

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía. Mención de energías
renovables.

Hibridación de una central solar de torre con tecnología fotovoltaica

Autor: Juan Manuel Martín Cobo

Tutora: Cristina Prieto Ríos



Dpto. Termotecnia
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Hibridación de una central solar de torre con tecnología fotovoltaica

Autor:

Juan Manuel Martín Cobo

Tutora:

Cristina Prieto Ríos

Profesora Ayudante Doctor

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

Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Carrera: Hibridación de una central solar de torre con tecnología fotovoltaica

Autor: Juan Manuel Martín Cobo

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, 2021

El Secretario del Tribunal

AGRADECIMIENTOS

A mi familia y compañeros de clase por apoyarme en todo momento durante mi transcurso por la Escuela Técnica Superior de Ingeniería.

A mis profesores y en especial a Cristina Prieto e Isidoro Lillo por enseñarme las bases que han permitido el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado.

RESUMEN

Hasta este momento, el estado del arte ha mostrado los beneficios de hibridar CSP y PV para una planta de generación base o *Baseload*, cuyo perfil de generación es 24/7. Este proyecto trata de analizar y comprobar como la hibridación de centrales solares de captación junto con la tecnología fotovoltaica actual es viable para poder generar energía eléctrica en el caso de un perfil de descarga de planta *Peaker* con un coste menor que si solo operara la planta solar sin apoyo de la fotovoltaica.

Para ello comenzaremos explicando en que consiste cada tecnología y sus parámetros fundamentales de diseño. También nos apoyaremos en diversos estudios científicos que validan el presente proyecto y que nos servirán de referencia para el desarrollo del mismo. Continuaremos con la simulación de una planta ficticia de tecnología híbrida y analizaremos su comportamiento, así como su factor de capacidad y el LCOE obtenido.

Con todo ello demostraremos si la hibridación hoy en día es una solución viable y bastante interesante para darles una segunda vida a aquellas centrales solares que deseen reducir su LCOE. Diversos proyectos a escala internacional ya emplean este tipo de tecnología para reducir sus costes y aumentar las horas de producción anuales.

ABSTRACT

This project aims to analyze and check how hybridized solar thermal energy with actual photovoltaic technology is feasible to produce electric energy in a peaker plant with a lower energy costs than solar thermal central operating without photovoltaic.

We will begin introducing both technologies and explaining their design parameters. Also, we will support on various scientific studies which validates this project and that will serve as a reference to us for its development. We will continue with a fictional hybrid plant simulation and then, we will analyze its behaviour as well as its capacity factor and its LCOE.

With all of that we will demonstrate if hybridization nowadays is a feasible and a very interesting solution to give a second life to all of those solar centrals which want to reduce their LCOE. Many international projects use this kind of technology in order to reduce costs and grow their annual production hours.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT	X
ÍNDICE XI	
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
NOTACIÓN.....	XV
1. Objetivo del proyecto	11
2. Descripción de la tecnología.....	12
2.1. <i>Central solar</i>	12
2.2. Disco Stirling	12
2.3. Concentradores cilindroparabólicos.....	13
2.4. Concentradores lineales tipo Fresnel	15
2.5. Sistema de torre central	15
2.5.1. Campo de heliostatos.....	16
2.5.2. Receptor	17
2.5.3. <i>Heat Transfer Fluid</i> (HTF)	19
2.5.4. Tanques de almacenamiento (TES)	21
2.5.5. Bloque de potencia	25
2.5.6. Condensador	27
3. <i>Instalación fotovoltaica</i>	28
3.1. <i>Introducción</i>	28
3.2. <i>Principio de funcionamiento</i>	28
3.3. <i>Marco normativo</i>	29
3.3.2. <i>RD 413/2014</i>	29
3.3.3. <i>RD 1955/2000</i>	30
3.3.4. <i>RD 661/2007</i>	31
3.3.5. <i>Instrucción del 21 de enero de 2004 (sin validez legal)</i>	31
3.4. <i>Panel fotovoltaico</i>	32
3.5. <i>Inversor</i>	36
3.5.1. <i>Derating</i>	37
3.5.2. <i>Datasheet de un inversor</i>	38
3.6. <i>Protecciones</i>	39
3.7. <i>Monitorización y alarmas</i>	40
3.8. <i>Telecontrol</i>	41
3.9. <i>Otros aspectos a tener en cuenta</i>	41
4. Central solar híbrida	42
4.1. <i>Plantas CSP híbridadas con PV</i>	42

5.	PROYECTOS SOBRE LA HIBRIDACIÓN CSP-PV	43
5.1.	ASSESSING THE PERFORMANCE OF HYBRID CSP+PV PLANTS IN NORTHERN CHILE [A. R. STARKE, J. M. CARDEMIL, R. A. ESCOBAR Y S. C. , 21 SEPTIEMBRE 2016] [20]	44
5.1.1.	Introducción	44
5.1.2.	Recurso solar en Chile	45
5.1.3.	Descripción del sistema.....	46
5.1.4.	Metodología	46
5.1.5.	Aspecto económico	47
5.1.6.	Resultados e interpretación	47
5.1.7.	Análisis paramétrico	49
5.1.8.	Optimización del LCOE	49
5.1.9.	Solución óptima para CSP, PV e hibridación	51
5.1.10.	Análisis escala.....	52
5.1.11.	Conclusiones.....	53
5.2.	OPTIMAL DESIGN OF A HYBRID PV-CSP PLANT FOR ACHIEVING THE FULL DISPATCHABILITY OF SOLAR ENERGY POWER PLANTS. [MARIO PETROLLESE Y DANIELE COCCO, 3 SEPTIEMBRE 2016] [19]	53
5.2.1.	Introducción	53
5.2.2.	Configuración CSP-PV	54
5.2.3.	Modelado y simulación	54
5.2.3.1.	Recurso solar	55
5.2.3.2.	Campo fotovoltaico PV	55
5.2.3.3.	Banco de baterías	55
5.2.3.4.	Modelado planta CSP	56
5.2.4.	Levelized Cost Of Energy	56
5.2.5.	Resultados	57
5.2.6.	Conclusiones.....	60
6.	<i>Caso de estudio</i>	61
6.1.	<i>System Advisor Model (SAM)</i>	62
6.2.	Planta de receptor central con sales fundidas.....	62
6.3.	Variables entrada planta CRS.....	63
6.4.	Resultados simulación planta CRS	66
6.5.	Planta fotovoltaica	68
6.6.	Variables entrada planta PV.....	68
6.7.	Resultados simulación planta PV	71
6.8.	Simulación planta CRS-PV híbrida.....	71
7.	<i>Conclusiones</i>	77
	REFERENCIAS	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Disco solar Stirling EURODISH [1].....	12
Ilustración 2. Colector cilindroparabólico en operación [2]	13
Ilustración 3. Junta rotativa (Izquierda) y grafito lubricante (Derecha) [3]	14
Ilustración 4. Esquema de un sistema de ullage en una central CCP [4]	14
Ilustración 5. Instalación Fresnel de 5 MWe (Kimberlina, CA) [5]	15
Ilustración 6. Heliostato desenfocado [6]	16
Ilustración 7. Configuración de campo polar [6].....	17
Ilustración 8. Configuración campo circundante [6].....	17
Ilustración 9. Clasificación de los distintos absorbedores [6]	18
Ilustración 10. Captador tubular vs. volumétrico [6]	18
Ilustración 11. Torre de la planta Cerro Dominador en funcionamiento (Chile) [6].....	19
Ilustración 12. Rango de temperaturas de algunos HTF [6].....	20
Ilustración 13. Densidad de las sales en función de la temperatura [7].....	21
Ilustración 14. Viscosidad de las sales en función de la temperatura [7].....	21
Ilustración 15. Almacenamiento directo e indirecto [8]	22
Ilustración 16. Calentador de inmersión [8]	23
Ilustración 17. Esquema CCP Baseload [9].....	23
Ilustración 18. CSP Delayed Load [9].....	24
Ilustración 19. Central CSP Peaker [9].....	25
Ilustración 20. Ciclo Rankine con vapor sobrecalentado [6].....	25
Ilustración 21. Ciclo Rankine supercrítico [6].....	26
Ilustración 22. Ciclo Brayton abierto [6]	26
Ilustración 23. Ciclo Brayton cerrado [6]	27
Ilustración 24. Esquema funcionamiento de un aerocondensador [6].....	28
Ilustración 25. Panel monocristalino JA SOLAR de 380Wp [11].....	29
Ilustración 26. Estimación de producción mensual en función del emplazamiento [12].....	30
Ilustración 27. Curva característica panel PV [14]	33
Ilustración 28. Curvas PV en función de la irradiancia [14]	34
Ilustración 29. Influencia de la temperatura en la potencia de salida [14]	35
Ilustración 30. Esquema de funcionamiento de un inversor [15].....	36
Ilustración 31. Curva de derating de un inversor [14]	37
Ilustración 32. Características inversor CHINT POWER 3,125 MVA [16]	38
Ilustración 33. Esquema unifilar de una instalación PV de conexión a red [17]	40
Ilustración 34. Esquema de una CSP con PV para cargar TES [18].....	43
Ilustración 35. Esquema de planta CSP-PV con baterías BESS [19].....	43
Ilustración 36. Demanda de potencia en los sistemas SIC y SING [20]	45
Ilustración 37. Cálculo del LCOE [20]	47
Ilustración 38. Parámetros económicos para planta CCP y CRS [20]	47
Ilustración 39. Curva de energía para una configuración Baseload y Peaker [20]	48
Ilustración 40. Variación del LCOE y el factor capacidad en función del TES (h), PRpv y MS [20]	49
Ilustración 41. Variación del LCOE en función del precio de la PV (US\$/Wdc) y el ratio PV instalado [20]	50
Ilustración 42. Variación del múltiplo solar al aumentar el ratio PV y las horas de almacenamiento [20]	51

Ilustración 43. Variación del LCOE y el factor capacidad en función del PRpv y el precio de la PV (US\$/Wdc) [20]	51
Ilustración 44. Tabla resultados de ambas plantas por separado e hibridadas [20]	52
Ilustración 45. Función de distribución acumulativa de la energía producida por las plantas [20]	52
Ilustración 46. Recurso solar disponible en ambos emplazamientos [19].....	55
Ilustración 47. Parámetros principales de una CSP [19]	56
Ilustración 48. Curva de potencia de la CSP y PV [19]	56
Ilustración 49. Costes estimados de CSP y PV [19]	57
Ilustración 50. Producción eléctrica y térmica de ambas plantas (Sam y Matlab) [19].....	57
Ilustración 51. Punto óptimo de hibridación para ambas plantas [19]	58
Ilustración 52. Variación de ciertos parámetros con la duración de la demanda [19]	58
Ilustración 53. Porcentaje de energía suministrada por cada fuente [19]	59
Ilustración 54. Porcentaje de curtailment en la PV en función de la duración de la demanda [19]	59
Ilustración 55. Fracción de demanda no cubierta en función de las horas de demanda [19]	60
Ilustración 56. Implementación del esquema tarifario en SAM	61
Ilustración 57. Esquema de descarga de planta peaker [20] Error! Bookmark not defined.	
Ilustración 58. Distintos modelos para planta CRS	62
Ilustración 59. Características del emplazamiento escogido (Sevilla)	63
Ilustración 60. Curva de probabilidad para la DNI en Sevilla	64
Ilustración 61. Estudio paramétrico inicial.....	64
Ilustración 62. Control de despacho de la CRS sin hibridar	65
Ilustración 62. Distribución temperatura bulbo seco en Sevilla	66
Ilustración 64. Resultados simulación CRS no hibridada	67
Ilustración 65. Producción un día de enero	68
Ilustración 66. Producción un día de junio.....	68
Ilustración 67. Curva U-I del panel seleccionado	69
Ilustración 68. Diseño de planta PV en SAM.....	70
Ilustración 69. Producción PV sin BESS	71
Ilustración 70. Estrategia de despacho inicial	72
Ilustración 71. Curva demanda en España [Red Eléctrica de España, 2021] [21].....	72
Ilustración 72. Despacho de control de la central CRS híbrida	73
Ilustración 73. Curva generación CSP hibridada	74
Ilustración 74. Curva de producción para un día de invierno	75
Ilustración 78. Curva de producción para un día nublado de primavera	76
Ilustración 79. Curva de producción para un día de verano	76
Ilustración 80. Curva de producción para un día de otoño.....	77

NOTACIÓN

CSP	Concentrated Solar Power
PV	Photovoltaic
LCOE	Levelized Cost of Energy
TFG	Trabajo Fin de Grado
SAM	System Advisor Model
TES	Thermal Storage System
HTF	Heat Transfer Fluid
O&M	Operation & Maintenance
CCP	Central de cilindro parabólico
PM	Peso molecular
CRS	Central Receiver System
kW/m ²	Kilowatio por metro cuadrado
MPPT	Maximum Power Point Tracker
NOCT	Nominal Operational Cell Temperature
CTE	Código Técnico de la Edificación
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PPA	Power Purchase Agreement
TMY	Typical Meteorological Year
DNI	Direct Normal Irradiance
PDF	Probability Density Function
DoD	Depth of Discharge
μ	Viscosidad
K	Conductividad
C_p	Calor específico

1. Objetivo del proyecto

El presente proyecto de hibridación tiene como objetivo principal demostrar si la combinación de centrales de concentración solar (CSP) y fotovoltaica (PV) son una solución viable para la reducción del *Levelized Cost Of Energy* de la planta solar (LCOE, coste nivelado de la energía) y para aumentar su factor de capacidad, pasando a convertirse en una central de producción de energía eléctrica que pueda operar tanto por el día como por la noche.

Este TFG versará sobre como se lleva a cabo este tipo de hibridaciones simulando en el programa *System Advisor Model* (de ahora en adelante SAM) por un lado la planta solar y la fotovoltaica por separado y, más adelante, simulando las dos plantas a la vez. Para ello se modificarán diversos parámetros de estrategia de despacho de modo que la PV opere únicamente por el día mientras que la CSP recarga el sistema de almacenamiento (de ahora en adelante TES) por el día y lo descargue por la noche.

Posteriormente se hará un análisis comparativo entre las distintas soluciones y se pondrá de manifiesto que la unión CSP+PV consigue valores de LCOE menores y un aumento de las horas de funcionamiento equivalentes de la planta.

2. Descripción de la tecnología

2.1. Central solar

Comenzaremos este TFG explicando primeramente en consiste una central solar de concentración y posteriormente detallaremos los distintos tipos de centrales que existen actualmente en el mercado.

Una CSP es un tipo de central que emplea el recurso solar disponible en un emplazamiento determinado captando y concentrando la irradiación solar que incide sobre unos captadores y calentando de ese modo un fluido de trabajo, *Heat Transfer Fluid* (de ahora en adelante HTF). A su vez, este HTF evapora agua hasta una cierta temperatura y presión para su posterior expansión en una turbina de producción de potencia.

Los usos de este tipo de tecnología son diversos: Producción eléctrica (el más extendido), calentamiento de procesos industriales, refrigeración por absorción, procesos químicos, etc.

2.2. Disco Stirling

El disco parabólico Stirling es una de las numerosas formas que el ser humano ha encontrado para poder generar energía eléctrica a partir de la radiación solar. Su principio de funcionamiento se basa en la concentración de la radiación solar incidente en un disco parabólico compuesto por numerosos espejos reflectores los cuales dirigirán la energía térmica a un receptor de cavidad de manera que se pueden disminuir las pérdidas por radiación y convección.



ILUSTRACIÓN 1. DISCO SOLAR STIRLING EURODISH [1]

Esta concentración eleva a alta temperatura un fluido de trabajo (generalmente aire, a unos 700 °C aproximadamente) que posteriormente será aprovechado por el motor Stirling (de ahí el nombre de esta tecnología) haciendo mover un alternador y generando energía eléctrica. A pesar de que es una de las tecnologías que mejor rendimiento ofrece, se encuentra aún en fase de desarrollo e investigación aparte de que los costes de operación y mantenimiento (O&M) son elevados. Luego no son una solución viable para la generación de energía eléctrica a gran escala.

2.3. Concentradores cilindroparábolicos

La tecnología de captación solar con cilindros parabólicos (CCP) es una de las tecnologías más empleadas en la actualidad, debido a su buen rendimiento de captación y a la posibilidad de poder almacenar energía térmica en grandes tanques de sales fundidas a alta temperatura (aspecto a comentar en el siguiente apartado).

Su principio de funcionamiento se basa en el uso de un único captador de gran área de apertura el cual concentra la radiación incidente en un tubo al vacío colocado en la línea focal del mismo y que contiene el fluido HTF a calentar.

Estos sistemas suelen emplear aceites térmicos, mezcla eutéctica de hidrocarburos sintéticos, que se calientan hasta una temperatura aproximada de 395 °C para evitar su crackeo (rotura de cadenas de HC para formar elementos de más bajo punto de evaporación, como son los *low boilers* y de más alto como los *high boilers*). La temperatura de operación mínima de este fluido en la planta es de 295°C.



ILUSTRACIÓN 2. COLECTOR CILINDROPARABÓLICO EN OPERACIÓN [2]

Una de las principales fuentes de problemas en este tipo de centrales son las juntas rotativas (*ball joints*) las cuales permiten el movimiento relativo de los colectores con respecto a un eje este-oeste (mayor generación en verano) o norte-sur (generación más constante a lo largo del año). Es por ello por lo que su correcta lubricación con grafito es primordial para evitar la fuga del HTF el cual es muy tóxico, inflamable y caro.



ILUSTRACIÓN 3. JUNTA ROTATIVA (IZQUIERDA) Y GRAFITO LUBRICANTE (DERECHA) [3]

Las plantas de CCP requieren de unos elementos indispensables para su correcto funcionamiento. Estos son los tanques de expansión, situados en el punto más alto de la planta y cuya función es la de absorber las diferencias de volumen que se producen en el fluido cuando este se calienta a su paso por el campo solar. Están inertizadas con N₂ para eliminar el riesgo de explosión y la infiltración de oxígeno.

También contamos con un traceado eléctrico en las tuberías de los colectores para evitar el congelamiento del aceite térmico (punto congelación a 12°C). Para evitar esto, además del traceado, se mantiene un flujo constante de aceite por el interior de los tubos de manera que se puedan minimizar las pérdidas por radiación con el entorno.

Toda planta que opera con HTF requiere, además de todo lo mencionado anteriormente, de un sistema de Ullage. Este sistema se emplea para eliminar sólidos (carbón principalmente), volátiles de bajo y alto peso molecular (*low/high boilers*), agua y N₂ que puedan encontrarse en el seno del fluido caloportador. Este sistema está compuesto por diversos condensadores y un evaporador *flash* que de manera continua eliminan estos residuos del aceite. De esta manera aumentaremos la vida útil de nuestro HTF e impediremos que el rendimiento de la planta decaiga de manera brusca con el paso de los años.

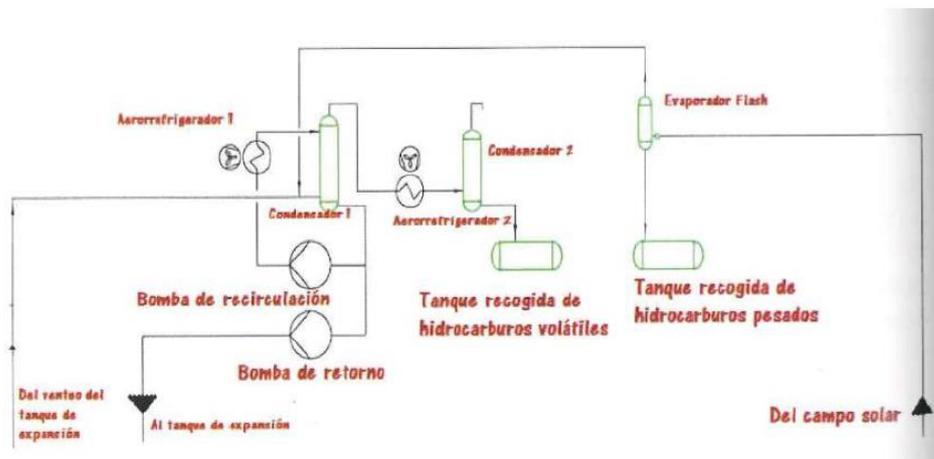


ILUSTRACIÓN 4. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE ULLAGE EN UNA CENTRAL CCP [4]

2.4. Concentradores lineales tipo Fresnel

Descubierto por el físico francés Augustin Jean Fresnel (1788-1828) es un tipo de tecnología de captación que emplea numerosos espejos colocados en el suelo los cuales concentran la radiación solar en un tubo absorbedor colocado en la línea focal de todos ellos.

La parte de captación está compuesta por una serie de espejos de gran longitud, pero pequeña área de apertura colocados paralelamente de forma que todos ellos hagan incidir la radiación solar en una única línea. En esta se coloca un tubo absorbedor que contiene el fluido de trabajo a calentar. Además, estos tubos cuentan con un segundo captador colocado en su parte superior para maximizar la concentración solar y evitar así pérdidas.



ILUSTRACIÓN 5. INSTALACIÓN FRESNEL DE 5 MWE (KIMBERLINA, CA) [5]

Se pueden emplear como sistemas aislados para generación de energía eléctrica (con su correspondiente bloque de potencia), para aumentar la capacidad de generación eléctrica de una central ya existente o bien para la generación de calor en procesos industriales.

Como se puede observar esta tecnología es bastante similar a la de cilindroparabólico pero con ciertas ventajas:

- Tubo captador fijo (no requiere *ball joints*)
- Menor costo de construcción debido al rápido ensamblaje
- Menor riesgo de rotura ante rachas de viento
- Uso más eficiente de la tierra
- Bajo peso permite uso de motores más pequeños y compactos

2.5. Sistema de torre central

Los sistemas de torre y receptor central (CRS, *Central Receiver System*) son una variante muy extendida de las centrales solares de captación. Su principio de funcionamiento se basa en la reflexión de la radiación solar incidente en un campo de heliostatos colocados en el suelo hacia un receptor (ubicado en la torre) a varios metros de altura. Esto provoca el calentamiento hasta una elevada temperatura de las sales térmicas fundidas que se encuentran en el interior del

propio receptor solar de manera que podrá ser llevado a un generador de vapor y con ello generar energía eléctrica.

A continuación, profundizaremos más en sus elementos ya que será la tipología escogida para la realización de este proyecto. Sus principales componentes son:

2.5.1. Campo de heliostatos

Un heliostato es un dispositivo consistente en un espejo montado sobre un eje que se mueve acorde al Sol para que los rayos se reflejen de manera constante sobre el receptor a lo largo de todo el día.

Estos están compuestos por una superficie reflectante, que puede ser de Cristal y metal o de membrana estirada. Tienen un tamaño de entre 1-150 m² con heliostatos de 180 m² en fase de pruebas comerciales.



ILUSTRACIÓN 6. HELIOSTATO DESENFOCADO [6]

Los heliostatos se montan en un campo de manera que la unión de todos ellos genere el suficiente calor para poder elevar la temperatura del fluido de trabajo en cuestión. Se pueden montar de 2 formas, atendiendo a la latitud del emplazamiento en la que nos encontremos:

- Campo polar: Para latitudes mayores de 35°



ILUSTRACIÓN 7. CONFIGURACIÓN DE CAMPO POLAR [6]

- Campo circundante: Para latitudes menores de 35°



ILUSTRACIÓN 8. CONFIGURACIÓN CAMPO CIRCUNDANTE [6]

Estos heliostatos estarán montados en una estructura soporte que garantizará su sustentación y movimiento relativo por parte del mecanismo de seguimiento. Este sistema de seguimiento (u orientación) permite ajustar el azimut y la elevación del heliostato en todo momento acorde a la estación del año y a la hora del día en la que nos encontremos de manera que el punto focal se encuentre en la bisectriz del ángulo formado entre el Sol y el heliostato.

2.5.2. Receptor

Es el encargado de recibir toda la radiación solar reflejada por el campo de heliostatos y de calentar el HTF que se encuentre en el interior de este. Está compuesto por:

Absorbedor: Se encuentra situado en la parte alta de la torre y en él incide toda la radiación reflejada por el campo. Según su geometría pueden ser: planos o cilíndricos. Según la disposición

de los paneles de tubos por cuyo interior circula el HTF estos pueden ser: Externos (el fluido va por la superficie externa del absorbedor) o de cavidad (los tubos se encuentran en el interior del absorbedor).

Y atendiendo a la forma de transferir el calor podemos distinguir entre absorbedores indirectos de superficie (la radiación solar concentrada incide directamente en la superficie de la tubería que transporta el HTF) e indirectos volumétricos (la radiación incide sobre un medio poroso permitiendo una mejor transferencia del calor).

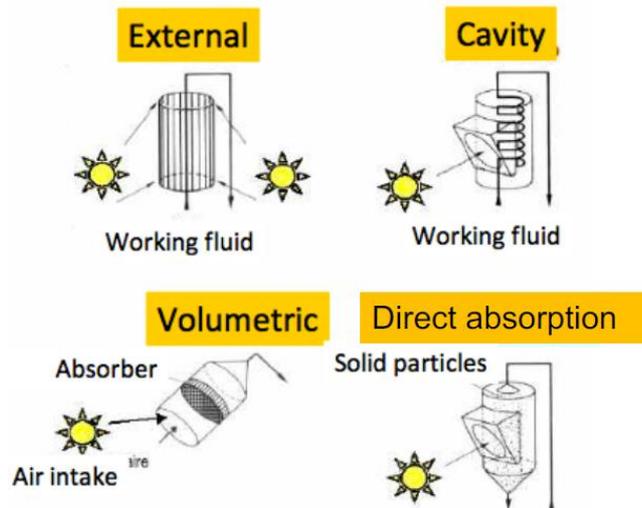


ILUSTRACIÓN 9. CLASIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS ABSORBEDORES [6]

Estos primeros cuentan con la ventaja de que el flujo de calor incidente es mucho menor (200 kW/m^2) de manera que, como se alcanzan menores temperaturas, el rendimiento es superior (ya que existen menores pérdidas por radiación). Sin embargo, en los absorbedores volumétricos se alcanzan mayores flujos incidentes (1000 kW/m^2) de manera que la temperatura de salida del fluido es mucho mayor, aunque el rendimiento se ve penalizado.

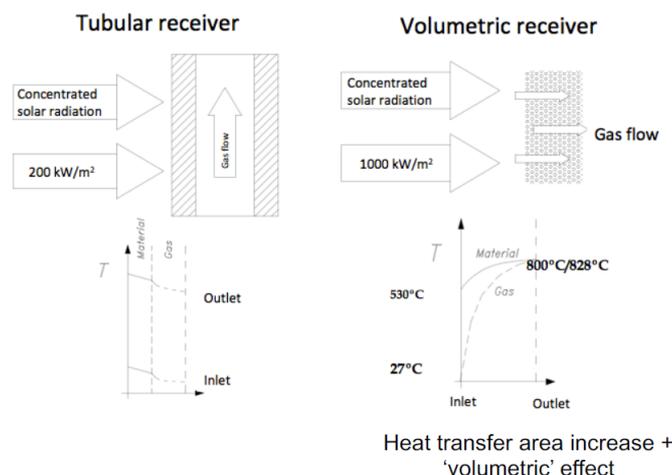


ILUSTRACIÓN 10. CAPTADOR TUBULAR VS. VOLUMÉTRICO [6]

Cabe también destacar otro tipo de receptores sobre los cuales se están realizando numerosas investigaciones, los receptores directos. Estos emplean partículas sólidas que se depositan en

una fina capa sobre el receptor creando una cortina absorbidora que se calienta a altas temperaturas para posteriormente ser derivada al generador de vapor. Es un concepto novedoso del que todavía se están haciendo diversos estudios, pero todo apunta a que serán la principal opción a considerar en las plantas CRS del futuro.

Como hemos indicado, el receptor está arriba en una torre. Esta es básicamente la estructura soporte sobre la cual se coloca el receptor y las tuberías del HTF. Suelen ser de acero para otorgarles resistencia a fuertes rachas de viento y abaratar costes. Su altura es muy variable pudiendo ser de 30m (AORA) hasta 280m (Cerro Dominador).



ILUSTRACIÓN 11. TORRE DE LA PLANTA CERRO DOMINADOR EN FUNCIONAMIENTO (CHILE) [6]

2.5.3. *Heat Transfer Fluid (HTF)*

El fluido caloportador es como su propio nombre indica el encargado de captar, almacenar y transportar el calor procedente del receptor hacia los distintos puntos de la central que requieran energía térmica. Como veremos, en las CRS el HTF actúa también como fluido de almacenamiento térmico.

La lista de fluidos empleados es muy variada pudiendo encontrar líquidos tan comunes como el agua (en estado de vapor saturado y vapor sobrecalentado) así como sales fundidas, aire presurizado, metales líquidos (Sodio, Pb-Bi), aceites térmicos y partículas sólidas. A la hora de seleccionar un fluido caloportador determinado existen una serie de requisitos que se busca en ellos. Lo primero es que sea térmicamente estable y tenga un amplio rango de temperaturas de trabajo. También se desea que posea unas cualidades de transferencia de calor adecuadas (alta conductividad térmica k , baja viscosidad μ para reducir el trabajo de bombeo, elevado c_p para el almacenamiento térmico).

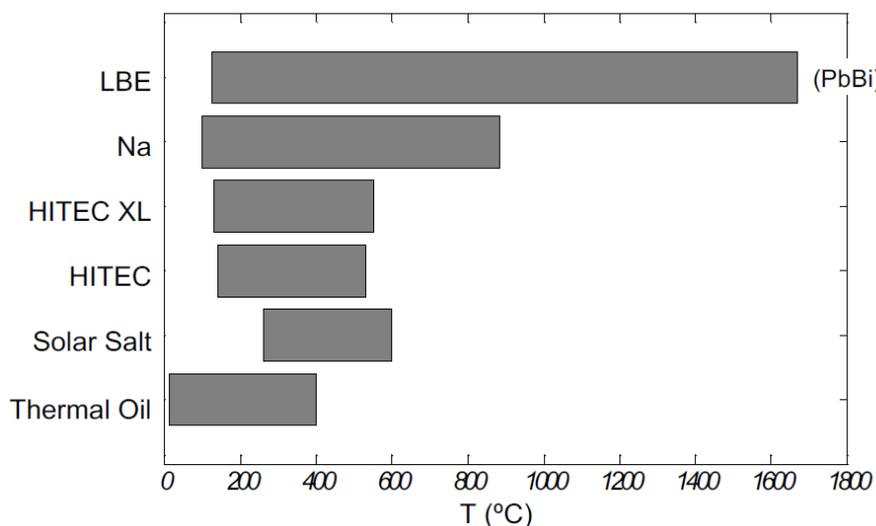


ILUSTRACIÓN 12. RANGO DE TEMPERATURAS DE ALGUNOS HTF [6]

También se busca que tenga una baja presión de vapor (un sistema presurizado aumenta los costes de la planta) y que no sea tóxico ni inflamable. De igual manera, que sea de precio razonable es también un argumento de peso para la selección de un HTF.

En centrales de torre CRS se emplean típicamente las sales fundidas, mezcla en peso no eutéctica de 60% NaNO_3 y 40% KNO_3 . Estas sales cuentan con una temperatura máxima de operación de 600 °C lo cual las hace idóneas para el almacenamiento en tanques a alta temperatura, así como su empleo tanto en HTF y TES. Por lo general su temperatura de operación se encontrará entre los 280°C y los 565°C por razones de seguridad.

Propiedades:

- Alta densidad (1800 kg/m^3)
- Razonable calor específico ($1.5 \text{ J/kg}^\circ\text{C}$)
- Conductividad térmica baja ($0.5 \text{ W/m}^\circ\text{C}$)
- Baja presión de vapor ($2.5 \text{ Pa @}565^\circ\text{C}$)
- Químicamente inerte en aire (Inertización con N_2)
- Alta corrosividad (Aceros aleados)
- Punto congelación a 240°C (Traceado eléctrico)

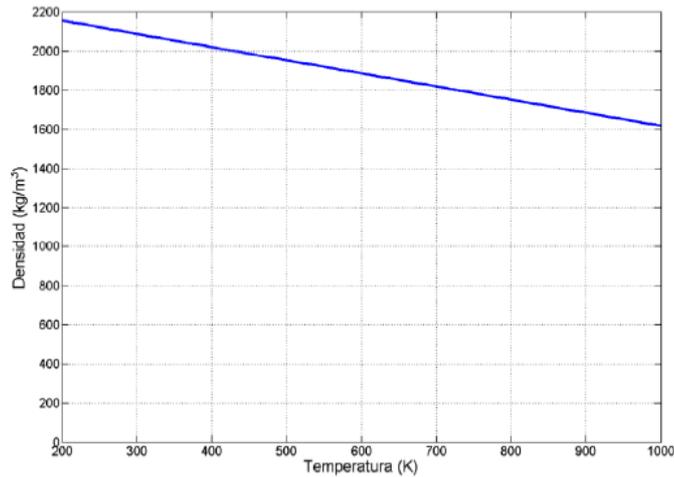


ILUSTRACIÓN 13. DENSIDAD DE LAS SALES EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA [7]

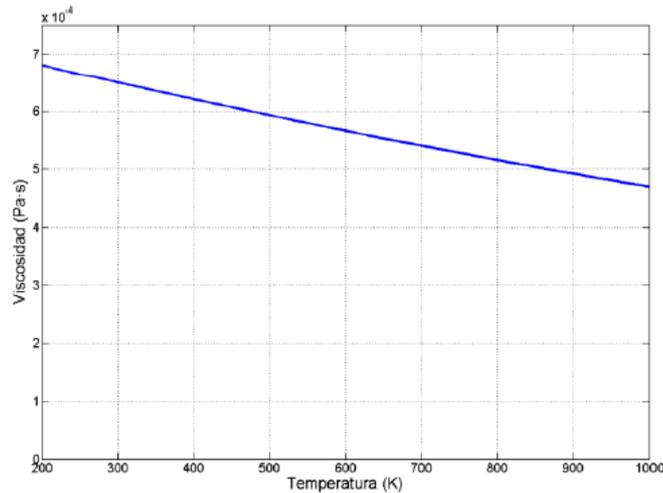


ILUSTRACIÓN 14. VISCOSIDAD DE LAS SALES EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA [7]

2.5.4. Tanques de almacenamiento (TES)

El sistema de almacenamiento térmico más común empleado en la actualidad consta de dos tanques, uno llamado tanque frío (285°C) y otro llamado tanque caliente (390°C si HTF≠TES ó 565°C si HTF=TES). El primero de ellos se encarga de almacenar el fluido ‘frío’ que posteriormente será llevado a un intercambiador donde se calienta a la temperatura de consigna y almacenado en el tanque caliente.

En centrales de torre como las que vamos a analizar en este proyecto se empleará un único fluido como elemento caloportador, sales fundidas. En este caso es el propio TES el que circula por el receptor para alcanzar la temperatura deseada.

Según la forma en la que se mueva el fluido por la planta podremos distinguir entre:

- Almacenamiento directo: El fluido empleado como TES circula directamente por el campo solar (centrales de torre en general).
- Almacenamiento indirecto: El fluido empleado como TES circula entre 2 tanques en un ciclo cerrado unidos por un intercambiador de calor en donde se produce el intercambio energético.

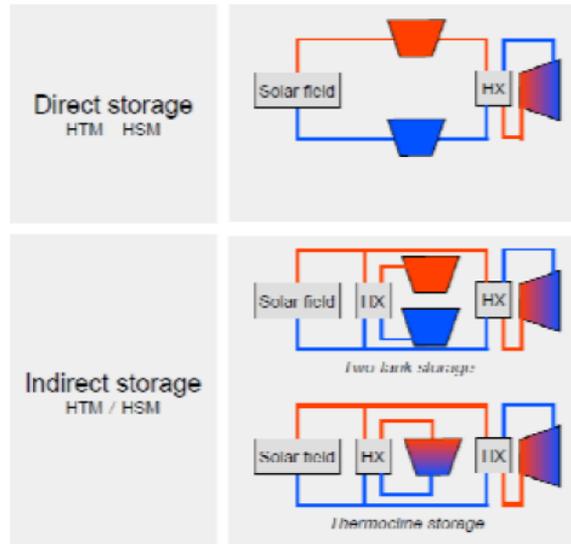


ILUSTRACIÓN 15. ALMACENAMIENTO DIRECTO E INDIRECTO [8]

A su vez también podemos clasificar los distintos tipos de almacenamiento según el tipo de calor que almacenen:

- Calor sensible: Es el más extendido hoy en día. Almacena el calor contenido en un fluido a alta temperatura que puede ser sólido (partículas sólidas) o líquido (sales fundidas).
- Calor latente: Emplea el calor obtenido durante el cambio de fase de un elemento determinado. Este cambio puede ser Sólido -> Líquido o de Líquido -> Gas.
- Termoquímico: Aprovecha el calor liberado/absorbido por una reacción química. Para cargar los tanques se emplean reacciones de disociación (endotérmicas) y para descargarlos, reacciones de sorción (exotérmicas).

Las sales térmicas tienen un punto de fusión muy alto (240°C) luego es preciso mantener una temperatura ligeramente superior a esta en todo momento para evitar la congelación de este y la posible rotura de tuberías. Para solventar este problema se tiende un traceado eléctrico por toda la planta de manera que la temperatura en las tuberías de transporte sea la adecuada y no existan puntos fríos durante su recorrido.

Además de esto, los tanques de almacenamiento cuentan con calentadores de inmersión y en el suelo de manera que puedan calentar el fluido en el caso de que hiciera falta para evitar la congelación. También se puede rellenar el tanque frío con sales procedentes del tanque caliente y favorecer la recirculación de sales en el interior de estos.



ILUSTRACIÓN 16. CALENTADOR DE INMERSIÓN [8]

Una vez definido en que consiste un sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas y sus principales características se va a explicar que tipo de papel pueden jugar dentro de una central solar (CCP tanto como CRS).

En primer lugar, destacaremos el TES como sistema de producción nocturna que permite obtener una curva de producción prácticamente constante a lo largo de la jornada (*Baseload*). En este caso contaremos con un almacenamiento de gran volumen que permita una producción ininterrumpida durante toda la noche. Esto permitirá obtener un LCOE menor que el resto de las configuraciones, que posteriormente explicaremos, ya que el coste del TES en $\$/MWh_{th}$ se ve reducido cuanto mayores son las horas de almacenamiento. Sin embargo, estas plantas requieren de turbinas más caras y sofisticadas, aunque sean de menor tamaño.

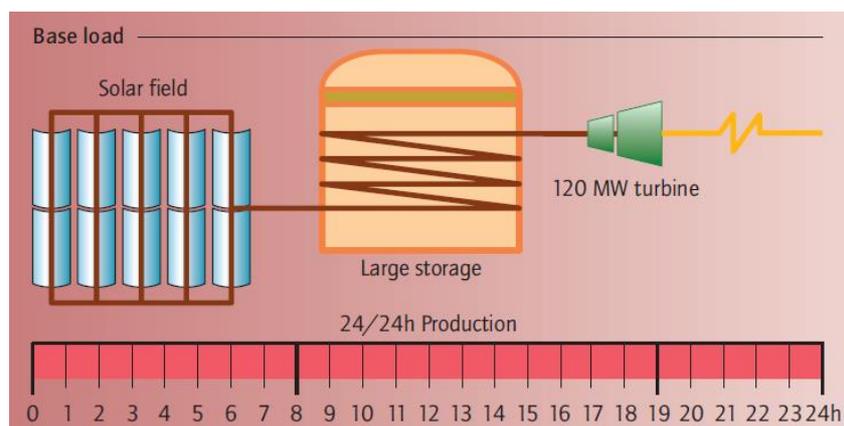


ILUSTRACIÓN 17. ESQUEMA CCP BASELOAD [9]

En este tipo de configuraciones es primordial establecer un buen control de despacho que permita derivar el excedente solar a cargar el TES durante el día (si se prioriza la producción diurna) o a la red (si se prioriza la producción diurna). Por lo general, se suele adoptar la primera opción priorizando la carga del almacenamiento durante las

horas de sol para producir a últimas horas del día ya que suelen ser las que mejor se pagan. Para poder llevar esto a cabo se opta por sobredimensionar el campo de forma que se pueda generar

energía y cargar el TES al mismo tiempo sin que ninguna de las dos operaciones se vea comprometida.

Por otro lado, distinguimos las CSP de producción desplazada (*Delayed*). Estas cuentan con un menor tamaño de TES, pero un grupo de turbina con mayor capacidad de producción eléctrica. Su control de despacho se basa en el desplazamiento de la curva de producción a aquellas horas en las que la demanda aumente significativamente y que pueda servir como respaldo al sistema. Esto proporciona una gran gestionabilidad de la red ya que si hubiera un notable crecimiento puntual en la demanda energética esta sería capaz de suplirla de manera rápida y sin emisiones de CO₂.

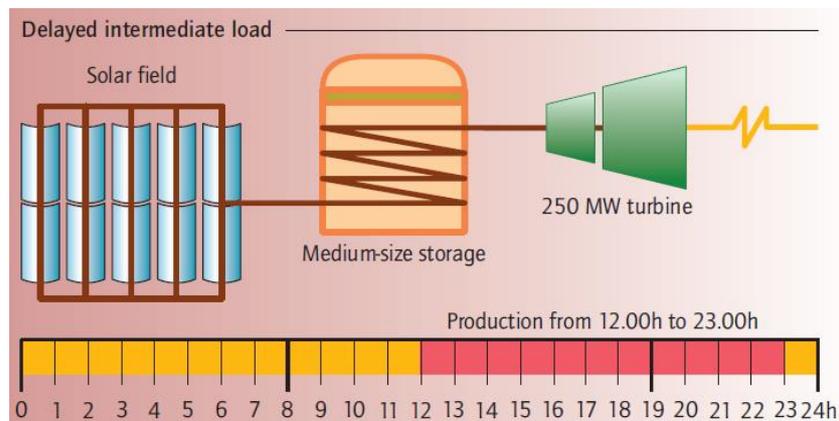


ILUSTRACIÓN 18. CSP DELAYED LOAD [9]

Por último, distinguiremos la configuración de plantas CSP de punta (*Peaker*). Estas plantas son las más costosas ya que requieren de un TES con gran capacidad de almacenamiento además de un grupo de turbinaje bastante más potente para satisfacer la demanda en las horas punta del día. A diferencia de la anterior, esta prioriza en todo momento la carga del TES durante el día para, posteriormente, descargarlo en el pico de demanda que se suele producir en un determinado momento, generalmente a primeras horas de la noche en los países europeos. De todas las configuraciones es la que genera electricidad a un precio más elevado, pero también lo hace durante las horas que mejor se pagan.

Esta configuración ha sido la escogida para el proyecto. Además, se llevará a cabo la elaboración de un sistema de despacho que priorice en todo momento la generación eléctrica nocturna como apoyo al sistema eléctrico español en las horas de más demanda. Como se ha comentado anteriormente, es la configuración más cara (la que mayor LCOE tiene) pero veremos a continuación como una hibridación con fotovoltaica puede ayudar a que este costo se vea reducido notablemente.

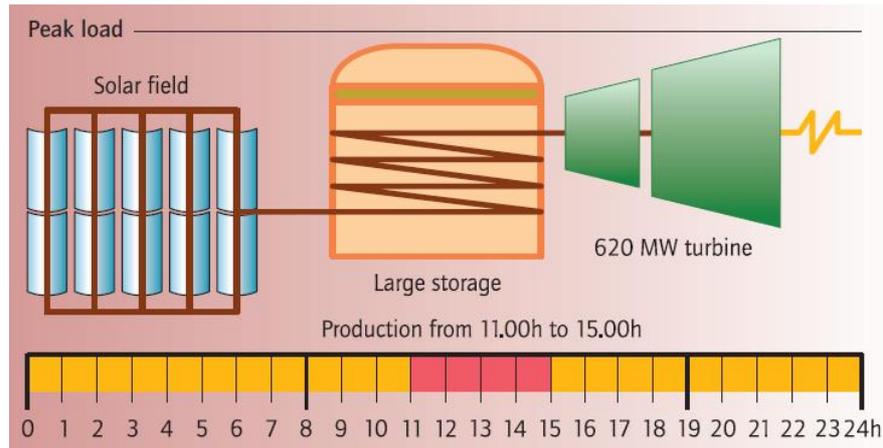


ILUSTRACIÓN 19. CENTRAL CSP PEAKER [9]

2.5.5. Bloque de potencia

Es el encargado de expandir el vapor, previamente calentado, en una turbina de potencia para mover así un alternador conectado a la red y generar energía eléctrica. Los ciclos de potencia que podemos encontrar en plantas CRS son varios, pero a día de hoy los más usados son los siguientes:

- Ciclo con vapor sobrecalentado (o ciclo Rankine): Las plantas de torre actuales trabajan con ciclos Rankine de vapor sobrecalentado a alta temperatura (aprox. 550°C). Este ciclo cuenta con la particularidad de que el agua se encuentra tanto en su fase líquida al comienzo del ciclo como en su fase gaseosa, durante la expansión en la turbina. Contamos con un rendimiento de entre 37-42% sin capacidad de mejora a día de hoy.

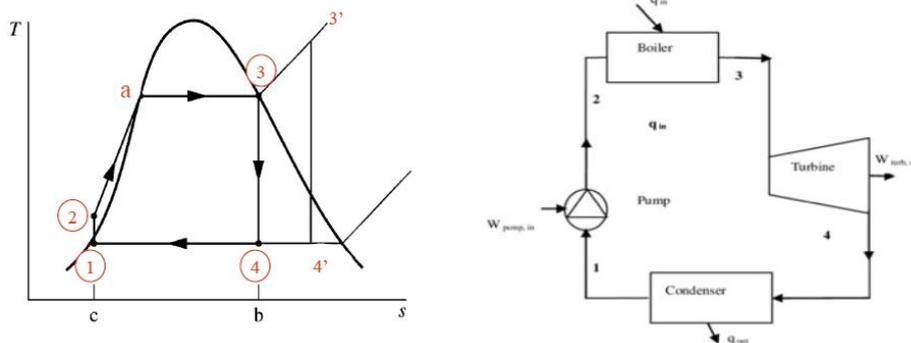


ILUSTRACIÓN 20. CICLO RANKINE CON VAPOR SOBRECALENTADO [6]

Partiendo de un estado de líquido saturado (1), hacemos pasar el fluido por un compresor para elevar su presión (2). Acto seguido lo hacemos circular por el intercambiador de calor donde se convertirá en vapor saturado (3) y posteriormente en vapor saturado (3). Una vez obtenido el vapor a la temperatura y presión deseada la expandimos en la turbina hasta llegar al punto (4). Este vapor húmedo se pasa por un condesador (aerocondensador típicamente) hasta volver al punto de partida.

Normalmente se suele sobrecalentar el vapor saturado pasando así del punto 3 al 3'. Con esto conseguimos que la fracción de vapor a la salida de la turbina (4') sea mayor y de esa forma el aprovechamiento energético aumente.

- Ciclo Brayton (cerrado): Se emplea helio u otro gas como fluido de trabajo en un ciclo cerrado. El calentamiento del gas se puede hacer exclusivamente con el calor aportado por el receptor de la torre. La compresión tiene una refrigeración intermedia para reducir el trabajo de los propios compresores y aumentar el rendimiento general de la planta. También se recupera parte del calor contenido en los gases de escape de la turbina a alta temperatura para precalentar el aire de entrada a la caldera. Rendimiento del 48%.

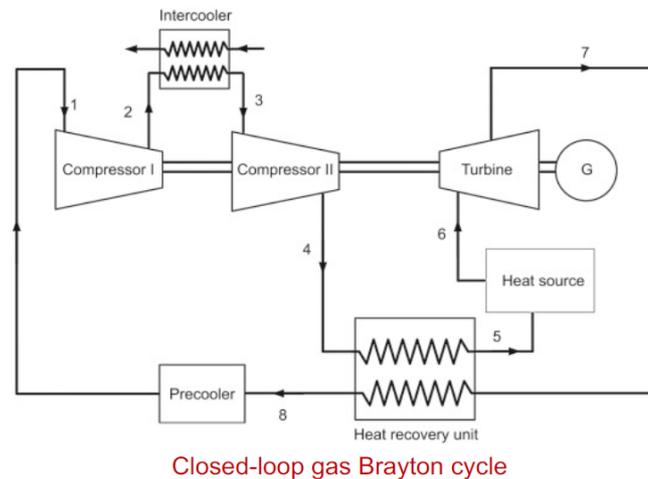


ILUSTRACIÓN 23. CICLO BRAYTON CERRADO [6]

2.5.6. Condensador

El condensador es el dispositivo encargado de volver a condensar todo el vapor húmedo a la salida de la turbina de forma que el líquido pueda ser fácilmente bombeado de nuevo. Existen varias tipologías de condensadores, pero las más comunes son las siguientes:

- Condensador por agua: Emplea el agua proveniente de un mar, lago o río para poder enfriar la corriente de vapor que sale de la turbina. Requiere de una bomba externa para favorecer el flujo de agua de condensación por los tubos.
- Enfriamiento evaporativo: Emplea una torre de refrigeración de forma que pulverizando el agua desde la parte superior de la misma se evapore una fracción y otra condense gracias a la temperatura húmeda del aire ambiente (inferior a la temperatura seca). Se requiere agua fría de reposición para reponer aquella que se ha perdido por evaporación. Se requieren aproximadamente entre 4-5L de agua por kWh generado.
- Aerocondensador: Es una de las opciones más empleadas en centrales solares que, o bien no estén cerca de una fuente grande de agua, o no precisen construir una torre de refrigeración. Consiste en una serie de tubos aleteados por los cuales circula el vapor húmedo y en donde condensará el fluido gracias a la acción de un ventilador colocado en la parte inferior que impulsará aire desde abajo para favorecer el enfriamiento del fluido. Es especialmente recomendable en zonas áridas con altas temperaturas durante todo el año.

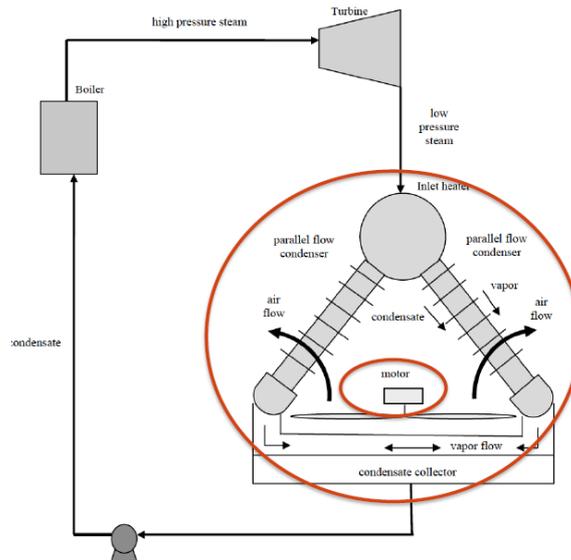


ILUSTRACIÓN 24. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO DE UN AEROCONDENSADOR [6]

3. Instalación fotovoltaica

3.1. Introducción

La energía fotovoltaica está experimentando en los últimos años un gran auge debido a su facilidad de implantación y los bajos costes O&M. Esto hace que sea una de las principales alternativas a estudiar cuando se desea hibridar una central solar para reducir su LCOE y aumentar la producción anual dado que ambas requieren de un emplazamiento con abundante incidencia solar. Esta será la tecnología empleada para la hibridación de la planta de torre con receptor central por lo que comenzaremos explicando su principio de funcionamiento para posteriormente detallar en profundidad sus componentes y como estos se dimensionan.

3.2. Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento reside en la generación de energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Este efecto consiste en la emisión de electrones por un material cuando sobre este incide una corriente de fotones, ya sea luz ultravioleta o visible.

Fue descubierto por Heinrich Hertz en 1887 cuando observó que el arco que salta entre 2 electrones conectados a una elevada tensión alcanzaba distancias mayores cuando este se iluminaba con luz ultravioleta que cuando se encontraba en la oscuridad. [10]

En la actualidad, los materiales empleados para la fabricación de estos paneles fotovoltaicos son los llamados 'semiconductores'. Estos elementos ven como sus electrones son excitados al incidir sobre ellos una radiación determinada, abandonando así su capa de valencia y pasando a la capa de conducción. Este flujo continuo de electrones de una capa a otra es lo que genera energía eléctrica.



ILUSTRACIÓN 25. PANEL MONOCRISTALINO JA SOLAR DE 380Wp [11]

3.3. Marco normativo

Antes de explicar que es un panel fotovoltaico y los diversos componentes de una instalación completa, conviene comentar sucintamente el marco normativo en el que se engloba una instalación fotovoltaica de conexión a la red. Son numerosos los RD (Real Decreto) y PO (Procedimiento Operativo) que tratan de regularizar y normalizar las instalaciones fotovoltaicas a gran escala. Es por ello que en este documento recopilaremos algunas de ellas para ver su contenido.

3.3.2. RD 413/2014

Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Todas las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superior a 2 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el apartado anterior (*En el caso de instalaciones fotovoltaicas la potencia instalada será la suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente*) estarán obligadas al cumplimiento de los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión establecidos mediante el procedimiento de operación correspondiente.

El Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial queda modificado como sigue:

Para las instalaciones acogidas al régimen económico regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se podrá requerir, además de lo previsto en los apartados anteriores, la acreditación de la disposición de la inscripción definitiva de la instalación y del comienzo de venta de energía antes del vencimiento del plazo otorgado.

El RD 413/2014 también proporciona una tabla de valores ponderados para poder estimar la producción de la planta fotovoltaica en función de la zona climática en la que nos encontremos según el código técnico de la edificación (CTE):

ZONA IV

ZONA IV	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Enero	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,23	0,34	0,43	0,46	0,43	0,34	0,23	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0,04	0,19	0,34	0,48	0,58	0,61	0,58	0,48	0,34	0,19	0,04	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	0,11	0,26	0,42	0,55	0,64	0,67	0,64	0,55	0,42	0,26	0,11	0	0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0,06	0,19	0,35	0,5	0,63	0,72	0,75	0,72	0,63	0,5	0,35	0,19	0,06	0	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	0,13	0,28	0,44	0,6	0,74	0,83	0,86	0,83	0,74	0,6	0,44	0,28	0,13	0	0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0,03	0,16	0,31	0,47	0,63	0,76	0,85	0,88	0,85	0,76	0,63	0,47	0,31	0,16	0,03	0	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0,02	0,16	0,33	0,51	0,69	0,83	0,93	0,97	0,93	0,83	0,69	0,51	0,33	0,16	0,02	0	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0,09	0,25	0,43	0,6	0,74	0,84	0,88	0,84	0,74	0,6	0,43	0,25	0,09	0	0	0	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0,02	0,16	0,32	0,49	0,63	0,73	0,76	0,73	0,63	0,49	0,32	0,16	0,02	0	0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0,06	0,2	0,35	0,49	0,58	0,61	0,58	0,49	0,35	0,2	0,06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0,11	0,24	0,35	0,43	0,46	0,43	0,35	0,24	0,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0,08	0,2	0,31	0,38	0,41	0,38	0,31	0,2	0,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Media anual	0	0	0	0	0,05	0,14	0,29	0,44	0,57	0,66	0,69	0,66	0,57	0,44	0,29	0,14	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0
Total anual	0	0	0	0	1,5	18,55	52,86	105,5	160,8	209	241,8	253,4	241,8	209	160,8	105,5	52,86	18,55	1,5	0	0	0	0	0	0

ILUSTRACIÓN 26. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN MENSUAL EN FUNCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO [12]

3.3.3. RD 1955/2000

Por el que se regulan las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

El artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que la construcción de las instalaciones eléctricas requiere las siguientes resoluciones administrativas:

- Autorización administrativa: se refiere al anteproyecto de la instalación y se tramitará, en su caso, juntamente con el estudio de impacto ambiental. Habilita al peticionario a iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones (cota cero), según lo dispuesto en el artículo 131.9 del citado Real Decreto.
- Aprobación del proyecto de ejecución: se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.
- Autorización de explotación: permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Las solicitudes de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta. Asimismo, en aquellos casos en que sea precisa la expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para el establecimiento de la instalación o la imposición de servidumbre de paso, deberá tramitarse la correspondiente Declaración de utilidad pública.

Las citadas autorizaciones serán otorgadas sin perjuicio de las concesiones, licencias y autorizaciones que sean necesarias de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables.

Trámites medioambientales: Las instalaciones de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable. El Ministerio de Agricultura, Pesca, Alimentación y Medio Ambiente será el órgano ambiental competente en esta materia.

Se deriva al RD 21/2013 de evaluación ambiental.

3.3.4. RD 661/2007

Por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial

Se modifica el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, como sigue:

«Artículo 59 bis. Avaless para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de producción en régimen especial»>

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de las instalaciones. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte por parte del operador del sistema.

Quedarán excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

3.3.5. Instrucción del 21 de enero de 2004 (sin validez legal)

Sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red

(Este documento carece de validez legal a día de hoy pero he decidido incluirlo en el proyecto ya que desde un punto de vista académico lo veo interesante)

El procedimiento a seguir para su puesta en servicio es el siguiente:

1. Solicitud de inscripción previa en el registro de instalaciones de Régimen Especial.

El titular de la instalación solicitará la inscripción previa en el registro de instalaciones acogidas a Régimen Especial en las Delegaciones Provinciales de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, aportando la documentación exigida en los artículos 6 y 7 del R.D. 2818/1998.

2. Solicitud del punto y condiciones de conexión.

El titular de la instalación o, en su caso el que pretenda adquirir esta condición, solicitará a la empresa distribuidora el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto o la memoria técnica de diseño de la instalación, según corresponda en función de la potencia instalada. La solicitud se acompañará de la información definida en el artículo 3 del R.D. 1663/2000.

La empresa distribuidora determinará el punto y las condiciones de conexión, que no podrán ser distintos a los requisitos técnicos definidos en el artículo 4 del R.D. 1663/2000, de 29 de septiembre, tal y como indica la disposición adicional única del mismo.

3. Autorización administrativa y aprobación de proyecto.

Dicho proyecto o memoria técnica de diseño se presentará en las Delegaciones Provinciales de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico para la autorización administrativa que exige el R.D. 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, junto con el resto de documentación definida en la instrucción técnica ITC-BT-04 «Documentación y puesta en servicio de las instalaciones» del R.D. 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

4. Presentación del Certificado de la instalación.

Una vez ejecutada la instalación, el instalador autorizado tendrá que presentar en la Delegación Provincial de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, el Certificado de la Instalación de acuerdo con el modelo aprobado por Resolución de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas publicado en el BOJA núm., de 2 de diciembre de 2003.

5. Acta de puesta en servicio.

6. Inscripción definitiva en el Registro de Instalaciones acogidas al Régimen Especial.

El Acta de puesta en servicio y el contrato de compraventa serán remitidos por las delegaciones provinciales a la Dirección General de Industria, Energía y Minas, para la inscripción definitiva en el Registro de Instalaciones acogidas al régimen especial.

3.4. Panel fotovoltaico

Como se ha comentado en el apartado anterior, un panel fotovoltaico es básicamente un dispositivo que aprovecha el efecto fotoeléctrico para generar energía eléctrica. Las células fotovoltaicas se agrupan en pequeños módulos y estos a su vez en paneles, dando lugar a la solución comercial que hoy en día todos conocemos. En la actualidad contamos con 2 tipos de paneles fotovoltaicos:

- **Panel de silicio monocristalino:** Presentan un color azul oscuro o negro/gris uniforme. En estos paneles, el silicio se genera en bloques, se corta en láminas finas y se constituyen las células del panel. Estos cuentan con la ventaja de que tienen un mayor rendimiento (16-21%) pero con unos costes de fabricación mayores. Este tipo de tecnología es aconsejable para sitios con clima adverso (dada su gran capacidad de absorción solar) y para lugares donde el espacio sea limitado y queramos maximizar la producción. [13]

- **Panel de silicio policristalino:** Estos paneles cuentan con un color azul más claro. Su proceso de fabricación es distinto a sus equivalentes de silicio monocristalino. Primeramente, se funde todo el silicio y se vierte en moldes. Una vez que se ha enfriado, se corta en láminas cuadradas y se forman las células del panel en cuestión. Es un proceso más eficiente ya que se desperdicia menor cantidad de material y es económicamente más barato. Estos paneles cuentan con una eficiencia ligeramente inferior, 14-18%. Son recomendables si se cuenta con un presupuesto ajustado o no se tiene problemas de espacio. [13]

Los paneles fotovoltaicos cuentan con una curva característica I-U donde se representan algunos parámetros importantes sobre su funcionamiento. En la siguiente imagen podemos observar:

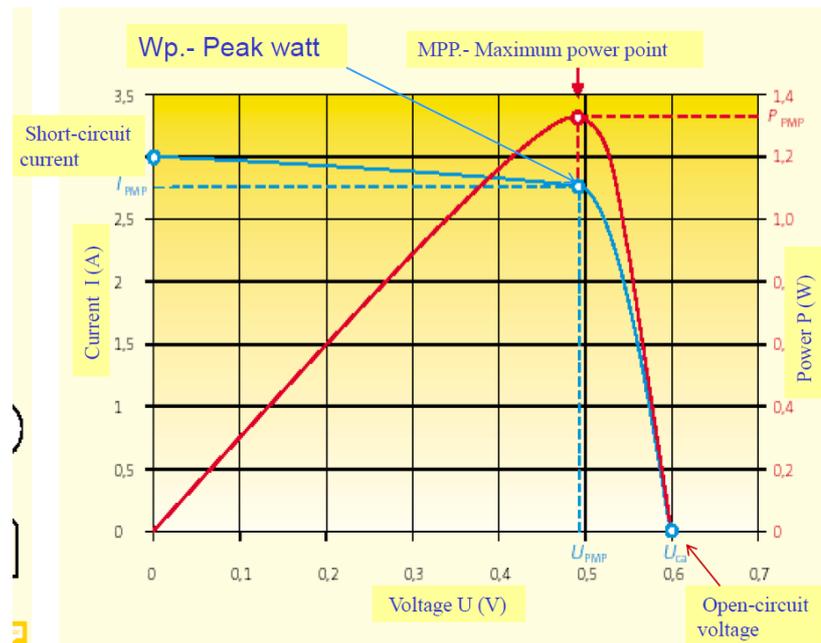


ILUSTRACIÓN 27. CURVA CARACTERÍSTICA PANEL PV [14]

- Corriente cortocircuito (I_{cc}): Corresponde con la corriente que da el panel cuando este se cortocircuita ($V=0$).
- Tensión a circuito abierto (U_{ca}): Es la tensión que existe entre los terminales del panel cuando la corriente que lo atraviesa es nula.
- Corriente y tensión de máxima potencia (I_{MP}/U_{MP}): Corresponde con la tensión y la corriente a la cual el panel fotovoltaico da su máxima potencia.
- *Maximum power point* (MPP): Es el punto de la curva en la que el panel consigue proporcionar su máxima potencia.

Con respecto al último punto, los paneles PV cuentan con un sistema MPPT (*Maximum power point tracker*) integrado en el inversor de manera que son capaces de variar la curva U-I al instante, dependiendo de las condiciones climáticas en las que nos encontremos. Esto es necesario porque, como se observa en la siguiente ilustración, la curva para un mismo panel puede variar en función de la radiación que incide sobre el mismo, medida en W/m^2 .

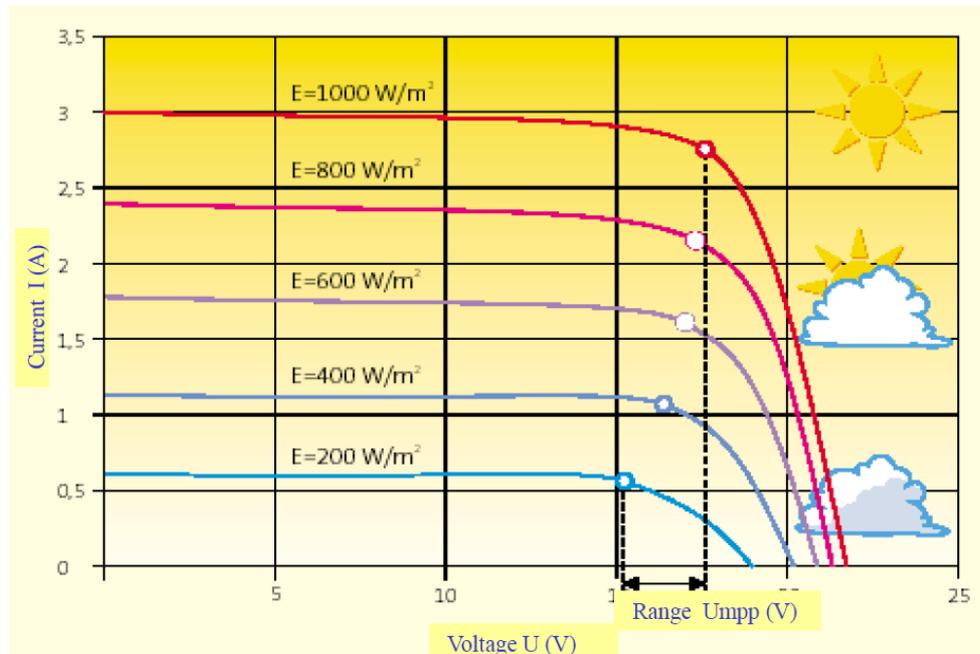


ILUSTRACIÓN 28. CURVAS PV EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA [14]

Como se puede observar, el punto de máxima potencia varía según la irradiación que este incidiendo sobre el panel. Por eso es necesario un MPPT de forma que ajuste la curva al óptimo que en ese momento se requiera para poder maximizar la producción de energía. Podemos decir que, aproximadamente, a doble de irradiación, el panel genera el doble de potencia.

Otro parámetro importante a tener en cuenta es la temperatura del propio panel. Es sabido que, a mayores temperaturas, la potencia de salida del panel disminuye, por lo que es necesario refrigerar en la medida de lo posible el módulo de forma que su producción de potencia se vea lo menos mermada posible.

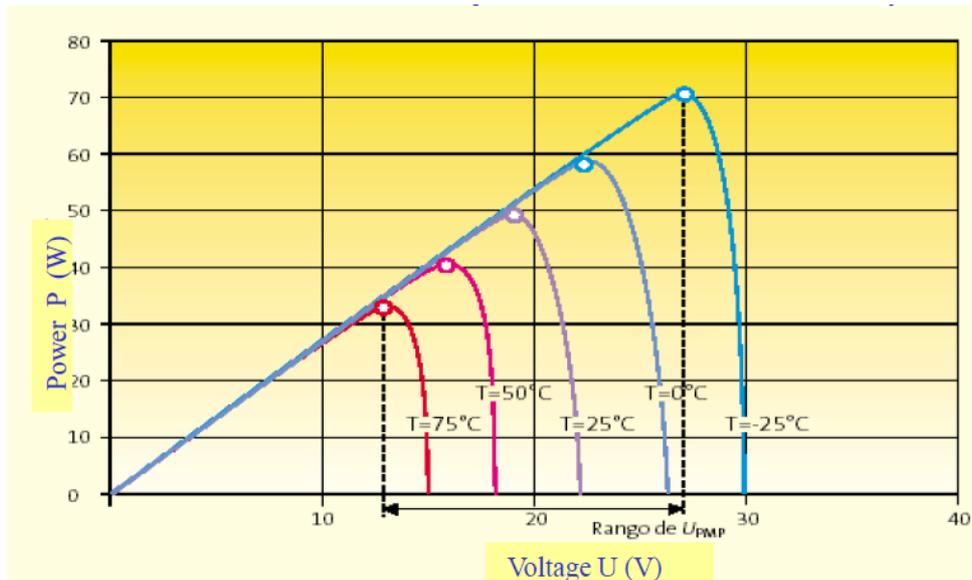


ILUSTRACIÓN 29. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LA POTENCIA DE SALIDA [14]

En la imagen podemos observar como un panel a una temperatura de -25°C produce unos 70W , mientras que el mismo a 50°C (temperatura normal de funcionamiento para un día típico soleado) produce 40W , un 43% menos de potencia.

Por ello, todos los paneles son ensayados en laboratorio bajo unas mismas condiciones de forma que podamos saber de manera rápida que panel se calentará más o menos en función de la irradiancia que sobre este incida. Este parámetro característico se denomina *NOCT (Nominal operation cell temperature)* y mide la temperatura que alcanza una célula fotovoltaica de un panel determinado en función de unos parámetros de operación establecidos. Estos son:

- Irradiancia: 800 W/m^2
- $T_{\text{amb}} = 20^{\circ}\text{C}$
- $V_{\text{air}} = 1\text{ m/s}$
- Circuito abierto (U_{ca})

De acuerdo con este parámetro, que oscila entre $40\text{-}50^{\circ}\text{C}$, podremos saber la temperatura del panel conociendo su *NOCT*, la temperatura ambiente y la irradiancia en W/m^2 .

$$T_p = T_a + \frac{(NOCT - 20) * I}{800}$$

Otros parámetros característicos de los paneles PV son:

- Tensión de aislamiento: Nos indica cuantos paneles podremos colocar en serie (se suman las tensiones). Oscila entre $600\text{-}1000\text{V}$ dependiendo del modelo.
- Coeficiente de potencia con la temperatura: Nos indica de manera porcentual cuanta potencia dejará el panel de producir por cada grado de aumento en la temperatura de este.
- Variación de tensión máxima potencia con la temperatura: Representa la disminución de la tensión del punto de máxima potencia por cada grado que aumente la temperatura del panel.

- Tolerancia: Indica cuanto puede variar (en defecto o en exceso) la potencia de un panel con respecto a la nominal que viene en la hoja de características. Esto es debido a que durante el proceso de fabricación la potencia que dé cada panel puede variar ligeramente ya que no todos son exactamente iguales.
- Rendimiento: Cuanta energía de la total incidente en el panel es convertida finalmente en energía eléctrica.
- Precio: Normalmente se representa mediante el ratio €/Wp de forma que es más fácil conocer si ese panel tiene un precio adecuado o no y compararlo con otras alternativas similares.

3.5. Inversor

La principal característica de la tecnología fotovoltaica es que la energía que generan es en corriente directa por lo que necesitamos de un dispositivo que convierta esta energía en corriente alterna para poder ser distribuida por la red de transporte, el inversor.

Su principio de funcionamiento está basado en la electrónica de potencia. Básicamente lo que hacen es abrir y cerrar una serie de interruptores para simular una corriente alterna (sinusoidal) a partir de una continua. Posteriormente, mediante diversos filtros se corrige la señal y se obtiene una onda senoidal completa.

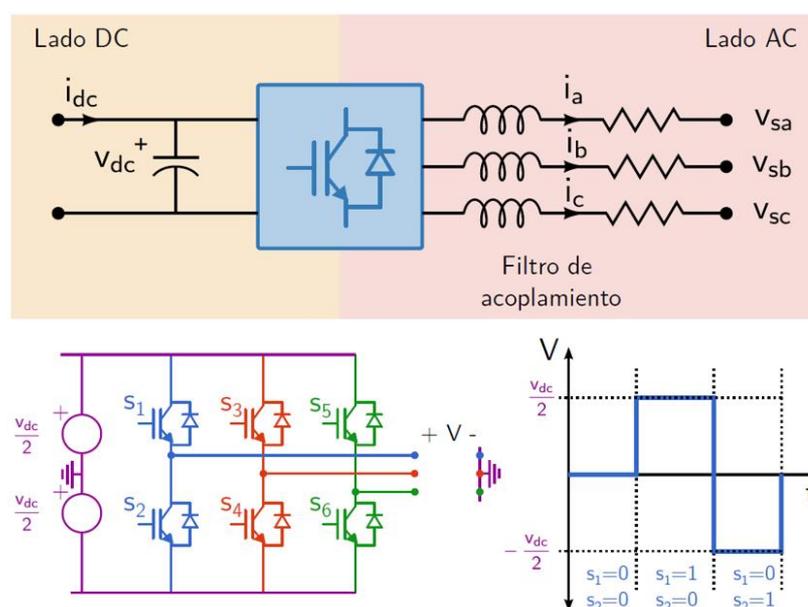


ILUSTRACIÓN 30. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UN INVERSOR [15]

Dentro de los principales tipos de inversores podemos distinguir los siguientes:

- **Inversor aislado:** Están diseñados para instalaciones aisladas o que permanezcan siempre conectadas a un mismo aparato en concreto. Cuentan con bajas tensiones de entrada (12V, 24V ó 48V). Son recomendables para instalaciones en corriente alterna de baja potencia (100W hasta 10kW) y son usadas normalmente con una batería como respaldo.
- **Inversor híbrido:** Combinan la energía PV con un generador diésel de manera que pueden proporcionar energía de manera constante. Se usan en área remotas sin

suministro eléctrico exterior. También se les conoce como híbridos a aquellos inversores que se emplean en instalaciones con baterías de manera que son capaces de suministrar energía a red a la vez que cargan las baterías.

- **Inversor de conexión a red:** Son los que emplearemos en este proyecto de hibridación. Están diseñados para grandes instalaciones de producción de potencia y son empleados normalmente sin el apoyo de baterías. Cuentan con uno o varios MPPT, autoprotecciones, monitorización y sistemas de alarmas. Tienen una gran eficiencia y altas tensiones de entrada, lo cual permite conectar muchos paneles en serie.
- **Microinversores:** Aptos para pequeñas instalaciones PV en el sector residencial. Tienen una baja tensión de entrada, pero una gran modularidad. Son recomendables si se tienen problemas de sombreado. Actualmente se encuentran todavía en una fase temprana de desarrollo por lo que cuentan con un bajo rendimiento y un precio bastante elevado.
- **Power Station:** Son las soluciones más empleadas en la actualidad por las grandes plantas PV. Son enormes contenedores que cuentan ya con el propio inversor y el transformador BT/MT en un solo compartimento, de manera que permite tener ambos elementos en un espacio más reducido. Tienen además un sistema de ventilación forzada para refrigerar el interior del contenedor y evitar el *derating* de los inversores.

3.5.1. Derating

El *derating* es un sistema de protección interna de los inversores frente a elevadas temperaturas ambiente o elevadas tensiones de entrada. Consiste en desapuntar el MPPT del campo para reducir la potencia de salida del inversor y, por tanto, la temperatura del mismo. Es un mecanismo que protege al inversor y evita su desgaste prematuro, pero por el contrario penaliza la producción de la planta PV.

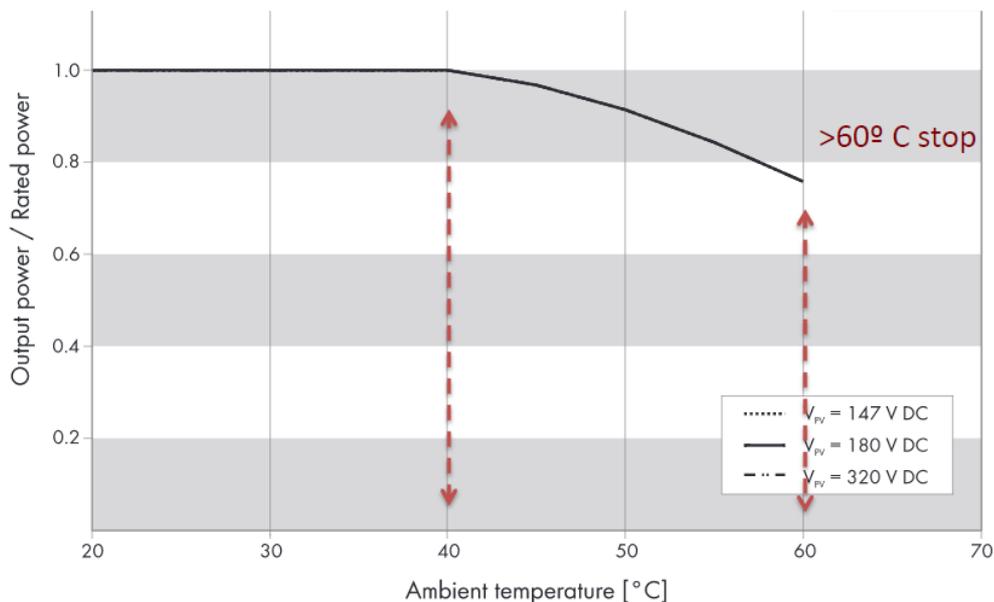


ILUSTRACIÓN 31. CURVA DE DERATING DE UN INVERSOR [14]

Como se puede observar en esta ilustración, el inversor reduce su potencia de salida cuando se alcanza una temperatura ambiente de 40°C y sigue reduciéndola de manera cuasi lineal hasta llegar a los 60°C, momento en el que el inversor deja de funcionar.

3.5.2. Datasheet de un inversor

Para este proyecto me he basado en el catálogo de un inversor de gran potencia que he empleado en un trabajo previo. Por lo que, a continuación, procederé a comentar de manera breve algunos aspectos técnicos que son importantes mirar en la hoja del fabricante a la hora de elegir un inversor u otro.

Model Name	CPS PSW3.125M-1500V
DC Input	
Max. DC Input Voltage	1500Vdc 1
Operating DC Input Voltage Range	920-1500Vdc
Start-up DC Input Voltage/Power	980V
Number of MPP Trackers	2
MPPT Voltage Range	950-1350Vdc 2
Max. Input Current	3542A 3
Max. Number of DC Inputs	20(Max. 24)
DC Disconnection Type	Breaker
PV Array Configuration	Floating/Negative grounded(option)
AC Output	
Rated AC Output Power	3125kW(50°C) 4
Max. AC Output Power	3281kVA(45°C)
Rated Output Voltage	630Vac
Output Voltage Range*	-15%, +10%
Grid Connection Type	3Φ/PE
Max AC Output Current	3008A
Rated Output Frequency	50Hz/60Hz
Output Frequency Range*	47-51.5Hz/57-62Hz
Power Factor	>0.99 (±0.9 adjustable)
Current THD	<3%
AC Disconnection Type	Breaker
System	
Topology	Transformerless 5
Max. Efficiency	99.0% 6
Euro Efficiency	98.7%
Stand-by / Night Consumption	<240W 7
Environment	
Protection Degree	IP54 8
Cooling	Forced air cooling
Operating Temperature Range	-25°C to +60°C (derating from 50°C) 9 -40°C - +60°C (optional heater)
Operating Humidity	0-95%, non-condensing
Operating Altitude	4000m (derating from 3000m) 10
Display and Communication	
Display	Touchscreen
Communication	Standard: RS485, Ethernet
Mechanical Data	
Dimensions (WxHxD) (mm)	2991x2591x2438 11
Weight (t)	5 12
* The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standards.	

ILUSTRACIÓN 32. CARACTERÍSTICAS INVERSOR CHINT POWER 3,125 MVA [16]

1. **Max. DC Input Voltage:** Máxima tensión en corriente continua que es capaz de soportar el equipo sin sufrir daños.

2. *MPPT Voltage Range*: Rango de tensiones de funcionamiento de los MPPT. Sirve para hallar el número mínimo y máximo de paneles a colocar en serie.
3. *Max. Input Current*: Corriente máxima de entrada que puede soportar el equipo sin sufrir daños.
4. *Rated AC Output Power*: Potencia nominal en corriente alterna que es capaz de proporcionar el equipo.
5. *Topology*: Indica si en el *container* está incluido o no el transformador. En este caso solo contamos con el inversor.
6. *Max. Efficiency*: Máximo rendimiento alcanzable por el inversor.
7. *Stand-by/Night consumption*: Consumo eléctrico del inversor cuando se encuentra desconectado de la matriz de paneles o es de noche.
8. *Protection Degree*: Indica el grado de protección frente al agua y el polvo según la nomenclatura IP54, en este caso. El primer número indica el grado de protección frente al polvo y el segundo frente al agua.
9. *Operating Temperature Range*: Intervalo de temperaturas en el que es capaz de trabajar el inversor. Este modelo sufre derating a partir de los 50°C.
10. *Operating Altitude*: Máxima altura a la que puede funcionar el inversor. Sufre derating a partir de los 3000m. Esto es debido a que el flujo de aire para refrigerar el equipo a elevadas alturas es menor que si está a nivel del mar.
11. y 12. Dimensiones y peso del equipo, relevantes si contamos con un espacio determinado.

3.6. Protecciones

Toda instalación eléctrica debe contar con unas ciertas medidas de protección, tanto como para proteger a las propias personas encargadas de la manipulación de sus componentes como a los propios equipos y aparatos que conformen dicha instalación. En esta ocasión nos centraremos en las protecciones necesarias y recomendables que ha de llevar una instalación fotovoltaica de conexión a red.

Todas estas protecciones son las dispuestas en el RD 1699/2011 del 18 de noviembre por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. En toda instalación PV tenemos que distinguir 2 tipos de protecciones, según el lado de la planta en el que se encuentren. Por un lado, tendremos las protecciones del lado de continua (Protecciones DC) y por otro, protecciones del lado de alterna (Protecciones AC).

En el lado DC, se instalarán fusibles en cada hilera a fin de poder realizar tareas de mantenimiento por parte del personal y también para evitar que cada subgrupo pase a funcionar como carga soportando corrientes inversas superiores a su propia corriente de cortocircuito.

Por otro lado, se instalarán varistores (descargadores de tensión) en el lado de continua a fin de poder proteger a la instalación contra sobretensiones. También instalaremos seccionadores a la salida de cada hilera para poder aislarlas y realizar tareas de mantenimiento.

Estas protecciones irán ubicadas en un cuadro de protección que se encontrará al final de cada hilera del campo. En su interior encontraremos los fusibles, así como los varistores y

seccionadores del campo solar. Estos serán estancos, con protección IP65 y resistentes a la radiación UV.

Además de todo esto, tanto la estructura soporte metálica como el marco de los campos de paneles irán conectados a una toma de tierra de masas de conexión equipotencial. La carcasa del inversor también va conectada a esta toma de tierra (TT).

En el lado AC, contaremos con las siguientes protecciones:

- Polaridad inversa
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida
- Seccionador magneto-térmico AC
- Varistores AC
- Sistema de monitorización
- Sistema de desconexión automática en caso de sobrecalentamiento de transformador BT/MT
- Relé (DGPT2) incluido en el transformador (capaz de detectar averías mediante la detección del gas provocado, generalmente, por las pequeñas descargas producidas por rupturas de los aislantes internos en los transformadores de llenado integral)
- Uno de los conductores del inversor a toma de tierra del neutro, separada de la toma de tierra de masas (tn).

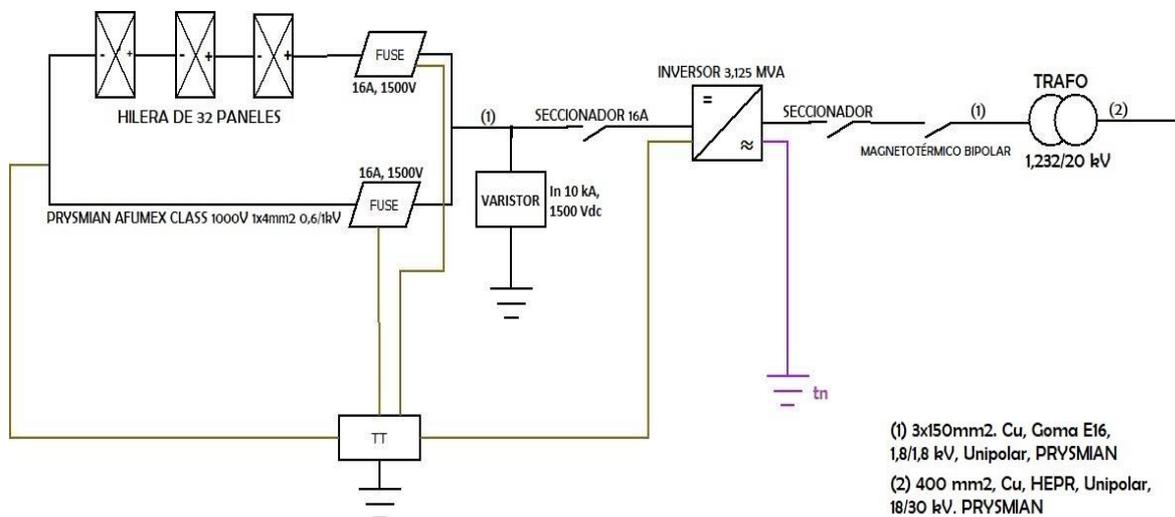


ILUSTRACIÓN 33. ESQUEMA UNIFILAR DE UNA INSTALACIÓN PV DE CONEXIÓN A RED [17]

3.7. Monitorización y alarmas

Un sistema de monitorización es imprescindible para la correcta explotación de la planta solar. Este se encarga de mostrar y almacenar diversos datos representativos del estado de operación de la central. Se divide en 3 grupos:

- Subsistema de adquisición: Está formado por los elementos que reciben los valores de las variables a medir y las transforman en variables cuantificables.

- Subsistema de transmisión: Está formado por los elementos de conexión entre el subsistema de adquisición y el equipo donde se va a realizar el tratamiento de los datos adquiridos. Esta conexión puede ser vía local o remota.
- Subsistema de tratamiento de información: Está formado por los ordenadores que reciben la información procedente del subsistema de adquisición.

Las variables que deben almacenarse y transmitirse al subsistema de tratamiento de información son las siguientes:

- Energía total entregada a la red
- Número total de conexiones a la red
- Tensión y frecuencia de la red
- Estado de funcionamiento interno y alarmas
- Tensión, intensidad y potencia activa de los módulos y agrupaciones
- Factor de potencia
- Temperatura de los módulos

Se puede instalar también opcionalmente una estación meteorológica que registre la radiación incidente en el campo (directa y difusa), temperatura ambiente, velocidad del viento, humedad, etc.

3.8. Telecontrol

El telecontrol es un requisito de obligado cumplimiento para plantas con una potencia instalada mayor de 10MW. En este caso se instalará un Sistema Integrado de Control y Protección (SICOP) que incorporará las funciones de control local, telecontrol, protección y medida de todas las posiciones de la planta.

Sus funciones principales son:

- Mando y señalización de todas las posiciones de la subestación
- Ejecución de automatismos generales
- Presentación y gestión de las alarmas del sistema
- Gestión de las comunicaciones con el sistema de telecontrol
- Generación de informes y sincronización horaria

3.9. Otros aspectos a tener en cuenta

De acuerdo con las operaciones de mantenimiento registradas en el HE-5 del CTE, son necesarias una serie de medidas preventivas y correctoras que se puede resumir en lo siguiente:

- Comprobación de protecciones eléctricas
- Comprobación del estado de los paneles: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
- Comprobar el estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales, pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes y limpieza.

4. Central solar híbrida

Cuando hablamos de una central solar híbrida nos referimos a una de tecnología CCP o CRS la cual trabaja de manera conjunta con otro tipo de fuente de generación. La simbiosis de ambas y la buena integración de sendas tecnologías en el mercado eléctrico son claves para producir energía de manera ininterrumpida y con un menor coste. El conseguir que una central la cual generaba energía solo por el día (CSP sin almacenamiento) o que lo hiciera durante toda la jornada, pero a un precio superior al que conseguiría sin la hibridación motivan el estudio de este tipo de plantas.

En la actualidad existen varias líneas de hibridación de centrales solares. Algunas de ellas son:

- Hibridación con otra tecnología no renovable: Una posible solución de hibridación pasa por la operación conjunta de una central CSP con otra de fuente de energía no renovable, tales como una central nuclear o una de carbón. Absorbiendo energía de la red es posible calentar las sales térmicas mediante un calentador eléctrico para ser posteriormente derivadas al generador de vapor de la central en cuestión, evitando de esa forma el empleo de combustibles fósiles para la obtención de ese vapor y reduciendo de esa forma las emisiones de CO₂ que esto lleva asociado. De esta forma también conseguiremos una reducción del LCOE.
- Remodelado de plantas existentes: En este caso se puede optar por remodelar plantas de CSP existentes incluyendo sistemas de calentamiento de sales con energía renovable. Los sistemas de generación pueden ser tanto de naturaleza eólica como fotovoltaica. Estos pueden llevar consigo un sistema de baterías por si hiciera falta calentar las sales en un día nublado o durante la noche.
- Hibridación con tecnología renovable: Es la opción que vamos a estudiar en este proyecto con un desarrollo detallado y posterior análisis en los próximos apartados.

4.1. Plantas CSP híbridadas con PV

En la actualidad se está llevando a cabo numerosas líneas de estudio entorno a la hibridación de plantas solares actuales con tecnología fotovoltaica, con y sin baterías (BESS). Como se ha adelantado en la introducción, la hibridación de este tipo de centrales permite un aumento del factor de capacidad global de la planta asociado a un menor LCOE y una menor cantidad de campo requerida. En el presente proyecto se llevará a cabo un estudio detallado sobre una planta de receptor central y su posterior hibridación con tecnología PV (con y sin BESS).

Una de las opciones es hibridar una planta de CSP que ya cuente con TES e incluirle una matriz de paneles PV de forma que estos puedan verter energía a la red y también cargar el TES cuando sea necesario, todo ello durante el día ya que esta configuración no cuenta con baterías. Este el caso de la planta solar de Midelt One la cual emplea tecnología fotovoltaica para verter energía a la red mientras que el excedente que pudiera existir es empleado en cargar el TES mediante resistencias eléctricas en el interior de los tanques de almacenamiento.

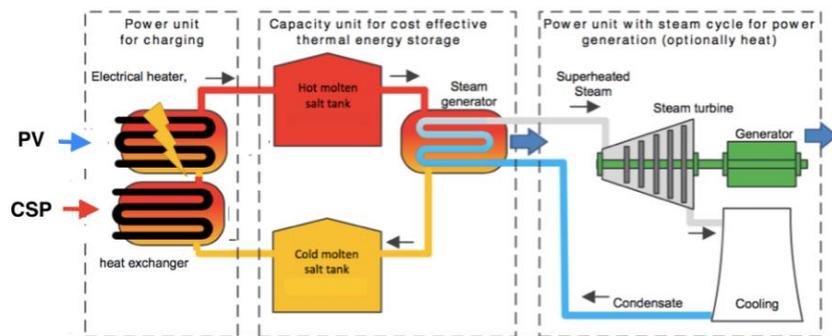


ILUSTRACIÓN 34. ESQUEMA DE UNA CSP CON PV PARA CARGAR TES [18]

Otra opción es incluir una matriz de paneles PV más una pila de baterías que se cargarán durante el día con el excedente de la energía producida por los paneles. Esto permite una mayor gestionabilidad de la planta pudiendo así verter electricidad a la red de manera que se pueda satisfacer la demanda que en ese momento se requiera, tanto picos de potencia como carga base. La inclusión de baterías permite satisfacer un pico de demanda durante un corto lapso, pero con una gran rapidez, todo ello mientras el TES se pone en marcha y comience a operar la turbina. Ambas opciones serán modeladas y analizadas en apartados posteriores empleando la herramienta SAM.

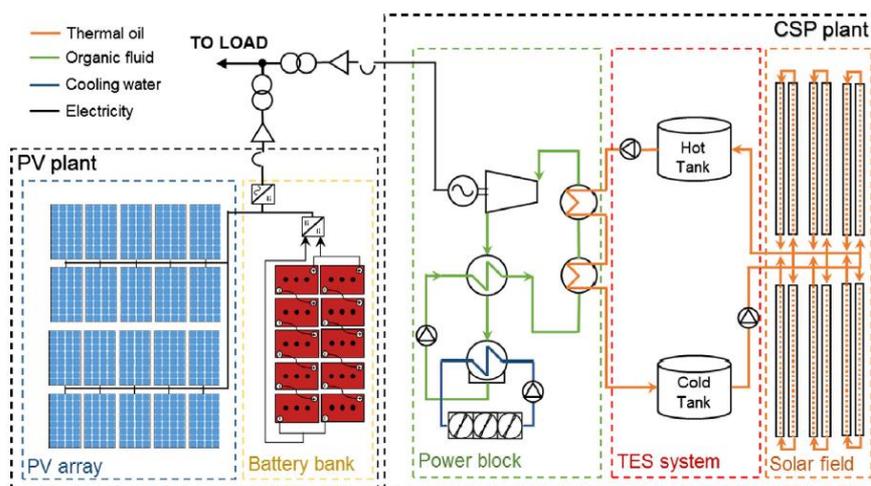


Fig. 1. Simplified scheme of the hybrid CSP-PV power plant.

ILUSTRACIÓN 35. ESQUEMA DE PLANTA CSP-PV CON BATERÍAS BESS [19]

5. Proyectos sobre la hibridación CSP-PV

Para dotar a este proyecto de un respaldo científico de confianza y que oriente el estudio de este tipo de plantas híbridas, se incluyen a continuación algunos *papers* (documentos científicos) que validan y contrastan las ideas que se han expuesto en este TFG. El objetivo de este apartado es ver como se modelan diversas plantas que emplean la misma tecnología, pero usando para ello software distinto y eligiendo una estrategia de despacho diferente en cada caso.

5.1. Assessing the performance of hybrid CSP+PV plants in northern Chile [A. R. Starke, J. M. Cardemil, R. A. Escobar y S. C. , 21 Septiembre 2016] [20]

Este artículo comienza comentando como es posible aumentar el factor de capacidad de las plantas solares ubicadas en el norte de Chile mediante la hibridación con tecnología fotovoltaica. Para llevar a cabo el presente proyecto se planteará un estudio paramétrico y posterior optimización del almacenamiento tanto para plantas de cilindroparabólico (CCP) como de receptor central (CRS) para ver como varía el LCOE en función de la potencia PV instalada. Este proyecto empleará el software TRNSYS con una librería específicamente desarrollada para este estudio en concreto. Tras un posterior análisis económico se pondrá de manifiesto que la hibridación en este tipo de localizaciones es muy viable permitiendo a los inversores acceder a contratos de PPA (*Power Purchase Agreement*) mucho más bajos consiguiendo costos bastante más competitivos que otras tecnologías del mercado.

5.1.1. Introducción

Chile se encuentra en un proceso de cambio en el mix energético del país. Los acuerdos adoptados por las distintas políticas energéticas de Chile acuerdan alcanzar un 20% de generación renovable para el año 2025. Para poner en contexto la situación actual del país sudamericano en cuestión de generación eléctrica mediante tecnología solar se disponen de los siguientes datos del año 2015:

- 741 MW PV activos y 2110 MW en construcción
- 110 MW CSP en construcción

En Chile existen dos sistemas interconectados entre sí, uno se encarga de la mitad norte del país, Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y otro denominado Sistema Interconectado Central (SIC). El SING cuenta con la particularidad de que la demanda de energía eléctrica es prácticamente constante a lo largo de todo el día debido a la actividad minera tan intensa que se desarrolla en esta parte del país, siendo esta de 2500 MW aprox. (capacidad máxima instalada: 4149 MW)

El SIC, por otro lado, tiene una curva de demanda más propia de una sociedad industrializada con picos a primera hora de la mañana (cuando se pone en marcha la actividad industrial) y a la noche cuando la población vuelve a sus casas después de trabajar. Con esto, contamos con una demanda de aproximadamente 9000 MW durante las 3am-5am y picos de demanda de aproximadamente de 12000 MW a las 9pm. Este sistema cuenta con una capacidad máxima instalada de 15738 MW.

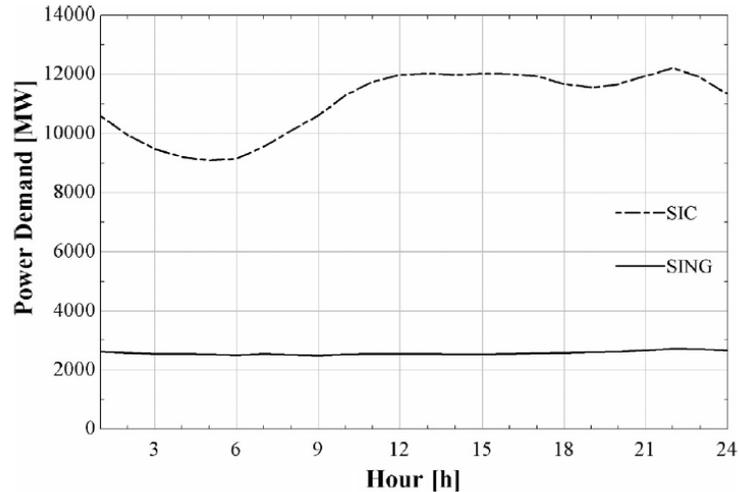


Fig. 1. Yearly average of hourly power demand (in MW) in the Chilean electricity systems: SING (northern) and SIC (central).

ILUSTRACIÓN 36. DEMANDA DE POTENCIA EN LOS SISTEMAS SIC Y SING [20]

Centrándonos en el SING, el cual requiere de plantas base que generen las 24h del día de manera ininterrumpida sumado al creciente interés de la hibridación de centrales solares con fotovoltaica para llegar a ese 20% de cuota de renovables en el mix energético de Chile se plantea una solución para alcanzar este acuerdo.

Esta solución corre a cargo de la empresa multinacional andaluza Abengoa con su planta Cerro Dominador (o Atacama 1). Este proyecto cuenta con una planta de receptor central de 110 MW y una planta fotovoltaica de 100 MW cuyo estudio y optimización será objeto de análisis en lo siguiente. También existe otro proyecto de similares características, pero a menor escala, Solar Reserve Carrera Pinto. Esta central cuenta con 110 MW CRS y 60 MW PV (con una inclinación de 45° para maximizar la producción en invierno).

El objetivo de este proyecto llevado a cabo por Abengoa es el de conseguir una central de producción de energía renovable con un factor de capacidad mayor que el de las plantas sin hibridar y con un LCOE asociado menor.

En los siguientes apartados, se hará un estudio de viabilidad para la hibridación de una central de captadores cilindroparabólicos (CCP) y otra de receptor central (CRS) ambas con fotovoltaica (PV).

5.1.2. Recurso solar en Chile

Chile se caracteriza por ser uno de los países del mundo con mayor recurso solar disponible. Hablamos de que durante casi todo el año el cielo se encuentra despejado (300 días al año de media) luego es una zona bastante árida donde apenas existen precipitaciones. Esto nos arroja unos valores de radiación directa (*DNI, Direct Normal Irradiation*) anuales de 3000 kWh/m², llegando a un máximo de 3500 kWh/m² en el desierto de Atacama.

Para la evaluación de la producción anual se han tomado los valores de la localidad de Cruceros, Chile. Este pequeño pueblo se encuentra cerca del desierto de Atacama por lo que los datos serán muy similares a los del emplazamiento de la central.

En verano contamos con un recurso solar de aproximadamente 1200 W/m^2 mientras que en invierno tenemos $900\text{-}950 \text{ W/m}^2$, valores muy superiores a cualquier otro emplazamiento del mundo. Para el modelado de la instalación se ha establecido una DNI de diseño de 1027 W/m^2 .

5.1.3. Descripción del sistema

Pasando a la parte técnica, comenzaremos contando primeramente los elementos que conformarán la instalación CCP y luego los de la CRS. En ambos casos el bloque de potencia será de 50 MW.

La CCP, cuya configuración es similar a la central Andasol 1 en España, contará con los siguientes elementos:

- Colectores EuroTrough ET150
- Receptores UVA3 Schott PTR70
- Therminol VP-1 como HTF (a $393 \text{ }^\circ\text{C}$)
- Ciclo de potencia con aerorefrigeración
- Rendimiento del ciclo = 38,1 %
- Sales fundidas en 2 tanques (almacenamiento indirecto)

Por otro lado, la CRS, con configuración basada en la central de Gemasolar en España, contará con los siguientes elementos:

- Heliostatos SENER (10,9m x 10,9m)
- Ciclo de potencia con aerorefrigeración
- Rendimiento del ciclo = 41,2 %
- Sales fundidas como HTF y TES (a $565 \text{ }^\circ\text{C}$)
- Almacenamiento directo en 2 tanques

En la planta fotovoltaica contaremos con los siguientes elementos:

- Paneles SunPower 128-Cell (Potencia no especificada)
- Inversor Siemens SINVERT PVS1401
- Sin sistema de seguimiento

5.1.4. Metodología

Para llevar a cabo el modelado de la planta se tomará un fichero meteorológico con datos tomados cada hora durante un año entero. También se han implementado los algoritmos de cálculo del SAM (*System Advisor Model*) en TRNSYS de forma que con un único programa se pueda dimensionar todo el conjunto. Realizando las mismas operaciones, pero en programas distintos, se ha obtenido una desviación del 2% entre los datos de SAM y de TRNSYS luego concluimos que la metodología en este caso es válida.

Aparte se ha modificado el código de SAM para permitir que la fracción de potencia que otorga la turbina varíe automáticamente en función de la generación fotovoltaica permitiendo así una mejor acción conjunta entre ambas plantas.

El principal objetivo es la reducción del LCOE de la instalación solar y para ello primero definen como se obtiene el LCOE (*Levelized Cost Of Energy*):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{A_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{M_{t,el}}{(1+i)^t} \right)}$$

ILUSTRACIÓN 37. CÁLCULO DEL LCOE [20]

Siendo I_0 la inversión inicial, A_t los costes anuales incluyendo operación y mantenimiento y los seguros, i es la tasa de descuento y $M_{t,el}$ corresponde con la energía anual proporcionada por el sistema.

5.1.5. Aspecto económico

Entrando en el apartado económico, todos los parámetros mostrados en las siguientes tablas son proporcionados por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) y dan una idea de los costes unitarios que requieren cada tipo de central solar en función de su tecnología.

Table 3 Economic parameters considered for the CRS plant.		Table 2 Economic parameters considered for the PTC plant.	
<i>Direct cost</i>		<i>Direct costs</i>	
Site improvements (US\$/m ²)	15	Site improvements (US\$/m ²)	15
Solar field (US\$/m ²)	180	Solar field (US\$/m ²)	270
Heat transfer fluid (US\$/m ²)	0	Heat transfer fluid (US\$/m ²)	80
TES (US\$/kWh _{th})	30	TES (US\$/kWh _{th})	30
Fossil backup (US\$/kWe)	0	Fossil backup (US\$/kWe)	0
Power block (US\$/kWe)	1200	Power block (US\$/kWe)	850
Balance of plant (US\$/kWe)	350	Balance of plant (US\$/kWe)	105
Fixed tower cost (Mio US\$)	3	Contingency (as % total equipment cost)	5
Tower scaling factor (-)	0.0113	<i>Indirect costs</i>	
Receiver reference cost (Mio US\$)	110	Land cost (US\$/acre)	0
Receiver reference area (m ²)	1571	EPC and owner cost (as % of direct cost)	11
Receiver scaling factor (-)	0.7	Sales tax (%)	0
Contingency (as % total equipment cost)	5	<i>Operation and maintenance</i>	
<i>Indirect cost</i>		O&M fixed (US\$/kWe-year of a nameplate power)	65
Land cost (US\$/acre)	0	O&M variable (US\$/MW h of the annual electrical output)	3
EPC and owner cost (as % of direct cost)	11	Est. gross to net conv. factor (%)	90
Sale tax (%)	0		
<i>Operation and maintenance</i>			
O&M fixed (US\$/kWe-year of a nameplate power)	65		
O&M variable (US\$/MW h of the annual electrical output)	3		
Estimated gross to net conversion factor (%)	90		

ILUSTRACIÓN 38. PARÁMETROS ECONÓMICOS PARA PLANTA CCP Y CRS [20]

En el apartado de almacenamiento térmico (TES) se ha elegido el precio unitario para un sistema de 12h (30\$/kWh_{th}) ya que si este fuera de sólo 2h, el precio ascendería hasta los 80\$/kWh_{th}. Se ha escogido este primer valor dado que las centrales híbridas con PV requieren de grandes capacidades de almacenamiento para producir cuando la fotovoltaica no esté disponible.

A su vez se ha tomado $i=10\%$, tasa de descuento actual en Chile. El proyecto tiene una vida útil programada de 25 años y no cuenta con subvenciones ya que el gobierno local no proporciona este tipo de incentivos para nuevas centrales renovables.

5.1.6. Resultados e interpretación

La simulación se ha llevado a cabo configurando la estrategia de despacho de dos formas distintas. En la primera se ha propuesto una solución *Baseload 4a*. (central de base) de forma que la producción fotovoltaica sustituya a la solar durante el día y que, cuando caiga la noche o no haya recurso solar disponible por el día, se haga uso del almacenamiento térmico de la CSP.

De esta forma, con la operación conjunta de las 2 tecnologías, se puede obtener una curva de producción prácticamente plana a lo largo de toda la jornada.

La otra configuración es de una central *peaker* (central de punta). La curva de producción es similar a la anterior, pero con la diferencia de que esta tiene un pico de generación durante las primeras horas de la tarde (15pm-16pm). Esto permite suplir la creciente demanda eléctrica que la zona experimenta durante esa franja horaria y que, por consiguiente, se paga a un mejor precio que el resto de horas. Este despacho de energía solo es posible si el TES se encuentra cargado en ese momento y si la red puede soportar ese incremento de potencia inyectada sin comprometer la estabilidad de esta.

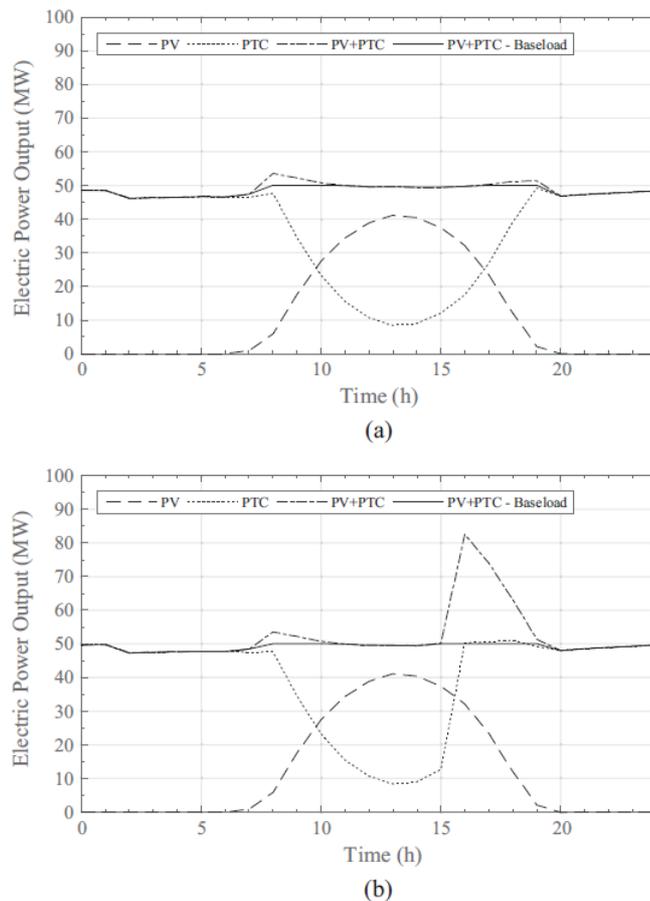


Fig. 4. Dispatch modes of power production of the CSP +PV hybrid plant, (a) baseload production and (b) peak production.

ILUSTRACIÓN 39. CURVA DE ENERGÍA PARA UNA CONFIGURACIÓN BASELOAD Y PEAKER [20]

5.1.7. Análisis paramétrico

En este apartado se lleva a cabo un análisis paramétrico para identificar el óptimo del LCOE y el múltiplo solar de la instalación. Para ello se eligen como variables las horas de almacenamiento del TES, el múltiplo solar y el PR_{PV} (Power ratio fotovoltaic). Para este análisis se mantendrá la inclinación de los paneles fija e igual a la latitud del emplazamiento. Con estos parámetros, los resultados obtenidos son los siguientes:

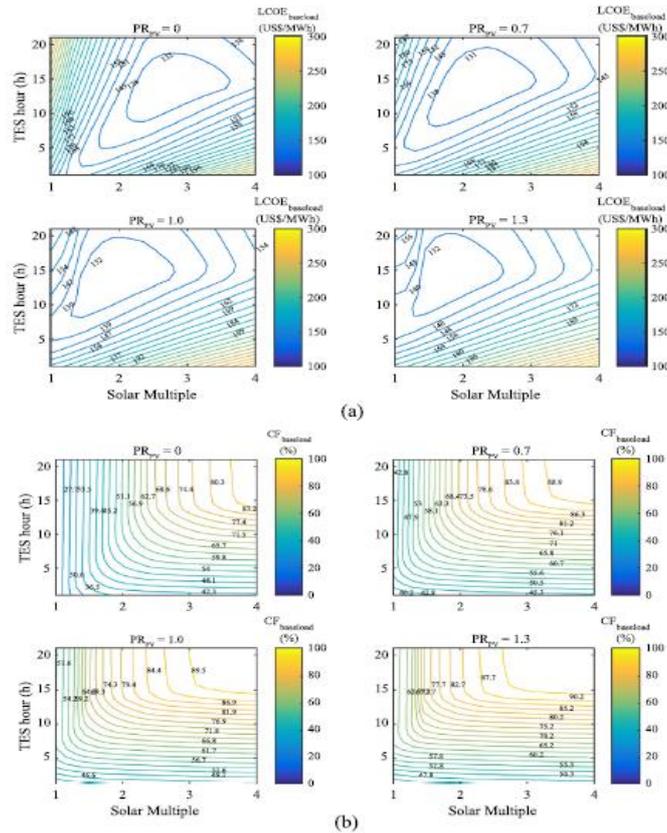


Fig. 5. Levelized cost of energy (a) and capacity factor (b) for the baseload power production for different solar multiple and TES size, for a PV cost of 1.5 US\$/Wdc and PTC plant.

ILUSTRACIÓN 40. VARIACIÓN DEL LCOE Y EL FACTOR CAPACIDAD EN FUNCIÓN DEL TES (H), PR_{PV} Y MS [20]

El estudio se ha llevado a cabo para una central CCP con un costo de PV igual a 1,5 \$/Wdc. Esto nos lleva a observar como la curva del LCOE a) se desplaza hacia la izquierda indicando que, a mayor ratio de PV instalada, menores dimensiones tendrá el campo solar con el ahorro económico que eso supone.

También se observa un comportamiento similar en el factor de capacidad, a mayor ratio de PV mayor factor de capacidad tendremos ya que podremos aprovechar mejor el recurso solar que incida en ese momento además de tener una mayor capacidad para poder cargar el almacenamiento térmico.

5.1.8. Optimización del LCOE

En primera instancia se realizó un análisis variando los grados de inclinación de los paneles fotovoltaicos para ver si el aumento o disminución en la producción tenían un efecto significativo

en el LCOE de la instalación. Realizando un análisis paramétrico y graficando los resultados se llegó a la conclusión de que el grado de inclinación no es una variable que afecte significativamente al LCOE de la planta. Para ello se supuso un TES de 14,2h en ambos casos y $MS_{CCP}=2,6$ | $MS_{CRS}=2,2$. El coste de la PV se dejó en 1,5 $\$/Wdc$. Otra conclusión que se puede extraer de este análisis es que la inclinación de los paneles en una planta híbrida es mayor que en una central fotovoltaica convencional ya que estas primeras buscan maximizar la producción en los meses de invierno luego los paneles debían de colocarse más perpendiculares con respecto a la radiación.

En el siguiente gráfico se analizó cual es el LCOE óptimo para cada tecnología en función del PR_{PV} y del PV_{cost} , variando este último entre 1.3, 1.5 y 1.93 $\$/Wdc$.

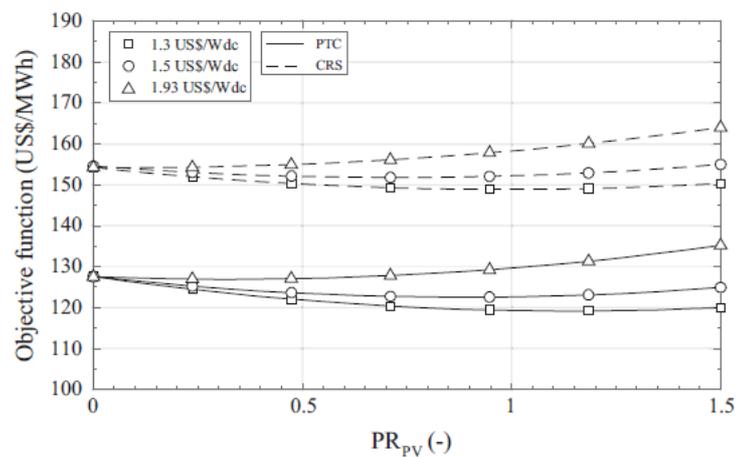


ILUSTRACIÓN 41. VARIACIÓN DEL LCOE EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE LA PV (US\$/WDC) Y EL RATIO PV INSTALADO [20]

	PV_{cost}	PR_{PV}	Reducción LCOE (%)
CCP	1,9	0,25	<2
	1,5	1	3,8
	1,3	1,2	7
CRS	1,9	0,25	<1
	1,5	0,75	1,5
	1,3	1	3,5

TABLA 1. REDUCCIÓN DEL LCOE EN FUNCIÓN DEL COSTE Y LA CANTIDAD DE FV

En la siguiente figura se ha llevado a cabo el mismo estudio, pero en términos del factor de capacidad. Los resultados obtenidos para valores pequeños de PR_{PV} [0-0,5] son los siguientes:

- CCP: factor capacidad = 80 %
- CRS: factor capacidad = 86 %

Otro análisis paramétrico determinó el valor óptimo del múltiplo solar y el TES (en horas) para distintos precios de PV_{cost} y variando el PR_{PV} en una central CCP. El múltiplo solar varía notoriamente, partiendo de $MS = 3'4$ para un ratio nulo de PV hasta $MS = 1'8$ para un $PR_{PV}=1'5$. Esto es lógico ya que, a mayor capacidad instalada de PV, menor campo necesitaremos para poder cargar el TES ya que la producción eléctrica durante el día se relega a la fotovoltaica. El TES en ambos casos (CRS y CCP) se estima en unas 14h aproximadamente.

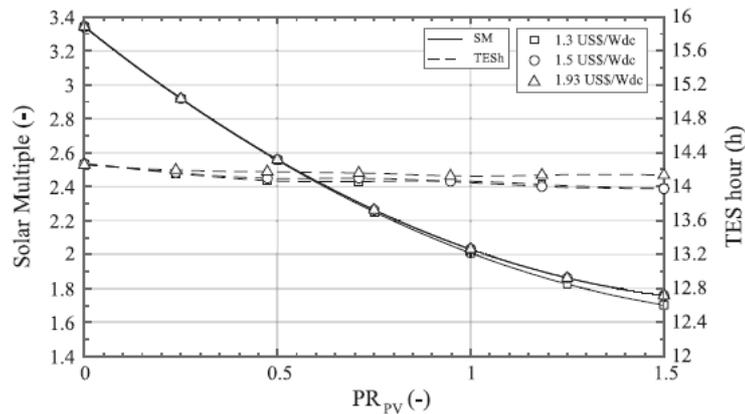


ILUSTRACIÓN 42. VARIACIÓN DEL MÚLTIPLO SOLAR AL AUMENTAR EL RATIO PV Y LAS HORAS DE ALMACENAMIENTO [20]

El grado de inclinación de los paneles se estimó en unos 40° para PR_{PV} menores de 1. También se observó como esta inclinación disminuye conforme aumenta el ratio de PV debido a que la producción diurna no se va a ver tan resentida en invierno con una mayor cantidad de campo fotovoltaico.

Del último análisis realizado para una planta CCP podemos observar como una hibridación con PV y un ratio de 1,5 permite alcanzar un factor de potencia del 88% con un LCOE comprendido entre 117-131 \$/MWh.

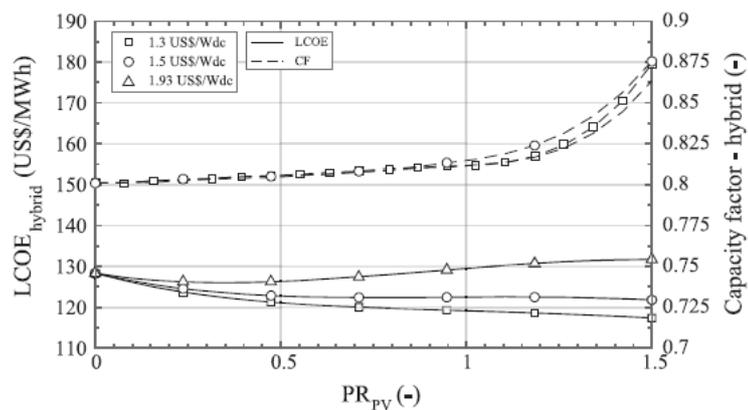


ILUSTRACIÓN 43. VARIACIÓN DEL LCOE Y EL FACTOR CAPACIDAD EN FUNCIÓN DEL PR_{PV} Y EL PRECIO DE LA PV (US\$/Wdc) [20]

5.1.9. Solución óptima para CSP, PV e hibridación

El objetivo de este proyecto ha sido siempre buscar una reducción del LCOE gracias a la hibridación de tecnologías solares con mayores costos y la fotovoltaica, competitiva en costos de operación y mantenimiento. En este apartado se expone una solución viable para que tanto una CSP

convencional como una planta PV y una solución hibridada consigan el menor LCOE posible en este emplazamiento. Para ambos casos se ha fijado una potencia nominal de 50 MW, un $PV_{cost}=1,5\$/Wdc$ (para el caso híbrido) y un factor de capacidad del 80%. En la siguiente imagen se recogen los resultados obtenidos:

Table 4
Summary results of the five optimized plants.

	PV- only	PTC- only	CRS- only	PTV + PV	CRS + PV
LCOE _{baseload} (US\$/MW h)	91.4	128.4	154.5	123.2	152.1
Capacity factor (%)	25.1	80.1	85.9	80.5	88.7
Capacity factor – hybrid (%)	–	–	–	81.8	89.9
PV power ratio (–)	–	–	–	1.0	0.75
Solar multiple (–)	–	3.3	3.0	2.0	2.1
TES hours (h)	–	14.3	15.0	14.1	14.7
PV inclination angle (deg)	23.6	–	–	39.5	34.5

ILUSTRACIÓN 44. TABLA RESULTADOS DE AMBAS PLANTAS POR SEPARADO E HIBRIDADAS [20]

Como era de esperar, la fotovoltaica (sin baterías) no es capaz de alcanzar el factor de capacidad fijado así que se obtiene un máximo de 25,1% con un LCOE de 91,4 \$/MWh. Para el resto de configuraciones se alcanza el objetivo y se observa como tanto el factor de capacidad aumenta y el LCOE reduce al verse hibridadas con tecnología fotovoltaica. Como se ha expuesto anteriormente, el múltiplo solar se reduce y la inclinación de los paneles aumenta con respecto al caso fotovoltaico base.

De la siguiente ilustración obtuvieron interesantes conclusiones con respecto a las horas de producción de la planta:

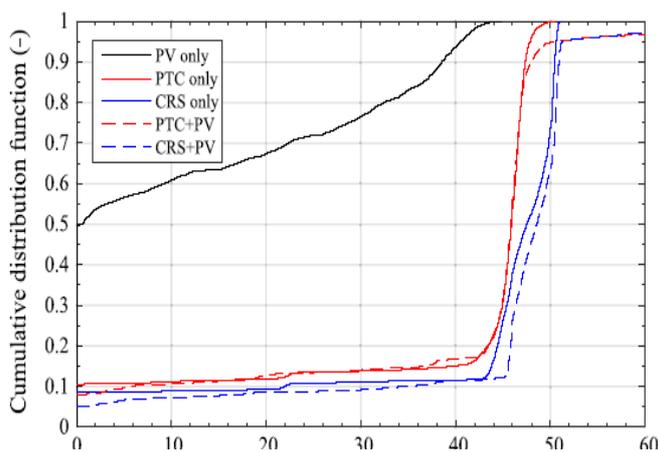


ILUSTRACIÓN 45. FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS PLANTAS [20]

- El 50% del tiempo la fotovoltaica no generaba energía.
- El 7% del tiempo la producción se situaba entre 40-50MW (50MW max.)
- El 10% del tiempo las CSP no generaban, pero si eran hibridadas disminuía hasta un 8% en la CCP y un 5% en la CRS.
- El 85% del tiempo la CSP hibridada producía más de 40MW.

5.1.10. Análisis escala

Para finalizar con este documento, se llevó a cabo un estudio escalando la potencia de la central en cuestión suponiendo valores de 50, 100 y 150MW respectivamente. En los 3 casos se supuso un $PV_{cost} = 1,3 \$/Wdc$.

En el caso de la CRS se observó una notable reducción del LCOE al aumentar la potencia debido a la economía de escala que reduce sus precios unitarios cuantos mayores sean las potencias. Sin embargo, para la CCP esta reducción es mucho menos notoria debido a que una central de mayor tamaño supondría también unas mayores pérdidas por radiación en sus receptores.

5.1.11. Conclusiones

Como se ha podido observar en el estudio anterior, Chile es un emplazamiento muy apropiado para este tipo de instalaciones dado que tiene uno de los mejores recursos solares del mundo. Esto sumando al creciente interés por parte de las empresas y los inversores en la hibridación CSP-PV hace que Chile sea el lugar más apropiado para llevar a cabo este tipo de proyectos.

Queda también demostrado como es posible reducir el LCOE de las plantas solares existentes a la vez que se aumenta su factor de capacidad por encima del 80%. Tanto para una planta CCP como una CRS se llega a un caso hibridado de menor LCOE y menor campo solar. En el caso de la CCP se obtiene un factor de capacidad del 80,5% con un LCOE 123,2 \$/MWh (128,4 \$/MWh inicialmente). Para una CRS se consiguió una producción nominal el 88,7% del año y un LCOE de 152.1 \$/MWh (154,4 \$/MWh inicialmente)

Aunque también se haya demostrado que a mayor cantidad de PV instalada mejores prestaciones tiene nuestra planta no siempre un aumento de fotovoltaica justifica la inversión y el aumento en la producción anual luego existe un óptimo que deberá ser determinado mediante un estudio paramétrico. De igual manera, el potencial que tiene Chile para este tipo instalaciones es enorme y numerosas multinacionales ya están realizando importantes estudios en este campo.

5.2. Optimal design of a hybrid PV-CSP plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants. [Mario Petrollese y Daniele Cocco, 3 Septiembre 2016] [19]

En el presente estudio, realizado por Mario Petrollese y Daniele Cocco, se lleva a cabo el análisis y posterior hibridación de una central con colectores tipo Fresnel que emplean HTF como fluido caloportador, 2 tanques de almacenamiento y un ciclo Rankine de potencia (ORC). En este *paper* nos comentan como los parámetros que más influyen en la reducción del LCOE y en la obtención de una curva de generación constate son el múltiplo solar, la potencia del ciclo ORC y el tamaño del TES y del BESS.

Como emplazamientos elegidos para la realización de este estudio se han escogido Ottana (Italia) y Ouarzazate (Marruecos). Con esto podremos confirmar, una vez más, que la hibridación PV-CSP es rentable para generación de energía constante a lo largo del día siempre y cuando esta supere las 16h diarias. Para períodos de 8h o menos sí que podría ser mas interesante una solución PV con su BESS correspondiente.

5.2.1. Introducción

Las energías renovables han experimentado un aumento del 85% en los últimos 15 años y no es de extrañar que comiencen a aflorar diversas soluciones de hibridación que pueda suplir a las ya

existentes centrales térmicas que empleen combustibles fósiles para la generación de su energía. La intermitencia y la variabilidad de estas es todavía una barrera técnica por superar la cual causa grandes oscilaciones de tensión y frecuencia en la red eléctrica de un país. Es por ello que soluciones híbridas como la PV-CSP optan por aumentar la flexibilidad del conjunto y la fracción solar de la instalación.

El TES permite suplir pequeñas fluctuaciones en la demanda además de poder cambiar o extender los tiempos de producción según se requieran. Así que un conjunto CSP-TES es apto para lo que se conoce como *Power On Demand* (energía según la demanda lo requiera en ese preciso instante). Además, que podremos adaptar nuestra curva de producción al pool eléctrico de ese período, o bien, generar durante las 24h del día si el almacenamiento nos lo permite.

El principal problema de la CSP es que tiene unos costes de inversión iniciales muy altos además de un LCOE elevado (medias y altas latitudes especialmente) Es por ello que la CSP+PV cobra interés para reducir la intermitencia de las renovables a la vez que se pueden reducir costes de generación. En este caso el TES pasaría a un segundo plano y solamente produciría energía durante los picos que se producen a primeras horas de la mañana y de la noche.

Esto ha hecho que numerosas empresas apuesten por este tipo de tecnología aún reciente como el proyecto de Atacama llevado a cabo por la empresa SolarReserve y Abengoa (explicado en el *paper* anterior) y la instalación híbrida que se está construyendo en Ottana compuesta por 600kWe de CSP+TES y 400kWe PV.

5.2.2. Configuración CSP-PV

En el campo de la CSP contaremos con colectores lineales tipo Fresnel y HTF en su interior a modo de fluido caloportador. También contaremos con 2 tanques para el almacenamiento de este HTF y un ciclo ORC Rankine con una temperatura de trabajo aproximada de entre 250-300 °C. En este caso se ha optado por montar Fresnel frente a cilindroparabólico por los siguientes motivos:

- Diseño más simple
- Espejos y seguimiento más baratos
- Menor área de campo
- Menores costes de producción
- Rendimiento Fresnel superior a CCP

En el campo PV contaremos a su vez con 2 subcampos cada uno de ellos compuesto por 2 hileras de 20 paneles (250Wp cada uno).

Los principales parámetros que emplean para la modelización de la planta son: Área solar, energía del TES, potencia del ORC, potencia campo PV y capacidad de la batería.

5.2.3. Modelado y simulación

Para llevar a cabo este estudio se ha empleado la herramienta MATLAB y la función que se va a perseguir en todo momento es la reducción del LCOE al ir variando los parámetros anteriormente nombrados.

5.2.3.1. Recurso solar

Para ambos casos se empleará un fichero TMY sacado de la base de datos de Meteoronorm®.

	DNI (kWh/m ²)	GHI (kWh/m ²)
Ouarzazate	2443	2096
Ottana	1790	1610

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE AMBOS EMPLAZAMIENTOS

En ambos casos el campo fotovoltaico será similar, pero en Ouarzazate (dispone de mayor recurso solar) podrá contar con un campo CSP de menor tamaño.

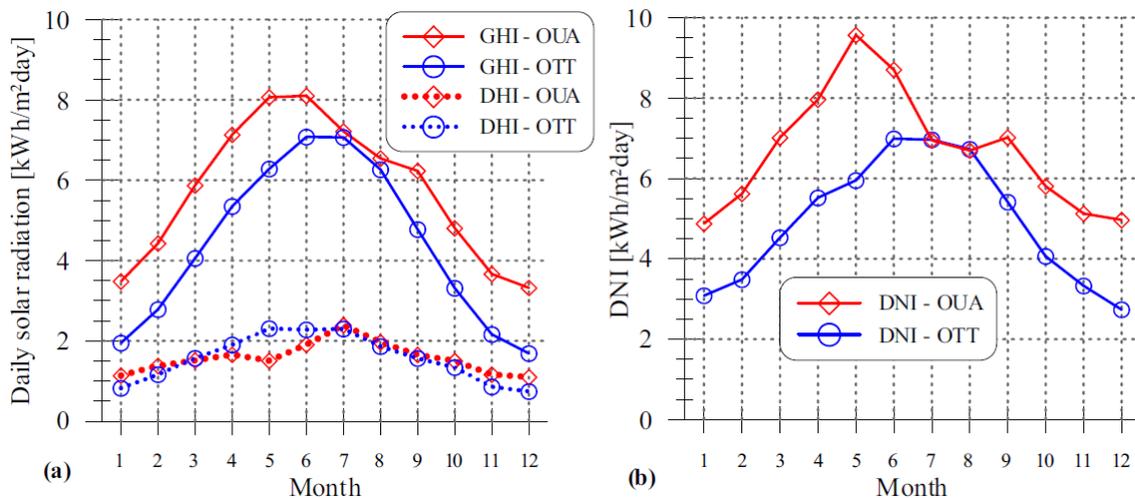


ILUSTRACIÓN 46. RECURSO SOLAR DISPONIBLE EN AMBOS EMPLAZAMIENTOS [19]

5.2.3.2. Campo fotovoltaico PV

Como se ha comentado anteriormente contaremos con 2 subcampos PV de 10 kWp cada uno compuestos por 40 paneles dispuestos en 2 hileras de 20 cada uno. La inclinación de estos será de 30° en Ottana y de 25° en Ouarzazate.

5.2.3.3. Banco de baterías

Para el caso de BESS se ha considerado un almacenamiento a corto y largo plazo. Este elemento es imprescindible en una central solar para poder suavizar la curva de salida ante bruscas variaciones en la energía generada.

Para poder dimensionar el tamaño del BESS se ha considerado igual a la generación fotovoltaica durante 1h en condiciones estándar. El rendimiento se ha supuesto del 94% y un estado de carga del 80% (10% mínimo y 90% máximo).

La estrategia de despacho a seguir en esta planta será la siguiente: Si las baterías se encuentran completamente cargadas y la producción PV es mayor en ese momento que la demanda se lleva a cabo un curtailment de la PV. Si las baterías no estuvieran cargadas pero la producción PV sigue siendo mayor que la demanda, este exceso se derivaría al BESS para cargarlo.

5.2.3.4. Modelado planta CSP

Para esta instalación se han escogido colectores Fresnel de 390kW y se han tenido en cuenta tanto las pérdidas ópticas (reflectividad) como las térmicas (tubos). Al igual que en el caso PV la estrategia de despacho a seguir es la siguiente: Si el TES está completamente cargado y hay exceso de energía en el campo solar, parte de los colectores se desenfocarán para reducir la energía a la salida. Si no fuera así, el excedente que pudiera existir se derivaría al TES para poder llenarlo. Las pérdidas del TES se han estimado iguales al 2% del total.

Table 2
Main parameters of the CSP system.

<i>Design condition</i>		Reference optical efficiency	62%
DNI	800 W/m ²	Cleanliness efficiency	98%
Elevation/azimuth angle	74.2°/0°	Oil inlet/outlet temp.	150/260 °C
Ambient Temperature	25 °C	Thermal power output	390 kW
<i>Fresnel collector line</i>		Collecting area (A _C)	700 m ²
Collector length (L _C)	100 m	<i>Thermal energy storage</i>	
Collector width (W _C)	9 m	Oil density	840 kg/m ³ (at 260 °C)
Focal length	7.40 m	Specific heat capacity	2.42 kJ/kg K (at 260 °C)

ILUSTRACIÓN 47. PARÁMETROS PRINCIPALES DE UNA CSP [19]

5.2.4. Levelized Cost Of Energy

El LCOE es la medida de los costes medios de producción de energía durante la vida útil de la planta en cuestión y se busca en todo momento su reducción mediante la variación de los parámetros anteriormente nombrados. Es un indicativo de cuán rentable puede llegar a ser o no nuestra planta y permite comparar unas con otras aún siendo de naturaleza totalmente distinta. Se calcula mediante la suma de los flujos de cajas entre la producción de energía durante toda la vida útil.

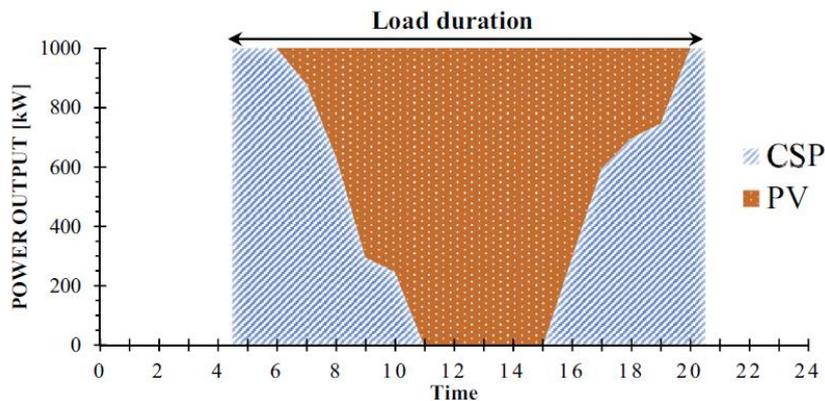


ILUSTRACIÓN 48. CURVA DE POTENCIA DE LA CSP Y PV [19]

El proyecto divide los costes de ambas plantas en costes iniciales y anuales. Dentro los primeros encontramos los directos (compra equipo, material y accesorios) e indirectos (terrenos, permisos, estudios de ingeniería). Normalmente los costes indirectos se representan como un porcentaje de los directos. En los costes anuales encontramos básicamente los salarios, seguros y O&M.

Table 3

Cost estimation of the CSP plant and PV system (Cocco and Serra, 2015; Hernández-Moro and Martínez-Duart, 2013; Parrado et al., 2016).

<i>CSP direct cost</i>		<i>CSP annual cost</i>	
Solar field cost (c_{SF})	200 €/m ² of collector area	O&M annual cost	1.5%
Piping cost (c_{PIP})	30 €/m ² of collector area	Insurance annual cost	0.5%
Tank cost (c_{TES})	625 €/m ³ of storage volume	<i>PV annual cost</i>	
Thermal oil cost (c_{HTF})	2.5 €/kg	O&M annual cost	1.5%
ORC cost (c_{PB})	1000 €/kW _e	Insurance annual cost	0.25%
BoP cost ($c_{CSP,BoP}$)	250 €/kW _e	<i>CSP/PV indirect cost</i>	
<i>PV direct cost</i>		Land cost (c_{LAND})	10 €/m ²
Panel cost (c_{PV})	1000 €/kW _p	Engineering cost (c_{EPC})	20%
Inverter cost (c_{INV})	200 €/kW	<i>Other assumptions</i>	
BoP cost ($c_{PV,BoP}$)	200 €/kW	Annual interest rate	7%
Battery cost (c_B)	1000 €/kW h	CSP degradation rate	0.2%
		PV degradation rate	0.6%
		Operating lifetime	25 years

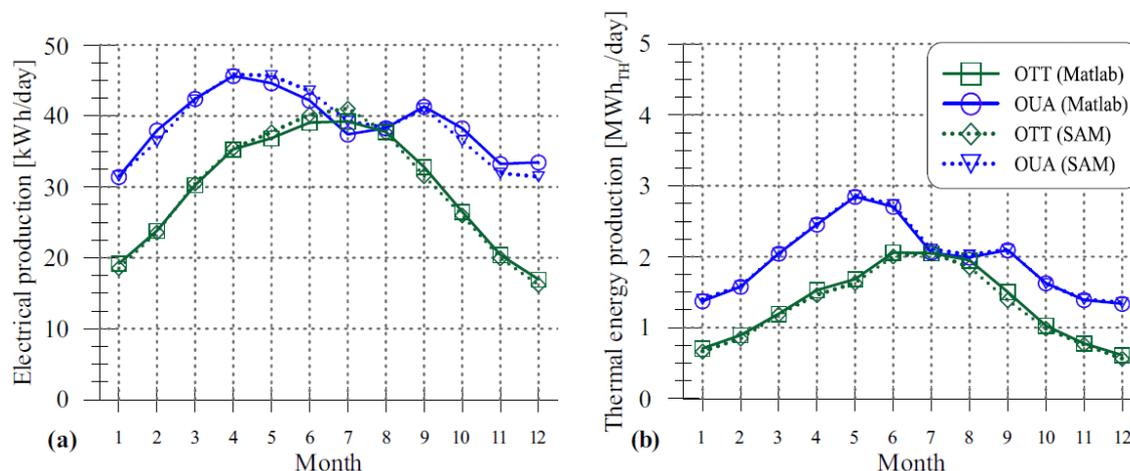
ILUSTRACIÓN 49. COSTES ESTIMADOS DE CSP Y PV [19]**5.2.5. Resultados**

Para evitar un sobredimensionamiento de la planta que conlleve unos mayores costes iniciales se va a suponer una fracción de demanda no cubierta en invierno (Unmet fraction). Los resultados obtenidos en MATLAB para la planta CSP y PV por separado han sido los siguientes:

	Fresnel (MWht/día)	PV (MWht/día)
Ouarzazate	1,96	38,8
Ottana	1,25	29,8

TABLA 3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DIARIA EN AMBAS PLANTAS

Estos resultados también se podrían haber validado con SAM ya que ambos usan algoritmos de cálculo muy parecidos y los resultados obtenidos con ambos programas son casi idénticos.

**ILUSTRACIÓN 50. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA Y TÉRMICA DE AMBAS PLANTAS (SAM Y MATLAB) [19]**

En la siguiente imagen se muestra como varía el LCOE en función de la duración de la demanda y el punto de hibridación (mínima demanda que proporciona ventajas económicas en la solución híbrida)

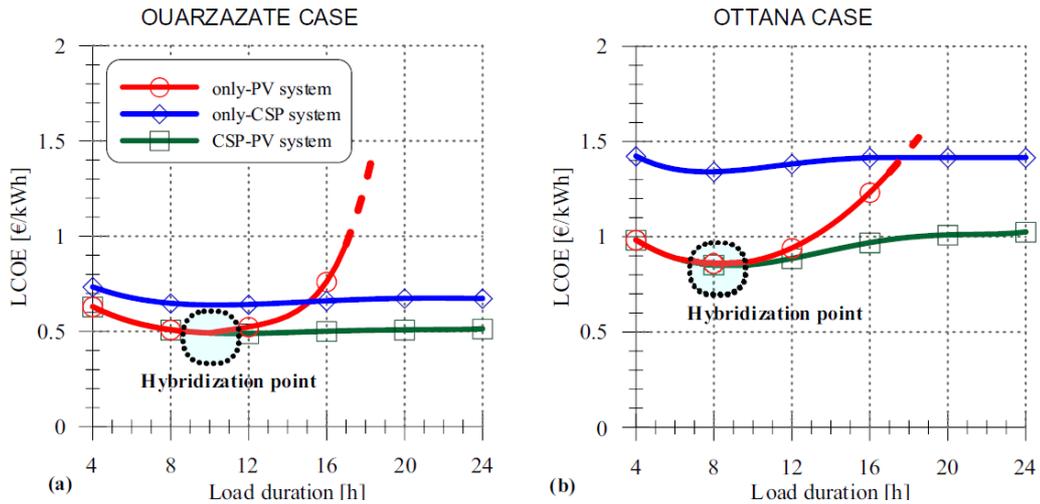


ILUSTRACIÓN 51. PUNTO ÓPTIMO DE HIBRIDACIÓN PARA AMBAS PLANTAS [19]

Como se observa, el conjunto PV+BESS resulta rentable si la demanda no supera las 10h en Ouarzazate u 8h en Ottana. Si esto fuera superior, la hibridación en ese caso comenzaría a ser viable económicamente.

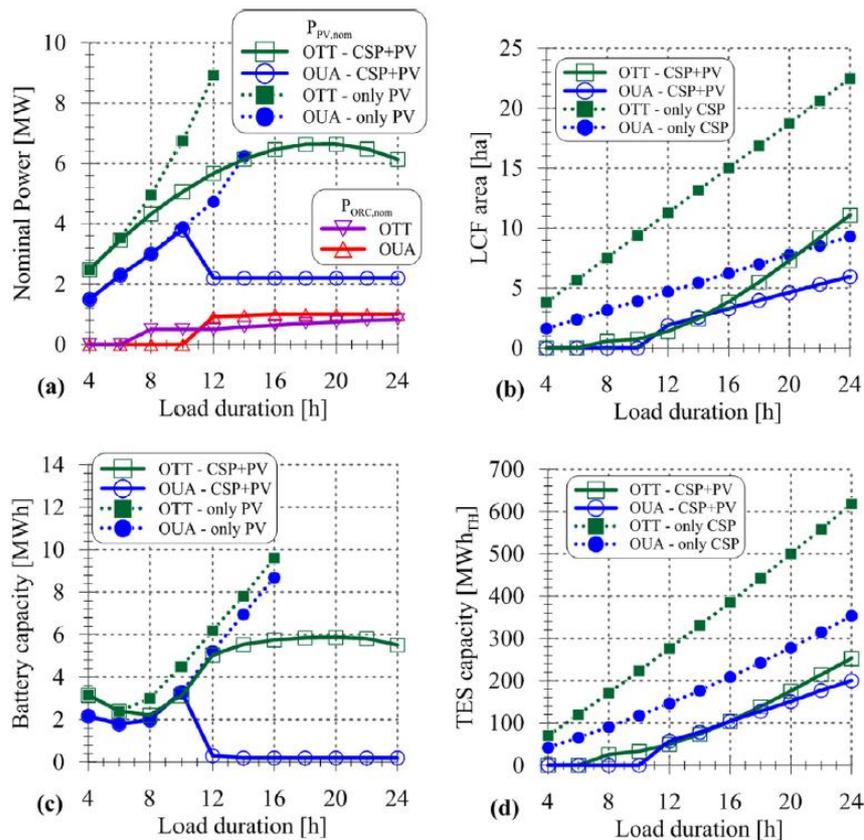


ILUSTRACIÓN 52. VARIACIÓN DE CIERTOS PARÁMETROS CON LA DURACIÓN DE LA DEMANDA [19]

Según las gráficas de la imagen de arriba se puede ver como existe un aumento (en la mayoría de casos) de la potencia nominal, el área de campo para colectores Fresnel, la capacidad de la batería y del TES con un aumento en la duración de la demanda.

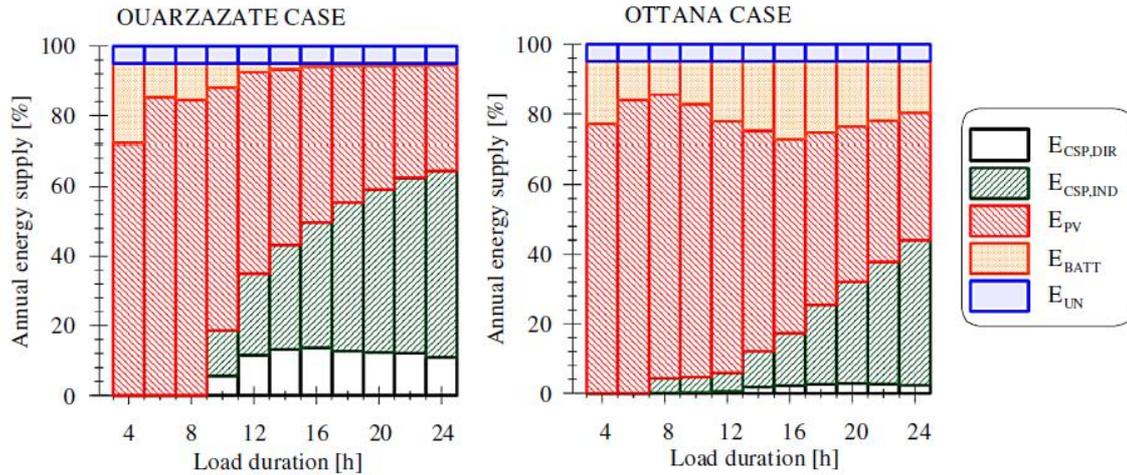


ILUSTRACIÓN 53. PORCENTAJE DE ENERGÍA SUMINISTRADA POR CADA FUENTE [19]

En blanco se indica la energía procedente de los colectores Fresnel colocados en campo y en verde la procedente de los tanques de almacenamiento. Esta gráfica muestra la fracción de energía aportada por cada elemento de la instalación en función de la duración de la demanda. Se puede observar como en Ouarzazate existe una mayor contribución de la CSP mientras que en Ottana lo hace la PV.

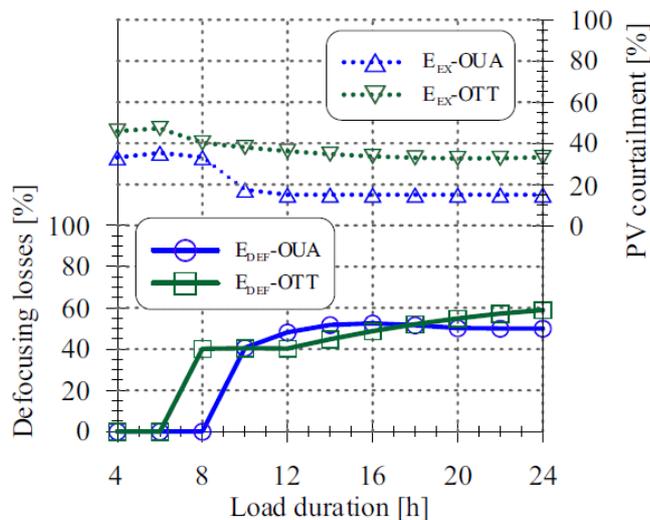


ILUSTRACIÓN 54. PORCENTAJE DE CURTAILMENT EN LA PV EN FUNCIÓN DE LA DURACIÓN DE LA DEMANDA [19]

Aquí observamos como el 50% de la energía total disponible no se produce por estar el TES a full. También se evidencia como a mayor duración de la demanda, el porcentaje de curtailment que se aplica en la PV disminuye para poder satisfacer la demanda actual.

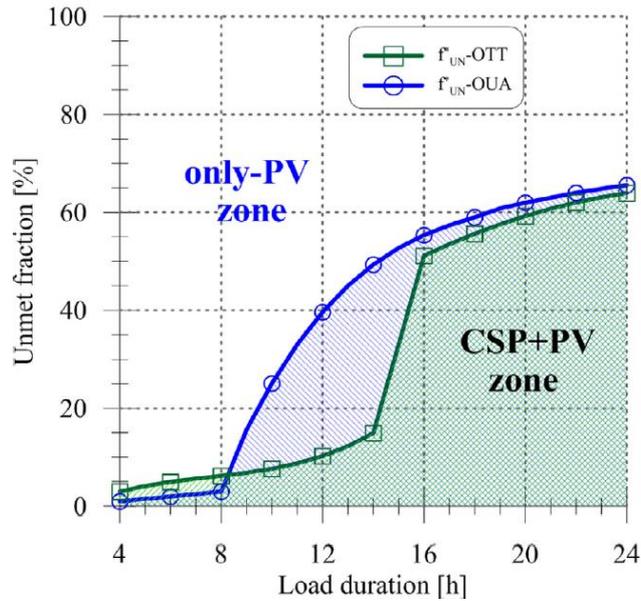


ILUSTRACIÓN 55. FRACCIÓN DE DEMANDA NO CUBIERTA EN FUNCIÓN DE LAS HORAS DE DEMANDA [19]

Por último, en la siguiente gráfica se representa la solución óptima CSP+PV y solo PV en función de la duración de la demanda y la fracción de demanda no cubierta. Para ‘Unmet fraction’ menores, la hibridación solo renta si la demanda es corta. Y viceversa, para ‘Unmet fraction’ mayores, la hibridación de ambas tecnologías renta si la duración de la demanda es alta.

5.2.6. Conclusiones

Este tipo de soluciones híbridas son de obligada implantación si queremos llevar a cabo una progresiva descarbonización de las economías mundiales. Si, por las circunstancias energéticas del país en el que nos encontremos requerimos energía por el día y por la noche, la hibridación es viable para poder sustituir a otras centrales térmicas que mediante la quema de combustibles fósiles emiten grandes cantidades de CO₂ a la atmósfera. Si en cambio, la duración de la demanda es corta y no se requiere una producción constante en todo el día, la solución óptima pasa por PV+BESS.

Este tipo de centrales híbridadas requiere de un control de despacho muy preciso que en todo momento minimice las diferencias de energía entre la demanda y la producción. Esto se llevaría a cabo mediante el desenfoco de los colectores en el campo solar y el curtailment en el caso de la fotovoltaica.

Con estos dos documentos se pone de manifiesto que la tecnología fotovoltaica es apta para darles una segunda vida a aquellas centrales solares de concentración que quieran aumentar su factor de capacidad y reducir sus costes de generación eléctrica.

6. Caso de estudio

En el presente proyecto se llevará a cabo un estudio detallado sobre las distintas configuraciones que pueden dar solución a un sistema eléctrico con el siguiente esquema “peaker” para la ciudad de Sevilla.

En la siguiente ilustración se muestra como durante el día la energía se pagará un precio nominal previamente acordado en subasta y que más tarde, durante las primeras horas de la noche, se pagará 2,7 veces el precio nominal de acuerdo con el creciente aumento de la demanda que se da en ese tramo, por lo que nuestra central de punta priorizará la generación durante estas horas.

Cabe destacar que a primeras horas de la mañana se ha especificado también una retribución del 150% para la producción de energía entre las 6 am y las 8 am.

TOD factors		Weekday																							
		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Period 1:	<input type="text" value="1"/>	Jan	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 2:	<input type="text" value="2.7"/>	Feb	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 3:	<input type="text" value="0"/>	Mar	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 4:	<input type="text" value="1.5"/>	Apr	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 5:	<input type="text" value="0.8"/>	May	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 6:	<input type="text" value="0.7"/>	Jun	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 7:	<input type="text" value="1"/>	Jul	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 8:	<input type="text" value="1"/>	Aug	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
Period 9:	<input type="text" value="1"/>	Sep	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
		Oct	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
		Nov	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1
		Dec	3	3	3	3	3	3	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1

ILUSTRACIÓN 56. IMPLEMENTACIÓN DEL ESQUEMA TARIFARIO EN SAM

Se va a estudiar distintas opciones, la primera es una planta de receptor central con almacenamiento de energía, la segunda será una planta híbrida con tecnología CSP-PV. Se intenta ver si al igual que en el caso baseload, el uso de una tecnología tan barata como la PV va a reducir los costes de la solución.

En las soluciones a desarrollar, visto el esquema anterior, la solución a aportar no debe generar por la noche ya que simplemente no se va a pagar nada por la energía vertida a la red. Además, es lógico priorizar la carga del TES durante el día con la CSP para posteriormente descargarla durante la noche y generar en las horas de más demanda (y también las más caras).

Comenzaremos simulando la planta CSP sin hibridar (100MW), obteniendo sus principales parámetros de diseño y los resultados de generación eléctrica. A continuación, procederemos de igual manera para una planta fotovoltaica de 100MW también. Por último, en base a los resultados anteriores y a la creación de un nuevo control de despacho para la central CSP, comprobaremos como varía el LCOE y el factor de capacidad cuando ambas tecnologías de generación se combinan.

En este último caso la CSP se encargará de cubrir la demanda en los picos que se dan a primera hora de la mañana y al final de la tarde. Por otra parte, la fotovoltaica suplirá la demanda diurna mientras exista recurso solar. La buena combinación de ambas es crucial para asegurar un suministro continuo de energía y estabilidad en la red de transporte.

6.1. System Advisor Model (SAM)

Para llevar a cabo el modelado y posterior estudio de ambas configuraciones emplearemos la herramienta SAM que nos permitirá establecer los distintos parámetros de diseño de las plantas además de proporcionarnos sus correspondientes gráficas de producción anual, así como otros muchos datos interesantes.

SAM es un software libre creado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, *National Renewable Energy Laboratory*) de los Estados Unidos. Este programa nos permite modelar desde plantas de CSP, PV, sistemas de calentamiento de ACS, geotermia, biomasa, eólica...

SAM cuenta con una interfaz muy intuitiva que nos permitirá introducir las variables de entrada (*input*) con gran facilidad. Además, tiene una guía de ayuda por si no supiéramos de algún parámetro o quisiéramos profundizar en su definición, muy recomendable si necesitamos información sobre algún concepto en concreto. El programa cuenta con dos tipos de modelos financieros: uno para compraventa de energía a precios minoristas, especialmente para el sector comercial y residencial y un segundo a partir del cual se compra y vende energía mediante un acuerdo preestablecido de compraventa (PPA).

6.2. Planta de receptor central con sales fundidas

Una de las ventajas que tiene este programa es que cuenta con numerosas opciones para modelar un tipo de planta en concreto, desde modelos con un solo propietario hasta modelos con venta de subarrendatario. En este proyecto explicaremos la primera opción ya que ha sido la escogida para modelar la planta CRS.

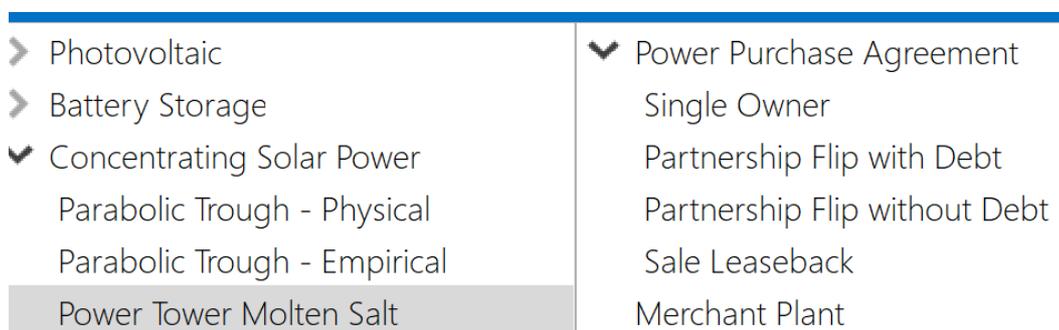


ILUSTRACIÓN 57. DISTINTOS MODELOS PARA PLANTA CRS

Un modelo de propietario único (*Single Owner*) es aquel en el que una única sociedad o entidad es propietaria de la instalación la cual tiene toda la responsabilidad fiscal del proyecto y que no requiere de asignación fiscal de los beneficios a los distintos socios ya que solamente existe uno. Es el modelo tomado en ambas plantas, tanto CRS como PV debido a que es el más sencillo desde el punto de vista financiero. Además, cuenta con numerosos parámetros previamente

establecidos por el programa que pueden ser perfectamente compatibles con un proyecto en la vida real, esto nos permitirá prescindir en parte del apartado financiero y centrarnos en el modelado y control de la planta.

6.3. Variables entrada planta CRS

En primer lugar, tenemos que definir una ubicación. Esta será la que nos proporcionará la producción anual neta y el factor de capacidad en función de las condiciones climatológicas que allí se den. En esta ocasión se va a emplear un fichero TMY (*Typical Meteorological Year*) de Sevilla (tanto para CRS como para PV).

Header Data from Weather File		
Latitude	37.41 DD	Station ID
Longitude	-6.01 DD	Data Source
Time zone	GMT 1	
Elevation	15 m	
Time step	60 minutes	
Annual Averages Calculated from Weather File Data		
Global horizontal	4.99 kWh/m ² /day	
Direct normal (beam)	5.67 kWh/m ² /day	
Diffuse horizontal	1.58 kWh/m ² /day	
Average temperature	19.2 °C	
Average wind speed	1.7 m/s	

ILUSTRACIÓN 58. CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO (SEVILLA)

Continuamos en la pestaña *System Design* donde se introducirán los parámetros más importantes de nuestra planta a modelar. Son varios los campos que tenemos que cumplimentar luego estos se resumirán en una tabla a continuación:

DNI (W/m²)	800
Múltiplo Solar (MS)	1.6
Cold/Hot HTF Temperature (°C)	293/565
TES (h)	9
Potencia Bruta (MWe)	111
Potencia Neta (MWe)	100

TABLA 4. PARÁMETROS PRINCIPALES DE LA PLANTA CRS

Cabe destacar que la DNI (*Direct Normal Irradiance*) se ha obtenido mediante la PDF (*Probability Density Function*) de nuestro fichero TMY. Este valor se obtiene al simular la planta con unos datos cualesquiera y graficando posteriormente la curva de probabilidad para la radiación normal incidente. Observando dicha gráfica se escoge el valor que con más probabilidad se dé en nuestra localización (excluyendo valores nulos).

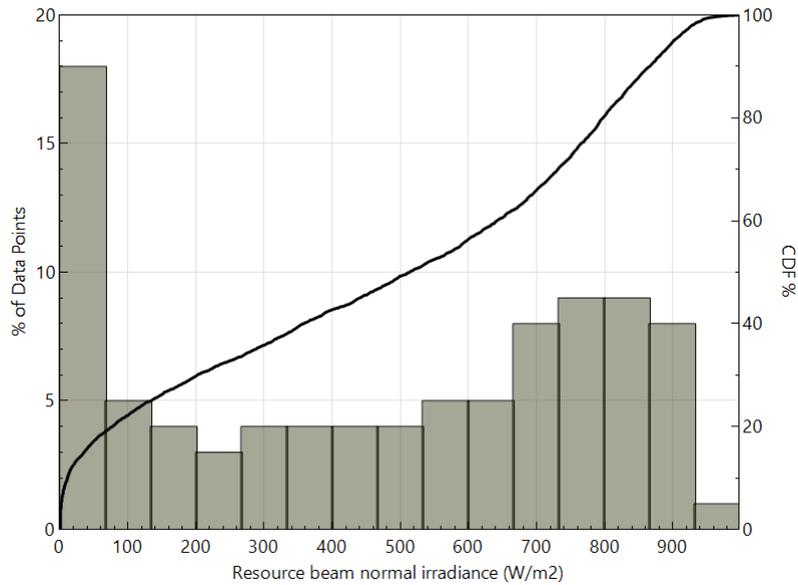


ILUSTRACIÓN 59. CURVA DE PROBABILIDAD PARA LA DNI EN SEVILLA

Además, se especifica una potencia bruta de 111 MWe de manera que la neta sea de 100 MWe, lo requerido para nuestra planta. Esto es así debido a los autoconsumos de la propia planta, generalmente por las bombas que mueven las sales fundidas por el interior del receptor y los tanques de almacenamiento y que representan aproximadamente un 10% de la potencia bruta de la instalación, así como el consumo de los mecanismos de seguimiento del campo solar.

Para establecer el múltiplo solar (relación entre el campo instalado y el mínimo requerido para producir la potencia nominal) de nuestra instalación en 1.6 se ha llevado a cabo un estudio paramétrico. Esto es básicamente un proceso iterativo automatizado que, en función de unos ciertos valores de entrada preestablecidos, nos arroja los resultados asociados a dichas variables de salida de forma que podremos ver rápida e intuitivamente la evolución de nuestro sistema cuando hacemos variar un determinado parámetro, en este caso el múltiplo solar.

Partiendo de un TES de 9h (previamente también parametrizado) se ha llevado a cabo el siguiente estudio paramétrico para averiguar el menor LCOE de nuestra instalación en función del múltiplo solar.

	solarm ()	lcoe_nom (cents/kWh)	capacity_factor (%)
1	1.3	29.868	22.7181
2	1.4	29.5236	22.9872
3	1.5	29.331	23.1405
4	1.6	29.318	23.1509
5	1.7	29.3532	23.1227

ILUSTRACIÓN 60. ESTUDIO PARAMÉTRICO INICIAL

Con estos datos observamos que para un múltiplo solar igual a 1.6 tenemos el menor LCOE asociado a la mayor producción de energía anual.

De esta forma, si queremos que la CRS en cuestión se asemeje lo máximo posible a la central hibridada, en cuestiones de operación, optaremos por el siguiente control de despacho:

Turbine output fraction

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Feb	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Mar	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Apr	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
May	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Jun	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Jul	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Aug	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Sep	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Oct	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Nov	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6
Dec	1	1	1	1	1	1	6	6	6	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6	6	6	6

ILUSTRACIÓN 61. CONTROL DE DESPACHO DE LA CRS SIN HIBRIDAR

Este control de despacho es similar al del caso hibridado (que explicaremos a continuación) pero con la particularidad de que en este caso sí se genera durante el día, no siendo así en la central hibridada.

En el apartado *Heliostat Field* no se han especificado valores en concreto, solo se ha seleccionado la opción de optimización del campo en función de nuestro múltiplo solar para que calcule el diámetro y altura del receptor, así como el número de heliostatos, pero el resto de los parámetros se han mantenido por defecto. Lo mismo para el apartado *Tower and Receiver*.

Número heliostatos	6710
Dimensiones	8m ancho x 10m largo
Altura torre	120,549 m
Altura receptor	10,62 m
Diámetro receptor	12,58 m

TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LA TORRE Y EL CAMPO DE LA HELIOSTATOS

Para la pestaña Power Cycle únicamente se ha especificado la temperatura ambiente en condiciones de diseño supuesta igual a 15°C. Para llegar a este valor se ha llevado a cabo un procedimiento similar al de la DNI de forma que a través de su PDF podemos averiguar la temperatura que con mayor probabilidad se va a dar en nuestro emplazamiento. El resto de valores se han mantenido por defecto (presión de 100 bar y aerocondensación).

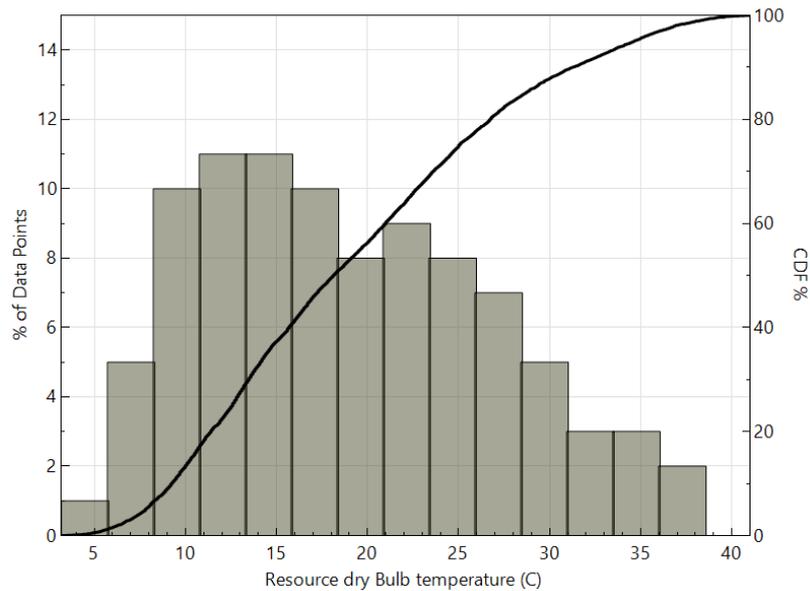


ILUSTRACIÓN 62. DISTRIBUCIÓN TEMPERATURA BULBO SECO EN SEVILLA

Las siguientes pestañas no se han modificado manteniendo sus parámetros en los valores por defecto:

- Thermal Storage
- Grid Limits
- Lifetime and Degradation (supuesta una degradación en la producción del 0,2%/año)
- System Costs
- Financial Parameters
- Incentives
- Depreciation

6.4. Resultados simulación planta CRS

A continuación, se mostrarán los distintos resultados obtenidos para la simulación de nuestra planta solar sin hibridar:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	283,428,672 kWh
Capacity factor (year 1)	32.4%
Annual Water Usage	66,808 m ³
PPA price (year 1)	15.14 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	21.45 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	17.03 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	19.90 ¢/kWh
Levelized COE (real)	15.80 ¢/kWh
Net present value	\$42,706,776
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.82 %
Net capital cost	\$655,146,688
Equity	\$287,356,576
Size of debt	\$367,790,112

ILUSTRACIÓN 63. RESULTADOS SIMULACIÓN CRS NO HIBRIDADA

Con los parámetros introducidos y las consideraciones tenidas en cuenta hemos obtenido los siguientes resultados. Vemos que nuestra planta solar generará aproximadamente 283,43 GWh al año con un factor de capacidad del 32,4% (2838h de producción al año). Todo ello con un LCOE nominal asociado de 19,90 cent/kWh. La tasa interna de retorno (fijada en 11% por defecto) al final del proyecto es del 12,82% y se alcanza en el año 20.

El objetivo perseguido en esta planta ha sido en todo momento maximizar la producción anual intentando, a su vez, reducir el LCOE nominal. Con este resultado y la hibridación que explicaremos a continuación, veremos si es realmente una solución viable económicamente.

También se muestra la producción diaria en los días típicos para un mes de invierno (31 enero) y otro de verano (29 de junio):

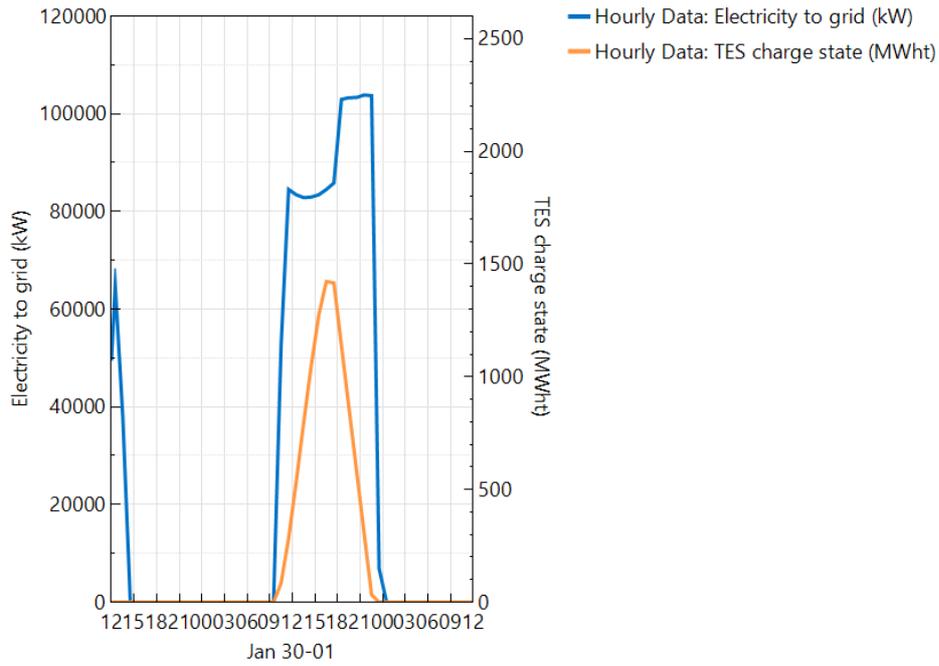


ILUSTRACIÓN 64. PRODUCCIÓN UN DÍA DE ENERO

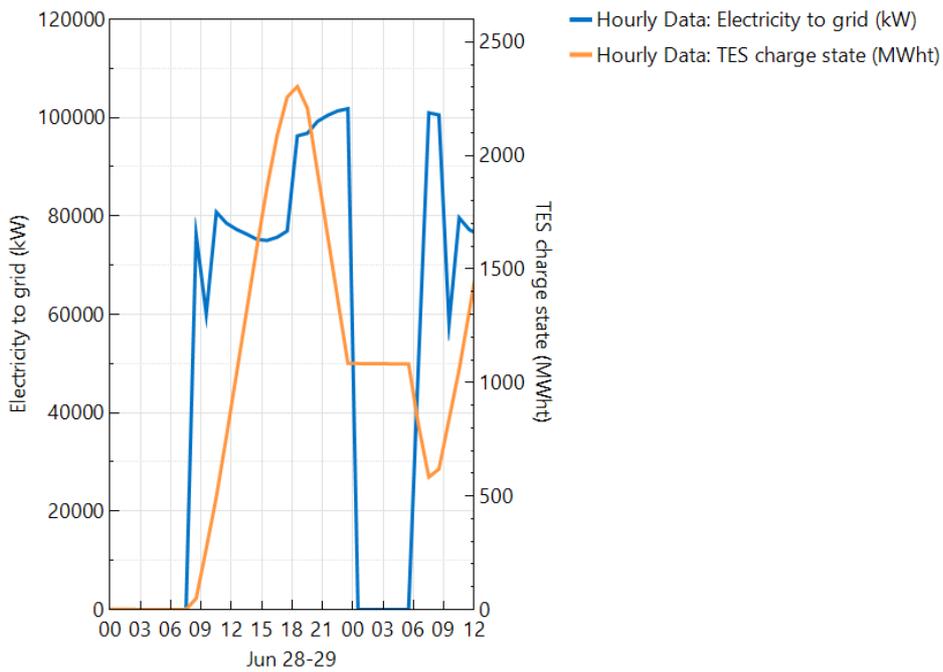


ILUSTRACIÓN 65. PRODUCCIÓN UN DÍA DE JUNIO

6.5. Planta fotovoltaica

A continuación, se detallarán los componentes y su integración en un parque fotovoltaico de conexión a red para la generación de energía eléctrica.

6.6. Variables entrada planta PV

Localización

Esta instalación se encuentra anexa a la otra planta CRS de forma que ambas comparten el mismo fichero TMY con las mismas condiciones climáticas.

Panel fotovoltaico

Para esta instalación se van a colocar paneles PV de la marca HYUNDAI Energy Solutions. Estos paneles de silicio monocristalino cuentan con una potencia pico de 409 Wp y una eficiencia del 20,7%. Otras características de interés son:

- Tensión de máxima potencia (V_{mp}) = 41,1 V
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}) = 48,9 V
- Intensidad de máxima potencia (I_{mp}) = 10 A
- Intensidad de cortocircuito (I_{sc}) = 10,8 A
- Coeficiente de reducción de potencia con la temperatura = -1,430 W/°C
- NOCT = 44,5 °C

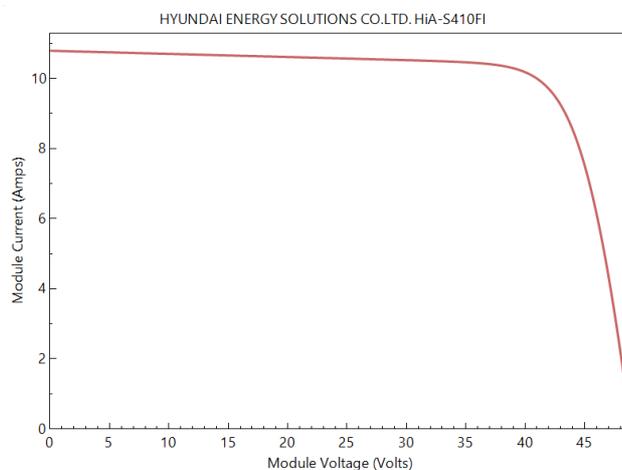


ILUSTRACIÓN 66. CURVA U-I DEL PANEL SELECCIONADO

Inversor

Para transformar la corriente continua de los paneles en corriente alterna inyectable a la red se ha elegido un inversor de gran potencia de la marca CHINT Power. Su hoja de características se encuentra en la Ilustración 29 de la página 25. Son unos inversores diseñados específicamente para campos PV de gran potencia de salida de manera que se puedan acoplar numerosos paneles a un único equipo. Sus principales características son:

- Potencia: 3,125 MVA
- Tensión máxima DC: 1500V
- Rango tensiones del MPPT: 950-1350V
- Número de MPPT: 2
- Corriente máxima DC: 3542 A
- Tensión salida AC: 630V
- Eficiencia: 99%
- Protección IP54
- Derating a partir de 50°C
- Ventilación forzada
- Altitud máxima: 4000m

*Nota: Como contaba ya previamente con el *datasheet* del inversor y SAM no disponía de uno con similares características se han introducido de forma manual los distintos parámetros del equipo de forma que SAM pueda trabajar con él y simular nuestra planta.

Diseño de la instalación

En este apartado se va a definir la potencia que queremos que nos proporcione el campo, así como el número total de paneles, su disposición e inclinación. Partimos de que queremos montar un campo de 100 MW en corriente alterna. Esto nos lleva a que, debido al ratio $P_{DC}/P_{AC} = 1.1$, debemos de montar paneles que en su conjunto generen 110 MWp en corriente continua.

Automáticamente con la información del módulo seleccionado y los rangos de tensiones máximo y mínimo del MPPT, SAM nos genera una matriz de paneles fotovoltaicos que cumplan dichos requisitos. Así, contaremos con 268436 paneles que ocuparán un área total de 531503 m². Estos paneles irán dispuestos en 9587 hileras con 28 paneles por fila. Para evacuar la energía procedente de estas hileras se dispondrán 32 inversores en campo.

Los paneles no tendrán sistema de seguimiento si no que contarán con una inclinación fija previamente establecida. Esta será de 60º para favorecer la producción en los meses de invierno, cuando la radiación solar incide en la Tierra más perpendicular al suelo. De esta forma conseguimos una producción más constante a lo largo de todo el año.

AC Sizing		Sizing Summary			
Number of inverters	32	Nameplate DC capacity	109,996.211 kWdc	Number of modules	268,436
DC to AC ratio	1.10	Total AC capacity	100,000.000 kWac	Number of strings	9,587
Desired array size	110000 kWdc	Total inverter DC capacity	101,010.102 kWdc	Total module area	531,503.2 m ²
Desired DC to AC Ratio	1.1	Battery maximum power	100,000.180 kWdc		
<input checked="" type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration					
DC Sizing and Configuration					
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.					
Electrical Configuration		Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
		(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray		28			
Strings in parallel in subarray		9,587			
Number of modules in subarray		268,436			
String Voc at reference conditions (V)		1,369.2			
String Vmp at reference conditions (V)		1,150.8			

ILUSTRACIÓN 67. DISEÑO DE PLANTA PV EN SAM

Sombreado y degradación

Como los paneles se van a disponer en un campo abierto, sin vegetación ni edificios circundantes y con una separación óptima entre módulos no se han contemplado sombras parciales en el modelado de forma que estas pudieran afectar al rendimiento en la producción.

Se ha supuesto una reducción en la producción del 0,5%/año.

Otros parámetros

El resto de los parámetros de SAM para la PV se han mantenido con sus valores por defecto. No se ha considerado tampoco la simulación de una planta similar con la inclusión de baterías (BESS).

6.7. Resultados simulación planta PV

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para la planta fotovoltaica considerada:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	165,375,536 kWh
Capacity factor (year 1)	17.2%
Energy yield (year 1)	1,503 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.79
Battery roundtrip efficiency	NaN
Battery charge energy from system	NaN
PPA price (year 1)	9.28 €/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	10.03 €/kWh
Levelized PPA price (real)	8.01 €/kWh
Levelized COE (nominal)	9.50 €/kWh
Levelized COE (real)	7.59 €/kWh
Net present value	\$8,201,304
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	13.04 %
Net capital cost	\$122,847,472
Equity	\$47,471,528
Size of debt	\$75,375,944

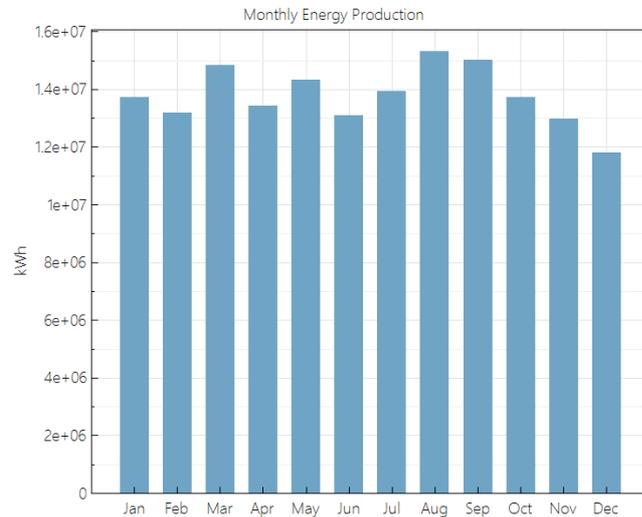


ILUSTRACIÓN 68. PRODUCCIÓN PV SIN BESS

La siguiente tabla recoge de forma resumida los resultados de la simulación:

	PV sin BESS
Prod. Anual	165,3 GWh/año
Factor capacidad	17,2
LCOE (nominal)	9,50 cent/kWh
PPA (nominal)	10,03 cent/kWh
Coste	\$122.847.472

TABLA 6. RESULTADOS DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

6.8. Simulación planta CRS-PV híbrida

Llegamos al momento clave del proyecto, la unión de ambas fuentes de generación y su posterior análisis para verificar que, efectivamente, se puede cumplir con la curva de demanda propuesta con un LCOE asociado menor. En esta ocasión se empleará la configuración PV sin baterías debido a los siguientes motivos:

1. La implementación en SAM de un sistema compuesto por CSP+TES y por otro lado PV+BESS es demasiado compleja.
2. El LCOE aumenta significativamente con respecto al caso base sin baterías.
3. La inversión inicial es más del doble si queremos añadir BESS.

En nuestro caso haremos una central *Peaker* que satisfaga los picos de demanda que se den por la mañana y por la noche, cuando el precio de la energía se paga mejor. Para ello, SAM no permite modificar la fracción de potencia entregada por horas o días solo por meses, luego se ha tomado un día típico para cada uno y a partir de ahí se ha establecido la estrategia de despacho siguiente:

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Feb	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Mar	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Apr	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
May	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Jun	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Jul	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Aug	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Sep	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Oct	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Nov	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Dec	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2

ILUSTRACIÓN 69. ESTRATEGIA DE DESPACHO INICIAL

En este caso inicial se consideró el tramo 1 como aquel en el que no se produciría nada (Turbine Output Fraction = 0) y el tramo 2 donde se generaría todo lo que fuese posible (Turbine Output Fraction = 1).

Este despacho se ha modelado siguiendo el siguiente criterio: Generar con CSP cuando la fotovoltaica deje de hacerlo, aún incluso por la noche si el almacenamiento lo permite. Es un control bastante generalista que no tiene en cuenta muchos otros factores como el esquema tarifario a seguir por lo que posteriormente se hará una optimización acorde a este esquema. Hay que mencionar que esta estrategia se ha definido en base a la producción fotovoltaica de nuestra planta y también en función de la curva de demanda energética para un día típico en España (día 4/3/2021).

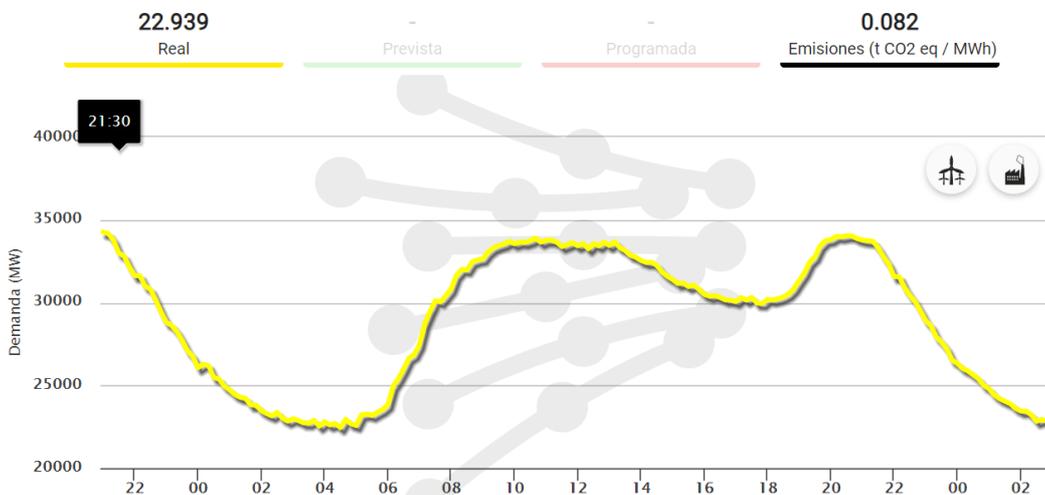


ILUSTRACIÓN 70. CURVA DEMANDA EN ESPAÑA [RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, 2021] [21]

Se puede observar que a primeras horas del día (cuando las fábricas comienzan a funcionar) existe una tendencia al alza en la demanda energética luego tendremos que programar nuestra planta para que dé algo de energía durante ese tramo horario ya que la PV, al no tener recurso solar, no puede hacerlo.

Si seguimos desplazándonos en la curva de izquierda a derecha veremos otro pico en la demanda sobre las 8pm (cuando la gente vuelve a sus hogares de trabajar y el sector residencial requiere de más energía). Además, como veremos a continuación, estas son las horas que mejor se pagan luego es conveniente hacer que nuestra CSP genere durante estas horas para obtener un mayor rendimiento económico.

En la pestaña *Revenue* se han establecido los precios a pagar en función del tramo horario en el que nos encontremos. El despacho de control, una vez tenida en cuenta las siguientes consideraciones, quedaría tal que así:

Turbine output fraction

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

Weekday Schedule		12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Feb		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Mar		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Apr		1	1	1	1	1	1	6	6	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
May		1	1	1	1	1	1	6	6	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Jun		1	1	1	1	1	1	6	6	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Jul		1	1	1	1	1	1	6	6	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Aug		1	1	1	1	1	1	6	6	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Sep		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Oct		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Nov		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6
Dec		1	1	1	1	1	1	6	6	6	4	1	1	1	1	1	1	1	1	4	6	6	6	6	6

ILUSTRACIÓN 71. DESPACHO DE CONTROL DE LA CENTRAL CRS HÍBRIDA

El procedimiento ha sido el siguiente:

- Para aquellos momentos en los que la demanda de energía aumentase, pero la PV aún no produjera nada, se pondrá en marcha el TES de manera que pueda satisfacer la creciente demanda que se da a primeras horas de la mañana.
- Posteriormente, con la demanda aún en crecimiento, pero con la producción PV también en aumento, se reduce la fracción del TES que se deriva a turbina y se comienza a producir íntegramente con fotovoltaica durante las horas de sol.
- En las primeras horas de la noche contamos con otro pico de demanda, en este caso se deja que la fotovoltaica siga produciendo hasta que ya no exista más recurso solar y se pone en marcha el TES (cargado durante el día) a máxima potencia de forma que se proporcione ese pico brusco de energía.

- Durante la madrugada el TES permanece cargado parcialmente y ese sobrante se empleará más adelante para generar energía durante un par de horas por la mañana. El TES se descargará por completo y se volverá a repetir el ciclo.

He de comentar que también se ha considerado un TES de 9h (manteniendo el tamaño que teníamos en el caso inicial sin hibridar) ya que, al no producir por la madrugada, podremos emplear un almacenamiento de igual tamaño. Este valor se ha tomado teniendo como referencia el mes de enero ya que es el más desfavorable y el que más horas de almacenamiento precisa para la generación eléctrica.

El múltiplo solar de la planta también se ha visto afectado ya que al cambiar el control de despacho no se requiere tanto campo para cargar el TES durante el día y generar por la noche. Haciendo de nuevo un estudio paramétrico pasamos de un múltiplo solar de 1,6 a 0,7.

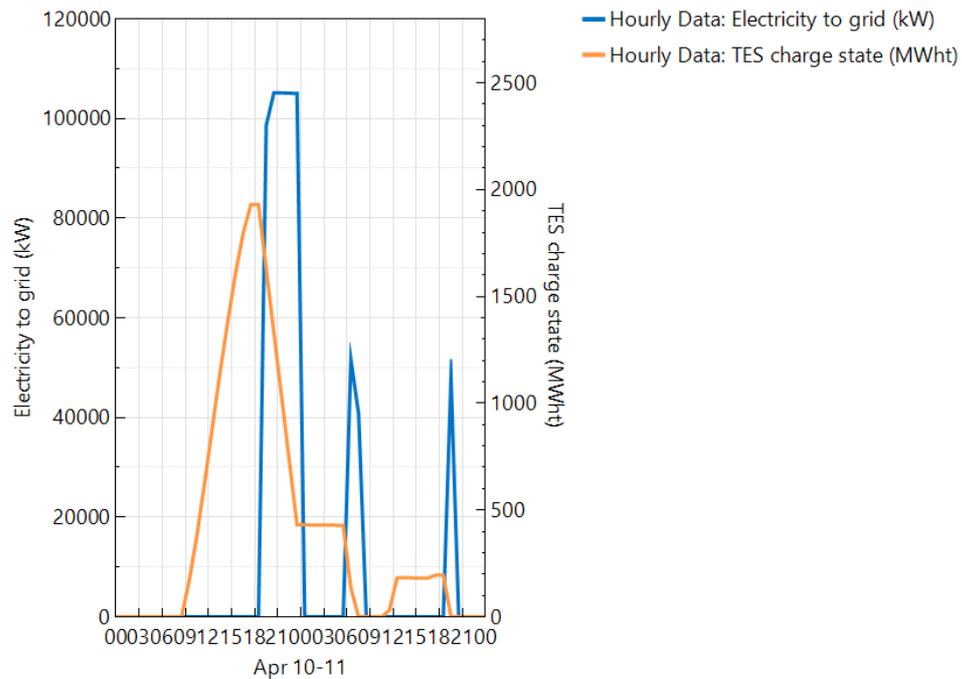


ILUSTRACIÓN 72. CURVA GENERACIÓN CSP HIBRIDADA

Finalmente, una vez que ambas plantas se han modelado en SAM, se incluye en la siguiente tabla un resumen de los resultados donde se compara el LCOE y el factor de capacidad (FC) de la nueva configuración híbrida, para los cuales se ha empleado las siguientes fórmulas:

$$LCOE\left(\frac{\text{cent}}{\text{kWh}}\right) = \frac{(Energía\ anual_{CRS} \times LCOE_{CRS}) + (Energía\ anual_{PV} \times LCOE_{PV})}{Energía\ anual\ total_{CRS+PV}}$$

$$FC = 100 * \left(\frac{Energía\ anual_{CRS} + Energía\ anual_{PV}}{100MW * 8760h}\right)$$

	CRS (in hybrid solution)	PV (in hybrid solution, no BESS)	CRS-PV (hybrid CSP-PV)	CRS (Only CSP with TES)
Prod. anual	117,21 GWh	165,38 GWh	282,59 GWh	283,43 GWh
Factor capacidad	13,4%	17,2%	32,3%	32,4%
LCOE (nominal)	38,54 cent/kWh	9,5 cent/kWh	21,55 cent/kWh	19,90 cent/kWh

TABLA 7. RESULTADOS FINALES DEL ESTUDIO Y COMPARACIÓN CON CASO BASE INICIAL

Y a continuación se muestran las curvas de generación para un día típico en cada estación del año:



ILUSTRACIÓN 73. CURVA DE PRODUCCIÓN PARA UN DÍA DE INVIERNO

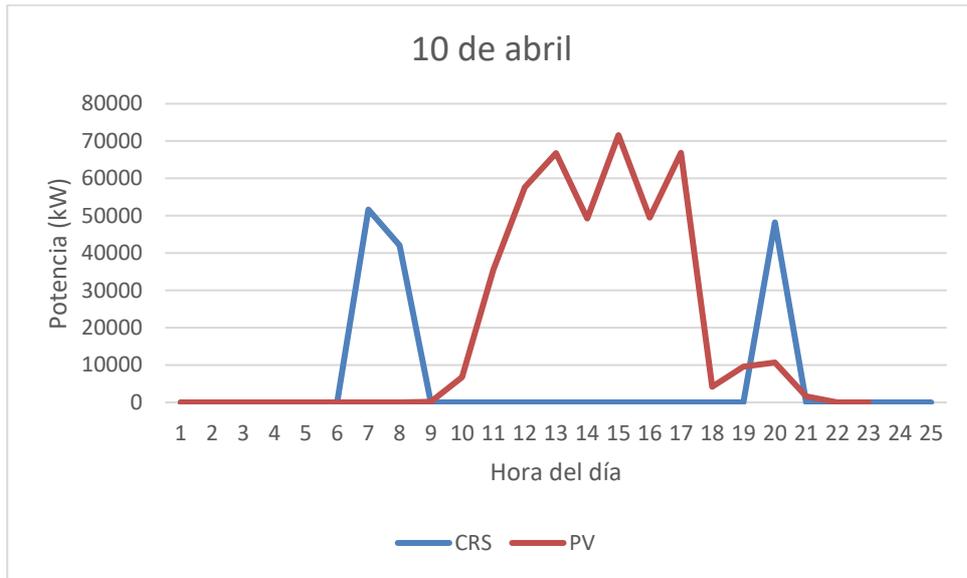


ILUSTRACIÓN 74. CURVA DE PRODUCCIÓN PARA UN DÍA NUBLADO DE PRIMAVERA

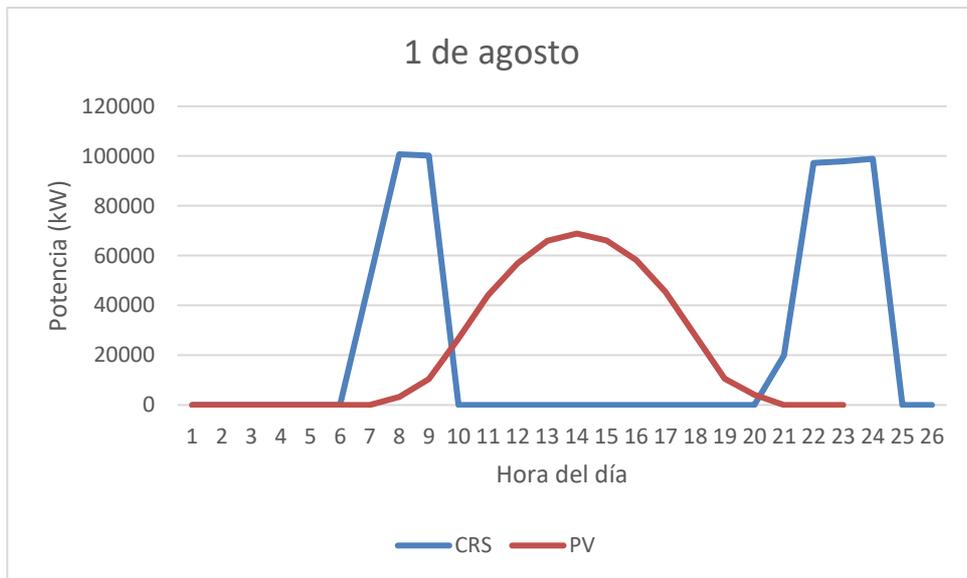


ILUSTRACIÓN 75. CURVA DE PRODUCCIÓN PARA UN DÍA DE VERANO

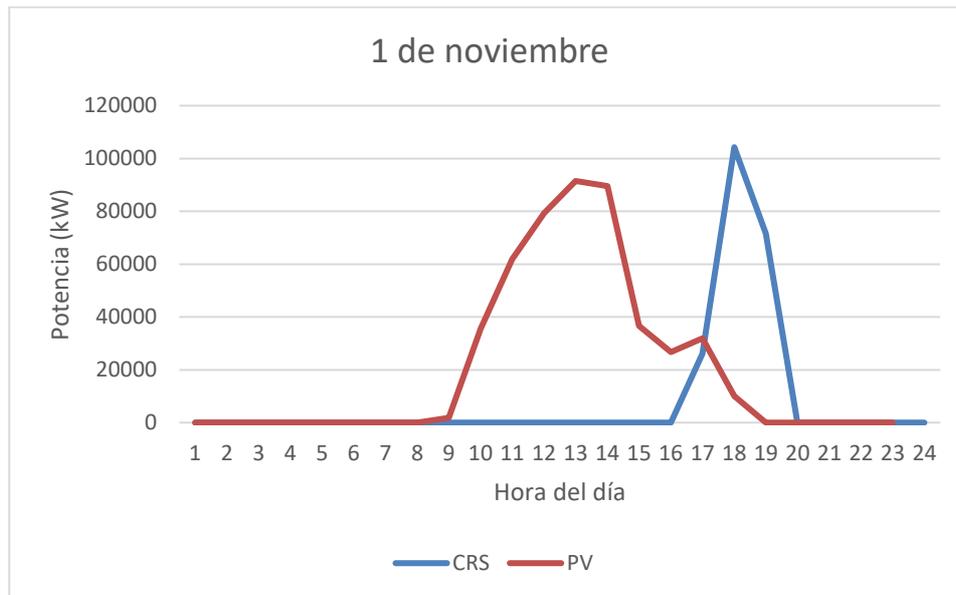


ILUSTRACIÓN 76. CURVA DE PRODUCCIÓN PARA UN DÍA DE OTOÑO

Como se puede observar en las siguientes curvas la generación que conseguimos con nuestra central de torre se ajusta a la de una central *Peaker*. Contamos con una generación diurna máxima de 70MWp en los meses de primavera provenientes de la fotovoltaica. A su vez, y gracias al control de despacho previamente configurado en la central CRS, contamos con una pequeña generación durante la mañana con el sobrante del TES que quede del día anterior y una posterior generación de mayor volumen durante las primeras horas de la noche provenientes del TES cargado previamente por el día.

7. Conclusiones

Con el presente proyecto ha quedado demostrado que la CSP con almacenamiento es una solución óptima para plantas *Peaker*. La comparativa realizada entre CSP y CSP-PV hibridada ha mostrado que para una ubicación de radiación media (Sevilla), la solución hibridada no es lo más rentable económicamente frente a lo que mostraban estudios anteriores realizados en Chile.

Aunque los resultados obtenidos no sean los buscados en todo momento si es cierto que tanto la producción anual como el factor de capacidad se podrían aumentar mucho más si colocáramos la instalación en otro emplazamiento con mayor recurso solar, como podría ser el desierto de Atacama en Chile y su planta Cerro Dominador. También es cierto, que es tipo de planta cuenta con una configuración *Baseload* y en estos casos la hibridación juega un papel más importante, además de obtener unos mejores resultados referentes a la reducción del LCOE y el aumento del factor de capacidad, como ha quedado reflejado en el *paper* anterior. [20]

Aunque Sevilla sea una localización con bastante irradiación incidente también tiene bastantes días nublados, sobre todo en los meses de primavera cuando abundan las lluvias, luego el estudio se hace más irregular que si escogiéramos otro lugar con menos días nublados.

También comentar la capacidad que tiene SAM para poder implementar y estudiar este tipo de centrales. Aunque sea un programa con muchas características y muy bien implementadas si es

cierto que cuando queremos realizar un control de despacho acorde a cada día del año nos vemos limitados por la escasa posibilidad de modificación que encontramos en SAM, ya que solo nos permite modificar el despacho para un día típico del mes.

Esto, como es lógico, no se aproxima a la realidad ya que en un mismo mes pueden existir muchos días nublados o de lluvia de forma que el TES por el día no pudiera ser cargado y la curva de producción no se ajustara a la de la central *Peaker* que pretendemos simular. Luego podemos concluir que a nivel académico y como posible estudio preliminar, SAM es una buena herramienta ya que podemos obtener una sensibilidad de como será la producción anual de nuestra planta híbrida pero que si deseáramos realizar un estudio mucho más exhaustivo deberíamos acudir a otros programas más potentes.

Por último, comentar la viabilidad de realizar este tipo de hibridaciones con una central CRS de tipo *Peaker* más fotovoltaica. Como se puede observar no conseguimos una reducción en el LCOE nominal de la planta ni un aumento en el factor de capacidad global anual. Así, los resultados no fueron los esperados al principio del proyecto ya que el LCOE se ha visto aumentado en un 7,6% y el factor capacidad disminuido en un 0,3%.

Como se ha visto reflejado en el estudio llevado a cabo por A. R. Starke, J. M. Cardemil, R. A. Escobar y S. C. [20], este tipo de hibridaciones resulta más rentable para plantas CSP *Baseload* que generen energía todo el día en conjunción con la PV para aumentar la producción anual. Para plantas CSP *Peaker* ubicadas en el hemisferio norte, estos resultados no se obtienen luego lleva a pensar que no son la solución híbrida más rentable económicamente para llevar a cabo.

Referencias

- [1] «<http://learnlearn.net/verdensrommet,jorda/Solee.htm>,» [En línea].
- [2] «<http://www.renovetec.com/cicloav0609.pdf>,» [En línea].
- [3] C. P. Ríos, «Tecnología de concentración solar cilindroparabólica,» Sevilla.
- [4] C. P. Ríos, «Sistema HTF,» 2020.
- [5] M. A. S. Pérez, «Concentrating Linear Fresnel Reflectors,» Sevilla.
- [6] M. A. S. Pérez, «Central Receiver Systems,» Sevilla.
- [7] R. S. Fernández, «Estudio de configuración de planta híbrida con tecnología solar,» Sevilla, 2020.
- [8] C. P. Ríos, «Sistemas de Almacenamiento,» Sevilla.
- [9] I. E. Agency, «<https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-concentrating-solar-power>,» [En línea].
- [10] J. D. Avendaño, Una aproximación a la realidad, Bucaramanga: FISICANOVA, 2008.
- [11] J. SOLAR, «autosolar.es,» AutoSolar, 2021. [En línea]. Available: https://autosolar.es/paneles-de-conexion-a-red/panel-ja-solar-380w-monocristalino-perc?gclid=Cj0KCQjwppSEBhCGARIsANIs4p77hi_bEXebK1KLnUx7E9dfq4eJEq6kVy4iy72K-q1z_wWB9UD-iM8aAlfKEALw_wcB.
- [12] B. O. d. Estado, «https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6123,» [En línea].
- [13] «damiasolar.com,» [En línea]. Available: https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/que-son-los-paneles-solares-monocristalinos_1.
- [14] I. L. Bravo, «Apuntes Instalaciones Fotovoltaica 4º GIE,» 2021. [En línea].
- [15] J. M. Mauricio, «Generacion basada en la maquina sincrona y en el convertidor de potencia,» Sevilla, 2020.
- [16] C. Power, «<http://www.chintpower.com/en/product.asp?/172.html>,» [En línea].
- [17] J. M. M. Cobo, «Proyecto de instalación fotovoltaica de conexión a la red,» Seville, 2021.
- [18] Solarbe, «<https://news.solarbe.com/202004/30/324472.html>,» [En línea].
- [19] M. P. y D. C. , «ScienceDirect,» 3 Septiembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16303644>.
- [20] A. R. Starke, J. M. Cardemil, R. A. Escobar y S. C. , «ScienceDirect.com,» 21 Septiembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16304017>.

[21] R. E. d. España, «<https://www.ree.es/es>,» [En línea].