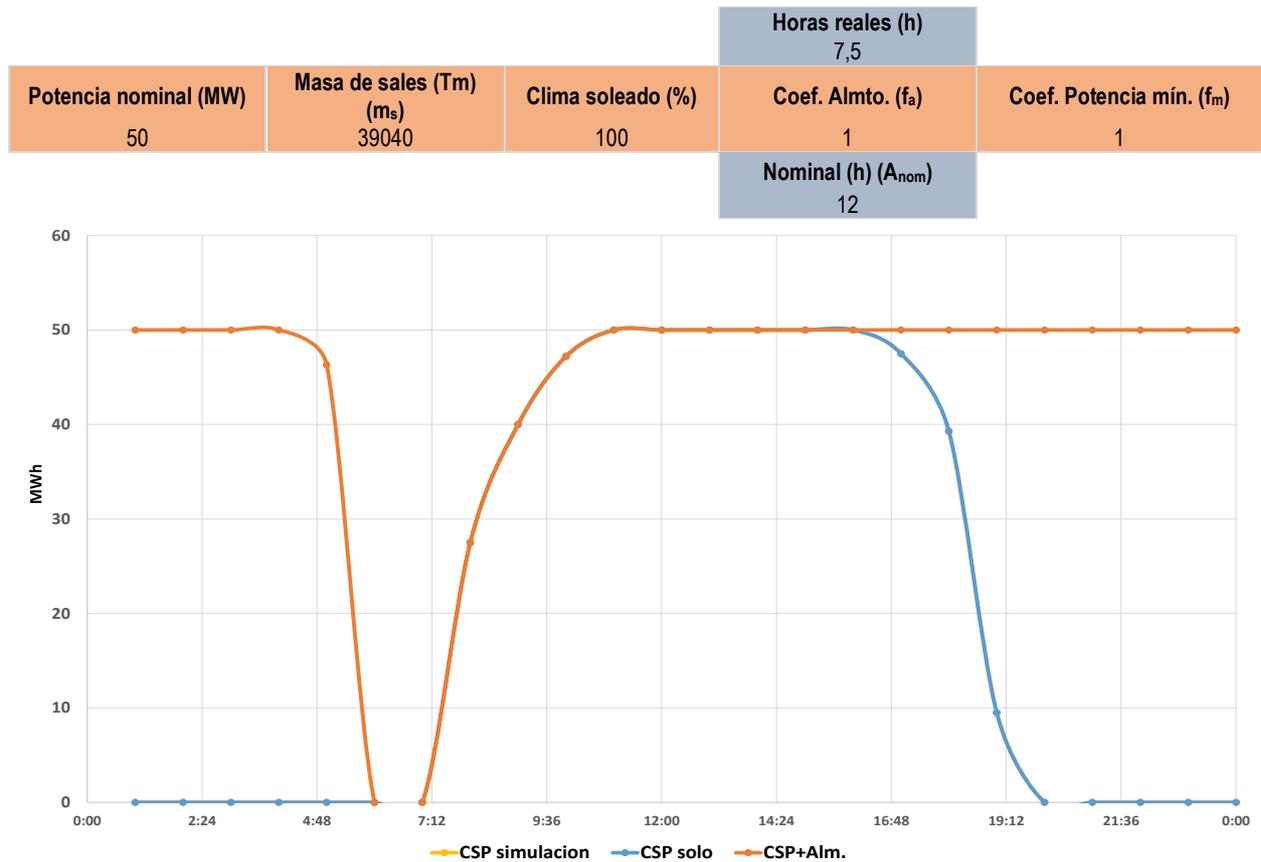


Figura II.7. Situación en la que se varía la masa de sales, es decir, las horas nominales de almacenamiento respecto a la situación inicial.

Hasta ahora solo se ha evaluado la producción a partir de dos sistemas: el campo solar y el almacenamiento térmico, pero aún no ha entrado en juego el apoyo de la caldera de gas natural. La caldera entra en juego en cuanto se establece un objetivo de producción eléctrica, como se va a realizar en el apartado siguiente.

3. Aporte energético de gas natural

El apoyo de gas natural se calcula a partir de una producción energética objetivo, una para la franja horaria diurna y otra para la franja horaria nocturna. Ambas energías son variables y se asignan según el objetivo energético marcado. En el modelo tienen el nombre de *Energía objetivo (día/noche)*. Como se muestra en la Figura AII.8, hay unas celdas destinadas a calcular la energía que debe aportar el gas natural.

Marcando la generación eléctrica diurna objetivo en 500 MWh y la nocturna en 300 MWh, se ve que, con las condiciones iniciales, el objetivo diurno se cumple, es más lo supera en 64,7 MWh. Sin embargo, el nocturno no se cumple, es por ello por lo que el gas natural tiene que aportar la diferencia energética, 28,7 MWh lo que supone un 3,4% de la energía total. Los valores marcados de generación eléctrica objetivo son asumidos y se pueden cambiar porque son variables en el modelo (Tabla II.2).

Si cambiamos la generación eléctrica objetivo (día y noche), con todas las demás variables constantes en los valores de la situación inicial, se puede construir una tabla de los porcentajes totales de gas natural que hay que suministrar para cumplir los objetivos. Estos porcentajes se muestran en la Tabla II.2, obtenidos del modelo de la misma forma que se obtienen en la hoja de cálculo mostrada en la Figura II.8.

Energía cedida del alm.	CSP+Alm.	Suma día	Suma noche	E.Gas día (MWh)	E.Gas noche (MWh)	
21,3	21,3	0,0	21,3	0,00	28,70	
0,0	0,0	0,0	0,0		28,70	MWh
0,0	0,0	0,0	0,0			
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	%
0,0	0,0	0,0	0,0		3,4	%total
0,0	0,0	0,0	0,0			
0,0	27,5	27,5	0,0			
0,0	40,0	40,0	0,0			
0,0	47,2	47,2	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
0,0	50,0	50,0	0,0			
2,5	50,0	50,0	0,0			
10,7	50,0	50,0	0,0			
40,5	50,0	50,0	0,0			
50,0	50,0	0,0	50,0			
50,0	50,0	0,0	50,0			
50,0	50,0	0,0	50,0			
50,0	50,0	0,0	50,0			
50,0	50,0	0,0	50,0			
		564,7	271,3			MWh
						MWh totales
		836,0				
E.Objetivo (día) MWh	E.Objetivo (noche) MWh					
500	300					

Figura II.8. Cálculo de la energía que debe aportar el gas natural respecto a la situación inicial.

La tendencia esperada es que a mayor objetivo energético (tanto en la franja nocturna como en la diurna) mayor será el porcentaje, respecto al total de la energía, que tenga que aportar el gas natural.

Tabla II.2. Porcentajes (%) de la energía que debe aportar el gas natural respecto al total del objetivo energético (MWh) para cumplirlo.

Noche	Día			
	400	500	600	700
200	0	0	4,2	16,2
300	3,4	3,4	7,7	19,6
400	15,4	15,4	19,6	31,6
500	27,4	27,4	31,3	43,5
600	39,3	39,3	43,5	55,5

Como la producción energética durante el día es de 564,7 MWh, la caldera de gas natural no tiene que aportar energía en la franja diurna cuando la energía diurna objetivo marcada sea menor de ese valor. Lo mismo ocurre con la franja nocturna, en la cual se producen 271,3 MWh y por lo tanto una energía objetivo menor de ese valor causa que la caldera de gas natural no necesite trabajar.

La producción energética máxima (con una potencia nominal de 50 MW y 7,5 h de almacenamiento real), sin contar con la caldera de gas, es la que aparece en la Ilustración 8; durante el día 564,7 MWh y durante

la noche 271,3 MWh. Por lo que, para otras condiciones que no sean las iniciales, esos valores serían unas energías objetivo, normales.

La tendencia del aporte del gas natural se puede observar de forma más clara en la Figura II.9, donde se representan los datos obtenidos por el modelo.

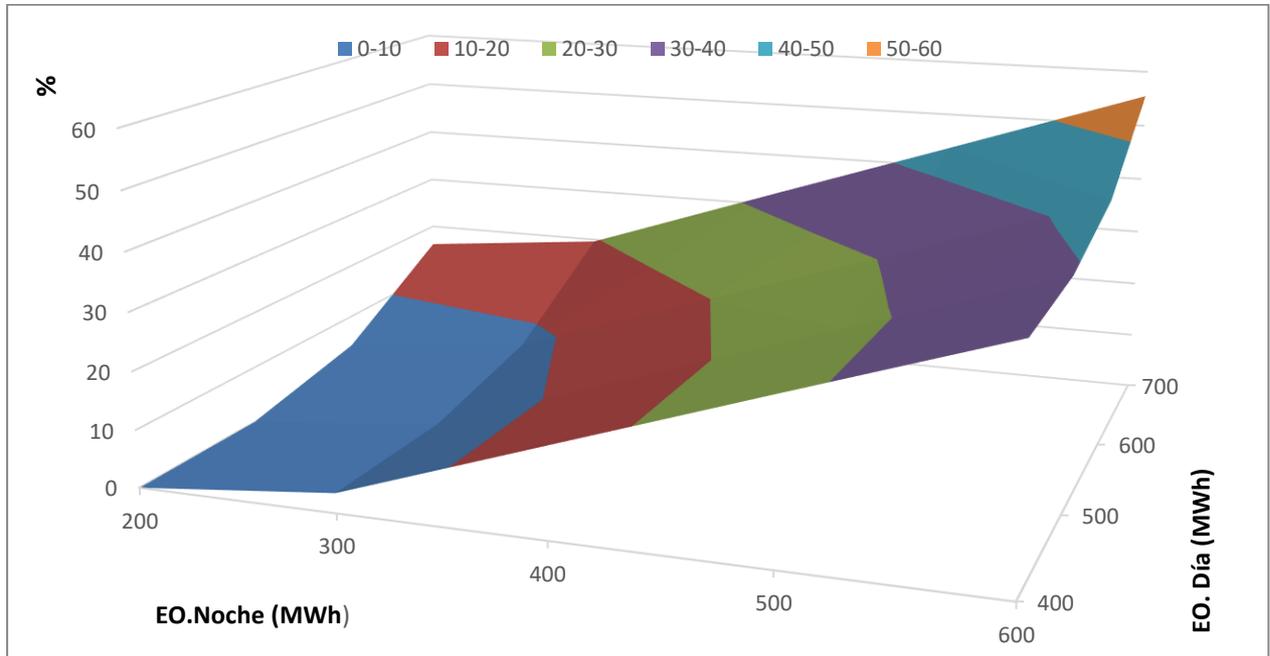


Figura II.9. Representación del porcentaje de la energía total que tiene que aportar el gas natural con diferentes energías objetivo en las dos franjas de estudio, día y noche.

ANEXO III: CÓDIGO DE LA SIMULACIÓN DE UNA PLANTA DE CCP EN *EES*®.

El código original es fruto del trabajo realizado por Sergio J. Navas presentado en el artículo *Optimal control applied to distributed solar collector fields with partial radiation [19]*. El código presentado en este anexo es el mismo, pero con los parámetros actualizados para las condiciones de este trabajo (subrayados en amarillo). El software usado es *Engineering Equation Solver*®.

{CAMPO SOLAR}

```
Tsalcamp=393
Ta=25
Tin=TsalE_aceite
I=850 'W/m2
rof=903,0-0,672*Tin
n0=0,78
G=5,77 'm
L1=600 'm
L2=62 'm
nlazos=95
Ht=1430
cf=1820+3,76*((Tsalcamp+Tin)/2)
HI=0,3286

I_1=0,082
Hp=0,3
a1=((I*n0*G)+(HI*G*Ta))/((HI*G)+(I_1*Ht))
c=((HI*G))/((HI*G)+(I_1*Ht))
d=(I_1*Ht)/(cf)
e=(Hp*Ta)/((Hp)+(I_1*Ht))
f=((Hp))/((Hp)+(I_1*Ht))

arg1=(a1-c*Tin)/(a1-c*Tsalcamp)
m1=((d*L1*c)/(ln(arg1)))*nlazos
arg2=(e-f*Tin)/(e-f*Tsalcamp)
m2=((d*L2*f)/(ln(arg2)))*nlazos
```

ma=m1+m2

{RECALENTADOR}

```
TentR_vapor=Tsatentturb
TentR_aceite=Tsalcamp
Cp_aceiteR=(1820+3,76*((TentR_aceite+TsalR_aceite)/2))/1000
TmedvapR=(TentR_vapor+TsalR_vapor)/2
Cp_vaporR=Cp(Steam;T=TmedvapR;P=Pentturb+1)
UA_R=488,6
argr=(TsalR_aceite-TentR_vapor)/(TentR_aceite-TsalR_vapor)
logaritmo_argr=(ln(argr))
DTLM_R=((TsalR_aceite-TentR_vapor)-(TentR_aceite-TsalR_vapor))/logaritmo_argr

QR=ma*Cp_aceiteR*(TentR_aceite-TsalR_aceite)
QR=mvap*Cp_vaporR*(TsalR_vapor-TentR_vapor)
{TsalR_vapor=TentR_aceite-10}

QR=UA_R*DTLM_R
```

{VAPORIZADOR}

```

TmedaguaV=(TentV_agua+TsalV_vapor)/2
Cp_aguaV=Cp(Water;T=TmedaguaV;P=Pentturb)
Cp_aceiteV=(1820+3,76*((TentV_aceite+TsalV_aceite)/2))/1000
TentV_aceite=TsalR_aceite
{TentV_agua=TsalV_aceite-10}
{TentV_aceite=Tsatentturb+10}
TsalV_vapor=Tsatentturb
TentV_agua=TsalE_agua
TentV_vapor=TsalV_vapor

UA_V=1607
argv=(TsalV_aceite-TentV_vapor)/(TentV_aceite-TsalV_vapor)
logaritmo_argv=(ln(argv))
DTLM_V=((TsalV_aceite-TentV_vapor)-(TentV_aceite-TsalV_vapor))/logaritmo_argv
{LOG10(Pentturb)=5,116-(1687,537/(TsalV_vapor+230,17))}

```

```

Hlsat=Enthalpy(Water;x=0;P=Pentturb)
Hvsat=Enthalpy(Water;x=1;P=Pentturb)
Hvap=Hvsat-Hlsat

```

```

QV=ma*Cp_aceiteV*(TentV_aceite-TsalV_aceite)
qve=(TsalV_vapor-TentV_agua)
QV=mvap*hvap+(mw*Cp_aguaV*qve)

QV=UA_V*DTLM_V

```

{ECONOMIZADOR}

```

TmedaguaE=(TentE_agua+TsalE_agua)/2
TentE_agua=Tsatsalturb
TentE_aceite=TsalV_aceite
{TsalE_aceite=Tsalcamp-140}
{TsalE_agua=Tsatentturb}
Cp_aceiteE=(1820+3,76*((TentE_aceite+TsalE_aceite)/2))/1000
Cp_aguaE=Cp(Water;T=TmedaguaE;P=Pentturb)
mw=mvap
UA_E=1026
arg_arge=(TentE_aceite-TsalE_agua)
arge=(TsalE_aceite-TentE_agua)/arg_arge
logaritmo_arge=(ln(arge))
DTLM_E=((TsalE_aceite-TentE_agua)-(TentE_aceite-TsalE_agua))/logaritmo_arge

```

```

QE=ma*Cp_aceiteE*(TentE_aceite-TsalE_aceite)
QE=mw*Cp_aguaE*(TsalE_agua-TentE_agua)
QE=UA_E*DTLM_E

```

```
{Tin=TsalE_aceite}
```

{TURBINA}

```

L=0,05
nmec=0,97

```

```

Tentturb=TsalR_vapor
{Pentturb=8000}
k=0,00684
Psalturb=5,63
mvap=k*Pentturb

```

```

Tsatentturb=T_sat(Water;P=Pentturb)
Tsatsalturb=T_sat(Water;P=Psalturb)

```

$$\text{IncTsats} = \text{Tsattenturb} - \text{Tsatsalturb}$$

$$\text{Hentturb} = \text{Enthalpy}(\text{Water}; T = \text{Tentturb}; P = \text{Pentturb})$$

$$\text{Sentturb} = \text{Entropy}(\text{Water}; T = \text{Tentturb}; P = \text{Pentturb})$$

$$\text{Hsalturbisen} = \text{Enthalpy}(\text{Water}; s = \text{Sentturb}; P = \text{Psalturb})$$

$$a = -463 + 3,53 * \text{IncTsats}$$

$$b = 1,220 + 0,000148 * \text{IncTsats}$$

$$\text{IncHisen} = \text{Hentturb} - \text{Hsalturbisen}$$

$$n = ((L + 1) / b) * (\text{IncHisen} - (a / \text{mvap}))$$

$$\text{Wint} = (L / b) * (\text{IncHisen} * \text{mvap} - a) / 1000$$

$$W = ((n * \text{mvap} / 1000) - \text{Wint})$$

$$\text{Hsalturb} = \text{Hentturb} - (W / (n * \text{mec} * \text{mvap}))$$

$$\text{nisen} = (\text{Hentturb} - \text{Hsalturb}) / \text{IncHisen}$$

$$\text{ntot} = W * 1000 / (\text{mvap} * \text{IncHisen})$$

ANEXO IV: CÓDIGO DEL MODELO MATEMÁTICO EN VISUAL BASICS FOR APPLICATIONS®.

```

Option Explicit
Option Base 1

Dim i%, j%, k%, z%, r% 'Donde i recorre las horas del año, j es el contador de zonas,
Dim Hoja1 As Worksheet 'k es un contador de medias horas a horas completas, z un contador de plantas y r de ratios distintos.
Dim Hoja2 As Worksheet
Dim Hoja3 As Worksheet
Dim Hoja4 As Worksheet
Dim Hoja5 As Worksheet
Dim Hoja6 As Worksheet
Dim Hoja7 As Worksheet
Dim zonas%, plantas%, ratios%
Dim Destination As Range
Dim horas_totales%
Dim InZo() As Variant
Dim RaPla() As Variant
Dim RGPla() As Variant
'PlantasCSP
Dim Entrada() As Variant
'Cent
Dim Gamma() As Variant
Dim Delta() As Variant
Dim DT() As Variant
Dim ha() As Variant
Dim tst() As Variant
Dim Toff() As Variant
Dim hora() As Variant
Dim JD() As Variant
Dim CdT() As Variant
'R.Global
Dim RGM() As Variant
Dim RG() As Variant
'R.DNI
Dim DNIM() As Variant
Dim DNI() As Variant
Dim DNImIn As Double
Dim DNImax As Double
'Ratios
Dim Ratio() As Variant
Dim RR() As Variant
Dim C() As Variant

'Almacenamiento en sales
Dim Tmed#, Tcold#, Thot#, Cp#
Dim nciclo() As Variant
Dim Mt() As Variant
Dim Hd() As Variant
Dim Hc() As Variant
Dim Hr() As Variant
Dim Hcom As Double
Dim Eca() As Variant
Dim EcaT() As Variant
'Producción campo solar
Dim CSP() As Variant
Dim CSPc() As Variant
Dim CSPcT() As Variant
Dim PT() As Variant
Dim lazos() As Variant
Dim lazosP() As Variant
Dim lazosA() As Variant
Dim d%, e%, fmi#, fmv#
Dim VDP() As Variant
Dim Flazos() As Variant

```

```

Sub Main()

Application.ScreenUpdating = False

Call Redimension
Call Parin
Call ProgramaCompleto
Call Parout

Application.ScreenUpdating = True

End Sub

```

```

Sub Redimension()

Dim Hoja1 As Worksheet
Dim Hoja2 As Worksheet
Dim Hoja3 As Worksheet
Dim Hoja4 As Worksheet
Dim Hoja5 As Worksheet
Dim Hoja7 As Worksheet

Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Producción")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

zonas = Hoja1.Cells(8, 14).Value
plantas = Hoja1.Cells(8, 11).Value
ratios = Hoja1.Cells(8, 15).Value
horas_totales = Hoja1.Cells(13, 15).Value

Set Destination = Hoja1.Range("A2")
Entrada = Destination.Resize(plantas, zonas).Value
Set Destination = Hoja1.Range("I2")
Mt = Destination.Resize(plantas, 1).Value
nciclo = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Flazos = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja1.Range("R8")
C = Destination.Resize(zonas, 1).Value
Set Destination = Hoja1.Range("F2")
InZo = Destination.Resize(plantas, 1).Value
RaPla = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
RGPla = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
VDP = Destination.Resize(plantas).Value

Set Destination = Hoja2.Range("D2")
Gamma = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("F2")
Delta = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("E2")
DT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
ha = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
tst = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Toff = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja2.Range("B2")
hora = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("C2")
JD = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja2.Range("I2")
CdT = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

Set Destination = Hoja3.Range("D2")
RGM = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value
Set Destination = Hoja3.Range("G2")
RG = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value

Set Destination = Hoja4.Range("C2")
DNIM = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value
Set Destination = Hoja4.Range("H2")
DNI = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value

Set Destination = Hoja7.Range("I2")
Ratio = Destination.Resize(horas_totales, zonas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("C2")
RR = Destination.Resize(horas_totales, ratios).Value

Set Destination = Hoja7.Range("E2")
CSP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPc = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
CSPcT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("F2")
lazos = Destination.Resize(plantas, 1).Value
Set Destination = Hoja7.Range("G2")
lazosP = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja7.Range("H2")
lazosA = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

```

```

Set Destination = Hoja5.Range("D2")
Hc = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja5.Range("E2")
Hd = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja5.Range("F2")
Hr = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
Set Destination = Hoja5.Range("G2")
Eca = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value
EcaT = Destination.Resize(horas_totales, 1).Value
Set Destination = Hoja5.Range("H2")
PT = Destination.Resize(horas_totales, plantas).Value

```

End Sub

```

Sub Parin()

Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Producción")
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

DNImín = Hoja1.Cells(17, 11).Value
DNImax = Hoja1.Cells(17, 12).Value
Hcom = Hoja1.Cells(17, 13).Value
fmi = Hoja1.Cells(21, 11).Value
fmv = Hoja1.Cells(21, 12).Value

For j = 1 To 5
For z = 1 To plantas
'PlantasCSP
Entrada(z, j) = Hoja1.Cells(z + 1, j).Value
Next z
Next j

For r = 1 To ratios
For i = 1 To horas_totales
'Cenit
hora(i, 1) = Hoja2.Cells(i + 1, 2).Value
JD(i, 1) = Hoja2.Cells(i + 1, 3).Value

'DNI
DNIM(i, r) = Hoja4.Cells(i + 1, r + 2).Value
'RG
k = 2 * i
RGM(i, r) = Hoja3.Cells(k, r + 3).Value
Next i
Next r

For j = 1 To 6
For i = 1 To horas_totales
'RG
k = 2 * i
RG(i, j) = Hoja3.Cells(k, j + 6).Value
Next i
Next j

End Sub

```

```

Sub ProgramaCompleto()
'Cenit
'For z = 1 To plantas
'For i = 1 To horas_totales
'Gamma(i, 1) = ((2 * 3.14159) / 366) * (JD(i, 1) - 1 + (hora(i, 1) - 12) / 24)
'Delta(i, 1) = 0.006918 - 0.399912 * Cos(Gamma(i, 1)) + 0.070257 * Sin(Gamma(i, 1)) - 0.006758 * Cos(2 * Gamma(i, 1)) + 0.000907...
'...*Sin(2 * Gamma(i, 1)) - 0.002697 * Cos(3 * Gamma(i, 1)) + 0.00148 * Sin(3 * Gamma(i, 1))
'DT(i, 1) = 229.18 * (0.000075 + 0.001868 * Cos(Gamma(i, 1)) - 0.032077 * Sin(Gamma(i, 1)) - 0.014615 * Cos(2 * Gamma(i, 1)) + 0.040849 * Sin(2 * Gamma(i, 1)
'Toff(i, z) = DT(i, 1) - 4 * Entrada(z, 5)
'tst(i, z) = hora(i, 1) * 60 + Toff(i, z)
'ha(i, z) = (2 * 3.14159 / 360) * (tst(i, z) / 4 - 180)
'CdT(i, z) = Sin(Delta(i, 1)) * Sin(Entrada(z, 4) * (2 * 3.14159 / 360)) + Cos(Entrada(z, 4) * (2 * 3.14159 / 360)) * Cos(Delta(i, 1)) * Cos(ha(i, z))
'Next i
'Next z

'Ratios|
'For r = 1 To ratios
'For i = 1 To horas_totales
'If CdT(i, r) <= 0.3 Then
'RR(i, r) = 0
'Else
'If RGM(i, r) = 0 Then
'RR(i, r) = 0
'Else
'RR(i, r) = DNIM(i, r) / RGM(i, r)
'End If
'End If
'Next i
'Next r

For j = 1 To zonas
For i = 1 To horas_totales
C(j, 1) = Hojal.Cells(j + 7, 18).Value
'Ratio(i, j) = RR(i, C(j, 1))
'DNI
'DNI(i, j) = RG(i, j) * Ratio(i, j)
Next i
Next j

For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
RGPla(i, z) = RG(i, InZo(z, 1))
'RaPla(i, z) = DNI(i, InZo(z, 1))
If Entrada(z, 2) > 50 Then
VDP(z, 1) = 1
Else
VDP(z, 1) = (0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254) / 0.39
End If

Next i
Next z

'Masa de sales para el almacenamiento
Tcold = 292
Thot = 390
Tmed = (Tcold + Thot) / 2
Cp = (1443 + 0.172 * Tmed) / 1000
For z = 1 To plantas
If Entrada(z, 2) > 50 Then
nciclo(z, 1) = 0.39
Else
nciclo(z, 1) = 0.00273 * Entrada(z, 2) + 0.254
End If
Mt(z, 1) = Entrada(z, 3) * (3600 * (Entrada(z, 2) / (nciclo(z, 1) * Cp * (Thot - Tcold)))) 'Toneladas
Flazos(z, 1) = 10 * Entrada(z, 3) + 94
Next z

```

```

'Producción campo solar y almacenamiento
For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
If Entrada(z, 3) = 0 Then
lazos(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * 82 * 1.15 * (1 / VDP(z, 1))
If RGPla(i, z) <= DNIMin Then
CSP(i, z) = 0
Hc(i, z) = 0
ElseIf (-0.000005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0847 * RGPla(i, z) - 11.087) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = 0
Else
CSP(i, z) = (-0.000005 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0847 * RGPla(i, z) - 11.087) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
Hc(i, z) = 0
End If
Else
lazos(z, 1) = (Entrada(z, 2) / 50) * Flazos(z, 1) * (1 / VDP(z, 1))
If RGPla(i, z) < (1 / VDP(z, 1)) * (Entrada(z, 2) / 50) * 31752 * (82 * 2) ^ (-0.82) Then
lazosP(i, z) = lazos(z, 1)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
If RGPla(i, z) <= DNIMin Then
CSP(i, z) = 0
Hc(i, z) = 0
Else
If (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = 0
Else
CSP(i, z) = (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
Hc(i, z) = 0
End If
End If
Else
If (Entrada(z, 2) / 50) * (1 / VDP(z, 1)) * 307430 * RGPla(i, z) ^ (-1.219) > Flazos(z, 1) Then
lazosP(i, z) = lazos(z, 1)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
If (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1) >= Entrada(z, 2) Then
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = 0
Else
CSP(i, z) = (Flazos(z, 1) / 82) * (0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (Entrada(z, 2) / 50) * VDP(z, 1)
Hc(i, z) = 0
End If
Else
lazosP(i, z) = (1 / VDP(z, 1)) * (Entrada(z, 2) / 50) * 307430 * RGPla(i, z) ^ (-1.219)
lazosA(i, z) = lazos(z, 1) - lazosP(i, z)
End If
CSP(i, z) = Entrada(z, 2)
Hc(i, z) = ((0.000007 * RGPla(i, z) ^ 2 + 0.0625 * RGPla(i, z) - 8.0223) * (lazosA(i, z) / 82)) / Entrada(z, 2) * (VDP(z, 1))
End If
End If
Next i
Next z

'Horas reales de almacenamiento y descarga
For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
If i = 1 Then
Hr(i, z) = 0
Hd(i, z) = 0
ElseIf i < 2500 Then
If fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If
End If

```

```

ElseIf i < 5500 Then
If fmv - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmv - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmv)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If

ElseIf i >= 5500 Then
If fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) < 0 Then
Hd(i, z) = 0
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) < (fmi - (CSP(i, z) / Entrada(z, 2))) Then
Hd(i, z) = -(Hr(i - 1, z) + Hc(i, z))
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
Else
Hd(i, z) = ((CSP(i, z) / Entrada(z, 2)) - fmi)
If Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z) > Entrada(z, 3) Then
Hr(i, z) = Entrada(z, 3)
Else
Hr(i, z) = Hr(i - 1, z) + Hc(i, z) + Hd(i, z)
End If
End If
End If
End If

Eca(i, z) = -Hd(i, z) * Entrada(z, 2)
Next i
Next z
'Producción sin GN
For z = 1 To plantas
For i = 1 To horas_totales
If i < 1500 Then
CSPc(i, z) = 0.78 * CSP(i, z)
ElseIf i < 3000 Then
CSPc(i, z) = 0.91 * CSP(i, z)
ElseIf i < 5500 Then
CSPc(i, z) = 0.95 * CSP(i, z)
ElseIf i < 7400 Then
CSPc(i, z) = 0.89 * CSP(i, z)
ElseIf i >= 7400 Then
CSPc(i, z) = 0.8 * CSP(i, z)
End If
Next i
Next z

For i = 1 To horas_totales
For z = 1 To plantas
CSPcT(i, 1) = CSPcT(i, 1) + CSPc(i, z)
EcaT(i, 1) = EcaT(i, 1) + Eca(i, z)
Next z
Next i

End Sub

```

```
Sub Parout()
Set Hoja1 = Worksheets("PlantasCSP")
Set Hoja2 = Worksheets("Cenit")
Set Hoja3 = Worksheets("RG")
Set Hoja4 = Worksheets("DNI")
Set Hoja5 = Worksheets("Producción")
Set Hoja6 = Worksheets("Resultados")
Set Hoja7 = Worksheets("Ratios")

'For j = 1 To zonas
'For i = 1 To horas_totales
'Hoja2.Cells(i + 1, 4).Value = Gamma(i, 1)
'Hoja2.Cells(i + 1, 5).Value = DT(i, 1)
'Hoja2.Cells(i + 1, 6).Value = Delta(i, 1)
'Hoja4.Cells(i + 1, j + 7).Value = DNI(i, j)
'Hoja7.Cells(i + 1, j + 8).Value = Ratio(i, j)
'Next i
'Next j

'For z = 1 To plantas
'For i = 1 To horas_totales
Hoja1.Cells(z + 1, 9).Value = Mt(1, 1)
'Hoja2.Cells(i + 1, z + 8).Value = CdT(i, z)
'Hoja5.Cells(i + 1, z + 6).Value = CSPc(i, z)
'Hoja5.Cells(i + 1, z + 546).Value = Eca(i, z)
'Hoja6.Cells(i + 1, z + 59).Value = lazosA(i, z)
'Next i
'Next z

For i = 1 To horas_totales
Hoja6.Cells(i + 1, 5).Value = CSPcT(i, 1)
Hoja6.Cells(i + 1, 6).Value = EcaT(i, 1)
Next i

For r = 1 To ratios
For i = 1 To horas_totales
Hoja7.Cells(i + 1, r + 2).Value = Ratio(i, r)
Next i
Next r

End Sub
```


ANEXO V: DIAGRAMAS DE FLUJO DEL MODELO

En este anexo se presentan los dos diagramas de flujo importantes del modelo matemático. En el primer diagrama se muestra cómo se calcula la producción eléctrica del campo solar y las horas (a potencia nominal) de carga del almacenamiento. En el segundo diagrama se muestra cómo se calculan las horas disponibles en el almacenamiento (a potencia nominal) y las horas de descarga de este. Lamentablemente, no se disponía de la licencia completa del programa, por lo que aparece una marca de agua en todos los diagramas.

Donde la nomenclatura usada es:

i	Indicador de horas del año
z	Indicador de la planta correspondiente
$lazos(z, 1)$	Número de lazos nominales de la planta
P_{nom}	Potencia nominal de la planta
$Flazos(z, 1)$	Función que calcula el número de lazos según las horas nominales de almacenamiento
$VDP(z, 1)$	Variación del rendimiento del ciclo respecto al rendimiento de diseño (39%)
$Hnom$	Horas nominales de almacenamiento
$DNI(i, z)$	Radiación recibida por hora y por planta
DNI_{min}	Radiación mínima de operación (común para todas las plantas)
$CSP(i, z)$	Producción desde el campo solar y el almacenamiento por hora y por planta
$Hc(i, z)$	Horas de carga (a potencia nominal) del almacenamiento
W_{82}	Correlación de potencia-DNI para una planta con 82 lazos
W_{95}	Correlación de potencia-DNI para una planta con 95 lazos
$lazosP(i, z)$	Proporción de los lazos nominales destinados a la producción de potencia
$lazosA(i, z)$	Proporción de los lazos nominales destinados a la carga del almacenamiento
$DNI(nlazos)$	Relación entre DNI-lazos para producir la potencia nominal
$nlazos(DNI)$	Relación lazos-DNI para producir la potencia nominal
$Hr(i, z)$	Horas reales acumuladas (a potencia nominal) de las que dispone el almacenamiento
$Hc(i, z)$	Horas de carga puntuales a potencia nominal del almacenamiento
$Hd(i, z)$	Horas de descarga puntuales a potencia nominal del almacenamiento en esa hora
fmi	Factor de potencia mínima en invierno
fmv	Factor de potencia mínima en verano

