

Proyecto Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Térmica

Optimización de una instalación híbrida renovable
con tecnologías termosolar y fotovoltaica

Autor: José María González Navarro

Tutor: Cristina Prieto Ríos

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Telecomunicación

Optimización de una instalación híbrida renovable con tecnologías termosolar y fotovoltaica

Autor:

José María González Navarro

Tutor:

Cristina Prieto Ríos

Profesor titular

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Carrera: Optimización de una instalación híbrida renovable con tecnologías termosolar y fotovoltaica

Autor: José María González Navarro

Tutor: Cristina Prieto Ríos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mi tutora

Agradecimientos

Echando la vista atrás, terminar este trabajo supone mucho más de lo que podría parecer, ya que no significa un trabajo más, algo más extenso, que finaliza una etapa en la ETSI en la que tantas horas y años he pasado. La situación pandémica durante la que decido sumergirme en este máster, la modalidad semipresencial cambiante durante el curso, la compatibilidad con un trabajo a tiempo completo, todo ello sumado a un (seguramente exagerad) ejercicio de autoexigencia al que me someto, hacen de este, uno de los trabajos más difíciles de realizar de mi vida académica.

Estoy absolutamente seguro de que no habría sido capaz de terminar sin la ayuda de mi familia, que me comprende y respeta durante las rachas duras en casa, ni sin la ayuda y paciencia de Rocío, a quién en tantísimas ocasiones he contado “versión resumida” (a mi manera), las trabas, inconvenientes y desilusiones que he sufrido a lo largo de la realización de este trabajo. Tampoco sin la supervisión de Cristina, y la confianza puesta en mí, puesto que, tras épocas de poca regularidad, retomábamos y adaptábamos el trabajo para conseguir darle ritmo y seguir adelante. Muchas gracias a todos de corazón.

José María González Navarro

Máster en Sistemas de Energía Térmica

Sevilla, 2022

Resumen

Ante un panorama internacional en el que la producción de energía a partir de energías fósiles tiene fecha de caducidad cada día más próxima, aparece la imperante necesidad de acelerar la transición energética hacia un camino en el que lideren las energías renovables.

Concretamente, en lo que a España se refiere, y focalizando el presente trabajo en la casuística de Andalucía, el recurso solar, y las tecnologías renovables que hacen uso de este tienen, o han de tener una especial relevancia en el avance hacia el cambio de paradigma.

El objetivo de este documento es doble. Se trata de introducir la tecnología termosolar y la relevancia de esta en el territorio nacional, y, por otro lado, realizar un estudio comparativo de determinadas configuraciones de instalaciones solares a través del concepto de hibridación renovable.

Abstract

Faced with an international scenario in which the energy production from fossil fuels has an approaching expiration date, there is an imperative need to accelerate the energy transition towards a path led by renewable energies.

Particularly in Spain, and focusing this document on Andalusia, solar resources and the renewable technologies that make use of them, should have a special relevance in the progress towards the change of paradigm.

The aim of this document is twofold. On the one hand, it aims to introduce solar thermal technology and its relevance in Spain and, on the other hand, to carry out a comparative study of selected configurations of solar installations through the concept of renewable hybridisation.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
1 Introducción a la tecnología termosolar y reclamo del estudio	1
1.1. Objeto del proyecto	2
1.2. Conceptos básicos de la tecnología termosolar	2
1.2.1 Tipología	2
1.2.2 Principales ventajas	3
1.3. Antecedentes históricos	4
1.4. Contexto energético	4
1.4.1. Cifras del sector termosolar	4
1.4.2. Contexto energético nacional	7
2 Estudio Instalación Termosolar Convencional	11
2.1. Introducción al software SAM	12
2.2. Datos del proyecto	12
3 Hibridación renovable	19
3.1. Necesidad y concepto	20
3.2. Instalación fotovoltaica	21
3.2.1 Introducción al software PVSyst	21
3.2.2 Datos del proyecto	21
3.2.3 Validación del modelo	22
3.3. Hibridación termosolar y fotovoltaica	24
3.3.1 Introducción al Sistema híbrido y modelos	24
3.3.2 Modelo de cálculo	26
3.3.3 Análisis comparativo	28
3.3.4 Resumen de resultados	45
4 Conclusiones	51
Referencias	55
Glosario	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3-1. Precio de producción de energía eléctrica en función de la tecnología renovable (Fuente [14])	20
Tabla 3-2. Precios de la electricidad referenciales. Año: 2019 (€/MW) (Fuente: Gen. Propia)	28
Tabla 3-3. Caso I: Modelo 1 y Modelo 3	29
Tabla 3-4. Caso I – extremo: Modelo 1 y Modelo 3 - extremo	30
Tabla 3-5. Caso II: Modelo 2 y Modelo 4	32
Tabla 3-6. Horas anuales de producción nominal	33
Tabla 3-7. Excedente de energía fotovoltaica según modelo	33
Tabla 3-8. Caso II – extremo: Modelo 2 y Modelo 4 - extremo	34
Tabla 3-9. Precios de referencia del MWe/hora según el mes y la hora del año	38
Tabla 3-10. Disponibilidad de recurso solar (MWt) según el mes y la hora del año	38
Tabla 3-11. Horarios de carga y descarga del sistema de almacenamiento	40
Tabla 3-12. Caso III: Modelo 3 y Modelo 5	41
Tabla 3-13. Resumen de resultados de los modelos de todos los modelos de cálculo	46
Tabla 3-14. Caso III – Parámetros clave totales - Julio	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Distribución geográfica mundial de las centrales termosolares (Fuente: Gen. propia)	5
Figura 1-2. Distribución de centrales termosolares según tipología (Fuente: Gen. propia)	6
Figura 1-3. Centrales y horas de almacenamiento según año de construcción (Fuente: Gen. propia)	6
Figura 1-4. Estructura nacional de generación energética según tecnología (Fuente: [7])	7
Figura 2-1. Archivo meteorológico de Andasol 3 en SAM	13
Figura 2-2. Apartado "System design" en SAM	13
Figura 2-3. Punto de diseño del Campo Solar - Apartado "Solar Field" en SAM	14
Figura 2-4. Otros parámetros - Apartado "Solar Field" en SAM	14
Figura 2-5. Elección de modelo de colector – SAM	15
Figura 2-6. Elección de modelo de receptor – SAM	15
Figura 2-7. Ciclo de potencia en SAM	15
Figura 2-8. Sistema de almacenamiento – SAM	16
Figura 2-9. Esquema de la planta termosolar Andasol 3 [10]	17
Figura 3-1. Predimensionado de la instalación fotovoltaica en PVSyst	22
Figura 3-2. Selección de elementos de la instalación fotovoltaica	22
Figura 3-3. Resumen del sistema global determinado en PVSyst	23
Figura 3-4. Definición del sistema de red de la planta fotovoltaica independiente en PVSyst	23
Figura 3-5. Esquema simplificado de la instalación fotovoltaica en PVSyst	24
Figura 3-6. Esquema básico de la instalación hibridada	25
Figura 3-7. Precio horario del mercado el día 13 de marzo en España (Península) (Fuente: OMIE [21])	27
Figura 3-8. Ejemplo de conjunto de curvas formando la Duck Curve (Fuente: [22])	31
Figura 3-9. Diagrama flujos para gestionabilidad de carga de almacen. (Fuente: Gen. Propia)	35
Figura 3-10. Diagrama flujos para gestionabilidad de descarga de almacen. (Fuente: Gen. Propia)	36
Figura 3-11. Ejemplo de curva de demanda energética diaria en el mes de Julio. (Fuente: REE [24])	39
Figura 3-12. Producción FV total	41
Figura 3-13. Producción eléctrica CSP total - Mod 1	42
Figura 3-14. Producción eléctrica CSP media diaria - Mod. 3	43
Figura 3-15. Producción eléctrica CSP total - Mod. 5	43
Figura 3-16. Producción eléctrica horaria CSP media diaria - Mod. 5	44
Figura 3-17. Producción eléctrica horaria. Enero- Mod.1	47
Figura 3-18. Producción eléctrica. Enero - Mod.2	48
Figura 3-19. Comparativa de producción eléctrica CSP - Julio	48

1 INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR Y RECLAMO DEL ESTUDIO

1.1. Objeto del proyecto

El siguiente proyecto tiene como objetivo la puesta en valor de la tecnología termosolar y el potencial auge de las centrales de este tipo en configuraciones híbridas con otras tecnologías que se nutren del recurso solar, como la fotovoltaica. El conocimiento y aprovechamiento de instalaciones en España, abre la puerta a nuevas configuraciones de plantas, en el caso que ocupa, plantas con un mismo recurso renovable.

El proyecto persigue principalmente obtener conclusiones del estudio comparativo entre determinadas casuísticas y modelos adoptables por proyectos de esta naturaleza híbrida renovable, atendiendo a distintas configuraciones posibles.

1.2. Conceptos básicos de la tecnología termosolar

La termosolar, asociada a centrales o plantas, es una tecnología de generación de energía catalogada como renovable, puesto que su fuente primaria de aprovechamiento es la radiación solar. Asociado a este concepto, al hacer referencia a las centrales o plantas termosolares, se consideran en realidad centrales termoeléctricas, cuyo objetivo principal es la generación de electricidad. En adelante se utilizará el término *termosolar/es*.

Dicha generación de energía se produce a través de un proceso, que puede ser muy sencillamente resumido con la siguiente explicación. Este comienza con la concentración de energía captada de la radiación procedente del Sol que es trasladada a un fluido, conocido como caloportador, o fluido de trabajo, el cual aumenta su temperatura en campos solares provisionados de distinta forma para ello. Posteriormente, y según la tipología, el fluido caliente efectuará la conversión termodinámica directa o a través de la transmisión a otro fluido, para la obtención de electricidad a través de un ciclo de potencia determinado.

En resumen, el principio básico que rige a la termosolar es la concentración de la radiación solar para la obtención de altas temperaturas, y su posterior transformación en electricidad. Requiere de tecnologías de distinta categoría altamente ligadas a la óptica de los espejos que realizan la captación y dirigen los rayos solares hacia un foco, puntual o lineal. [1]

1.2.1 Tipología

Aunque se encuentran a distinto nivel de desarrollo e implantación, son cuatro los tipos distintos de centrales termosolares las existentes a día de hoy. A modo de resumen, se mencionan y explican conceptualmente estos a continuación.[1]

- Centrales cilindro parabólicas:

También conocida como “de canales parabólicos”. Es la tipología más extendida a nivel mundial por número de plantas existentes y potencia instalada. Más adelante se hará un repaso a las principales cifras al respecto.

Basa su funcionamiento en la captación de energía solar a través de hileras de espejos cóncavos que dirigen los rayos del Sol hacia un tubo absorbedor por el que circula el fluido caloportador. La energía ganada por este fluido seguirá un proceso de intercambio, o no, pero manteniendo el fin de generar energía eléctrica, o en su defecto, su almacenamiento para utilización posterior.

Estos espejos mencionados son los colectores cilindro parabólicos, del que toma nombre la tecnología. Suelen ir montados sobre ejes móviles que optimizan y aumentan la captación de energía solar.

- Centrales de receptor central de torre:

En este caso, la captación de rayos solares la llevan a cabo un conjunto de espejos planos llamados heliostatos que configuran un campo de extensa superficie y dirigen los rayos a un receptor único. Este receptor, de gran tamaño se ubica en una torre a la que “apuntan” los heliostatos. De igual modo, un fluido caloportador, condicionado en su elección en este caso por las altas temperaturas que alcanza el receptor de torre, adquiere el calor de este foco y circula desde la torre para generar energía eléctrica al ser aprovechado en un ciclo de potencia.

Es de especial complejidad la geometría del campo solar y de cada uno de los heliostatos, cuya óptica es distinta, pues necesita de diferente posicionamiento y regulación de sus ejes.

- Centrales con reflectores Fresnel

Las centrales tipo Fresnel se caracterizan por una superficie de reflectores lineales montados sobre una estructura plana, que permite el giro en un solo eje del espejo. Esto es suficiente para reflejar los rayos solares hacia el tubo absorbedor, asemejando el aprovechamiento al de centrales cilindro parabólicas, pero abaratando costes por la simplicidad de la superficie plana de sus espejos.

En este caso, existe además una segunda superficie receptora de espejos más cercanos al tubo absorbe, para aquellos rayos que no incidan directamente debido a pequeñas desviaciones sobre el tubo.

Es una tecnología basada en una óptica conocida como es el Principio de Fresnel, pero que, hasta el momento, se encuentra en vías de desarrollo.[1]

- Centrales con discos parabólicos

Estas centrales basadas en discos parabólicos, o bien “dish-Stirling”, reciben este nombre de su diseño de espejos parabólicos de revolución con un motor térmico de combustión externa Stirling en su punto focal. Estos motores transforman la radiación solar en un giro mecánico, que, al llevar acoplado además un generador eléctrico, produce electricidad.

Este proceso es independiente en cada uno de los dish-Stirling que componen el campo solar de una central de este tipo.

Son pocas las que se encuentran en funcionamiento actualmente, ya que, aunque goza de un alto potencial, ya que se trata de la tecnología con mayor capacidad de concentración de la radiación solar, se encuentra en etapa de desarrollo para su viabilidad económica.

1.2.2 Principales ventajas

La energía termosolar, al igual que el resto de las energías renovables posee la ventaja de no consumir un recurso finito como fuente de energía, es decir, pertenece al grupo de la tipología de energías cuya fuente primaria es virtualmente inagotable, bien por considerarse una cantidad inestimable de energía que contienen (como el Sol o el viento), o bien porque esta es capaz de regenerarse por medios naturales.

Esta ventaja puede interpretarse como una obtención de mayor independencia energética, término muy sonado en los últimos tiempos, que hace referencia al grado en que un país, región o área es capaz de cubrir su consumo de energía derivado de su producción. Si la producción supera al consumo, y, por tanto, este índice es superior a uno, se considera independiente energéticamente.

Otro aspecto positivo de gran relevancia es el carácter limpio y seguro de la energía termosolar. Alineado con el hecho de ser una energía de carácter renovable, cumple con requisitos para considerarse como tal, ya que el Sol es el recurso más abundante sobre la Tierra, y sustituye a los principales recursos de producción energética actual como son los combustibles fósiles. Además, con carácter general, gran parte de los países con menor desarrollo económico, y consecuentemente energético, gozan de un gran recurso solar, lo que refuerza la gran ventaja que supone el desarrollo de este tipo de energía en todo el planeta.

Es de destacar, haciendo referencia a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)[2] [3] aprobados por la ONU en 2015, el encaje específico de esta tecnología con algunos de ellos. En el objetivo número 7, “Energía asequible y no contaminante”, se mide principalmente la eficiencia energética, la evolución de las energías renovables y el acceso a la electricidad de los países subdesarrollados. Esto refuerza la idea de la apuesta renovable que es tendencia en los últimos tiempos, y esperada para los años venideros.

Por último, destacar en particular, dentro de las energías renovables, la principal ventaja de la energía termosolar frente a otros tipos de energías renovables, que es la capacidad de almacenamiento. Con esto, obtiene un carácter gestionable que suple uno de los principales problemas de la mayoría de las fuentes renovables conocidas, como, por ejemplo, la fotovoltaica, que es la intermitencia del recurso renovable. Esta intermitencia estará directamente relacionada con el desfase entre la disponibilidad del recurso renovable y la demanda de energía. En este aspecto, se puede remarcar el desfase originado por la producción a través de energía eólica en rachas de viento durante horas de madrugada. El almacenamiento permite una optimización de la producción de energía y el suministro a red de electricidad adecuándose a la demanda de cada instante, lo que se traduce también como un factor de seguridad.

1.3. Antecedentes históricos

Repasando los orígenes que sustentan la tecnología termosolar, es necesario recabar en el principio de concentración de la radiación solar para un mejor entendimiento. Es el método de captación en el que, aunque de diferente forma, como se ha remarcado en el apartado 1.2.1, se basa la tecnología termosolar. Es difícil datar con precisión desde cuando el ser humano de forma consciente o inconsciente aprovecha la concentración de rayos del Sol, pero se puede afirmar que ya los griegos alrededor del siglo III a.C. hacían uso de este para generar fuego. Así mismo, y sin profundizar demasiado en la materia, son numerosas las fuentes que citan a Arquímedes, Leonardo da Vinci y otros sabios hicieron uso de esta tecnología en lo que significaban hitos tecnológicos.

Fue el ingeniero francés Auguste Mouchot quien, aportaría un nuevo modelo para concentrar la radiación solar aplicado a la cocina, y que en un posteriormente extrapolaría a aplicaciones industriales al desarrollar una máquina de vapor alimentada por energía solar, consistente de un gran receptor parabólico cubierto de espejos que concentraban hacia un único punto la radiación solar, y que aprovechaba el calor generado para activar el motor de vapor.

Retrocediendo en la línea temporal a mediados del siglo XVIII, Horace de Saussure inventó lo que llamaría “caja caliente”, lo que asentaba los fundamentos de lo que es actualmente un colector solar.

Uniendo ambos conceptos, fue Clarence Kemp quien, a finales del siglo XIX comercializaba la primera patente de solución para calentar agua a través de la energía solar, que, años después sería mejorada por William Bailly con la inclusión del almacenaje de calor.

Dejando de lado estos sucesos y descubrimientos históricos, fue en 1985 cuando se empieza la construcción de la primera central termosolar del mundo, en California, Estados Unidos. Esta fue nombrada como SEGS III [4] y aportaba una producción de 30MW, aunque son otras cuatro unidades (hasta VII) las que conforman el complejo, aumentando a 150 MW netos el total de la producción obtenida. [5]

1.4. Contexto energético

1.4.1. Cifras del sector termosolar

Como argumento de la evolución en el desarrollo de la tecnología termosolar, se hará uso y análisis a continuación de una extracción de datos mundiales [6] para aportar una visión panorámica del sector en diferentes aspectos con el tratamiento propio de estos.

Distribución territorial:

Las centrales termosolares a día de hoy en operación son un total de 116, repartidas por todo el mundo. A estas, se han de sumar 3 más que se encuentran en fase de inminente inauguración, además de aquellos proyectos aprobados, que aún no recaban en la base de datos de extracción a fecha de la publicación de este documento. Además, se contabilizan 8 las plantas fuera de operación por distintos motivos. Para las reflexiones futuras, serán las operativas mencionadas las que se tendrán en cuenta para los porcentajes y representaciones.

Considerando las cifras anteriores, sin embargo, la distribución geográfica de este total de centrales no es para nada homogénea, sino que son varios países los que se reparten mayoritariamente. En la Figura 1-1, se aprecia la supremacía de España, con una diferencia notable, tanto en términos de plantas instaladas, como en potencia instalada respecto al resto de naciones del mundo. La contribución de medio centenar de plantas solares al panorama mundial, sumando un total de más de 2300 MW en operación, significan alrededor de un 43% y 35% en dichos valores respectivamente, lo que hace de España en la actualidad claramente el país líder en tecnología termosolar. Esto se debe a numerosas causas, entre las que destacar los ingentes niveles de radiación solar que recibe el territorio español, especialmente en la mitad sur del país, pero sin restarle importancia al buen aprovechamiento que se hace de esta gracias a los esfuerzos en investigación y desarrollo realizados en el sector. Son Estados Unidos y China quienes más se acercan a las cifras de España con un total de 15 y 13 centrales termosolares actualmente en operación.

En particular, y como se ha mencionado recientemente, es la mitad sur de España la que consta del mayor

número de centrales en operación, así como de potencia instalada. Concretamente, en la Comunidad autónoma de Andalucía son 22 de las 50 las plantas instaladas, con en torno a 1000 MW, representando la región con mayor importancia con alrededor de un 44% tanto en total de plantas en territorio español, como en potencia instalada. Le siguen a continuación Extremadura y Castilla la Mancha (todas ubicadas en la provincia de Ciudad Real), con 17 y 7 centrales respectivamente.

Distribución por tipología:

Como ya se mencionaba en el apartado 1.2.1, existen actualmente cuatro tipos de centrales termosolares dentro de las consideradas basadas en esta tecnología a nivel mundial. Ya se adelantó de ellas una descripción primaria, así como el grado de madurez y desarrollo aproximado de estas. Sin embargo, se hace mención por primera vez ahora a la existencia de centrales híbridas, es decir, que combinan el uso de la energía solar térmica con el de otra fuente de energía, ya sea un combustible fósil, u otra renovable. Son una tipología que se tratará más adelante, pero que es introducida para la interpretación de la Figura 1-2. El grado de madurez asociado a la tecnología cilindroparábólica está bien argumentado con la cantidad de plantas en operación de este tipo, que junto a las híbridas – cilindroparábolicas conforman el 84% de las plantas. Las basadas en centrales de torre y en Fresnel lineal son minoritarias, aunque se espera que evolucionen, y, sin embargo, las de tipo disco parabólico carecen de plantas en operación, y requieren de un mayor desarrollo para explotar su alto potencial.

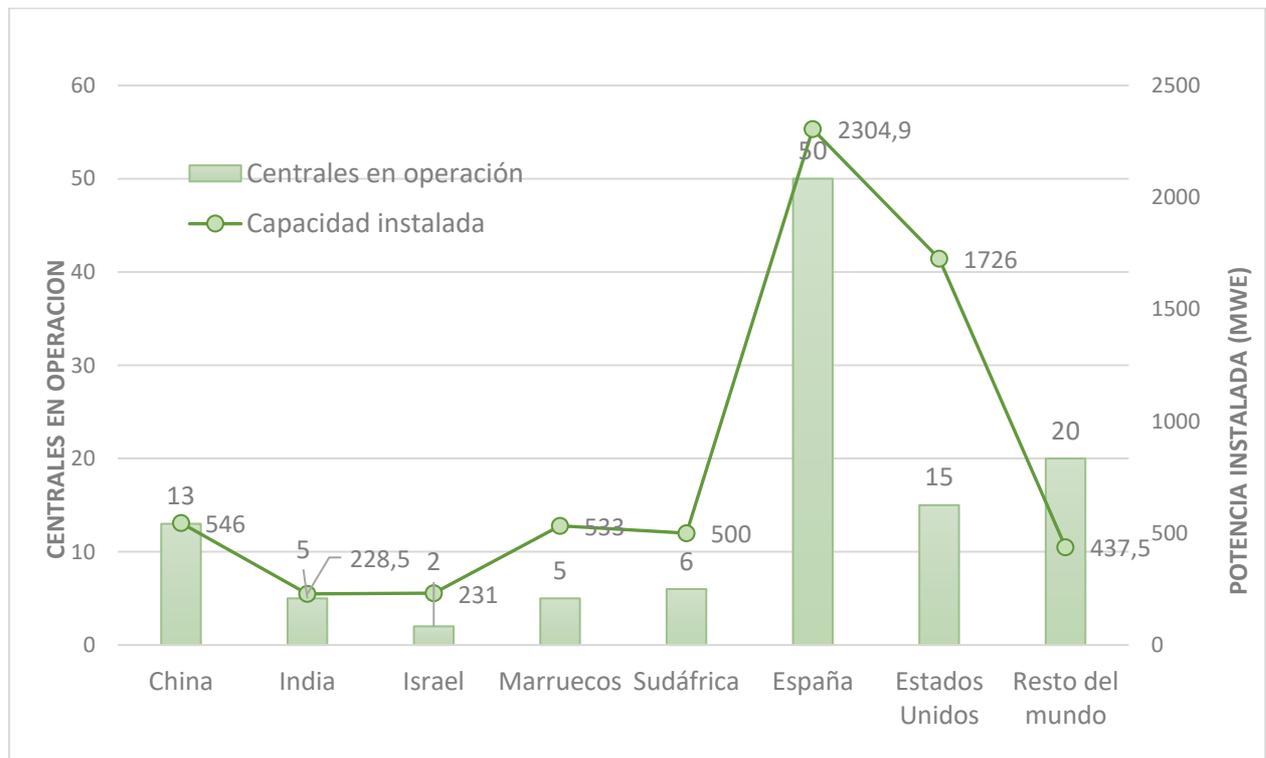


Figura 1-1. Distribución geográfica mundial de las centrales termosolares (Fuente: Gen. propia)

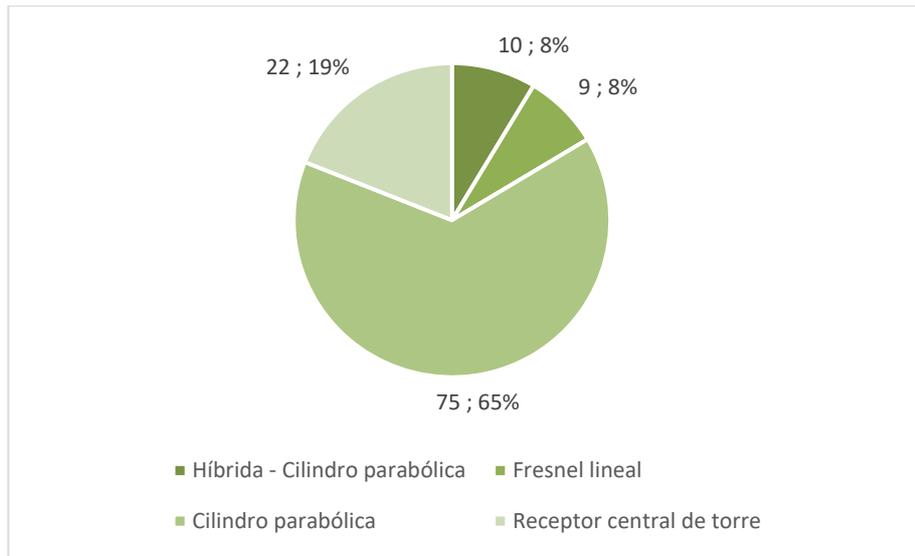


Figura 1-2. Distribución de centrales termosolares según tipología (Fuente: Gen. propia)

Distribución por antigüedad e inclusión de almacenamiento térmico

Es buen ejemplo gráfico de la evolución de la termosolar el año de construcción de las ya mencionadas 116 centrales en operación. Esta información da una visión del avance constante de la tecnología. Además, se ha aglutinado en la Figura 1-3 la información relativa al promedio de horas de almacenamiento que incluyen las plantas construidas en ciertos periodos de tiempo partiendo del 1985. La inclusión del almacenamiento como se ha mencionado en apartados anteriores, una mayor capacidad de competencia frente a otras formas de generación de energía, ya que la hace capaz de lidiar con la intermitencia de la fuente de energía que la nutre.

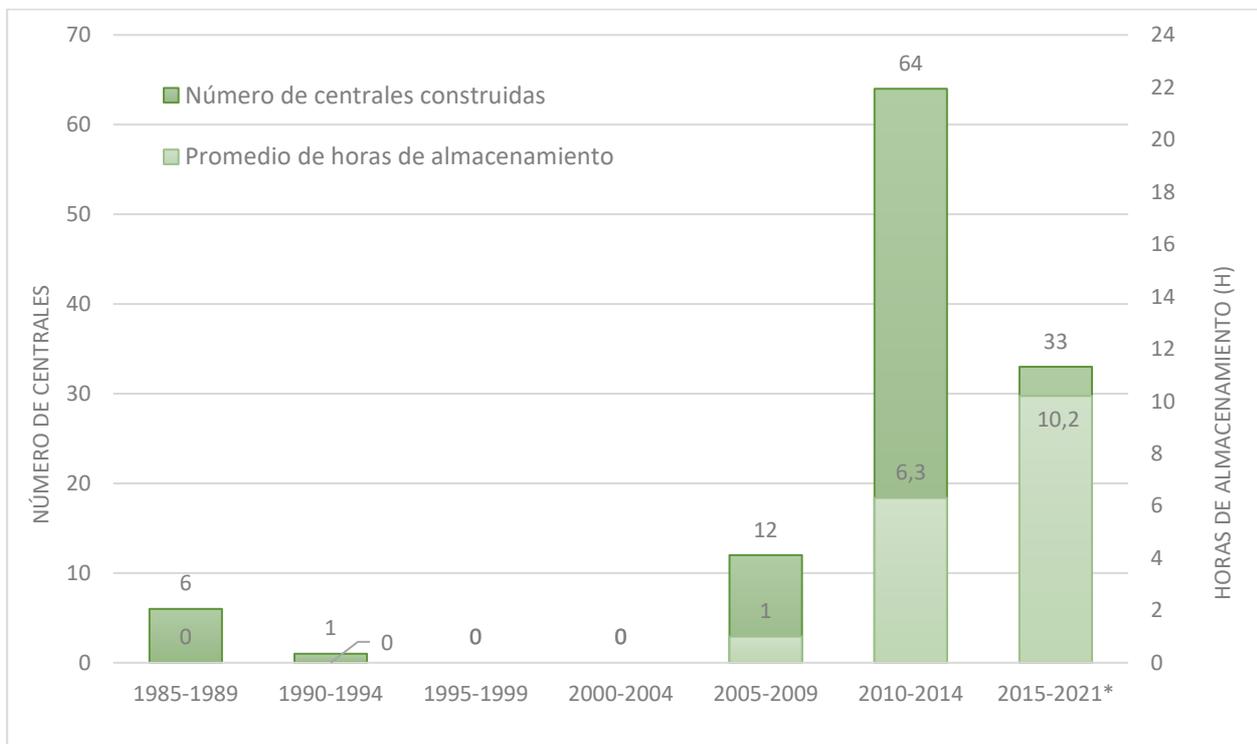


Figura 1-3. Centrales y horas de almacenamiento según año de construcción (Fuente: Gen. propia)

Es una llamativa conclusión, percibir el auge de los últimos 10-12 años, en los que de forma evidente se concentra la construcción y puesta en operación del mayor número de centrales, con un total de hasta 97. Esto se puede traducir como un resultado esperanzador, que aúpe a la tecnología termosolar. Aunque es cierto que se aprecia una bajada en el último periodo temporal recogido, puede achacarse, entre otros muchos factores, a la situación de pandemia, que ha sacudido las cifras de puesta en marcha en 2020 y 2021 con solo una central en cada uno de los años.

No es así la tendencia en cuanto al promedio de horas de almacenamiento incluido, y esto es debido, no solo a que la tecnología continúa en ascendente mejora, permitiendo que centrales como la de *Cerro Dominador*, puesta en servicio en Chile en 2021 cuenten con 17,5 horas de almacenamiento, sino también porque son un mayor número de centrales, y centrales de gran capacidad instalada, de nueva construcción las que incluyen el almacenamiento térmico. Dejando un lado las horas de almacenamiento, son un 35% de las plantas que incorporan almacenamiento térmico en el periodo de 2010 a 2014, mientras que asciende a un 52% para el periodo siguiente que recoge datos hasta la actualidad.

1.4.2. Contexto energético nacional

Poniendo el foco en el ámbito nacional, es necesario para conocer el margen de mejora y la situación actual de la tecnología, la comparación de las cifras de la termosolar con el resto de las tecnologías de producción de energía. Para tener una visión de referencia a nivel nacional, se aporta la siguiente información a partir de los últimos cinco años según la fuente de datos de Red Eléctrica Española (REE).[7]

En primer lugar, se analizará la generación de energía en función de la tecnología utilizada. En este aspecto, cabe destacar la pobre aportación de la energía termosolar, quien, de manera bastante estable, aporta alrededor de un 2% de la generación de energía nacional en los últimos años. Se trata de unos 4800 GWh de media, aminorados ligeramente desde 2020, donde la generación ha menguado con carácter general por motivo de la pandemia, pero de igual modo, cifras muy por debajo de lo que se espera poder aprovechar. Esta repercusión puede apreciarse en la Figura 1-4. Estructura nacional de generación energética según tecnología Figura 1-4.

ESTRUCTURA DE LA GENERACIÓN POR TECNOLOGÍAS (%) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2017 al 2021

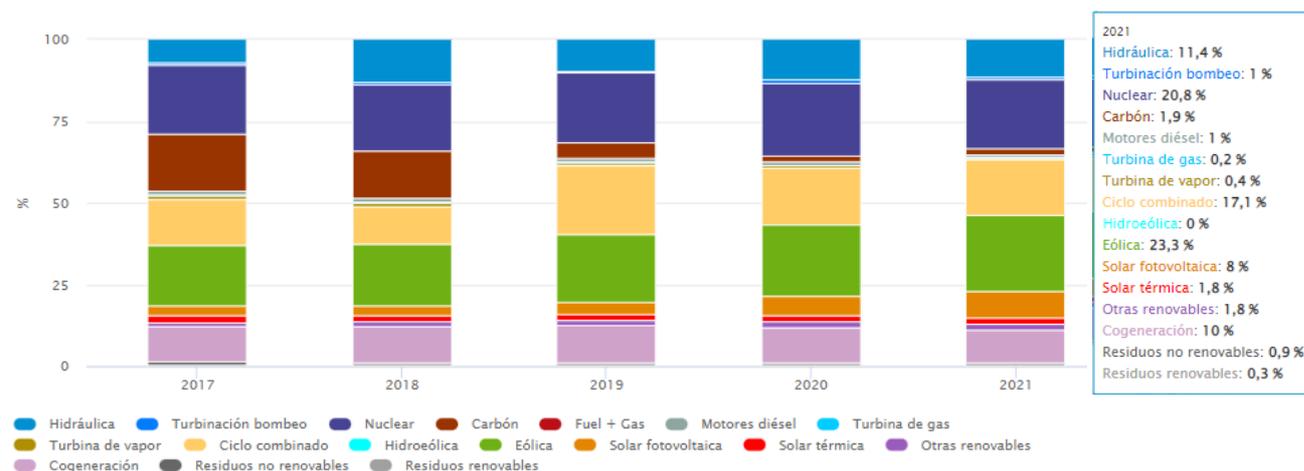


Figura 1-4. Estructura nacional de generación energética según tecnología (Fuente: [7])

En relación con otras renovables, la situación no es mucho mejor. Tanto la energía eólica, como la hidráulica o la fotovoltaica, gozan de mejores cifras en los últimos años, ganando un importante hueco en el reparto energético. Puede apreciarse que el peso de estas sobre el total fluctúa en mayor medida de lo que lo hace la solar térmica, lo que no hace que, en el año 2021, sean las principales causantes de que las renovables en España hayan alcanzado entre el 40 y el 47% de la generación nacional, con un carácter creciente en el último lustro. Haciendo alusión a lo anteriormente dicho, el peso de la termosolar no supera el 4% de la generación renovable

en España en los últimos años, mientras que la energía eólica supone un 50%, y la hidráulica y fotovoltaica en torno a un 24 y 17% respectivamente (para el año 2021).

Los datos en cuanto a potencia instalada son bastante análogos, salvo pequeñas variaciones, representando distribuciones similares a las referidas a generación nacional, por lo que no se hará mayor análisis.

Sí son de destacar algunos aspectos relevantes que contextualizan el mix energético en la actualidad en España, y que pueden apreciarse en la Figura 1-4.

- El gran peso de la energía nuclear en cifras de generación (entorno al 21%) a pesar de suponer no más del 7% de potencia instalada en el último lustro. Algo similar ocurre con los ciclos combinados, que, gracias a la flexibilidad y velocidad de arranque, compiten con la tecnología eólica por ser la tecnología líder de generación a nivel nacional.
- La disminución del peso tanto en generación como en potencia instalada del carbón es muy positiva, disminuyendo así un recurso no renovable con larga trayectoria, y que cede paso a renovables como la fotovoltaica, que ha visto triplicadas sus cifras de generación en los últimos años.
- El adelanto de las energías renovables a las no renovables en términos de potencia instalada (56% frente a 44%) marca una tendencia positiva que llegó a un punto de inflexión en el año 2019 en el que se equipararon. Esta tendencia se alinea con el gran impulso que tienen las energías renovables en España, que, con carácter mundial, se coloca como octavo país con mayor capacidad renovable en 2021. [8]

2 ESTUDIO INSTALACIÓN TERMOSOLAR CONVENCIONAL

El análisis y replicación de una central termosolar existente y en funcionamiento será el objeto de este capítulo. Se pretende tener una visión de partida de la tecnología termosolar actualmente en España a través de un ejemplo tangible y conocer las principales virtudes, los puntos de flaqueza, y las ambiciones actuales

2.1. Introducción al software SAM

En el presente capítulo se procederá a la implementación de la planta Andasol 3 en el software tecnoeconómico System Advisor Model (SAM). El SAM es un modelo financiero y de rendimiento diseñado para facilitar la toma de decisiones a las personas involucradas en la industria de las energías renovables

De este modo, será posible realizar un análisis de situación de una planta que se encuentra en operación actualmente, conociendo sus aspectos de mejora en función de las debilidades. Se pretende replicar la instalación citada, con vistas a conocer qué comportamiento real tiene ésta, y cómo podría ser optimizado de cara al futuro. SAM realiza predicciones de rendimiento y estimaciones de costos de energía para proyectos de energía conectados a la red en función de los costos de instalación y operación y de los parámetros de diseño del sistema que usted especifica como entradas al modelo. Los proyectos pueden estar en el lado del cliente del contador de servicios públicos, comprando y vendiendo electricidad a tarifas minoristas, o en el lado del servicio público del contador, vendiendo electricidad a un precio negociado a través de un acuerdo de compra de energía (PPA). [9]

Para la implementación de la planta Andasol 3 en SAM, se ha de conocer la tipología del proyecto a realizar. Por tanto, en primera instancia, simplemente ha de escogerse la esta, para acto seguido seleccionar el modelo económico a seguir. Se ha escogido en este caso, una planta cilindroparabólica física, y un modelo de contrato de compraventa de energía (conocido como PPA: Power Purchase Agreement) de propietario único, citado anteriormente.

Una vez se ha realizado este paso previo, la interfaz que mostrará el software se adecuará a lo escogido, y un menú lateral se habilitará dando acceso a todos los datos y parámetros editables para la definición de la instalación que han de conocerse al detalle para definir lo mejor posible la instalación.

2.2. Datos del proyecto

La planta Andasol 3 [10], se encuentra entre los municipios de Aldeire y La Calahorra, provincia de Granada, al sureste de España. Goza de una altitud superior a los 1100 metros sobre el nivel del mar, que, sumado a las favorables condiciones climatológicas de la zona, hacen de esta un lugar de alta radiación solar disponible, y, por tanto, de gran potencial. Se suma la proximidad a una línea de alto voltaje, la disponibilidad de agua de enfriamiento proveniente de Sierra Nevada y la buena conexión con autovía, para hacer de la ubicación de la planta un lugar realmente idóneo.

La construcción de Andasol 3 (entre 2008 y 2011) traen consigo el hecho de conformar, junto con las plantas vecinas Andasol 1 y Andasol 2, el primer grupo termosolar de la historia con almacenamiento térmico, además de la estación solar térmica más grande del mundo en ese momento.

De forma esquemática, la planta consiste en tres sistemas diferenciados pero acoplados entre sí. Estos son el campo solar, el sistema de almacenamiento térmico y el bloque de potencia.

En primer lugar, el campo solar, que incluye el circuito de transferencia de calor, está compuesto por colectores del tipo cilindroparabólico, y se extiende más 500.000 m², compuesto por unos 210.000 espejos concentradores. Cada lazo se compone de 4 conjuntos de colectores solares (SCAs), cada uno formado por 12 elementos solares de absorción (SCEs) con 12 metros de longitud y aproximadamente 6 metros de ancho.

El salto térmico que sufre el fluido de transferencia de calor es de unos 100°C en su recorrido desde la entrada a la salida del campo solar. A unos 393°C, el aceite se bombea hasta el ciclo de potencia, donde a través de intercambiadores sucesivos de calor se produce la generación de vapor, que operará las turbinas para el accionamiento del generador eléctrico. A la salida, este vapor vuelve a aprovecharse al pasarse al condensador y alcanzar el estado líquido. La capacidad instalada de la turbina es de 49,9 MW con una producción anual esperada de energía bruta de en torno a 165 GWh.

Por último, con la finalidad de cubrir un mayor número de horas de producción, se integra el sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas, que, con una capacidad de 29000 toneladas, traducidas en unas siete horas y media, capaz de operar durante días completo en época estival. Se conforma de dos tanques; caliente y frío; que almacenan el exceso de energía recogida en una mezcla de sales fundidas (60% nitrato sódico y 40% nitrato potásico).

El funcionamiento del sistema de almacenamiento es sencillo, aunque se rige principalmente por la hora del día y la época del año en que esté operando. Aunque hay tantas estrategias de descarga como sistemas de almacenamiento, lo normal es que los tanques entren en acción antes de las últimas horas de atardecer y noche, que son aquellas horas en que el campo solar no puede aportar energía suficiente para abastecer la demanda. Por tanto, durante las horas centrales del día, donde la producción del campo es mayor, la energía producida suele ser suficiente para en parte bypassar el sistema de almacenamiento y verter energía a red, y en parte cargar el tanque caliente. Este llenado se produce a partir del intercambio de calor entre el aceite térmico procedente del campo y las sales fundidas frías saliendo del tanque frío hacia el caliente. Cuando se requiere de la energía almacenada en tanque caliente, este proceso se realiza de forma inversa cediéndose calor al fluido caloportador del circuito, y resultando el llenado del tanque frío con las sales a menor temperatura.

La información descrita se debe introducir de manera adecuada en las distintas secciones que presenta SAM, junto con otros parámetros no mencionados, y suposiciones. A continuación, se listarán los diferentes apartados en los que se ha intervenido o definido algún parámetro respecto a la información por defecto que arroja el software, acompañado de una breve explicación.

Ubicación y Recurso: Se introduce un archivo meteorológico anual de la localización donde se encuentra la planta. Al añadir a la “biblioteca de recursos solares” el archivo de la planta Andasol 3, el software implementa la ubicación y recurso solar del año en cuestión. En el caso de estudio, el archivo recoge datos horarios durante el año 2005. En la Figura 2-1 puede verse el archivo meteorológico correctamente insertado en SAM, e identificado sus principales parámetros por el software: Longitud, latitud, altitud, etc.

Marquesado-hour	37.21	-3.06	1	1109	999	MN7
-----------------	-------	-------	---	------	-----	-----

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

Figura 2-1. Archivo meteorológico de Andasol 3 en SAM

Diseño del sistema: Ha de definirse el punto de diseño del campo solar, ciclo de potencia y sistema de almacenamiento térmico. En base a la información proporcionadas por la empresa constructora, se definen el área de apertura del campo aproximadamente a 510.000 m², la potencia bruta de diseño de la turbina igual a 50MWe en bornes del alternador, y las horas de almacenamiento térmico igual a 7,5 horas. Se establece un factor de conversión del 90% de potencia bruta a neta, y la eficiencia térmica del ciclo resulta de 35,6%. Además, se establecen las temperaturas de entrada y salida del fluido de trabajo en los lazos del campo solar. El sistema se ha definido a través de una de las dos formas (“Option 2”) que permite el software, fijando el área de apertura de campo, al desconocer el múltiplo solar. En la Figura 2-2 se observan los datos citados.

-Solar Field-		-Power Cycle-	
<input type="radio"/> Option 1:	Solar multiple	Design turbine gross output	50 MWe
<input checked="" type="radio"/> Option 2:	Field aperture	Estimated gross to net conversion factor	0.9
	2	Estimated net output at design (nameplate)	45 MWe
	510,120.000 m ²	Cycle thermal efficiency	0.356
	Design point DNI	Cycle thermal power	140 MWt
	950 W/m ²		
	Field thermal power	-Thermal Energy Storage-	
	355 MWt	Hours of storage at design point	7.5 hours
	Loop inlet HTF temperature		
	282 °C		
	Loop outlet HTF temperature		
	386 °C		
	Number of loops		
	156		

Figura 2-2. Apartado "System design" en SAM

Campo Solar: La información primordial a introducir respecto al campo solar se remarcó al principio del presente enunciado, e incluso el área de apertura, o las temperaturas de entrada y salida del fluido de trabajo, entre otros parámetros, vuelven a repetirse en este apartado, definiendo el “punto de diseño” del campo solar. Se conoce entonces el múltiplo solar, 2,53, el número de lazos, 156, entre otros datos recogidos en la Figura 2-3.

Solar Field Design Point	
Single loop aperture	3,270 m ²
Loop optical efficiency	0.757
Total loop conversion efficiency	0.733
Total required aperture, SM=1	201,720 m ²
Required number of loops, SM=1	62
Total tracking power	78,000 W
Actual number of loops	156
Total aperture reflective area	510,120 m ²
Actual solar multiple	2.53
Actual field thermal output	355.175 MWt
Loop inlet HTF temperature	282 °C
Loop outlet HTF temperature	386 °C

Figura 2-3. Punto de diseño del Campo Solar - Apartado "Solar Field" en SAM

En este mismo apartado, han de precisarse otra serie de parámetros relativos al campo solar de captadores. Por un lado, parámetros físicos de diseño, como el espacio entre filas de captadores, revisado en el plano con un valor de unos 16 metros, la eficiencia de la bomba con un valor estándar de 85%, entre otros. Otros de los parámetros se han mantenido por defecto como los establecía el sistema revisando que fuesen valores coherentes. Por otro lado, ha de definirse el fluido de trabajo que circulará por las tuberías que recorren el campo solar. En este caso, el fluido utilizado es Therminol VP-1, que figura en la base de datos del programa SAM, y que, por tanto, junto con las temperaturas establecidas a la entrada y salida del campo, fijan otra serie de parámetros necesarios como la temperatura de protección antiheladas o la máxima y mínima de operación. Estos se muestran reflejados en la Figura 2-4.

Solar Field Parameters	Heat Transfer Fluid
Row spacing	16 m
Header pipe roughness	4.57e-05 m
HTF pump efficiency	0.85
Piping thermal loss coefficient	0.45 W/m ² -K
Wind stow speed	25 m/s
Receiver startup delay time	0.2 hr
Receiver startup delay energy fraction	0.25 -
Collector startup energy	0.021 kWhe/sca
Tracking power per SCA	125 W/sca
Number of field subsections	2
Allow partial defocusing	Simultaneous <input checked="" type="checkbox"/>
	Field HTF fluid: Therminol VP-1 <input type="button" value="Edit..."/>
	Field HTF min operating temp: 12 °C
	Field HTF max operating temp: 400 °C
	Freeze protection temp: 150 °C
	Min single loop flow rate: 1 kg/s
	Max single loop flow rate: 12 kg/s
	Min field flow velocity: 0.4 m/s
	Max field flow velocity: 4.9 m/s
	Cold Headers Hot Headers
	Header design min flow velocity: 2 m/s 2 m/s
	Header design max flow velocity: 3 m/s 3 m/s

Figura 2-4. Otros parámetros - Apartado "Solar Field" en SAM

- **Colectores y receptores:** Los siguientes dos apartados en los que se debe cumplimentar información relevante para el diseño de la instalación, son la elección del tipo de colectores y receptores solares de la planta. En ambos casos, existe un catálogo implementado en SAM donde se dispone de los modelos punteros del mercado. De entre los disponibles, se seleccionan los modelos EuroThrough ET150 para el caso de los colectores y el Schott PTR70 2008 para los receptores. Aunque existen casos en mercado, para ambos elementos se utilizan en toda la planta una única tipología. Seleccionados ambos elementos de la lista, SAM conoce sus características geométricas, número de módulos por conjunto, entre más características. En las Figura 2-5 y Figura 2-6 se muestran ambas elecciones.

Filter: Name

Name	Reflective aperture area	Aperture width total structure	Length of collector assembly	Number of modules per ass
EuroTrough ET150	817.5	5.75	150	12
Luz LS-2	235	5	49	6
Luz LS-3	545	5.75	100	12
Solargenix SGX-1	470.3	5	100	12

Collector types in loop configuration

Collector Type 1

Collector name from library

Figura 2-5. Elección de modelo de colector – SAM

Schott PTR70 2008	0.066	0.07	0.115
Solel UVAC 3	0.066	0.07	0.115
Siemens UVAC 2010	0.066	0.07	0.109

Receiver types in loop configuration

Receiver Type 1

Receiver name from library

Figura 2-6. Elección de modelo de receptor – SAM

- **Ciclo de Potencia:** Una vez establecido el punto de diseño como ya se ha descrito anteriormente, es de especial interés en este apartado la definición del tipo de ciclo termodinámico que rige el funcionamiento del ciclo de potencia encargado de la generación de electricidad. En el caso de la planta Andasol 3, se trata de un ciclo Rankine con una presión de operación de la caldera de 100 bar, presión fija para control de la entrada en turbina y condensador evaporativo, entre otros parámetros que se especifican en la Figura 2-7 extraída del apartado correspondiente de SAM.

Rankine Cycle

Rankine Cycle Parameters

Boiler operating pressure	<input type="text" value="100"/> Bar
Steam cycle blowdown fraction	<input type="text" value="0.02"/>
Turbine inlet pressure control	<input type="text" value="Fixed pressure"/>
Condenser type	<input type="text" value="Evaporative"/>
Ambient temperature at design	<input type="text" value="42"/> °C
ITD at design point	<input type="text" value="16"/> °C
Reference condenser water dT	<input type="text" value="10"/> °C
Approach temperature	<input type="text" value="5"/> °C
Condenser pressure ratio	<input type="text" value="1.0028"/>
Min condenser pressure	<input type="text" value="1.25"/> inHg
Cooling system part load levels	<input type="text" value="8"/>

Figura 2-7. Ciclo de potencia en SAM

- **Almacenamiento Térmico:** Tras definir todos los parámetros anteriores relativos al campo solar y el ciclo de potencia, el bloque de almacenamiento, cuyo funcionamiento ha sido descrito a principio de este apartado, requiere de una serie de parámetros a introducir que pueden verse de forma global en la Figura

2-8. Es de especial importancia la elección del fluido de almacenamiento a utilizar. En el caso que ocupa, se trata de un sistema de sales térmicas conocidas como HITEC Solar Salt [11], cuyas propiedades tiene introducidas SAM. Una vez seleccionado este parámetro, es importante destacar la capacidad térmica de almacenamiento horario del sistema, igual a 1053,37 MWt-hr, u otras formas de poder controlar la capacidad de los tanques como su volumen o el diámetro. Se establecen 2 tanques en paralelo; tanque de sales frío y caliente.

System Design Parameters	
Cycle thermal power	140.4 MWt
Hours of storage at design point	7.5 hours
Loop outlet HTF temperature	386.0 °C
Loop inlet HTF temperature	282.0 °C

Storage System	
TES thermal capacity	1053.37 MWt-hr
Available HTF volume	12942.9 m ³
Tank height	12 m
Tank fluid minimum height	1 m
Storage tank volume	14119.5 m ³
Parallel tank pairs	1
Tank diameter	38.7057 m
Wetted loss coefficient	0.4 Wt/m ² -K
Estimated heat loss	0.624315 MWt
Pumping power for HTF through storage	0.15 kJ/kg
Field HTF can bypass TES to cycle	<input checked="" type="checkbox"/> -
Initial hot HTF percent	30 %
Cold tank heater temperature set point	250 °C
Cold tank heater capacity	25 MWe
Hot tank heater temperature set point	365 °C
Hot tank heater capacity	25 MWe
Tank heater efficiency	0.98
Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt <input type="button" value="Edit..."/>
HTF density	1877.58 kg/m ³
Storage HTF min operating temp	238 °C
Storage HTF max operating temp	593 °C
Hot side HX approach temp	5 °C
Cold side HX approach temp	5 °C

Figura 2-8. Sistema de almacenamiento – SAM

En adelante, existen una serie de pestañas en las que SAM permite la modificación de una serie de parámetros relacionados con los costes, vida útil de la planta o beneficios de esta. Es de destacar que, aunque son parámetros de gran peso en la implantación de una nueva planta, debido a que la optimización que se realizará a partir del apartado 3.3 se basa en los beneficios exclusivamente enfocados a la operación de la planta durante un año de referencia, las siguientes pestañas no se han modificado de los valores por defecto establecidos por SAM: “Sistema de Control”, “Límites de red”, Vida útil y degradación”, “Sistema de Costes”, “Parámetros financiero”, “Ingresos”, “Incentivos” y “Depreciación”.

Aun así, sí se incluirán reflexiones en cuanto algunas de las cifras relevantes que en estos apartados aparecen, puesto que no pueden aislarse por completo del resultado de la optimización objeto del proyecto.

Gran parte de estos parámetros de entrada han podido obtenerse gracias a la información de la propia página web del National Renewable Energy Laboratory (NREL), promotor de la herramienta SAM [12] en contraste con el sitio web oficial del proyecto. [13]

Para concluir con la visión general de la instalación termosolar, en la Figura 2-9 puede apreciarse una visual de todo lo descrito anteriormente y la distribución de los diferentes subsistemas y elementos que conforman la instalación.

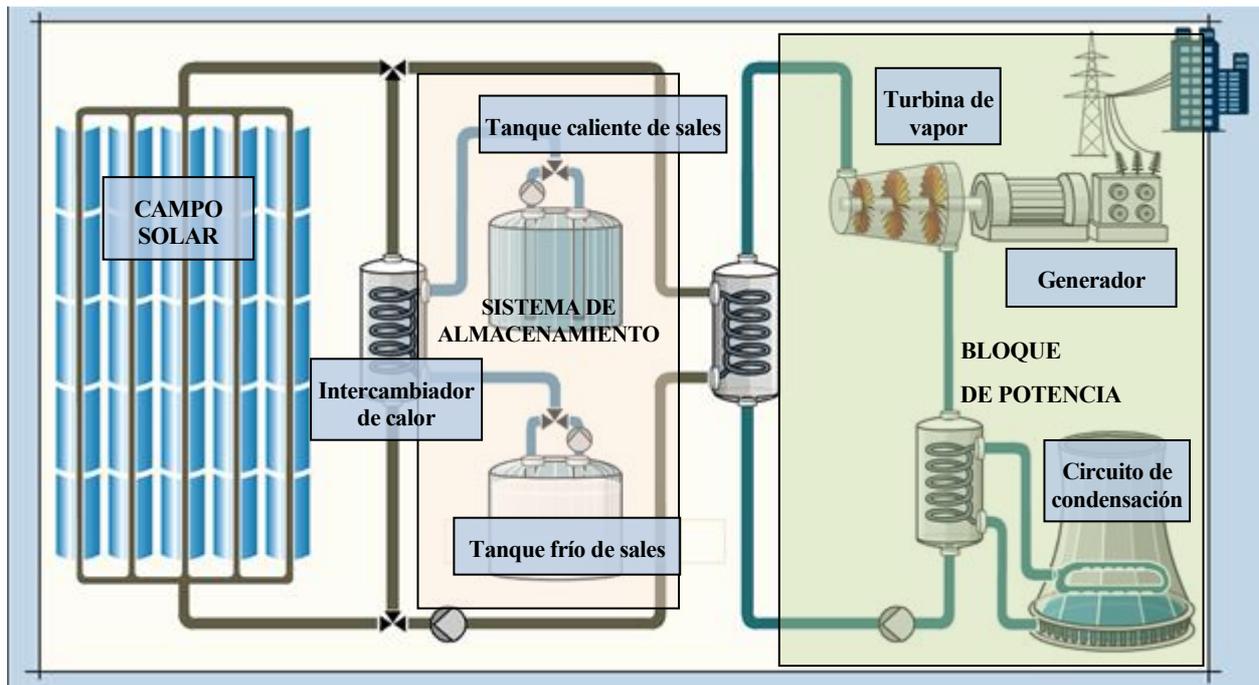


Figura 2-9. Esquema de la planta termosolar Andasol 3 [10]

3 HIBRIDACIÓN RENOVABLE

3.1. Necesidad y concepto

Como ya se argumentaba (con especial hincapié en la tecnología termosolar) en el apartado 1.4, el contexto nacional que rodea a las energías basadas en fuentes renovables refleja un notable crecimiento, y este, además, se espera que se acentúe en los próximos años. Con objetivos que apuntan a aumentar sustancialmente el peso que tomarán las energías renovables dentro del reparto, o mix energético a corto plazo, surge una “batalla interna” dentro de esta categoría. Son cantidad de fuentes renovables diferentes, las que, por diversos motivos, se vuelven más o menos competitivas con el paso de los años, y en el caso de la energía termosolar, no es una de las que sale vencedoras. La termosolar maneja cifras de generación eléctrica y potencia instalada inferiores a las tecnologías eólica, hidráulica o fotovoltaica actualmente en el ámbito nacional.

Como ya se ponía de manifiesto en la Figura 1-4, la desventaja actual de la tecnología termosolar frente a otras tecnologías de generación eléctrica renovable es evidente, reflejando una importante falta de crecimiento y potencia instalada en los últimos años. Un estancamiento que le está costando quedarse rezagada dentro del mix de las energías renovables en el panorama nacional, teniendo repercusión directa en los costes de producción de la energía.

Además, debido a los elevados costes asociados a la construcción, así como también altos en relación a su operación y mantenimiento, el precio de producción de energía eléctrica a partir de instalaciones termosolares está lejos de acceder al escalón competitivo en que se encuentran otras tecnologías renovables, y por desgracia, también en el que se encuentra la producción a partir de varios tipos de combustibles fósiles. [14] A continuación, se puede apreciar en la Tabla 3-1 el orden de magnitud del coste total de la producción de energía eléctrica para diferentes tipologías de energías renovables, donde destacan negativamente los precios de producción de la termosolar sin y con sistema de almacenamiento, que llegan a triplicar el coste/MWh de otras alternativas. Hay que destacar que no se especifican las horas de almacenamiento térmico en la línea correspondiente a la “Tecnología termosolar con almacenamiento”. Este valor va acorde a la media de horas de almacenamiento de las plantas existentes en la fecha de la publicación, es decir, en torno a las 6 horas diarias de almacenamiento.

Tabla 3-1. Precio de producción de energía eléctrica en función de la tecnología renovable (Fuente [14])

Tecnología	Potencia tipo	Horas de funcionamiento anual (equivalentes)	Producción anual MWh/año	Coste de instalación por MW	Coste de amortización + intereses por MWh	Coste OM por MWh	Coste de combustible	Coste total (€/MWh)
Aerogenerador	2	2200	4.400	1.200.000	43,6	21,8	0,0	65,4
Termosolar sin alm	49,9	2400	119.760	3.700.000	123,3	47,3	0,0	170,6
Termosolar con alm	49,9	3000	149.700	5.000.000	133,3	50,0	0,0	183,3
Biomasa 15 MW	15	6500	97.500	2.200.000	27,1	20,8	20,0	67,9
Biomasa 5 MW	5	6500	32.500	2.500.000	30,8	35,4	20,0	86,2
Fotovoltaico	10	2200	22.000	1.300.000	47,3	13,6	0,0	60,9

Con el fin de resolver este desequilibrio, además de palear otra problemática existente como es la necesidad de reducir las sobrecargas en red, así como la mejora de eficiencia y reducción de impacto ambiental por aprovechamiento de infraestructuras ya existentes que suponen, se introduce el concepto de hibridación ambiental.

Se conoce como hibridación renovable o instalaciones híbridas renovables a la generación eléctrica a través de dos o más tecnologías de naturaleza renovable y/o sistemas de almacenamiento térmico [15]. Este concepto, entre otros, sienta bases para encarar una posible solución tecnológica que consiga una eficiente integración de renovables en el sistema eléctrico de cara a los objetivos de 2030.

Aunque ha quedado definida anteriormente la hibridación renovable, este término no queda reflejado a nivel conceptual en el marco regulatorio español, hasta que, varios acercamientos después, en el vigente *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* [16] se reconocen las instalaciones híbridas en diferentes

categorías: “Este cambio de paradigma, flexibiliza el concepto de hibridación permitiendo la transición de un modelo cerrado que combinaba generación eléctrica y térmica, a un modelo mucho más abierto que permite hacer combinaciones de otras tecnologías, como pueden ser: geotermia y fotovoltaica, termosolar y fotovoltaica o termosolar y gases renovables (biogás, biometano, gas de síntesis), etc” se cita en el informe de *Hibridación en la generación renovable*. [15]

3.2. Instalación fotovoltaica

En el caso que atañe, se ha considerado la introducción de una instalación fotovoltaica con el fin de dar lugar a un proyecto de hibridación renovable en el que la combinación sea entre una planta termosolar y una fotovoltaica. En los apartados futuros pues, se pasará a definir la replicación de una planta fotovoltaica existente con el fin de dar lugar a un sistema híbrido en el que se focalizará el estudio.

Se considerará que, a una instalación existente de tecnología termosolar de colectores cilindroparábolicos, se le une una fotovoltaica que consiga optimizar el funcionamiento independiente de la primera, rentabilice la generación de energía eléctrica, y a su vez, logre una reducción del uso de energías fósiles para dicha función. Realmente, por la definición vista anteriormente, podría ser considerada la instalación termosolar inicial, como una forma de hibridación renovable en sí, puesto que se trata de una tecnología renovable, acompañada de un sistema de almacenamiento térmico. La consecuencia además de esta hibridación tiene doble ventaja, puesto que, además de adquirir una capacidad de gestión en el despacho de la instalación, se incrementa a su vez la eficiencia de la instalación, al conseguir un mejor aprovechamiento del recurso solar.

3.2.1 Introducción al software PVSyst

Con las intenciones mencionadas anteriormente, y las características que se definirán más adelante, se pretende replicar una planta fotovoltaica de capacidades y características similares a una existente. Esto se realizará para llevar a cabo el estudio de una instalación híbrida renovable, en las que las producciones individuales de las plantas por separado sean conocidas, y así, analizar el funcionamiento de las plantas al actuar conjuntamente.

Para el diseño de la planta fotovoltaica, se ha escogido un software distinto al del caso de la instalación termosolar, tratándose del PVSyst. Se trata de un software diseñado para ser utilizado por arquitectos, ingenieros o investigadores, entre otros, que incluye un menú de ayuda contextual detallado que explica los procedimientos y modelos que se utilizan, y ofrece un enfoque de fácil uso [17]. Es una herramienta asentada hace muchos años en el sector para el diseño de instalaciones, con una sencilla interfaz que permite especificar la generación o bien, el área solar disponible que se pretende obtener, y para ello consta de una base de datos interna muy amplia de módulos e inversores de distintos fabricantes, así como otras muchas características y elementos con los que definir al detalle una nueva instalación, o bien, replicar una conocida.

En nivel de detalle en los resultados obtenidos también es ajustable, así como la localización del proyecto, gracias a un mapa interactivo que permite ubicar el proyecto allá donde se desee.

3.2.2 Datos del proyecto

Se dedicará pues un gran esfuerzo en replicar los datos de la instalación de referencia obteniendo e introduciéndolos de la mejor forma posible en el software, de forma que los resultados sean lo más veraces posibles. Será pues la planta de Guillena realizada por Anasol, la elegida para ser implantada en el PVSyst.

La empresa Anasol [18], a principios del año 2017, confirma la aprobación del proyecto en la localidad de Guillena, Sevilla, de una instalación fotovoltaica de 100 MW, con una producción estima aproximada de 177000 MW anuales. Con unas condiciones meteorológicas prácticamente óptimas, se trata de una ubicación estratégica que hace de este, una instalación con alta rentabilidad.

Para definir los datos técnicos básicos del proyecto se han introducido la superficie disponible, de alrededor de 682.400 m², conformado por unos 341.040 módulos de 355Wp y 2 m² de superficie útil. En este caso, el software habilita una sección de “pre-dimensionado” en la que puede definirse la superficie disponible o la potencia instalada, igual a 121.070 kWp [18]. En la Figura 3-1. Predimensionado de la instalación fotovoltaica en PVSystFigura 3-1 se muestra la elección realizada y el apartado citado.

Figura 3-1. Predimensionado de la instalación fotovoltaica en PVSyst

A continuación, se realiza la selección del módulo fotovoltaico. En función de las características contrastadas en la web del proyecto [18] se conoce que son de 355 Wp y policristalinos. Aunque no se encuentra el modelo exacto en la base de datos del software, se selecciona uno de características muy similares, el PW 72HT-C- 355. La superficie que ocuparán los módulos será de 184 hectáreas, es decir, es inferior a dos tercios de la superficie total de la parcela donde se ubicará la instalación, que tiene una extensión total de 282,71 hectáreas. [19].

También se conoce que los inversores de la instalación son de 60 kW, de la marca Huawei. Este modelo tampoco aparece entre los catalogados por el software, por lo que se escogen los SUN2000-60KTL-MO-400Vac.

La elección de los elementos descritos puede apreciarse en la Figura 3-2.

Figura 3-2. Selección de elementos de la instalación fotovoltaica

En tercer lugar, se habilita un apartado de “Diseño del conjunto”, entre los que algunos de los datos vienen acotados y preseleccionados, de modo que se chequean y se establecen un número total de módulos en serie de 20, con un número de cadenas igual a 17052.

3.2.3 Validación del modelo

Tras hacer los ajustes necesarios, así como la elección del territorio de destino; igual al del apartado 2.2, entre los municipios de Aldeire y La Calahorra, provincia de Granada, se obtiene un modelo muy aproximado a la instalación real. Se puede apreciar en la Figura 3-3, un resumen del sistema global resultante, cuyas cifras concuerdan en un alto grado de precisión con las citadas en el apartado 3.2.2.

Núm. de módulos	341040
Área del módulo	676623 m ²
Núm. de inversores	1553
Potencia FV nominal	121069 kWp
Potencia FV máxima	0.0 kWCC
Potencia de CA nominal	93180 kWCA
Proporción Pnom	1.299
Proporción de red lim. Pnom	1.211

Figura 3-3. Resumen del sistema global determinado en PVSyst

Se aprecia a simple vista que algunos de los parámetros básicos se ajustan a la perfección a lo predefinido, es decir, a la instalación original de referencia. Esto representa que se ha llevado a cabo una buena definición del sistema de red. El número de módulos totales (341040 uds.) coincide exactamente, y el área total (676623 m²) difiere en menos de un 1% del esperado. Además, se conoce que el número de inversores totales es de 1553.

En la Figura 3-4 se muestra la definición del sistema de red completo.

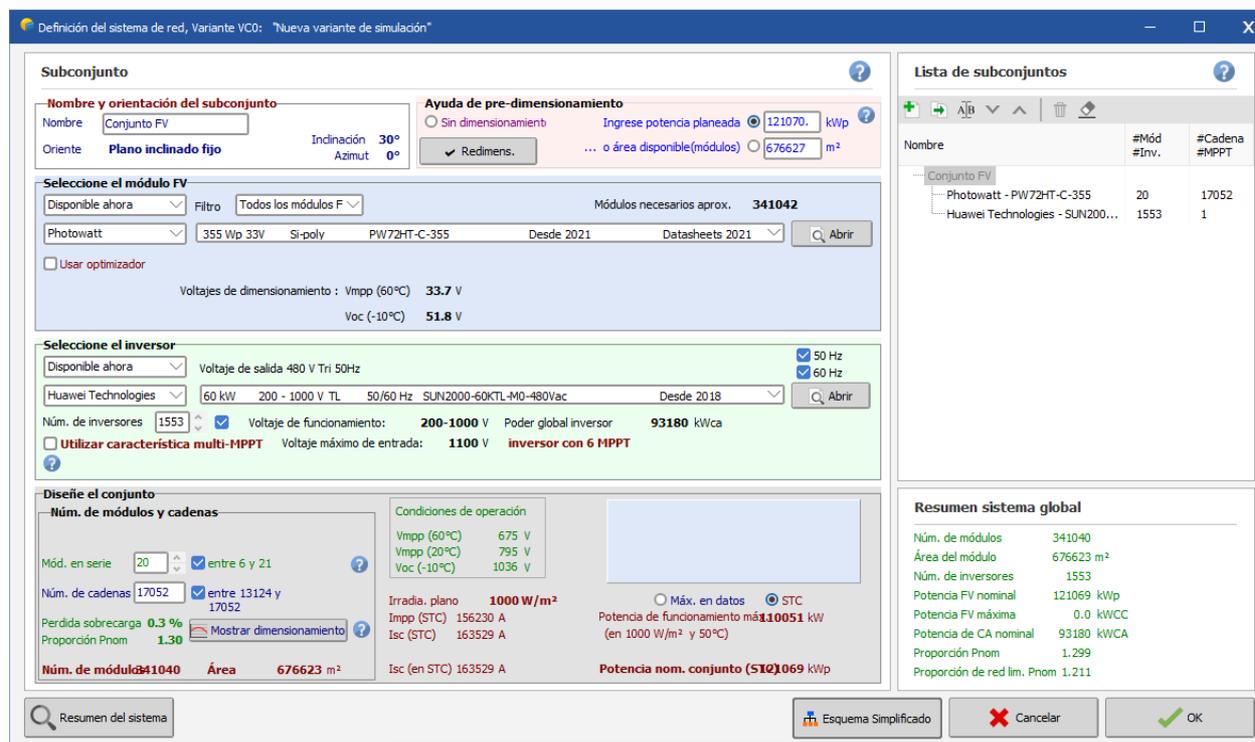


Figura 3-4. Definición del sistema de red de la planta fotovoltaica independiente en PVSyst

Por último, puede verse en la Figura 3-5 un esquema unifilar simplificado de la instalación que arroja el propio software.

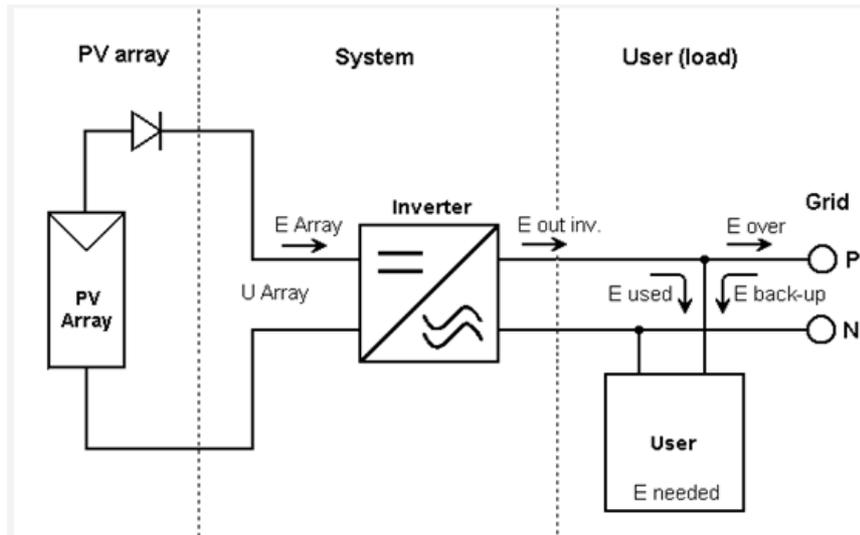


Figura 3-5. Esquema simplificado de la instalación fotovoltaica en PVSystem

3.3. Hibridación termosolar y fotovoltaica

3.3.1 Introducción al Sistema híbrido y modelos

Una vez conocidas e implementadas las instalaciones termosolar de 50 MW (con almacenamiento de 7,5 horas) y fotovoltaica de 100 MW que servirán como base, a partir del presente apartado, se realizará el estudio de la instalación híbrida renovable. El propósito será llevar a cabo el análisis, y posteriormente comparativa, de los modelos que representan diferentes situaciones de la instalación conjunta.

Destaca la naturaleza de la instalación híbrida conformada, ya que es el resultado de aunar dos tecnologías cuyo recurso renovable es el mismo, la energía procedente del Sol. Esta modalidad no es la más común hasta ahora, por la evidente razón de que, a falta de recurso solar durante un tiempo prolongado debido a condiciones meteorológicas adversas, la instalación no será capaz de producir energía eléctrica a red. Sin embargo, existen argumentos que la avalan, puesto que es la combinación de una tecnología con un precio altamente competente (apartado 3.1), y una de mayor coste, pero con una ventaja irrefutable, el sistema de almacenamiento térmico.

Como referencia de esta combinación de tecnologías, existe un proyecto catalogable como antecedente del grupo Sener, llamado “Solgest-1” [20]. Este proyecto será llevado a cabo por el mismo grupo que desarrolló el proyecto referencia del presente estudio, Andasol, y combina una instalación basada en tecnologías termosolar y fotovoltaica.

Dicho esto, serán cinco los modelos de instalaciones analizados, los cuales se llevarán a comparación entre sí según proceda. Estos se han nombrado como:

- Modelo 1: Instalación desacoplada donde la planta termosolar (con almacenamiento) y fotovoltaica están aisladas entre sí. No se integra el excedente de la planta fotovoltaica en el sistema de almacenamiento térmico.
- Modelo 2: Instalación desacoplada donde la planta termosolar (con almacenamiento) y fotovoltaica están aisladas entre sí. Debido a restricciones de REE en el vertido de la energía fotovoltaica, en este modelo la producción fotovoltaica horaria está limitada al 50%
- Modelo 3: Instalación híbrida (acoplada) en la que el excedente de energía fotovoltaica se introduce en el sistema de almacenamiento.
- Modelo 4: Instalación híbrida (acoplada) en la que el excedente de energía fotovoltaica se introduce en el sistema de almacenamiento. Debido a restricciones de REE en el vertido de la energía fotovoltaica, en este modelo la producción fotovoltaica horaria está limitada al 50%.

- Modelo 5: Instalación híbrida (acoplada) en la que el excedente de energía fotovoltaica se introduce en el sistema de almacenamiento. Modelo de cálculo personalizado para la optimización de la instalación conjunta.

Los anteriores modelos, como ya se ha comentado, serán comparados posteriormente entre sí en busca de información relevante. Se realizarán tres comparativas que se introducen a continuación:

- Caso I: Comparativa entre el Modelo 1 y Modelo 3.
- Caso II: Comparativa entre el Modelo 2 y Modelo 4.
- Caso III: Comparativa entre el Modelo 3 y Modelo 5.

Se utilizará esta terminología para hacer referencia a los modelos y casos dentro en los próximos apartados, en los cuales se detallará en profundidad.

Para mejor entendimiento de los modelos y la casuística explicada anteriormente, se muestra en la Figura 3-6 un esquema simplificado de la instalación resultante hibridada. Se omite en la parte termosolar los equipos y elementos incluidos en la Figura 2-9, como son intercambiadores de calor, turbina y generador o el circuito de condensación, por simplicidad. Del mismo modo, en la parte fotovoltaica interesa ver cómo, en situaciones en que se supere la producción nominal de 100 MW, el excedente en los modelos hibridados irá a parar al sistema de almacenamiento térmico termosolar. Por tanto, se han omitido elementos como las protecciones antes y después del inversor o el regulador de carga. Por consiguiente, el siguiente esquema representa la configuración de los Modelos 3, 4 (aunque con la salida por el alternador de FV restringida al 50%) y 5.

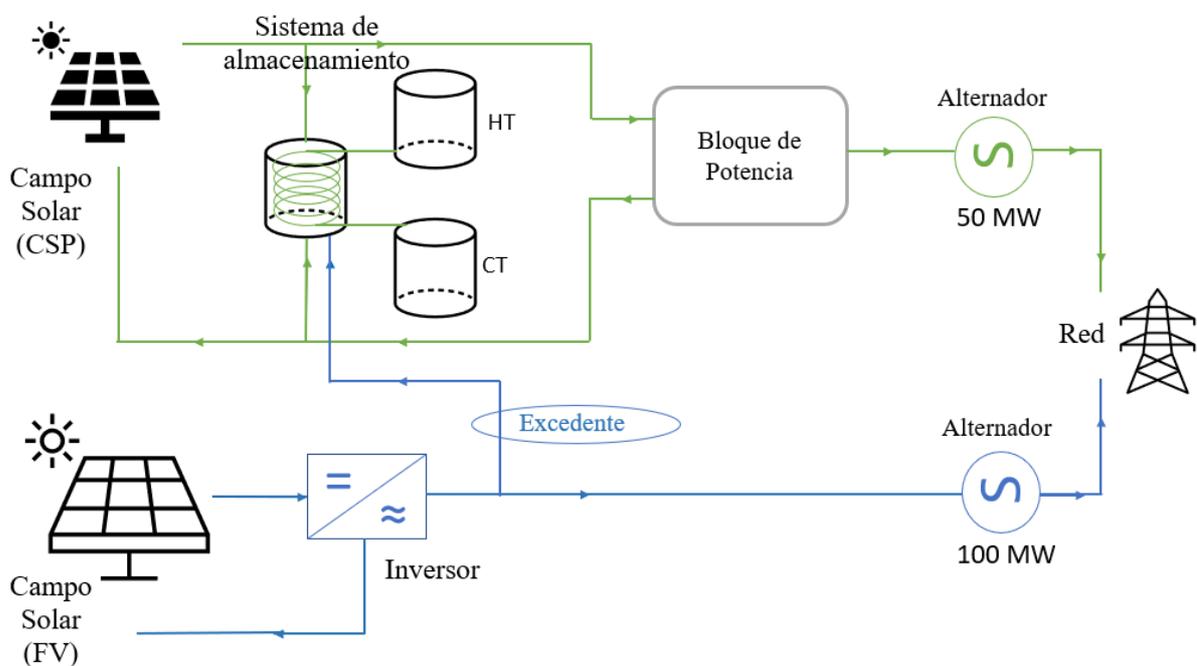


Figura 3-6. Esquema básico de la instalación híbrida

3.3.2 Modelo de cálculo

Introducidas las distintas casuísticas que darán lugar al estudio, a continuación, se indica el modelo de cálculo utilizado para llevar a cabo el tratamiento de datos y las posteriores comparativas.

Las operaciones y el desarrollo del modelo de cálculo se han llevado a cabo a través de una serie de hojas de cálculo Excel diseñadas y personalizadas para facilitar el estudio. Según el modelo de instalación que ocupe (de los cinco vistos anteriormente), el contenido de algunas celdas se ve alterado, aunque mantiene una estructura básica a partir de la recogida y programación de algunos parámetros clave.

Cada una de las hojas de cálculo contará con un desglose horario anual de todos los parámetros, de forma que la precisión al estudiar las estrategias del sistema sea la mayor posible. Además de estos lapsos temporales, se han analizado las estrategias mes a mes, como se mostrará más adelante.

Los parámetros más relevantes se recogen en diferentes columnas. Estos pueden dividirse en cuatro bloques principales:

- a) Parámetros del sistema termosolar
- b) Parámetros del sistema fotovoltaico
- c) Control del sistema de almacenamiento
- d) Parámetros económicos.

a) Analizando cada uno de estos bloques, los tres principales parámetros que rigen el sistema termosolar son:

- La cantidad de energía térmica procedente del campo solar (MWt): Este parámetro en todos los casos será obtenido directamente del software SAM como se explicó en el apartado 2.2.
- La cantidad de energía térmica dirigida a carga del sistema de almacenamiento (MWt): En función de la disponibilidad de recurso solar definido por el valor anterior, una fracción de esta energía se almacena en el tanque caliente del sistema de almacenamiento térmico.
- La cantidad de energía térmica descargada del sistema de almacenamiento (MWt): Dependiendo de la disponibilidad de recurso solar se hará uso de la energía almacenada en el sistema de almacenamiento térmico.

b) En cuanto al sistema fotovoltaico:

- La cantidad de energía eléctrica procedente de la planta fotovoltaica (MWe): Los valores horarios de energía eléctrica procedente del campo de paneles solares fotovoltaicos serán también un parámetro constante en los distintos modelos, extraído este dato del software PVSyst como se explicó en el apartado 3.2.2.
- Cantidad de energía fotovoltaica dirigida al sistema de almacenamiento térmico (MWe a MWt): En aquellos modelos en que se produce la hibridación renovable, parte de la energía fotovoltaica excedente es introducida al sistema termosolar de almacenamiento.

En ambos casos, los sistemas termosolar y fotovoltaico han de considerarse los valores de producción nominal, regidos por la cantidad máxima de energía que acepta la red a través de los respectivos alternadores. En el caso de la planta termosolar, este valor es de 50 MWe y para la instalación fotovoltaica, 100 MWe.

c) Control de capacidad de almacenamiento en tanque:

Para adaptar el modelo de cálculo al comportamiento de los tanques de almacenamiento explicados en el apartado 3.2.2, se han regulado los tanques y establecido su capacidad máxima y mínima. El uso de este parámetro en concreto se detallará en el apartado 3.3.3.3.

d) Por último, los tres parámetros que han regido los resultados energéticos y económicos de los diferentes modelos han sido:

- La energía total a red (MWe): condicionado por restricciones y adaptaciones entre sistemas, la energía total a red es un parámetro crucial a considerar resultado de la suma de energía total procedente de la

planta termosolar y la planta fotovoltaica.

- Precio de cada hora de la electricidad (€/MWe): Como se argumentará a continuación, se han considerado precios/hora constante siguiendo un criterio mensual, de un día laborable y un año de referencia objetivo.
- Precio de venta (€): Es el valor final clave de análisis de resultados para las diferentes casuísticas y se sustenta de la fórmula:

$$P_{venta}(\text{€}) = \text{Energía}_T (\text{MW}_e) * \text{Precio}_{\text{electricidad}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}_e} \right)$$

Los cinco modelos descritos en el apartado 3.3.1 serán desarrollados para estudiar la mejor opción a la hora de realizar un proyecto bajo dichas condiciones. Aunque se argumentarán las condiciones de las distintas configuraciones, el criterio principal que se considerará para la evaluación de estas, será el de maximizar el valor del precio de venta anual recién definido.

Este término hace referencia al resultado del producto entre la cantidad de energía vertida a red desde el alternador de la instalación y el precio de la electricidad fijado a través de la oferta y la demanda. Sin embargo, esta operación puede variar a lo largo del año debido a la gran diferencia de precios de electricidad según la hora del día, mes del año u otros factores, así como puede hacerlo la cantidad de energía proveniente de la planta, en el caso de no alcanzarse valores de producción nominal en algunas horas del día.

Para establecer el precio de la electricidad se ha recurrido al Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE [21]) que representa el operador del mercado eléctrico mayorista español y portugués. Debido a los años de inestabilidad global en la que la humanidad se ve inmersa desde el año 2020, y que aún perdura, se ha decidido usar como año de referencia para la extracción de precios, el año 2019. Dentro de este, se ha tomado un día laborable de cada mes para obtener el precio de referencia horario y conformar la Tabla 3-2 que se utilizará para los cinco modelos ya presentados.

A modo de ejemplo de esta fuente de extracción de datos, se muestra en la Figura 3-7 la representación gráfica que facilita OMIE en su sitio web para una fecha de ejemplo. En este caso, se puede apreciar el día 13 de marzo de 2019, miércoles, laborable en España.

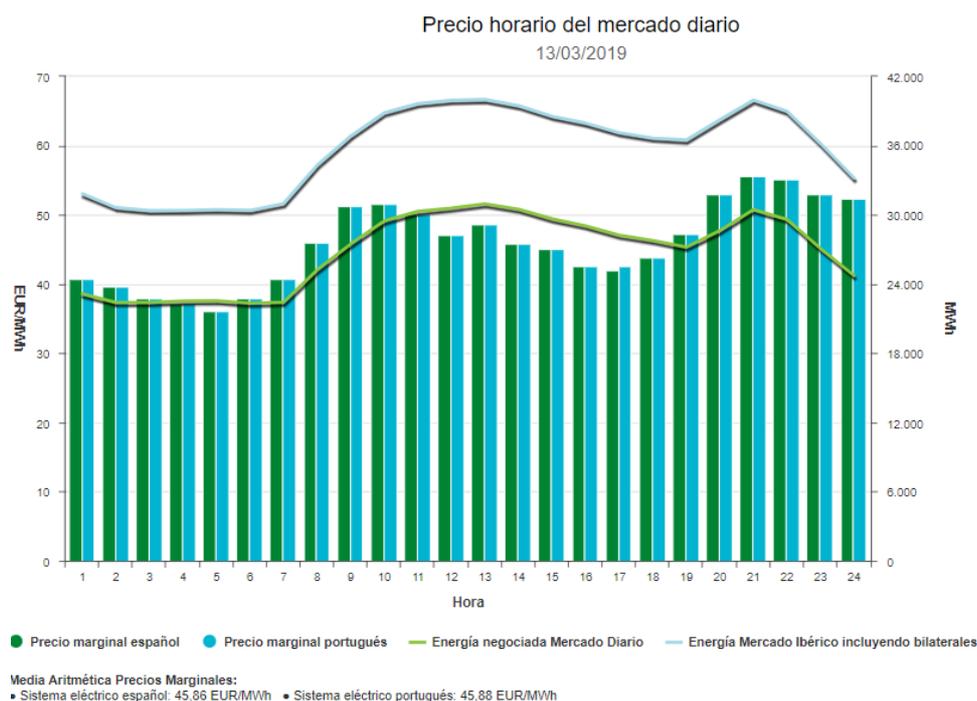


Figura 3-7. Precio horario del mercado el día 13 de marzo en España (Península) (Fuente: OMIE [21])

Tabla 3-2: Precios de la electricidad referenciales. Año: 2019 (€/MW) (Fuente: Gen. Propia)

Día \ Mes	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCTUBRE	NOV.	DIC.	Media anual (€/MW)
1	54,09	63,93	40,69	42,7	44,18	49,89	51,12	46,56	31,25	48,8	42,92	39,75	46,32
2	52,5	61,59	39,58	42,26	39,03	47,46	46,5	42,62	30,23	45,05	39,25	37,94	43,67
3	49,4	59,57	37,94	41,33	35,96	46,73	42,77	39,99	28,29	43,14	37,95	36,3	41,61
4	49,6	58,11	37,15	41,33	35,79	44,06	42,01	40,36	26,1	42,15	36,32	35,89	40,74
5	49,4	58,32	36,08	41,33	35,08	44,0	42,01	38,69	26,0	41,07	36,82	34,82	40,30
6	49,99	60,0	37,94	41,8	34,64	43,75	44,17	42,5	26,07	40,99	39,75	36,0	41,47
7	53,28	61,0	40,69	46,99	33,96	44,81	46,75	44,54	33,75	41,82	42,15	41,11	44,24
8	64,07	64,13	46,0	55,0	39,48	49,95	47,67	46,0	35,56	50,21	55,13	50,0	50,27
9	67,16	65,31	51,33	58,02	44,49	51,22	50,99	47,5	39,12	52,73	57,91	54,5	53,36
10	67,29	65,51	51,64	56,21	46,2	51,0	53,64	48,35	39,82	53,16	54,79	54,01	53,47
11	67,2	65,06	50,21	55,23	44,66	50,54	53,95	47,75	36,29	50,85	54,54	50,23	52,21
12	67,0	63,58	47,02	54,5	43,5	50,54	54,9	47,5	33,94	48,5	53,53	47,99	51,04
13	64,97	61,63	48,68	55,03	42,87	51,2	55,57	47,75	32,07	50,22	53,24	45,1	50,69
14	64,25	60,02	45,87	54,5	38,19	51,22	56,57	48,0	34,2	52,1	50,61	43,01	49,88
15	61,46	59,51	45,0	53,15	35,78	50,33	56,5	47,25	34,73	48,35	45,0	39,09	48,01
16	58,64	58,0	42,64	52,33	34,9	49,89	55,31	45,83	33,91	46,94	44,12	39,01	46,79
17	61,49	57,01	42,01	50,99	34,38	47,88	55,57	46,0	35,16	46,9	44,13	41,05	46,88
18	67,05	59,2	43,84	50,31	33,0	47,01	55,13	46,56	34,9	46,95	50,5	45,0	48,29
19	68,53	61,52	47,18	50,19	37,35	46,0	54,28	47,01	37,34	47,09	57,03	46,81	50,03
20	69,01	64,2	53,04	51,14	39,19	46,0	53,92	47,1	39,67	51,8	56,59	49,03	51,72
21	66,58	65,21	55,66	55,78	39,61	47,3	53,92	47,4	41,1	55,23	56,56	50,05	52,87
22	64,54	64,2	55,11	59,15	44,18	50,51	55,5	48,26	42,0	53,72	52,63	45,0	52,90
23	62,44	61,63	52,99	55,57	39,84	50,1	54,39	47,25	36,48	47,48	49,57	42,24	50,00
0	54,7	58,0	52,35	55,07	34,16	45,51	51,0	45,93	36,0	44,02	45,54	37,63	46,66

3.3.3 Análisis comparativo

Conocidos los cinco modelos expuestos en el apartado 3.3.1, se pasa a continuación a exponer los también presentados casos comparativos. Son tres comparativas realizadas dos a dos.

Es importante resaltar que la comparativa llevada a cabo, y por tanto las conclusiones del estudio, están basadas en los resultados económicos obtenidos de los diferentes casos tras aplicar una serie de consideraciones previas. Este análisis se basará exclusivamente en la optimización de las estrategias de producción de energía eléctrica anual, como se detallará a continuación, manteniendo por tanto al margen parámetros influyentes a lo largo del ciclo de vida de la planta como la degradación de la instalación o costes indirectos.

Además, al tratarse de un proyecto basado en la hipotética modificación de una planta ya existente, no son tenidos en cuenta costes directos de capital, como el coste del terreno, del sistema de tuberías, almacenamiento o ciclo de potencia (entre otros), puesto que se asume que estos se mantendrán constantes. Por tanto, las cifras económicas que se aportarán a continuación reflejarán una comparativa entre uno (de los varios) parámetros relevantes de la instalación; el precio de venta de la energía eléctrica producida.

A continuación, se llevarán a cabo las comparativas pertinentes.

3.3.3.1 Caso I: Comparativa entre Modelo 1 y Modelo 3

En este primer caso, se estudia la comparativa entre el modelo que representa una instalación desacoplada en la que se produce energía desde la planta termosolar (y el sistema de almacenamiento) y desde la fotovoltaica de forma independiente entre sí, y las mismas plantas de forma híbrida., es decir, entre los Modelos 1 y 3. La principal diferencia reside en el aprovechamiento del excedente o surplus de la energía fotovoltaica que se redirige al sistema de almacenamiento térmico. En el modelo desacoplado, este aprovechamiento pasa a considerarse desperdicio.

Este Caso I, está basado en una instalación termosolar de las características descritas en el apartado 2.2 en la que, tanto la gestionabilidad del almacenamiento térmico como el criterio de despacho se programan vía SAM. La instalación fotovoltaica, se define a través del software PVSyst como se describía en el apartado 3.2.2.

Acorde al modelo de cálculo descrito, se construyen las tablas de resultados de las distintas comparaciones, incluyendo los principales resultados a observar.

La Tabla 3-3 es la primera de ellas, recogiendo los resultados del Caso I. Se distinguen dos partes diferenciadas de resultados (totales), una de valores relacionados con la instalación termosolar, y otra de fotovoltaica. Se resaltan en negrita los valores totales de energía vertida a red desde la parte de la instalación termosolar y

fotovoltaica, y la variable de optimización, el precio de venta de la energía.

El resto de las columnas recogen los principales parámetros totales de relevancia, excluyendo operaciones intermedias, o algunos parámetros secundarios necesarios para la realización del modelo, como el control horario, u otros. Se incluyen además en los resultados totales de mayor relevancia los valores diferenciales tanto en términos absolutos como porcentuales.

A continuación, se mostrarán los resultados totales de llevar a cabo el modelo de cálculo para los Modelos 1 y 3, de manera que se aprecien las diferencias entre estos y puedan obtenerse conclusiones al respecto.

Tabla 3-3. Caso I: Modelo 1 y Modelo 3

	TERMOSOLAR				FOTOVOLTAICA				ENERGÍA TOTAL A RED (MWe)	PRECIO DE VENTA (€)	
	En.Térm. del Campo Solar (MWt)	En.Térm. CS a TES (carga) (MWt)	En.Térm.TES a red (descarga) (MWt)	En.Térm. total disponible en TES (MWt)	En. Eléct CSP TOTAL a red (MWe)	En. Eléct. FV disponible (MWe)	En. Eléct. PV a CSP (MWe)	En. Térm. PV a CSP (MWt)			En. Eléct. FV TOTAL a red* (Mwe)
Mod. 1	509892,7	151095,7	145327,6	151095,7	178001,4	254451,7	0,0	0,0	242798,2	420799,7	20526228,7
Mod. 3	509892,7	151095,7	145327,6	162516,1	179013,9	254451,7	11653,4	11420,4	242798,2	421812,1	20576481,8
				11420,4	1012,5		Desperdicio			1012,5	50253,1
				7,56%	0,57%		8576,4	75,10%		0,24%	0,24%

En la Tabla 3-3, a simple vista destaca la gran similitud entre los resultados de ambos modelos. Esto se debe a que muchos de los valores recogidos han de serlo (no solo similares, sino idénticos), para obtener una comparativa veraz y de utilidad, y a que otros se asemejan debido a la naturaleza de los modelos y a ciertas hipótesis consideradas.

Hipótesis 1: Una de estas hipótesis (hip.1), posiblemente fruto de la similitud de algunos resultados es la de mantener la gestionabilidad del sistema de almacenamiento tal como SAM lo establece en aquellos modelos optimizados por el software (1,2,3 y 4). Esto se traduce en mantener el criterio establecido en SAM en cuanto a carga y descarga a la hora de diseñar la planta termosolar. Se ha considerado así puesto que dicho software sigue un proceso de optimización para la gestión del sistema de almacenamiento, y modificarlo para adaptar la inclusión de excedente fotovoltaico traería consigo un desajuste del sistema.

En base a la hip.1, en el Modelo 3, aunque existe energía potencialmente aprovechable procedente del excedente de la planta fotovoltaica; 11420,2 MWt (o bien 4065,7 MWe); esta no se aprovechará más que en un 24,9% (1012,5 MWe de los 4065,7 disponibles). La hip. 1, provoca que no se realice un ajuste adecuado, si no que en aquellos momentos en que existe excedente de fotovoltaica (momentos de mayor radiación solar), existe también sobreproducción de energía termosolar, y ya que el vertido viene regulado bajo criterio de SAM, más del 75% se acaba desperdiciando. Se considerará “desperdicio” aquella energía disponible procedente de la planta fotovoltaica que, por el mal ajuste, ha de desecharse.

Puede también expresarse en términos horarios. Solo 234 horas de las 897 anuales en las que existe excedente de producción fotovoltaica se pueden utilizar íntegramente. Lo que representa un 26% de estas horas.

Con todo esto, se aprecia que uno de los resultados relevantes es el precio de venta conseguido, superior a los 20,52 M€ en el caso en que las plantas se encuentran desacopladas, y alrededor de 20,57 M€ para el caso en que se hibridan. Esto supone un incremento en términos de ganancia de 50.000€ al año, un 0,24%, lo que se antoja una cifra verdaderamente pequeña. Sí se aprecia una diferencia mayor en cuanto a la energía térmica total procedente de TES entre el Modelo 1 y 3, puesto que el hecho de que las plantas termosolar y fotovoltaica conformen una única hibridada, da lugar a tener acceso a un 7,56% de energía térmica anual almacenada mayor. Gracias a este incremento, crece también el aporte total a red de la planta termosolar, lo que representa el 0,57% de incremento de producción energética.

○ **Caso I - extremo.**

También se ha calculado qué ocurriría en el caso de que la energía excedente de la parte fotovoltaica pasase a ser almacenada en su totalidad y posteriormente ser vertida a red sin exceder los límites de esta. Se trata de una comparativa entre el Modelo 1 y el Modelo 3 en un caso de ajuste perfecto del excedente fotovoltaico en el sistema de almacenamiento.

Para ello, ya que se conoce que el excedente total anual de energía fotovoltaica es de 11653,4 MWe, se llevará a cabo la siguiente operación:

$$E_{1,FVexc}^t = E_{1,FVexc}^e * \eta = 11653,4 * 0,98 = 11420,4 \text{ MW}_t$$

$$E_{1,FValm}^e = E_{1,FVexc}^t * \eta_t = 11420,4 * 0,356 = 4065,7 \text{ MW}_e$$

Al quedar la hip. 1 descartada, la cifra de aprovechamiento de la energía excedente que anteriormente es del 24,9%, pasa a ser en este *Modelo 3 - extremo* del 100%, aprovechándose los 4065,7 MWe, es decir, el desperdicio es nulo (0%). La energía vertida a red por parte de la instalación termosolar crece entonces un 2,28%, siendo cuatro veces mayor que el incremento visto en el Caso I. Además, la energía total vertida a red se incrementa casi en 1 punto porcentual, lo que representa un peso en el precio de venta total de un 0,92%. *

* Hipótesis 2: En este caso, ya que se trata de una suposición con carácter anual, no se conoce el desglose hora a hora del incremento de almacenamiento en el tanque, por lo que se ha establecido un criterio a seguir para establecer el precio horario de la energía. Ya que todos los casos en los que existe excedente de energía fotovoltaica durante el año se concentran entre las 10:00h y las 15:00h, se asume que será en esos momentos en el que se almacenará la energía, y que esta será vertida en los momentos de mayor ausencia de recurso solar. Se escoge por tanto el promedio de los precios anual de la Tabla 3-2 durante esta franja horaria (20:00-6:00), resultando 46,21 €/MWe. A continuación, se muestra en la Tabla 3-4 los resultados descritos para el Modelo 3 – extremo.

Tabla 3-4. Caso I – extremo: Modelo 1 y Modelo 3 - extremo

	TERMO SOLAR					FOTOVOLTAICA				ENERGÍA TOTAL A RED (MWe)	PRECIO DE VENTA (€)
	En.Térm. del Campo Solar (MWt)	En.Térm. CS a TES (carga) (MWt)	En.Térm.TES a red (descarga) (MWt)	En.Térm. total disponible en TES (MWt)	En. Eléct CSP TOTAL a red (MWe)	En. Eléct. FV disponible (MWe)	En. Eléct. PV a CSP (MWe)	En. Térm. PV a CSP (MWt)	En. Eléct. FV TOTAL a red* (Mwe)		
Mod. 1	509892,7	151095,7	145327,6	151095,7	178001,4	254451,7	0,0	0,0	242798,2	420799,7	20526228,7
Mod. 3 extremo	509892,7	151095,7	145327,6	162516,1	182067,1	254451,7	11653,4	11420,4	242798,2	424865,3	20714102,9
				11420,4	4065,7		Desperdicio			4065,7	187874,3
				7,56%	2,28%		0,0	0,00%		0,97%	0,92%

3.3.3.2 Caso II: Comparativa entre Modelo 2 y Modelo 4

La siguiente comparación enfrenta a los Modelos 2 y 4, es decir, respectivamente, aquel en el que se representa una instalación desacoplada que produce energía desde la planta termosolar (y el sistema de almacenamiento) y desde la fotovoltaica de forma independiente entre sí, y aquel en que las mismas plantas se encuentran hibridadas. La diferencia respecto al Caso I reside en que este caso simula la existencia de una limitación en el vertido a red de la producción fotovoltaica. Esta restricción impuesta por REE será de un 50%, lo que reduce la producción nominal de esta planta a la mitad, 50 MW.

Debido al crecimiento de las energías renovables, y concretamente para el caso que ocupa, de las energías basadas en el recurso solar, la producción eléctrica a partir estas y la fracción que estas ocupan dentro del mix energético es cada vez mayor, restando cierto protagonismo a las fuentes convencionales en buena parte de las

horas del día. Según la estación del año, y siempre que no existan objeciones climatológicas, estas horas serán las centrales del día, donde la radiación solar es más elevada. Aparece entonces el término de *Duck Curve*, que proviene precisamente de la forma que adopta la curva resultante al graficar las horas del día (en el eje de abscisas) y la producción solar (eje de ordenadas) como se aprecia en el ejemplo genérico de la Figura 3-8. Resalta la “acentuación de barriga” de la gráfica en los últimos años, recalcando el fenómeno de la *Duck curve*, y haciendo latente la relevancia de las energías renovables al respecto.

Aunque es una gran noticia la inclusión de energías basadas en fuentes de carácter renovable, la *Duck Curve* trae consigo una problemática importante a paliar. Ocurre que disminuye el grado de predictibilidad de la producción diaria de energía. Este factor es clave, y su utilización diaria resulta crucial para optimizar la producción energética. En la web de REE, puede verse a diario la “demanda real, la demanda programada y la prevista”, y apreciarse como la una dista de la otra en porcentajes ínfimos.

Además, la rampa a vencer una vez que se superan las horas de mayor producción solar es cada año mayor, suponiendo un estrés importante a la red, y un quebradero de cabeza para las compañías eléctricas que han de ajustarse a ello. Sin embargo, este avanzado análisis numérico ahora se ve modificado por la necesidad de justificar diariamente la producción fotovoltaica, hecho que complica la precisión.

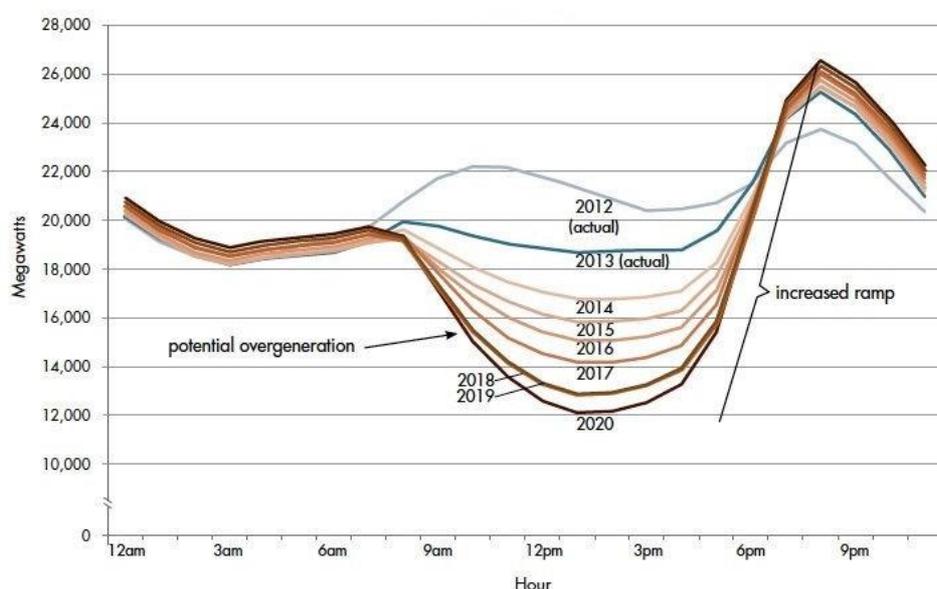


Figura 3-8. Ejemplo de conjunto de curvas formando la Duck Curve (Fuente: [22])

Se dan principalmente 2 situaciones [23]:

- Algunas de las redes no son flexibles. Como se verá más adelante, ocurre en determinadas épocas del año, que el momento de mayor consumo coincide con el descenso de producción proveniente del recurso solar, lo que genera la necesidad de una entrada brusca de energía suplementaria en poco tiempo, hecho que para instalaciones antiguas resulta altamente difícil.
- Posibilidad de sobreproducción. El margen de rentabilidad de las plantas es cada vez menor, por lo que la necesidad de aumentar el número de horas de funcionamiento impera. Esto se traduce en que estas plantas de energía producen una cantidad mínima de energía. De este modo, si la suma de esta producción mínima de energía y la cantidad de energía solar producida es mayor que la demanda energética, entonces la red estará sobreproduciendo. [23]

Debido a lo anteriormente explicado, se realiza el segundo caso comparativo. Cabe esperar en este que el peso del sistema de almacenamiento térmico aumente, y, por tanto, la producción derivada a partir de la termosolar sea mayor. A continuación, se mostrará en la Tabla 3-5 un resumen de los resultados totales anuales para el Caso II.

Tabla 3-5. Caso II: Modelo 2 y Modelo 4

	TERMOSSOLAR				FOTOVOLTAICA				ENERGÍA TOTAL A RED (MWe)	PRECIO DE VENTA (€)	
	En.Térm. del Campo Solar (MWt)	En.Térm. CS a TES (carga) (MWt)	En.Térm.TES a red (descarga) (MWt)	En.Térm. total disponible en TES (MWt)	En. Eléct. CSP TOTAL a red (MWe)	En. Eléct. FV disponible (MWe)	En. Eléct. PV a CSP (MWe)	En. Térm. PV a CSP (MWt)			En. Eléct. FV TOTAL a red* (Mwe)
Mod. 2	509892,7	151095,7	145327,6	151095,7	178001,4	254451,7	0,0	0,0	159629,3	337630,7	16444287,6
Mod. 4	509892,7	151095,7	145327,6	244021,7	187460,4	254451,7	94822,4	92925,9	159629,3	347089,7	16916510,0
				92925,9	9459,0		Desperdicio			9459,0	472222,4
				61,50%	5,31%		66355,7	71,41%		2,80%	2,87%

Como cabía esperar en estos modelos, al estar restringida la cantidad máxima de energía vertida a red en bornes del alternador de la parte fotovoltaica, la “Energía térmica eléctrica fotovoltaica total a red” ha disminuido de forma importante, pasando este valor de 242798,2 MWe en los Modelos 1 y 3 a 159629,3 MWe. en el 2 y 4.

Por otra parte, es de especial interés destacar la cifra de “Energía térmica total en TES (MWt)” tras recibir el excedente de la PV restringida (Modelo 4). En este caso la suma disponible de la energía proveniente de la planta termosolar y el excedente de la planta fotovoltaica crece en un 61,5% respecto al Modelo 2, en que el sistema de almacenamiento recibe energía exclusivamente procedente del campo solar.

Este crecimiento en cuanto a la “Energía térmica total en TES, no tiene una repercusión acorde al crecimiento de la “Energía eléctrica total de la planta termosolar”. Esto se debe de nuevo a que la parte termosolar, diseñada para trabajar en condiciones nominales a 50 MWe, se ve favorecida por el incremento de energía en el sistema de almacenamiento, pero no se acopla de forma óptima (hip.1) a la producción energética, y, por tanto, gran parte es desperdiciada. Dicho esto, el incremento de energía eléctrica total vertida a red por parte de la instalación termosolar es del 5,31%, dando lugar a un 2,80% de incremento la energía eléctrica total a red de la instalación híbrida.

Respecto al precio de venta, este goza de una mejora del 2,87% en la comparación entre el Modelo 2 y el Modelo 4. Este incremento es más de diez mayor que el que se apreciaba en la comparativa análoga del 3.3.3.1 entre los Modelos 1 y 3. La explicación se basa principalmente en la importancia que cobra el sistema de almacenamiento en momentos de sobreproducción, puesto que la planta opera a condiciones más alejadas de las nominales. Tratándose de una limitación de vertido para la instalación fotovoltaica, supone un aprovechamiento de energía importante el hecho de poder introducir parte del excedente en los tanques de almacenamiento de la instalación termosolar, a pesar de la penalización que supone la conversión de esta energía eléctrica a térmica al almacenarla, para una posterior conversión a eléctrica. Aun así, es importante destacar, que es solo un porcentaje de la energía excedente disponible la que se aprovecha en el sistema de almacenamiento, como se indicará más adelante.

A pesar de lo comentado, resulta interesante destacar, que la limitación impuesta del 50% en el vertido de la producción de PV, no se refleja como tal en la producción fotovoltaica. La disminución de producción fotovoltaica mencionada anteriormente (de 242798,2 MWe en los Modelos 1 y 3 a 159629,3 MWe. en el 2 y 4) resulta ser de un 34,25%. En los Modelos 1 y 3 el 10,17% de horas se trabaja en condiciones nominales. Esta cifra aumenta más del doble en el caso de limitación de la potencia nominal, hasta el 27,35% y sigue existiendo un gran número de horas en que la producción es cero o inferior a la nominal. En la Tabla 3-6 se recoge la comparativa para los 4 modelos.

En esta se ha recogido el número de horas totales anuales en las que se opera bajo condiciones nominales, es decir, la energía vertida a red es igual al límite establecido. De los cuatro modelos, el 2 y 4, en que el vertido de fotovoltaica está limitado, aparte de destacar por el número de horas de producción nominal, contrastan de forma importante con el comportamiento entre 1 y 3 en el número de horas en que la producción termosolar es nominal. Estando ante dos plantas termosolares cuya producción nominal no ha cambiado, 50 MW, el incremento de energía dirigida a almacenamiento térmico procedente del excedente fotovoltaico supone un aumento importante de horas bajo condiciones nominales. En el Caso I, el excedente repercute aproximadamente en un 3,5%, pasando de 11,91% a 15,31% de horas en la planta termosolar, mientras que en el Caso II, del Modelo 2 al 4 el

salto porcentual es de casi el 11%, alcanzándose el 22,74%. La planta termosolar en los Modelos 1 y 2, al encontrarse ambos desacoplados y sin influencia en las limitaciones de la planta fotovoltaica, serán idénticos.

El número de horas en que la planta en su conjunto trabaja produciendo en condiciones nominales, ha de ser en todo caso menos a la combinación de las dos plantas por separado, puesto que recoge exclusivamente aquellos momentos en que ambas plantas producen bajo tales condiciones. De nuevo, la cifra más alta se da para el Modelo 4, en que esto ocurre durante 1700 horas anuales.

Tabla 3-6. Horas anuales de producción nominal

	Horas anuales de Producción nominal					
	CSP		FV		TOTAL	
	Valor (h)	%	Valor (h)	%	Valor (h)	%
Modelo 1	1043	11,91%	891	10,17	359	4,10
Modelo 2	1043	11,91%	2396	27,35	751	8,57
Modelo 3	1341	15,31%	891	10,17	657	7,50
Modelo 4	1992	22,74%	2396	27,35	1700	19,41

A modo de resumen de los cuatro modelos anteriormente vistos, se analizan en la Tabla 3-7 el excedente y desperdicio de energía fotovoltaica, es decir, la energía incapaz de salir por el alternador por superar el vertido máximo, y la cantidad de esta energía que no puede aprovecharse en el sistema de almacenamiento térmico.

Se puede apreciar como el aprovechamiento de excedente en los modelos desacoplados es nulo, mientras que para los Modelos 3 y 4, las cifras rondan un cuarto y un tercio aprovechado respectivamente. Sin embargo, como ya se ha comentado, el disponer de más de 83000 MWe más de excedente en Modelo 4 respecto al Modelo 3, significa un aprovechamiento 4% mayor (de alrededor de 25% al 29%). Se incluye además la cifra porcentual que significa en cada caso el excedente fotovoltaico, siendo significativamente superior en los casos de vertido restringido por REE.

Tabla 3-7. Excedente de energía fotovoltaica según modelo

	En. Eléct. FV TOTAL a red (Mwe)	Excedente (Mwe)	Desperdicio (Mwe)	Aprovechamiento del excedente (%)	Excedente respecto energía FV vertida (%)
Modelo 1	242798,2	11653,4	11653,4	0,00	4,58
Modelo 2	159629,3	94822,4	94822,4	0,00	37,27
Modelo 3	242798,2	11653,4	8576,4	24,90	4,58
Modelo 4	159629,3	94822,4	66355,7	28,59	37,27

○ **Caso II - extremo.**

Siguiendo la consideración tomada en el Caso I, puede hacerse de nuevo el mismo supuesto, dejando de lado la hipótesis (hip.1), y considerando que toda la energía excedente de la planta fotovoltaica va a parar al tanque de almacenamiento en franjas horarias en que la producción no supera el límite establecido, es decir, realizando un acople perfecto de esta energía “extra” termosolar.

Tabla 3-8. Caso II – extremo: Modelo 2 y Modelo 4 - extremo

	TERMOSSOLAR					FOTOVOLTAICA				ENERGÍA TOTAL A RED (MWe)	PRECIO DE VENTA (€)
	En.Térm. del Campo Solar (MWt)	En.Térm. CS a TES (carga) (MWt)	En.Térm.TES a red (descarga) (MWt)	En.Térm. total disponible en TES (MWt)	En. Eléct CSP TOTAL a red (MWe)	En. Eléct. FV disponible (MWe)	En. Eléct. PV a CSP (MWe)	En. Térm. PV a CSP (MWt)	En. Eléct. FV TOTAL a red* (Mwe)		
Mod. 2	509892,7	151095,7	145327,6	151095,7	178001,4	254451,7	0,0	0,0	159629,3	337630,7	16444287,6
Mod. 4 extremo	509892,7	151095,7	145327,6	244021,7	211083,0	254451,7	94822,4	92925,9	159629,3	370712,4	17972989,4
				92925,9	33081,6		Desperdicio			33081,6	1528701,8
				61,50%	18,59%		0,0	0,00%		9,80%	9,30%

En este caso, en la Tabla 3-8 puede apreciarse como toda la energía excedente va a parar al sistema de almacenamiento (92925,9 MWt) y posteriormente a red:

$$E_{2max,FV_{alm}}^e = E_{2max,FV_{exc}}^t * \eta_t = 92925,9 * 0,356 = 33081,6 MWe$$

Con esto, el incremento de energía procedente de la planta termosolar es de 18,59%. En este caso supera en más de tres veces el incremento de “Energía térmica total en TES” del Caso II, adelantando un impacto importante que se comentará a continuación.

Siguiendo la misma consideración que en *Caso I – extremo*, se estima un precio promedio en el que se vendería la energía horaria para la energía fotovoltaica almacenada. En este caso, existe excedente en un rango horario más amplio, como cabía esperar, abarcando desde las 9:00h a las 17:00h. Sin embargo, los horarios de descarga se consideran los mismos, y, por tanto, se asume el mismo precio promedio de venta de 46,21 €/MWe.

Con esta hipótesis, se aprecia que el incremento de energía total ha aumentado cerca de un 10%, de la mano del precio de venta, que mejora en más de 1,5M€ anuales.

Gracias al estudio de los Casos I y II, se puede adelantar una importante reflexión, y es que, al realizar ambas comparativas a través de una estrategia operativa desacoplada entre la instalación termosolar y la fotovoltaica, la integración que se da es muy pobre, ya que el excedente de energía fotovoltaica en cualquiera de los cuatro modelos explicados no puede ser correctamente aprovechado, y pasa a suponer un desperdicio.

3.3.3.3 Caso III: Comparativa entre Modelo 3 y Modelo 5.

En este tercer y último caso, se comparará el modelo en que la instalación diseñada a partir de la optimización de SAM se encuentra acoplada, Modelo 3, frente a una instalación en las mismas condiciones, pero a través de un diseño propio con estrategia de almacenamiento y descarga personalizada, el Modelo 5.

Dado que se ha concluido gracias a los estudios de los Casos I y II, que la estrategia operativa de diseño por separado de las plantas termosolar y fotovoltaica aporta resultados con llamativas ineficiencias, se pretende en el Modelo 5 palear algunas de estas a través del diseño de una estrategia conjunta de operación, considerando para cada instante la situación de ambas plantas como una sola.

En esta comparativa se tratará de averiguar si la gestionabilidad puede ser mejorada a través del desplazamiento de la energía producida por la planta termosolar. A modo de breve reflexión, se puede decir que, cabría esperarse tal cosa, puesto que, al depender ambas tecnologías (termosolar y fotovoltaica) del mismo recurso, ambas tendrán curvas de producción similar, y, por tanto, abastecerán energía en determinadas franjas horarias en las que cuentan con este. Sin embargo, gracias al almacenamiento térmico, la curva de producción termosolar puede ser desplazada para evitar dicho solape, produciendo a horas en las que la energía fotovoltaica del sol no contribuye debido a su naturaleza. De este modo se cubriría un espectro de horas de producción ininterrumpida mayor.

Procedimiento:

Para realizar el procedimiento de optimización del precio de venta al mercado, se ha llevado a cabo un análisis a través de una serie de hojas de cálculo, con estructura similar a las explicadas en el apartado 3.3.2, con la diferencia de que la gestionabilidad de “La cantidad de energía térmica dirigida a carga del sistema de almacenamiento”, “la cantidad de energía térmica descargada del sistema de almacenamiento” y el propio “Sistema de almacenamiento” (Control del tanque) han requerido de una programación particular propia en búsqueda de una solución optimizada.

1. Energía térmica dirigida a carga:

De forma mensual, se ha realizado un análisis del recurso solar disponible, la curva de producción termosolar, fotovoltaica y total diaria, así como el precio de venta horario. De este modo se han establecido (para cada mes del año independientemente) unas franjas horarias adecuadas de carga en base a un análisis de sensibilidad detallado.

El propósito de realizar el llenado del tanque no es otro que el de aprovechar energía en forma de energía térmica, con el fin de que esta sea utilizada para producción eléctrica en un momento más rentable para el sistema.

Todo proceso de llenado del sistema de almacenamiento se lleva a cabo con la consideración de que este no se encuentre completamente lleno. Para ello, ya que se conoce la capacidad de almacenamiento térmico, se limita la cantidad de energía introducida igual a la máxima capacidad del tanque. De igual forma, en situaciones en que la energía disponible en las horas de carga no supera la capacidad máxima del tanque, se opta por almacenar toda la disponible.

A pesar de determinar algunas horas del día como “horas de carga”, el control de energía destinada a carga del sistema de almacenamiento implica otras situaciones excepcionales. Es el caso de aquellos momentos de sobreproducción termosolar en los que, en lugar de desaprovecharse ese exceso, este también se almacena en el tanque, a pesar de no tratarse de una de las horas fijadas “de carga”. Esto es regulable conociendo el valor de energía máxima en la salida por el alternador.

Con esta información, resultaría un esquema de toma de decisión tal como se muestra en la Figura 3-9.

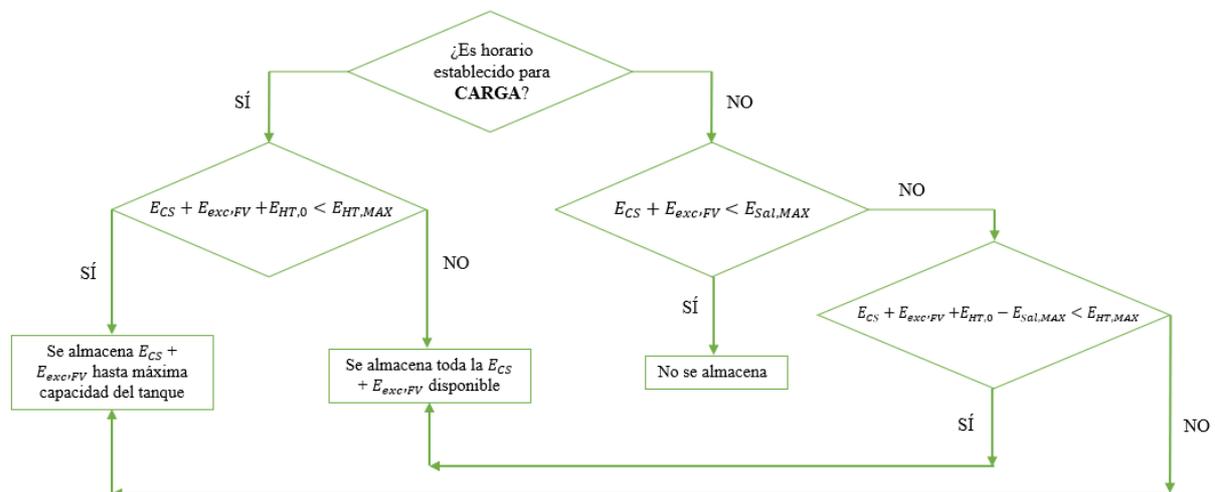


Figura 3-9. Diagrama flujos para gestionabilidad de carga de almacen. (Fuente: Gen. Propia)

2. Energía térmica descargada:

De forma análoga al proceso de carga, se ha realizado el correspondiente análisis a través del cual se establecen una serie de horas de descarga adecuadas para cada mes del año, de forma que se optimice el precio de venta y se cubra la mayor fracción de demanda posible.

Se programa la descarga en estas horas siguiendo un esquema similar al anterior, pero con propósito y

limitaciones opuestas. En este caso, se realiza vaciado del tanque de almacenamiento en las “horas de descarga” establecidas, siempre que esto no suponga vaciar en exceso el tanque, a la vez que se establece que la cantidad de energía vertida a red no supere la máxima aceptada por esta.

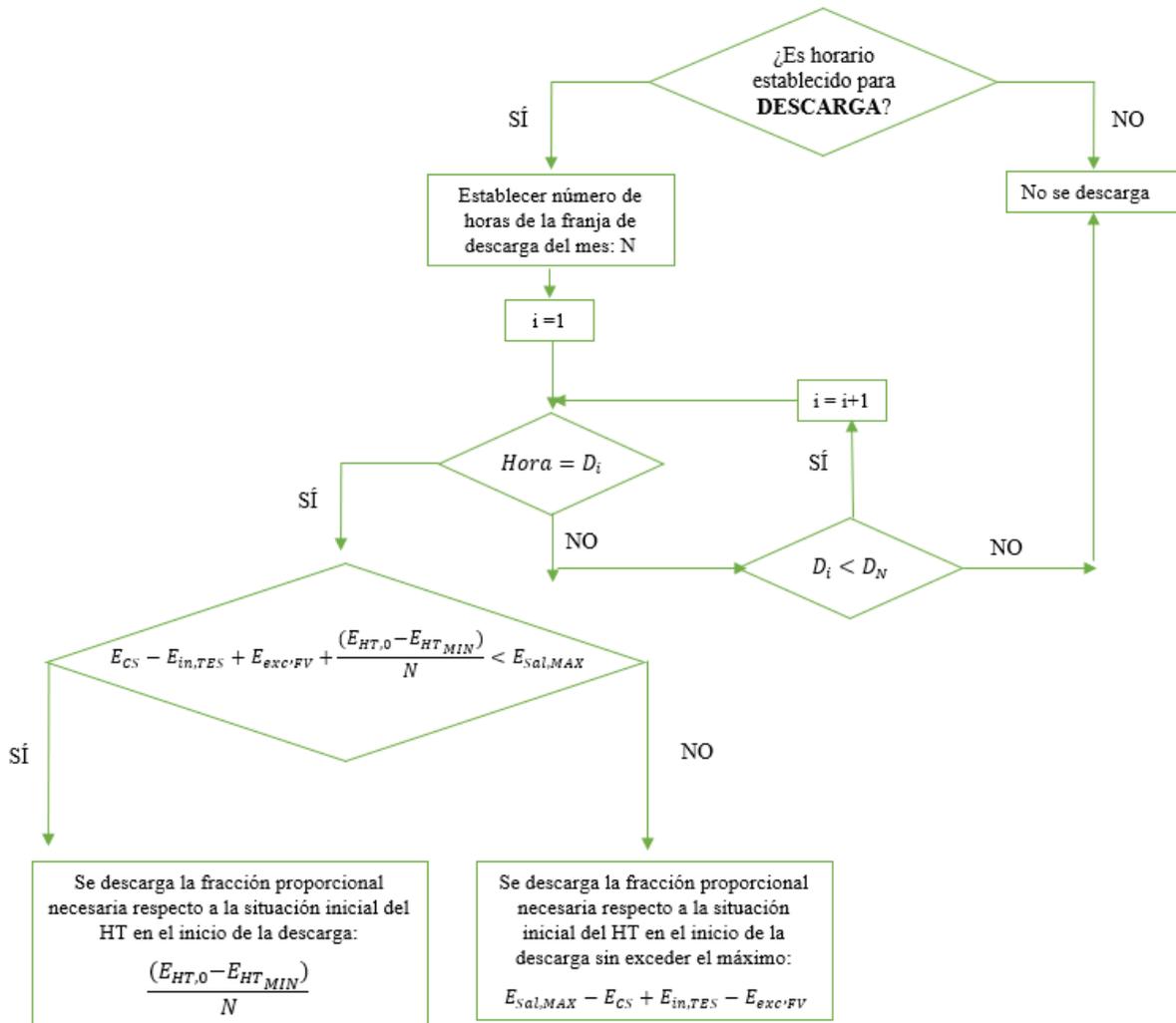


Figura 3-10. Diagrama flujos para gestionabilidad de descarga de almacen. (Fuente: Gen. Propia)

A la vista de la Figura 3-10, se destacan tres consideraciones a la hora de programar la descarga del sistema de almacenamiento térmico:

En primer lugar, las horas de descarga se han establecido siempre contiguas, es decir, las franjas de descargas serán ininterrumpidas. De este modo, se establece la distribución uniforme entre el número de horas de descarga de cada caso (N).

En línea con la consideración anterior, la descarga se establece uniforme dentro de cada franja. Esta afirmación supone que, para un determinado mes, la cantidad de energía descargada se repartirá equitativamente entre un número establecido de horas. Este valor de descarga horario será aquel que, multiplicado por el número de horas establecido, haga máxima la energía descargada sin sobrepasar la capacidad mínima del tanque. Esta estrategia seguida para el proceso de descarga introduce la necesidad de fijar el número de horas de descarga, afectando directamente a la cantidad de energía descargada.

Por último, se ha programado el sistema con el fin de optimizar la producción a través de la gestionabilidad de

la planta termosolar. En lo que respecta a la descarga, se consigue que el desperdicio durante horas de descarga sea nulo. La programación se ha llevado a cabo de tal forma que la descarga cumple con los requisitos de volumen del tanque, y no excede en ningún caso los valores de producción nominal de la planta, 50 MWe.

Como referencia, en el Modelo 3 no ocurre tal cosa, y más de 1830 MWe son desperdiciados a lo largo del año durante el vertido de energía procedente de descarga del sistema de almacenamiento.

3. Control del sistema de almacenamiento:

El tercero de los parámetros programados condiciona directamente a los dos anteriormente explicados, y es que, como condición sine qua non, para la carga y descarga del sistema de almacenamiento, es necesario cumplir que, tanto el tanque frío, como el caliente, no se encuentran en ningún momento por debajo ni por encima de sus límites de seguridad.

Como se adelantaba anteriormente, se ha programado el llenado y vaciado del tanque por franjas horarias convenientes, sin embargo, estas están reguladas bajo la obligación de no dejar el tanque vacío (ni, por su puesto, alcanzar valores ilógicos negativos) ni sobrepasar el máximo nivel de llenado (ni, por supuesto, sobrepasar el volumen real de los tanques). Por tanto, la regulación del tanque está presente en todo momento de carga y descarga, y, además, condicionado al instante (partición horaria) inmediatamente anterior, para mantener siempre el nivel del tanque de forma coherente.

La formulación usada para regular el tanque se basa exclusivamente en la resultante de entradas y salidas al sistema de almacenamiento entre una hora y la siguiente.

Para facilitar el uso del tanque, se ha optado por manejar su capacidad midiéndola en MWt, misma medida en la que se encuentra la energía entrante y saliente a estos. Por tanto, se realizan los cambios necesarios para obtener la capacidad mínima y máxima del sistema.

$$V_{HT}(m^3) = M_{HT}(kg) * \rho_{sales} \left(\frac{m^3}{kg} \right)$$

$$E_{HT}(MWt) = V_{HT}(m^3) * \frac{E_{Thermal\ cap.} (MWt)}{V_{HT,MAX} (m^3)}$$

Y conocida este cambio de unidades, se puede conocer a cada instante el estado del tanque.

$$E_{HT_1}(MWt) = E_{HT_0} + E_{TES,in} - E_{TES,out}$$

Para programar el funcionamiento del sistema de almacenamiento, basta con controlar uno de los tanques, ya que, al ser la cantidad de sales fundidas constante en el interior del sistema, estas simplemente se desplazarán de un tanque a otro recurrentemente, sin variar su volumen total. El total de sales será igual a la suma de ambas, y, por tanto, conocidos dos de estos valores, se conocerá el tercero. Se ha usado para el control la masa total y la del tanque caliente (HT) como se mostraba en las fórmulas anteriores.

Análisis de sensibilidad:

Siguiendo el procedimiento explicado, queda desarrollar la diferencia entre los diferentes modelos, es decir, la estrategia tomada en el Modelo 5 para la gestionabilidad del almacenamiento y la producción.

La intención del Modelo 5 se basa en la elección de las horas de carga y descarga adecuadas cada mes que maximicen el precio de venta de la energía. Con esta intención definida, como ya se ha mencionado anteriormente, se realiza un análisis de sensibilidad exhaustivo en el que se establecen franjas horarias personalizadas para cada mes del año que rijan las cargas, descargas del sistema de almacenamiento o el bypass de este para producción directa termosolar, así como generación fotovoltaica.

Parte de este análisis de sensibilidad realizado para la elección de las franjas de carga y descarga mencionadas, se fundamenta en conocer la cantidad de recurso solar con el que se cuenta, y las horas en que será más adecuado producir energía eléctrica en base a esta información y al precio de venta de la energía. Esta primera conclusión se traducirá en una tendencia a almacenar en horas de bajo precio de venta, y producir en altas.

Tabla 3-9. Precios de referencia del MWe/hora según el mes y la hora del año

Día \ Mes	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCTUBRE	NOV	DIC
0	54,7	58,0	52,35	55,07	34,16	45,51	51,0	45,93	36,0	44,02	45,54	37,63
1	54,09	63,93	40,69	42,7	44,18	49,89	51,12	46,56	31,25	48,8	42,92	39,75
2	52,5	61,59	39,58	42,26	39,03	47,46	46,5	42,62	30,23	45,05	39,25	37,94
3	49,4	59,57	37,94	41,33	35,96	46,73	42,77	39,99	28,29	43,14	37,95	36,3
4	49,6	58,11	37,15	41,33	35,79	44,06	42,01	40,36	26,1	42,15	36,32	35,89
5	49,4	58,32	36,08	41,33	35,08	44,0	42,01	38,69	26,0	41,07	36,82	34,82
6	49,99	60,0	37,94	41,8	34,64	43,75	44,17	42,5	26,07	40,99	39,75	36,0
7	53,28	61,0	40,69	46,99	33,96	44,81	46,75	44,54	33,75	41,82	42,15	41,11
8	64,07	64,13	46,0	55,0	39,48	49,95	47,67	46,0	35,56	50,21	55,13	50,0
9	67,16	65,31	51,33	58,02	44,49	51,22	50,99	47,5	39,12	52,73	57,91	54,5
10	67,29	65,51	51,64	56,21	46,2	51,0	53,64	48,35	39,82	53,16	54,79	54,01
11	67,2	65,06	50,21	55,23	44,66	50,54	53,95	47,75	36,29	50,85	54,54	50,23
12	67,0	63,58	47,02	54,5	43,5	50,54	54,9	47,5	33,94	48,5	53,53	47,99
13	64,97	61,63	48,68	55,03	42,87	51,2	55,57	47,75	32,07	50,22	53,24	45,1
14	64,25	60,02	45,87	54,5	38,19	51,22	56,57	48,0	34,2	52,1	50,61	43,01
15	61,46	59,51	45,0	53,15	35,78	50,33	56,5	47,25	34,73	48,35	45,0	39,09
16	58,64	58,0	42,64	52,33	34,9	49,89	55,31	45,83	33,91	46,94	44,12	39,01
17	61,49	57,01	42,01	50,99	34,38	47,88	55,57	46,0	35,16	46,9	44,13	41,05
18	67,05	59,2	43,84	50,31	33,0	47,01	55,13	46,56	34,9	46,95	50,5	45,0
19	68,53	61,52	47,18	50,19	37,35	46,0	54,28	47,01	37,34	47,09	57,03	46,81
20	69,01	64,2	53,04	51,14	39,19	46,0	53,92	47,1	39,67	51,8	56,59	49,03
21	66,58	65,21	55,66	55,78	39,61	47,3	53,92	47,4	41,1	55,23	56,56	50,05
22	64,54	64,2	55,11	59,15	44,18	50,51	55,5	48,26	42,0	53,72	52,63	45,0
23	62,44	61,63	52,99	55,57	39,84	50,1	54,39	47,25	36,48	47,48	49,57	42,24

Tabla 3-10. Disponibilidad de recurso solar (MWt) según el mes y la hora del año

Día \ Mes	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPT	OCTUBRE	NOV	DIC
0	-7,04	-3,63	-4,47	-4,72	-5,61	-7,44	115,60	-5,35	116,38	163,35	-10,10	-4,01
1	-7,07	-3,65	-4,18	-4,05	-4,30	-4,63	118,52	-4,21	116,62	-4,16	-10,12	-4,04
2	-7,18	-3,64	-4,20	-4,05	-4,26	-4,06	119,05	-4,18	116,59	-4,12	-10,06	-3,93
3	-6,94	-3,53	-4,12	-4,01	-4,30	-4,09	-4,26	-4,23	-3,81	-3,98	-12,58	-3,77
4	-7,13	-3,37	-3,94	-3,86	-4,16	-4,05	-4,21	-4,10	-3,65	-3,81	-12,96	-3,61
5	-6,98	-3,20	-3,75	-3,67	-3,97	-3,88	-4,04	-3,90	-3,48	-3,65	-12,88	-3,44
6	-6,86	-3,07	-3,58	-3,54	-3,74	0,46	-3,81	-3,72	-3,33	-3,50	-12,73	-3,30
7	-6,74	-6,33	-4,52	8,87	183,18	459,14	203,74	48,75	-0,18	-3,38	-12,61	-3,19
8	-6,24	-5,56	18,63	1449,12	4177,10	5057,60	4660,42	2200,76	448,83	18,39	-9,12	-4,19
9	17,14	91,96	2357,34	4964,58	6230,75	7110,14	7746,43	6655,17	5023,52	1766,37	326,01	14,96
10	1161,65	2173,47	4734,74	5680,35	6385,03	7384,16	7851,63	7338,93	5904,14	3589,55	2444,85	734,05
11	2656,50	3047,13	4787,44	5180,59	5944,41	7083,41	7789,38	7228,90	5641,57	3637,66	2657,18	1940,43
12	2409,44	2805,57	4406,95	4811,93	5773,73	7168,38	7703,67	6781,96	5259,24	3547,10	2472,14	1973,49
13	2278,53	2700,41	4258,70	4688,18	5259,10	6802,89	7407,95	6700,53	5205,65	3554,80	2525,02	1969,57
14	2569,50	3091,44	4284,47	4330,91	4721,57	6293,11	6581,19	5994,33	5401,19	3777,66	2849,89	2377,68
15	3112,15	3331,52	4499,85	4302,32	4444,37	5313,21	6101,25	5482,89	4980,21	4078,08	3475,04	2940,35
16	3602,43	3348,56	4319,08	4490,02	4418,21	5039,04	5360,13	4943,21	4157,18	3972,81	2871,94	2597,00
17	834,39	1831,46	3833,91	4272,57	4428,04	4785,03	5013,37	4467,55	3288,89	1598,97	664,62	805,67
18	628,51	646,31	975,37	2490,63	3627,85	4249,29	4469,32	3279,64	891,39	751,30	415,68	567,11
19	378,14	366,16	680,33	797,08	935,20	1147,01	1259,62	982,86	602,29	430,60	190,51	235,10
20	72,16	145,14	349,11	474,67	624,06	867,53	905,49	631,70	304,48	145,49	-17,88	-12,53
21	-13,42	-10,37	68,00	182,87	300,03	503,16	534,36	291,62	49,00	-11,90	-13,97	-8,58
22	-9,51	-6,57	-10,92	-13,11	-2,89	147,95	146,03	-16,38	-9,92	-7,27	-11,04	-5,03
23	-7,54	-4,23	-6,34	-7,64	-9,98	-13,88	-14,50	-9,48	-5,64	-4,76	-10,16	-4,01

Puede apreciarse en las Tabla 3-9 y Tabla 3-10, que existe una relación directa en la que en horas centrales del

día cuando existe gran cantidad de recurso solar, el precio de venta es más favorable (en verde), mientras que, en horas generalmente nocturnas, el precio es menor, y por tanto más desfavorable para su venta (en rojo). Sin embargo, existe lo que puede considerarse “franja nocturna”, en la que de nuevo el precio de venta de la energía es muy favorable, sin embargo, el recurso solar es muy escaso o nulo. Para abastecer esta franja horaria de demanda energética, se recurre al recurso del almacenamiento térmico.

Por lo cual, la estrategia residirá en priorizar las horas centrales del día con buen precio de venta para la producción a través de energía fotovoltaica, y en la medida de lo posible, hacer uso de la energía termosolar para las horas de la franja rentable nocturna inaccesible para la fotovoltaica de forma directa.

Además de este argumento referido a la intermitencia de la energía fotovoltaica, se confirma que es de especial interés hacer uso de esta energía tan pronto como se recibe en el campo solar, debido a que se obtiene energía eléctrica, que puede ser directamente vertida a la red.

Aunque ya se ha tratado el término “excedente” de energía fotovoltaica, la utilización de esta energía no se prioriza, y, por tanto, no se hace uso de ella a no ser que la salida por el alternador alcance su valor máximo, puesto que trasladarla al sistema termosolar supone sufrir una “penalización” y pérdida de energía importante. La conversión de energía eléctrica a térmica está primero ligada al rendimiento (de alrededor del 98%) y posteriormente a la conversión a energía eléctrica al salir del sistema de almacenamiento, regida por la eficiencia térmica (igual a 35,6%):

$$E_{5,FVexc}^t = E_{5,FVexc}^e * \eta$$

$$E_{5,FValm}^e = E_{5,FVexc}^t * \eta_t$$

$$E_{5,FValm}^e = E_{5,FVexc}^e * \eta * \eta_t = E_{5,FVexc}^e * 0,98 * 0,356$$

$$E_{5,FValm}^e = E_{5,FVexc}^e * 0,349$$

De este modo, la penalización total es superior al 65%. Puesto que la alternativa es desperdiciar esta energía, a pesar de esta penalización, se lleva a cabo este uso de la fotovoltaica.

Por último, se muestra en la Figura 3-11, a modo de ejemplo, la curva de demanda energética horaria de un día laborable de julio. Se argumenta en esta el aumento del precio de venta expuesto anteriormente en la banda horaria entre las 19:00 y las 00:00 aproximadamente, donde el recurso solar escasea, llamado como “franja nocturna”. Este comportamiento variará cada mes, y más notablemente con las diferentes estaciones del año.

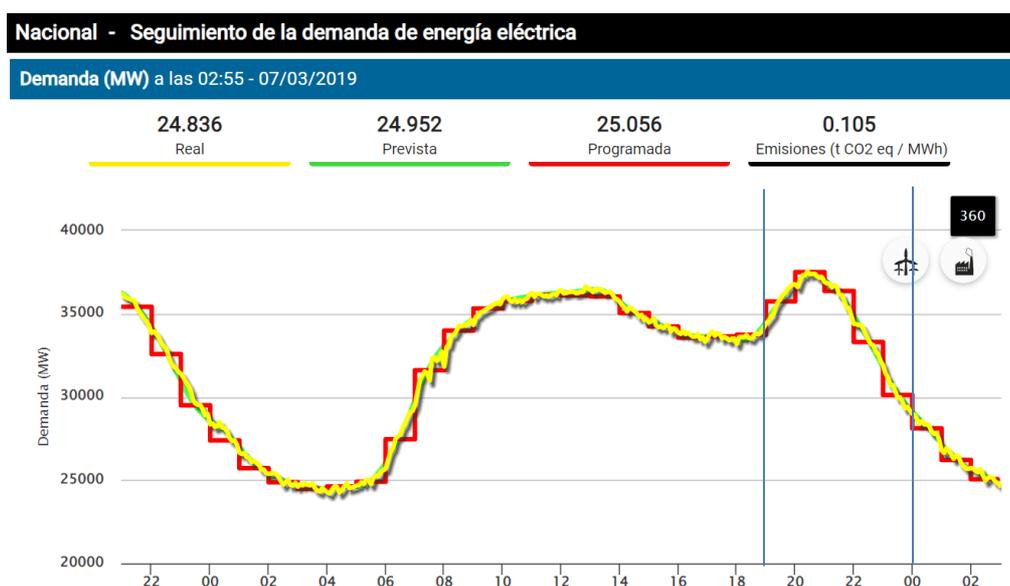


Figura 3-11. Ejemplo de curva de demanda energética diaria en el mes de Julio. (Fuente: REE [24])

Tras explicar y argumentar los criterios para establecer las franjas de carga y descarga en detalle, se presentan en la Tabla 3-11 la recopilación mensual establecida de estas.

Tabla 3-11. Horarios de carga y descarga del sistema de almacenamiento

	FRANJA HORARIA				En.Término a TES (MWt)	Producción CSP (Mwe)
	CARGA		DESCARGA			
	Inicio	Fin	Inicio	Fin		
ENERO	14	16	18	21	9562,2	6933,9
FEBRERO	14	17	19	0	12561,6	8547,5
MARZO	14	17	19	0	17701,5	13981,4
ABRIL	15	18	19	0	18956,3	17049,8
MAYO	15	18	21	2	21609,9	20330,2
JUNIO	17	20	21	3	24583,0	24415,7
JULIO	18	21	20	2	24520,5	26191,0
AGOSTO	16	18	20	2	23457,5	22619,6
SEPT	15	17	19	1	18683,6	16776,3
OCTUBRE	16	18	19	1	10895,5	11316,1
NOV	14	17	19	0	10844,4	7631,4
DIC	14	17	18	22	8722,6	5813,9

Las franjas tanto de carga como de descarga más cortas son aquellas en las que el recurso solar es menor, puesto que menor será la cantidad dirigida al sistema de almacenamiento, y menor el aporte al descargar este. Esto se da para los meses de invierno, en los que se aprecian franjas de cuatro o cinco horas. De forma contraria, para los meses de junio o julio, sobre todo se extienden las franjas de descarga alcanzándose hasta siete horas.

Como se argumentaba en párrafos anteriores, la estrategia tomada se rige por una serie de franjas horarias cambiantes y personalizadas. Sin embargo, como tónica general, se ha decidido almacenar durante periodos no demasiado extensos y en todos los casos superado el medio día, incluido en meses de invierno con menores horas de Sol. Esto se ha establecido discrepando del criterio de despacho que asigna SAM en algunos casos, en las que en determinados meses opta por un almacenamiento más prolongado en el tiempo, y comenzando desde las primeras horas en que hay radiación solar en la mañana.

Puede corroborarse esta afirmación observándose algunos días del mes de julio en el Modelo 3, en el que se produce el proceso de carga durante doce horas (8:00 a 18:00h). Sin embargo, la cantidad cargada por hora no es demasiado abundante. Este hecho no supone un mayor uso del sistema de almacenamiento por parte del Modelo 3 frente al 5 (en realidad, lo contrario), como podrá apreciarse en la tabla resumen de este caso.

En consideración con todo lo anteriormente explicado, se procede entonces a mostrar la tabla comparativa correspondiente al Caso III, caso en que ambas instalaciones conforman una instalación híbrida renovable, y cuya diferencia se sostiene en la gestionabilidad de la energía termosolar que se aplica.

El Modelo 3, ya se estudió en el apartado 3.3.3.1, mientras que el Modelo 5 ha sido obtenido a través de un análisis de sensibilidad mensual desarrollado a través de la herramienta Excel explicado en el presente apartado.

Comparativa:

Tabla 3-12. Caso III: Modelo 3 y Modelo 5

	TERMOSOLAR				FOTOVOLTAICA				ENERGÍA TOTAL A RED (MWe)	PRECIO DE VENTA (€)	
	En.Térm. del Campo Solar (MWt)	En.Térm. CS a TES (carga) (MWt)	En.Térm.TES a red (descarga) (MWt)	En.Térm. total disponible en TES (MWt)	En. Eléct CSP TOTAL a red (MWe)	En. Eléct. FV disponible (MWe)	En. Eléct. PV a CSP (MWe)	En. Térm. PV a CSP (MWt)			En. Eléct. FV TOTAL a red* (Mwe)
Mod. 3	509892,7	151095,7	145327,6	162516,1	179013,9	254451,7	11653,4	11420,4	242798,2	421812,1	20576481,8
Mod. 5	509892,7	202307,9	202470,8	213891,1	181537,3	254451,7	11653,4	11420,4	242798,2	424335,6	20828536,4
				51375,0	2523,4		Desperdicio			2523,4	252054,7
				31,61%	1,41%		1179,3	10,12%		0,60%	1,22%

En primer lugar, aunque significa empezar por los resultados finales, cabe destacar de la Tabla 3-12, cierta similitud en los valores de relevancia del sistema, como son la energía total en red y el precio de venta. Esta conclusión ya se realizaba para el Caso I. Sin embargo, aunque en este Caso III las mejoras son algo más significativas, puede también considerarse tal afirmación.

En cuanto a la energía total a red, a pesar de disponer de un mayor número de horas destinadas a almacenamiento térmico, pasando de 162516 a 213891 MWe, que representa un 31% de energía termosolar procedente del campo solar que pasa a través del sistema de almacenamiento, el aumento se refleja en un 0,60%, lo que significan escasos 2500 MWe. El impacto que este crecimiento tiene sobre el precio de venta total de la producción anual es algo mayor, alcanzando un 1,22% de incremento, traducido a 250.000€.

Tratándose el Modelo 5 de un modelo personalizado para la optimización de la gestionabilidad de la energía aprovechando el uso del sistema de almacenamiento, se aprecia que el porcentaje de desperdicio se reduce notablemente, pasando de un 75% en el Modelo 3, a escaso 10% de la energía fotovoltaica excedente no utilizada.

Para ver lo sucedido con las modificaciones en cuanto a gestionabilidad de la producción, han de apreciarse precisamente las curvas diarias de esta. Se establece que el uso de la fotovoltaica irá focalizado en las horas centrales del día, y se marca así. Esta consideración fue argumentada en el subapartado b) análisis de sensibilidad, desglosando la penalización que supone el paso del excedente al sistema fotovoltaico a termosolar.

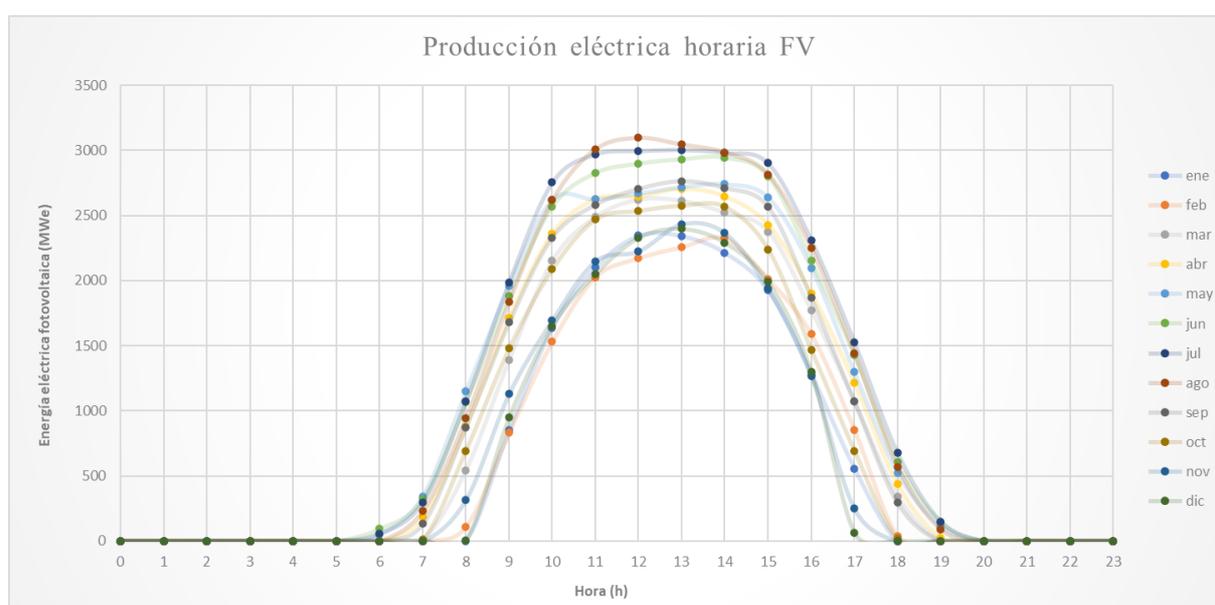


Figura 3-12. Producción FV total

Se aprecia en la Figura 3-12 que la distribución de producción fotovoltaica es bastante uniforme a lo largo de los meses, alcanzando mayores cifras los meses de verano, pero manteniendo una forma de campana en todos ellos, en la que en las horas centrales del día se alcanzan los mayores valores de producción. Durante los meses de invierno la producción fotovoltaica significativa se reduce a alrededor de ocho o nueve horas, mientras que este rango de producción ronda las doce o trece horas concentrado en los meses de verano.

Por este motivo, las curvas que regirán la diferencia y serán de especial interés, serán las que representen la distribución de producción energética proveniente de la termosolar, aunque también, a modo de visión global del sistema, las curvas de producción totales.

En cuanto a las primeras citadas, la intención de la presente comparativa busca un desplazamiento de la curva de producción termosolar de modo que se priorizase la utilización de esta energía en las horas de ausencia de recurso solar, consiguiendo así abarcar un mayor rango de demanda cubierta, y de igual manera, un mayor precio de venta total.

Lo ocurrido puede apreciarse en la Tabla 3-12 de resumen de resultados. Se aprecia un desplazamiento parcial de las curvas de producción en búsqueda del óptimo, y unas mejoras en cuanto a aprovechamiento de energía y mejora del precio de venta que resultan ser muy moderados.

Tras dicho estudio minucioso mes a mes, bajo la variación de las horas de carga y descarga del sistema de almacenamiento, y haciendo especial consulta a la Tabla 3-9 y la Tabla 3-10, los resultados son los que se aprecian en las Figura 3-13 y Figura 3-14. Estos representan la producción eléctrica horaria procedente de termosolar para el Modelo 3 (suma total y media aritmética diaria), y las Figura 3-15 y Figura 3-16 que representan lo propio para los casos del Modelo 5.

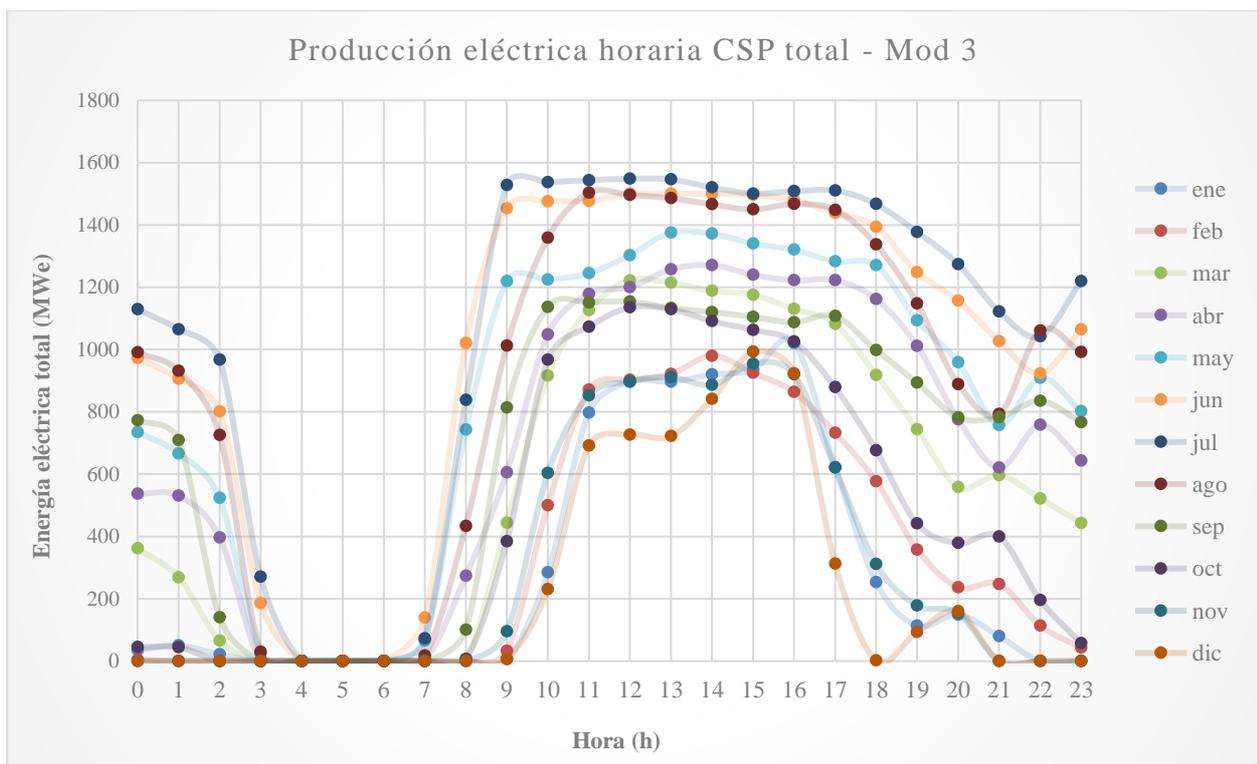


Figura 3-13. Producción eléctrica CSP total - Mod 1

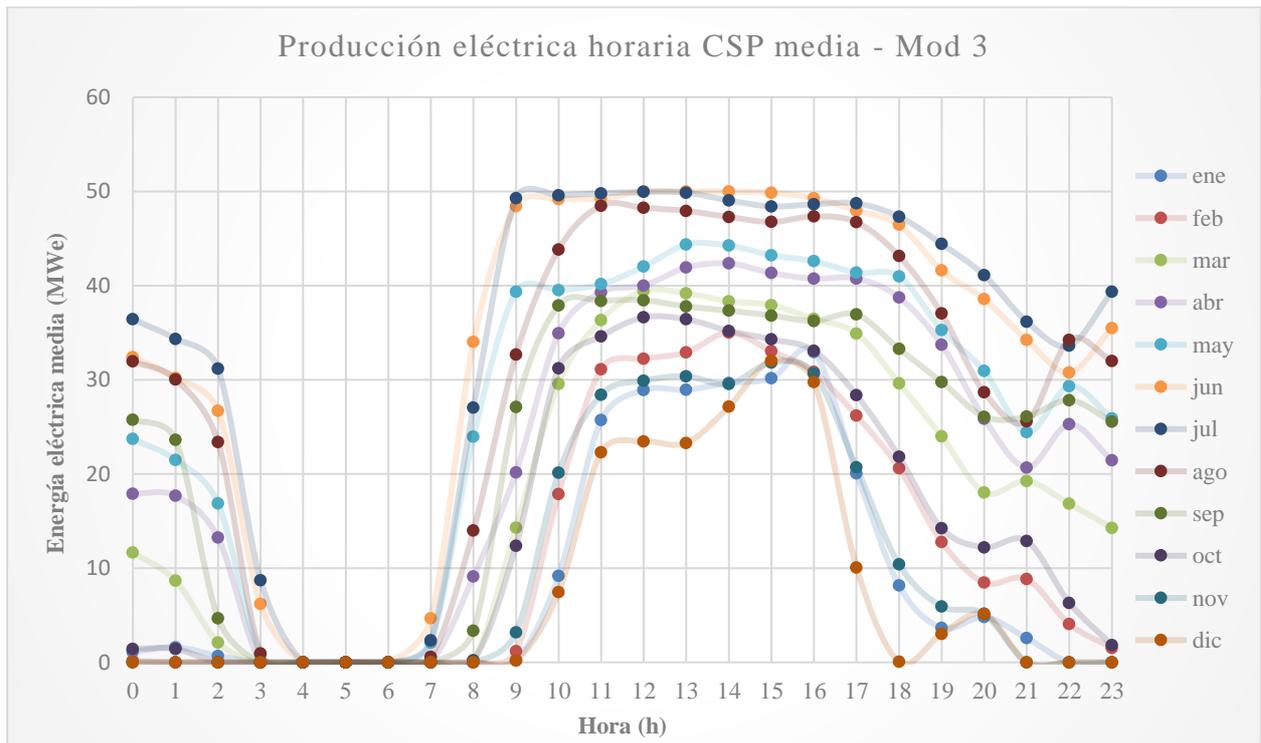


Figura 3-14. Producción eléctrica CSP media diaria - Mod. 3

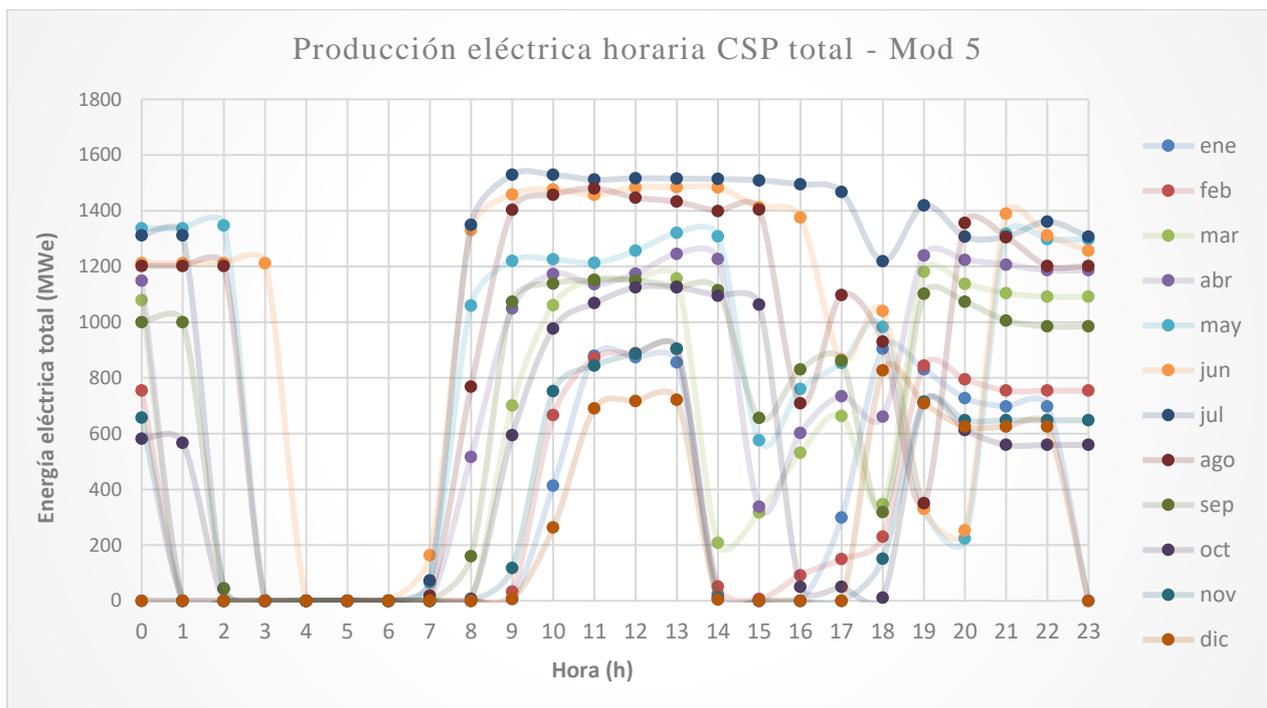


Figura 3-15. Producción eléctrica CSP total - Mod. 5

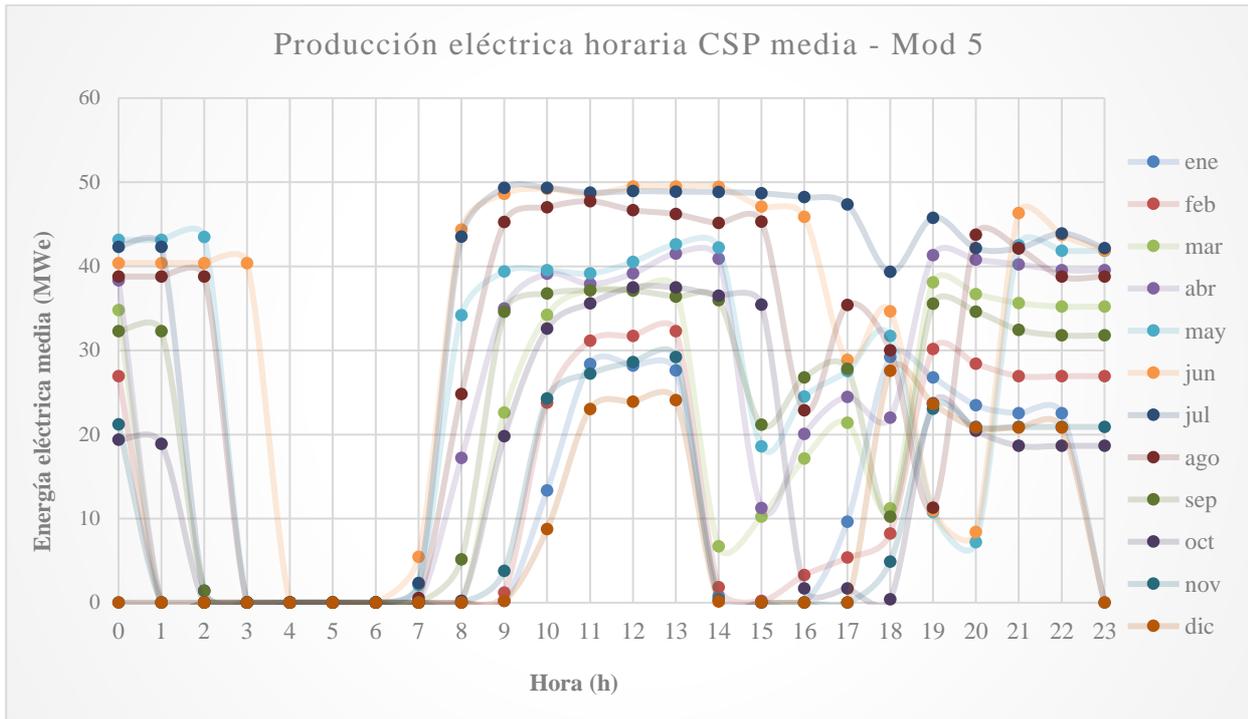


Figura 3-16. Producción eléctrica horaria CSP media diaria - Mod. 5

Las anteriores gráficas han de ser comparadas dos a dos, ya que representan el total de energía producida por hora, y la cantidad media diaria¹. Por este motivo, basta con analizar una pareja de gráficas para explicar las diferencias. Se hablará a partir de ahora de las que representan la demanda diaria media por meses, es decir, las Figura 3-14 y Figura 3-16.

Con carácter general, se aprecia una tendencia similar entre las curvas en las horas centrales del día, momento en que la producción suele alcanzar un valle máximo de producción. En los meses de verano esta producción ronda los 50 MWe, mientras que en los invernales lo hace entorno a los 25-30 MWe. De igual modo, las “horas centrales” se “ensanchan” a medida que se refiere a los meses de la época estival, abarcando desde las 8:00 hasta las 16:00, mientras que en invierno puede tratarse de un rango reducido entre las 10:00 y las 13:00.

Sin embargo, al menos dos diferencias claras pueden avistarse analizando las gráficas.

En primer lugar, resalta la diferencia de distribución en la zona final de las tardes, o principio de las noches, según la época del año. En esta franja horaria entre las 16:00 y las 20:00, la gráfica del Modelo 5 no mantiene el aparente orden que sí sigue el Modelo 3. Esto es debido a la distribución personalizada mes a mes de la que se ha hablado a lo largo de todo el apartado, que principalmente dedica gran parte de esta franja horaria a la carga del sistema de almacenamiento, con lo que reduce drásticamente su producción durante horas. Al no seguir una estructura completamente escalonada en cuanto a las horas de almacenamiento, las líneas de algunos meses se cruzan entre sí, y, aunque la producción solar haya podido ser similar entre meses contiguos como son, por ejemplo, mayo y junio, los precios de coste son diferente hora a hora, por lo que su distribución es distinta, y sus curvas llegan a cruzarse. No puede establecerse una comparación directa con las horas de carga y descarga del Modelo 3 puesto que en este no sigue una periodicidad diaria dentro de cada mes, sin embargo, el argumento anterior se basa en la Tabla 3-11 vista anteriormente.

En segundo lugar, puede apreciarse en el Modelo 3 como la producción en los meses fríos, considerando entre octubre y febrero, decrece bruscamente a partir de las 21:00 o 22:00 de la noche. Aunque reducen su producción, en el Modelo 5, se aprecia que esta bajada no ocurre hasta alrededor de la medianoche. Queda reflejado en valores numéricos también, ya que la producción a partir de la energía termosolar en las franjas de 18:00 a 5:00 en los meses mencionados es alrededor de 5400 MWe en el Modelo 3, llegándose a incrementar en casi cuatro

¹ Resultado de la división del valor total de producción eléctrica entre el número de días de cada mes.

veces para el Modelo 5, en el que se superan los 20000 MWe. En el horario habitual de la población en España, los consumos en invierno siguen teniendo altas cifras de demanda, y estos son habitualmente abastecidos con energías de origen no renovable, hecho que se vería evitado en numerosas horas en el caso del Modelo 5. Esto significa un desplazamiento de la curva de producción termosolar en los meses fríos, a costa de una bajada más pronta en las horas centrales del día, que es capaz de ser cubierta por la producción fotovoltaica.

3.3.4 Resumen de resultados

Se han definido cinco modelos de estudio:

- Modelo 1: Instalación desacoplada donde la planta termosolar (con almacenamiento) y fotovoltaica están aisladas entre sí. No se integra el excedente de la planta fotovoltaica en el sistema de almacenamiento térmico.
- Modelo 2: Instalación desacoplada donde la planta termosolar (con almacenamiento) y fotovoltaica están aisladas entre sí. Debido a restricciones de REE en el vertido de la energía fotovoltaica, en este modelo la producción fotovoltaica horaria está limitada al 50%.
- Modelo 3: Instalación híbrida (acoplada) en la que el excedente de energía fotovoltaica se introduce en el sistema de almacenamiento.
- Modelo 4: Instalación híbrida (acoplada) en la que el excedente de energía fotovoltaica se introduce en el sistema de almacenamiento. Debido a restricciones de REE en el vertido de la energía fotovoltaica, en este modelo la producción fotovoltaica horaria está limitada al 50%.
- Modelo 5: Instalación híbrida (acoplada) en la que el excedente de energía fotovoltaica se introduce en el sistema de almacenamiento. Modelo de cálculo personalizado para la optimización de la instalación conjunta.

Los anteriores modelos han sido comparados en los tres siguientes casos descritos:

- Caso I: Comparativa entre la planta termosolar y fotovoltaica desacopladas (Modelo 1) y la análoga con el excedente fotovoltaico integrado en el almacenamiento térmico (Modelo 3).
- Caso II: Comparativa entre la planta termosolar y fotovoltaica desacopladas con limitación en vertido del 50% (Modelo 2) y la planta análoga con el excedente fotovoltaico integrado en el almacenamiento térmico (Modelo 4).
- Caso III: Comparativa entre el Modelo 3 y una planta diseñada con una estrategia de carga y descarga del almacenamiento optimizada conjuntamente (Modelo 5).

Aunque en el apartado anterior se han redactado multitud de resultados intermedios y finales, e incluso algunas reflexiones derivadas de estos, es necesario sintetizar el estudio realizado.

En primer lugar, se incluye la Tabla 3-13 con el fin de mostrar una visual completa de los valores más relevantes del análisis. Se trata de una tabla resumen que sigue la estructura utilizada en todos los apartados correspondientes al análisis comparativo. Se incluyen la producción total termosolar y fotovoltaica, junto con la energía térmica total en el sistema de almacenamiento, y la energía disponible y aprovechada excedente fotovoltaica. Se incluyen, por último, la energía a red y precio de venta total.

Tabla 3-13. Resumen de resultados de los modelos de todos los modelos de cálculo

	TERMOSOLAR		FOTOVOLTAICA				ENERGÍA TOTAL A RED (MWe)	PRECIO DE VENTA (€)
	En.Térm. total en TES (MWt)	En. Eléct CSP TOTAL a red (MWe)	En. Térm. disponible PV a CSP (MWt)	Desperdicio (MWe)	Aprovecham. del excedente (%)	En. Eléct. FV TOTAL a red* (Mwe)		
Mod. 1	151095,7	178001,4	0,0	11653,4	0,0	242798,2	420799,7	20526228,7
Mod. 2	151095,7	178001,4	0,0	94822,4	0,0	159629,3	337630,7	16444287,6
Mod. 3	162516,1	179013,9	11420,4	8576,4	24,9	242798,2	421812,1	20576481,8
Mod. 3 extremo	162516,1	182067,1	11420,4	0,0	100,0	242798,2	424865,3	20714102,9
Mod. 4	244021,7	187460,4	92925,9	66355,7	28,6	159629,3	347089,7	16916510,0
Mod. 4 extremo	244021,7	211083,0	92925,9	0,0	100,0	159629,3	370712,4	17972989,4
Mod. 5	213891,1	181537,3	11420,4	1155,7	89,9	242798,2	424335,6	20828536,4

En la Tabla 3-13, se muestran los datos de los cinco modelos (más dos llevados a una situación extrema). En el Modelo 5, donde se ha diseñado una estrategia conjunta de operación de la planta CSP y PV, se obtienen las mejores cifras en términos de precio de venta obtenido, criterio seguido durante la realización del estudio.

A partir de los datos de la Tabla 3-13 se puede analizar la comparativa completa de los Casos I y II. En estos casos en la hibridación se ha considerado el espacio disponible que existe en tanques tras optimizar la operación de la CSP a modo individual.

Caso I y II

En las dos primeras comparativas, se ponía de manifiesto la necesidad de estudiar las estrategias operativas de forma conjunta, ya que las cifras de desperdicio del excedente fotovoltaico eran notables, lo que supone una gran ineficiencia para el sistema.

Por otro lado, se acentúa la importancia de la existencia del sistema de almacenamiento a la hora de considerar una hibridación renovable de tales características. A pesar de tratarse de instalaciones diseñadas con una estrategia desacoplada, al crecer la producción fotovoltaica, aumenta almacenamiento térmico utilizado, y con ello la producción. Además, aunque no se trata de un resultado propiamente, se reafirma gracias a los Modelos 2 y 4, que el peso que cobra la producción termosolar es mayor al restringirse la producción fotovoltaica. Sin embargo, también se aprecia que no es posible hacer uso de todo el excedente fotovoltaico en los tanques de almacenamiento, ya que estos se encuentran llenos en muchos de los casos.

También es de destacar la visión que aportan los modelos hipotéticos considerados “extremo”, escenarios en los que se ha considerado el uso de todo el excedente, dando lugar a cifras de producción de energía termosolar e incrementos de los valores totales de venta anual relevantes en comparación con los modelos originales. Esto reafirma la necesidad de establecer una estrategia operativa conjunta durante el diseño.

En línea con la apreciación de la mejora de los resultados ante el aprovechamiento de la energía fotovoltaica excedente, se concluye la importancia de un sistema de almacenamiento adecuado y bien dimensionado, de manera que la cantidad disponible de energía para almacenar no se vea restringida por la capacidad de los tanques.

Caso III

De igual manera, a partir de la Tabla 3-13 se puede analizar la comparativa del Caso III.

Se ha de decir que se consiguen una serie de mejoras que se catalogan como “de bajo impacto”, y es que el grado de mejora en términos de producción eléctrica y precio de venta anuales ronda el 1% respecto al Modelo 3

análogo cuya estrategia operativa es desacoplada, e incluso llevada a cabo a través de dos softwares diferentes.

En segundo lugar, destaca en esta comparativa algunos de los resultados del modelo personalizado, Modelo 5. Aunque la estrategia de gestionabilidad se ha basado en optimización del precio de venta, el verdadero reto ha sido el uso adecuado del sistema de almacenamiento, de forma que los periodos de cargas y descargas dieran lugar a la producción en las horas más beneficiosas. Sin embargo, la capacidad de los tanques ha supuesto de nuevo una limitación en forma de periodos cortos de carga, y, por consiguiente, menor capacidad de abastecimiento a red a través de descargas de la energía almacenada.

Además, cabe mencionar los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad llevado a cabo en el Caso III. Se adelantaba que la lógica llevaba a pensar que un desplazamiento de la curva de producción termosolar conseguiría mejorar la producción total, al evitar solaparse con la curva fotovoltaica “fijada” en las horas centrales del día. Esta afirmación, sin embargo, aunque no puede llegar a desmentirse por completo, tampoco es cierta en todos los casos según los resultados obtenidos.

Se observan diferentes comportamientos según la época del año. En los meses de invierno (o considerados como fríos), la estrategia seguida por SAM en el Modelo 3 prioriza el solape de las curvas de producción termosolar y fotovoltaica, asegurando cubrir la demanda en horas del día donde esta crece con importancia, aunque, “descuidando” horas nocturnas previas a la medianoche. En el Modelo 5 personalizado, este criterio no ha sido considerado así, y se aprecia un desplazamiento importante de la curva, cubriendo un mayor rango de horas la demanda nocturna, a costa de “confiar” la producción diurna prácticamente a la producción fotovoltaica.

El desplazamiento realizado es significativo, y las mejoras en términos de producción son leves. Un ejemplo de desplazamiento en los meses invernales se puede apreciar con el caso del mes de enero en las Figura 3-17 y Figura 3-18.

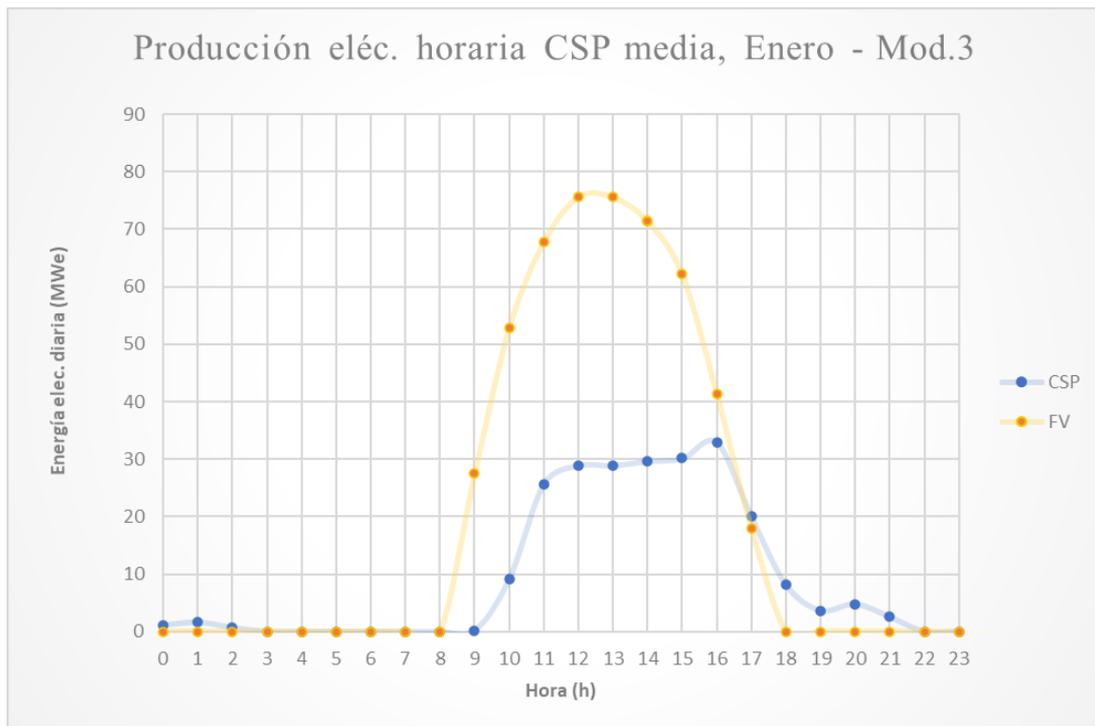


Figura 3-17. Producción eléctrica horaria. Enero- Mod.1

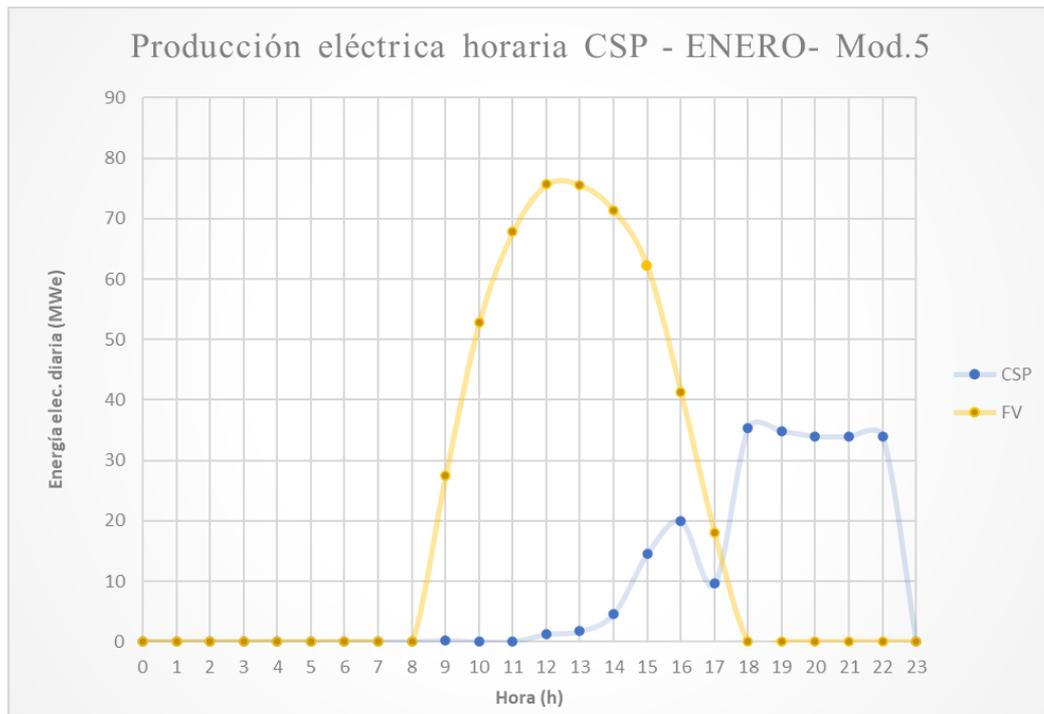


Figura 3-18. Producción eléctrica. Enero - Mod.2

Sin embargo, los resultados obtenidos en los meses de verano a partir del análisis de sensibilidad no reflejan la diferencia que mostraban los meses fríos, dándose un desplazamiento de la curva de producción más moderado. Se debe principalmente a que el diseño en SAM del Modelo 3 en estos meses, sí optimiza en base a un desplazamiento hacia las horas alrededor de la media noche. Sin embargo, sí cabía esperar que aprovechando el mayor recurso solar los meses de verano, podía abastecerse durante toda la noche, o aproximarse a las 24 horas de funcionamiento continuo de la planta de forma rentable. Esto se descarta al ver los resultados del ejemplo de la Figura 3-19 para el mes de julio.

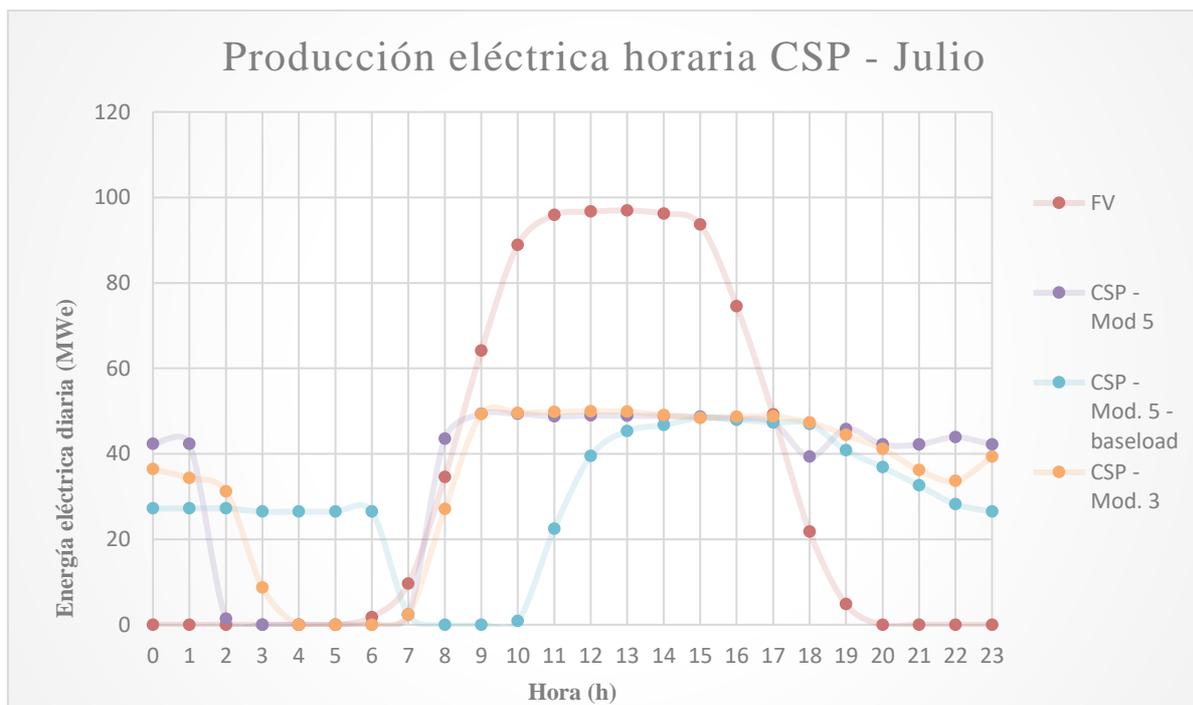


Figura 3-19. Comparativa de producción eléctrica CSP - Julio

Junto con la curva de producción fotovoltaica, se unen esta vez en una sola imagen, Figura 3-19, la curva modelada en el Modelo 5, el hipotético caso de “baseload”, es decir, aquel en que se prioriza la producción 24/7 a través del desplazamiento total de la curva, y, por último, la curva de referencia del Modelo 3.

Se aprecia que las curvas en los casos de los Modelos 3 y 5 no difieren en gran medida, mientras que la curva de baseload alcanza valores lejanos a los de producción nominal, durante un tiempo prolongado. La elección de la franja horaria del Modelo 5 se ha tomado en función de los resultados totales mostrados en la Tabla 3-14.

Tabla 3-14. Caso III – Parámetros clave totales - Julio

	Producción eléctrica CSP (MWe)	Precio de venta (€)
Modelo 3	25584,9	2781523
Modelo 5	25898,1	2793826
Modelo 5 baseload	21705,0	2547690

4 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha buscado analizar el efecto de hibridar las dos principales tecnologías renovables que utilizan el recurso solar para llegar a una solución plenamente gestionable. Para ello se analiza la introducción del excedente de fotovoltaica en el sistema de almacenamiento en sales de la planta cilindroparabólica. Este estudio se ha llevado a cabo en configuraciones desacopladas con y sin limitación en punto de vertido. También se ha analizado el impacto de una estrategia de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento de forma integrada.

Los estudios se han realizado a través de simulaciones en softwares comerciales (SAM y PVSyst), junto con el diseño y utilización de hojas de cálculo programadas para la optimización de las estrategias.

De los estudios llevados a cabo se sacan las siguientes conclusiones:

1. En primer lugar, se concluyen una serie de resultados a cerca de la temática principal del proyecto, el proceso comparativo entre los distintos modelos de instalaciones de producción eléctrica. Al respecto de estas puede decirse:
 - a. Los Casos I y II muestran una mejora leve, pero potencialmente superior por contar con un diseño desacoplado durante la estrategia operativa. A razón de hibridar las plantas (Modelo 2 y Modelo 4), se obtienen mejoras moderadas en el aprovechamiento de la producción eléctrica y el precio de venta. Los “modelos extremos” estudiados abren el camino a pensar en la idea del diseño operativo conjunto de las plantas termosolar y fotovoltaica y muestran mejoras mayores
 - b. El Caso III, que presenta la comparación del Modelo 3 frente al Modelo 5, diseñado este último bajo una estrategia operativa conjunta, otorga conclusiones de otra naturaleza:
 - El modelo optimizado en SAM (Modelo 3) cuenta con un ajuste diario de la gestionabilidad del recurso solar y el sistema de almacenamiento. A pesar de esto, el diseño de ambas plantas se encuentra desacoplado, y este ajuste sólo compensa en cierto modo las mejoras conseguidas en el Modelo 5, lo que provoca una diferencia importante entre ambos modelos. De ahí que se obtenga la solución óptima.
 - Aun así, hay motivos para pensar que el margen de mejora podría ser mayor, y es el tamaño de la planta termosolar en el caso estudiado. Debido a que el excedente de energía fotovoltaica (responsable de aportar la diferencia en cuanto a la hibridación de las plantas) es pequeño en proporción a la producción nominal total, aunque el aprovechamiento de este sea óptimo, el crecimiento de parámetros como la producción o el precio de venta están limitados. En el caso de analizar una situación donde el vertido fotovoltaico a red estuviese restringido por la REE, como en el Modelo 4, cabría esperar unos mayores porcentajes de mejora.

Además, el tratarse de una instalación escogida en la que la instalación termosolar supone un tercio de la producción nominal total (50 de 150 MWe), la repercusión directa de mejoras en la planta termosolar, verán su impacto también restringido sobre las cifras totales.

Sobre esta última conclusión, cabe citar la ya mencionada planta Solgest [20], cuya configuración la conforman una planta termosolar de 110 MWe y una fotovoltaica de 40 MWe. De esta forma, la energía dependiente de la instalación termosolar es mucho más significativa, y la optimización termosolar cobra mayor peso.

- Respecto la estrategia de gestionabilidad del almacenamiento térmico, también es de interés reflexionar para afirmar que guarda una estrecha relación con las exigencias del mercado, y las curvas de demanda y prioridades de este.

En el caso de este proyecto, se ha establecido una variable de optimización, o criterio de decisión para el análisis de sensibilidad, basado en la mejora del precio de venta de la energía eléctrica total, independiente de las horas de producción termosolar, fotovoltaica o total. En base a esto, se ha planteado la estrategia en busca de maximizar dicho parámetro. Este es el criterio habitual, pero son muchos los entornos en los que se quiere, por ejemplo, caminar hacia la independencia sostenible o la autosuficiencia energética, en la que se requiere de una producción continua durante todo el año. Existen otros casos que podrían modificar los criterios de gestionabilidad de la energía, y, por tanto, los resultados obtenidos.

Por tanto, el mencionado desplazamiento de las curvas de producción termosolar solo cobrará

sentido en aquellos casos que suponga una optimización del precio de venta.

Los modelos estudiados concluyen que la mejor situación se da con ambas plantas hibridadas siguiendo un criterio de gestionabilidad conjunto en la carga y descarga del almacenamiento. Este criterio viene comandado por el precio de venta, de ahí que el Modelo 5, a pesar de tener una producción menor que el Modelo 3-extremo, presente un mejor valor de venta anual. La estrategia de venta prevalece frente a producción.

2. Como otra conclusión general, ha de considerarse que, aunque los porcentajes de mejora en las tres comparativas no son excesivamente elevados, se tratan de cifras anuales. Para proyectos de esta tipología con una vida útil alrededor de 25 o 30 años, los beneficios obtenidos pueden cobrar mayor relevancia.

No se ha de olvidar que se ha tratado una parte del presupuesto del proyecto menor, puesto que los costes de construcción, material o mantenimiento no están siendo considerados, y atenuarían aún más las cifras globales porcentuales de mejora. Aun así, y relacionado con la reflexión inmediatamente anterior, las cifras de los costes y beneficios totales sí adquirirían el orden de magnitud de los costes de inversión inicial citados, pero ya que el análisis se ha realizado para la posible mejora durante la evolución de un año de operación, esta información no se ha considerado.

3. En tercer lugar, cabría mencionar la relevancia de la naturaleza del recurso renovable utilizado para la generación eléctrica. En el caso de este proyecto, se ha escogido estudiar el caso de hibridación renovable en que ambas tecnologías están basadas en el recurso solar.

Este factor condiciona enormemente las curvas de producción, que, por lo general, aunque obteniendo la energía de forma distinta, coinciden en el tiempo, el valor, y se ven mermadas ante la ausencia de recurso por condiciones meteorológicas adversas, o por las horas nocturnas. Actualmente el concepto de hibridación se antoja muy interesante para el aprovechamiento de instalaciones en mayor desuso, la integración de tecnologías entre sí, y por supuesto, la producción optimizada de energía eléctrica, pero la combinación de instalaciones dependientes de recursos distintos está prosperando a mayor velocidad.

4. Para cerrar el apartado de conclusiones, conviene además aportar una posible solución para la mejora de resultados en base a todo lo anteriormente analizado.

Una solución aparentemente clara a la vista de los resultados recogidos y mencionados en el apartado de *Resumen de resultados* es la de instalar una segunda pareja de tanques de almacenamiento. Tras realizar numerosos estudios, se puede considerar que ampliar la capacidad de almacenamiento térmico otorgaría una flexibilidad mucho mayor al sistema. Para los casos en que el control del sistema de almacenamiento térmico se ha mantenido impuesto de la simulación del software SAM, la cantidad de energía disponible para almacenamiento que por falta de capacidad de almacenamiento suficiente queda inutilizada, es alta. Para el caso del Modelo 5, esta cantidad de energía es menor, y, sin embargo, la ampliación de la capacidad de almacenamiento térmico también supondría una mejora evidente, ya que permitiría dar protagonismo a la generación termosolar en los momentos más convenientes, priorizando horas de carga y descarga durante periodos más prolongados.

REFERENCIAS

- [1] PROTERMOSOLAR, “Qué es, tipos de plantas, beneficios – PROTERMOSOLAR.” <https://www.protermosolar.com/la-energia-termsolar/que-es-tipos-de-plantas-beneficios/> (accessed Feb. 27, 2022).
- [2] “Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible.” <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accessed May 22, 2022).
- [3] “<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>.”
- [4] California Energy Commission, “SEGS III – VII - Kramer Junction | California Energy Commission.” <https://www.energy.ca.gov/powerplant/cogeneration/segs-iii-vii-kramer-junction> (accessed Feb. 14, 2022).
- [5] Sitiosolar.com, “Historia de la energía solar térmica | sitiosolar,” 2013. <http://www.sitiosolar.com/historia-de-la-energia-solar-termica-parte-i/> (accessed Feb. 27, 2022).
- [6] PROTERMOSOLAR, “Mapa de proyectos en España – PROTERMOSOLAR.” <https://www.protermosolar.com/proyectos-termsolares/mapa-de-proyectos-en-espana/> (accessed Feb. 27, 2022).
- [7] Grupo Red Eléctrica, “REData - Potencia instalada | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada> (accessed Feb. 14, 2022).
- [8] “Estadísticas de Capacidad Renovable 2021.” <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021-ES> (accessed May 22, 2022).
- [9] “Guía de introducción del System Advisor Model (SAM) BORRADOR 2 Contenido”.
- [10] Ferrostaal, “Andasol 3: Electricidad sostenible del sol, España | Ferrostaal.” <https://www.ferrostaal.com/es/referencias-ferrostaal/andasol-3-europes-biggest-solar-power-plant/> (accessed Feb. 21, 2022).
- [11] “HITEC ® Heat Transfer Salt”.
- [12] “Andasol 3 | Concentrating Solar Power Projects | NREL.” <https://solarpaces.nrel.gov/project/andasol-3> (accessed Aug. 07, 2022).
- [13] Marquesado Solar, “Planta Andasol 3 - Marquesado Solar.” <https://marquesadosolar.com/es/planta-andasol-3/> (accessed Feb. 16, 2022).
- [14] “Comparativa de costes de las energías renovables.” <http://energia.renovetec.com/energias-renovables/294-comparativa-de-costes-de-las-energias-renovables> (accessed Aug. 08, 2022).
- [15] “ÍNDICE 05 ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO RELATIVO A HIBRIDACIÓN 07 ANEXO: NOTAS FINAL DEL DOCUMENTO”.
- [16] Núm, “BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO”.
- [17] “PVsyst – Lógica fotovoltaica.” <https://www.pvsyst.com/> (accessed Aug. 28, 2022).
- [18] “GUILLENA - GUILLENA DE 100MW - Anasol.” <https://ansasol.com/portfolio-items/guillena> (accessed Jun. 18, 2022).
- [19] “Fotovoltaica - El Gobierno autoriza la instalación en Sevilla de un megaparque solar fotovoltaico de 110 megavatios - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.” <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-gobierno-autoriza-la-instalacion-en-sevilla-20170426> (accessed Jun. 18,

2022).

- [20] “SENER lanza Solgest-1, primera planta solar híbrida de España.” <https://www.energy.sener.es/notas-prensa/sener-lanza-solgest-1-la-primer-planta-hibrida-de-termsolar-con-almacenamiento-y-fotovoltaica-de-espana> (accessed Aug. 08, 2022).
- [21] “Precio horario del mercado diario | OMIE.” <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price?scope=daily&date=2021-01-04> (accessed May 18, 2022).
- [22] “Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy | Department of Energy.” <https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy> (accessed Aug. 28, 2022).
- [23] “CÓMO DERROTAR LA CURVA DEL PATO in Solar Power Generation | Wattco.” <https://www.wattco.com/es/2020/12/derrotar-curva-pato/> (accessed Jul. 10, 2022).
- [24] “Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2.” <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/acumulada/2022-5-29> (accessed May 29, 2022).

GLOSARIO

CSP: Central térmica solar

$E_{i,max,FV_{alm}}^e$: Energía eléctrica almacenada máxima procedente de fotovoltaica

$E_{i,max,FV_{exc}}^t$: Energía térmica excedente máxima procedente de fotovoltaica

E_{HT_i} : Energía térmica del tanque caliente de almacenamiento

$E_{TES,in}$: Energía entrante al sistema de almacenamiento

$E_{TES,out}$: Energía saliente del sistema de almacenamiento

$E_{Thermal\ cap}$: Capacidad térmica de almacenamiento horario

FV: Fotovoltaica

HT = Tanque Caliente

M_{HT} = Masa de sales en el tanque caliente de almacenamiento

η_t : Rendimiento térmico

ρ_{sales} : Densidad de las sales térmicas

TES: Thermal Energy Storage

V_{HT} : Volumen de sales en el tanque caliente de almacenamiento

$V_{HT,MAX}$: Volumen máximo en el tanque caliente de almacenamiento

OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía

REE: Red Eléctrica Española

SAM: System Advisor Model