

Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía. Mención de Energías  
Renovables

Estudio de nueva configuración de planta híbrida con  
tecnología solar

Autor: Roberto Sánchez Fernández

Tutor: Cristina Prieto

**Dpto. Termodinámica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2020





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía

# **Estudio de nueva configuración de planta híbrida con tecnología solar**

Autor:

Roberto Sánchez Fernández

Tutor:

Cristina Prieto

Profesor Asociado

Dpto. de Termodinámica

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Carrera: Estudio de nueva configuración de planta híbrida con tecnología solar

Autor: Roberto Sánchez Fernández

Tutor: Cristina Prieto

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

*A mi familia y amigos, por todo el apoyo recibido durante estos años.*

*A mis profesores, por las lecciones y consejos impartidos a lo largo de este recorrido, en especial a mi tutora de este trabajo, Cristina Prieto, por guiarme y ayudarme a llevar a cabo este proyecto en todo momento.*



# Resumen

---

En este trabajo final de Carrera, se estudia la viabilidad técnica y económica de la hibridación de dos tecnologías renovables, la termosolar y la fotovoltaica. Este estudio se llevará a cabo mediante el modelado y la simulación de diferentes configuraciones de plantas de estas tecnologías de origen solar.

Se han definido unos objetivos a alcanzar tras finalizar este estudio; obtener una curva de producción de energía constante (similar a la de una central de carga base), obtener un factor de capacidad  $\geq 80\%$  y disminuir el LCOE que presentan las plantas termosolares en la actualidad.

El objetivo es demostrar que la hibridación es una solución energética idónea que puede ayudar en el proceso de descarbonización que está experimentando el sector eléctrico en los últimos años.



# Abstract

---

In this final degree project, the technical and economic feasibility of the hybridization of two renewable technologies, solar thermal and photovoltaic, is studied. This study will be carried out by modeling and simulating different configurations of these technologies of solar origin.

Objectives to be achieved after completing this study have been defined; obtain a constant power output curve (similar to that of a base load power plant), obtain a capacity factor  $\geq 80\%$ , reduce the LCOE present in solar thermal plants today.

The objective is to demonstrate that hybridization is an ideal energy solution that can help in the decarbonization process that the electricity sector has been experiencing in the last few years.

# Índice

---

Agradecimientos .....	8
Resumen.....	10
Abstract .....	12
Índice .....	13
<b>ILUSTRACIONES.....</b>	<b>16</b>
<b>ECUACIONES .....</b>	<b>18</b>
<b>NOTACIÓN .....</b>	<b>19</b>
<b>1.INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>21</b>
1.1 OBJETO DEL ESTUDIO .....	21
1.2 SISTEMA ELÉCTRICO .....	22
1.3 CONCEPTO DE HIBRIDACIÓN .....	25
1.4 OBJETIVOS .....	27
1.5 PLANTA DE ESTUDIO (CERRO DOMINADOR).....	28
<b>PLANTA TERMOSOLAR .....</b>	<b>29</b>
<b>PLANTA FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>30</b>
1.6 EMPLAZAMIENTO.....	30
<b>2. ANTECEDENTES.....</b>	<b>32</b>
2.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE .....	32
2.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN).....	32
2.2 INDUSTRIA MINERA EN CHILE .....	34
<b>3. CLASIFICACIÓN SISTEMAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN .....</b>	<b>36</b>
3.1 DISCO STIRLING .....	36
3.2 CONCENTRADORES LINEALES TIPO FRESNEL .....	37
3.3 SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL.....	38
3.4 CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS.....	38
<b>4. SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL O TORRE (CRS).....</b>	<b>39</b>
4.1 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN .....	39
4.1.1 Helioestatos.....	39
4.1.2 Receptor .....	41

4.1.3 Fluido caloportador .....	43
4.1.4 Tanques de almacenamiento .....	45
4.1.5 Generador de vapor .....	47
4.1.5 Bloque de potencia .....	50
4.1.6 Traceado eléctrico .....	53
<b>5. ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>53</b>
5.1 INTRODUCCIÓN .....	53
5.2 FUNDAMENTOS.....	53
5.2.1 Efecto fotoeléctrico .....	54
5.3 TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS.....	55
5.3.1 Tecnologías de silicio-cristalino (1ª Generación).....	55
5.3.2 Tecnologías de película delgada (2ª Generación) .....	56
5.3.3 Tecnologías de concentración (3ª Generación).....	57
5.4 CLASIFICACIÓN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	58
5.4.1 Instalación aislada.....	58
5.4.2 Instalación de autoconsumo .....	58
5.4.3 Instalación interconectada sin autoconsumo.....	59
<b>6. TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN SOBRE SISTEMAS HÍBRIDOS PV+CSP .....</b>	<b>61</b>
6.1 “OPTIMAL DESIGN OF A HYBRID CSP-PV PLANT FOR ACHIEVING THE FULL DISPATCHABILITY OF SOLAR ENERGY POWER PLANTS” [8] .....	61
6.2 “ASESING THE PERFORMANCE OF HYBRID CSP + PV PLANTS IN NORTHERN CHILE” [9] 71	
6.3 “TECHNO-ECONOMIC EVALUATION OF A HYBRID CSP + PV PLANT INTEGRATED WITH THERMAL ENERGY STORAGE AND A LARGE-SCALE BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM FOR BASE GENERATION” [20] .....	79
6.4 CONCLUSIONES FINALES DE LOS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN.....	86
<b>7. SIMULACIÓN DE PLANTAS HÍBRIDAS.....</b>	<b>89</b>
7.1 INTRODUCCIÓN SAM.....	89
7.2 MODELO TERMOSOLAR.....	90
7.2.1 CSP de torre con sales fundidas.....	90
7.3 MODELO FOTOVOLTAICO.....	91
7.3.1 Fotovoltaico detallado.....	91
7.3.2 Modelo PVWatts .....	91
7.4 MODELOS FINANCIEROS .....	92
7.4.1 Proyectos Residenciales y comerciales.....	92
7.4.2 Proyectos PPA.....	92
7.4.3 Propiedad de Terceros.....	93
<b>8. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>94</b>

<b>8.1 SIMULACIÓN INICIAL</b> .....	95
<b>8.1.1 Planta Termosolar</b> .....	95
<i>Localización y recurso solar</i> .....	96
<i>Diseño del sistema</i> .....	96
<i>Campo de heliostatos</i> .....	98
<i>Torre y Receptor</i> .....	99
<i>Ciclo de Potencia</i> .....	99
<i>Almacenamiento Térmico</i> .....	100
<i>Sistema de Control</i> .....	101
<b>8.1.2 Planta Fotovoltaica con baterías</b> .....	104
<i>Localización y recurso solar</i> .....	105
<i>Módulo</i> .....	106
<i>Inversor</i> .....	107
<i>Diseño del sistema</i> .....	107
<i>Almacenamiento de baterías</i> .....	109
<i>Vida útil</i> .....	111
<b>8.2 SIMULACIÓN FINAL</b> .....	115
<b>8.2.1 Planta Fotovoltaica sin baterías</b> .....	115
<b>8.2.2 Planta Termosolar</b> .....	117
<i>Sistema de Control</i> .....	118
<b>9. CONCLUSIONES</b> .....	126
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	127
<b>PROGRAMAS</b> .....	129

## ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Clasificación de las centrales en función de su curva de generación. [2] .....	23
Ilustración 2: Curvas de potencia generada por tecnologías renovables. [2] .....	23
Ilustración 3: Proyección del LCOE por tecnología [4] .....	25
Ilustración 4: Planta termosolar Cerro Dominador. [7] .....	28
Ilustración 5: Planta fotovoltaica Cerro Dominador. [7] .....	29
Ilustración 6: Curva de demanda del SIC y del SING (pertenecientes al SEN). [9] .....	33
Ilustración 7: Generación diaria SING (MWh). [4] .....	33
Ilustración 8: Demanda máxima diaria (MWh) del SING. [4] .....	34
Ilustración 9: Disco Stirling de Cleanergy en Dubái. [11] .....	37
Ilustración 10: Colector lineal Fresnel de Soltigua. [13] .....	38
Ilustración 11: Colector cilindroparabólico plataforma solar de Almería. [14] .....	39
Ilustración 12: Disposición Norte-Sur del campo de heliostatos CESA 1, Almería. [6] .....	40
Ilustración 13: Tipos de receptores. [6] .....	42
Ilustración 14: Conductividad de las sales en función de la Tª. [16] .....	44
Ilustración 15: Densidad de las sales en función de la Tª. [16] .....	44
Ilustración 16: Viscosidad de las sales en función de la Tª. [16] .....	45
Ilustración 17: Intercambiador de doble tubo. [16] .....	47
Ilustración 18: Intercambiador multitubular. [16] .....	48
Ilustración 19: Intercambiador de carcasa y tubo. [23] .....	48
Ilustración 20: Intercambiadores de placas. [16] .....	49
Ilustración 21: Intercambiador de espiral. [16] .....	49
Ilustración 22: Diagrama T-s del ciclo Rankine. [18] .....	51
Ilustración 23: Ciclo Rankine con recalentamiento intermedio. [17] .....	51
Ilustración 24: Ciclo Rankine regenerativo. [17] .....	52
Ilustración 25: Esquema básico bloque de potencia. [17] .....	52
Ilustración 26: Células fotovoltaicas de silicio policristalino y monocristalino respectivamente. [19] .....	56
Ilustración 27: Célula fotovoltaica de película delgada. [3] .....	57
Ilustración 28: Tecnología fotovoltaica de alta concentración. [24] .....	57
Ilustración 29: Instalación fotovoltaica aislada. [3] .....	58
Ilustración 30: Instalación fotovoltaica de autoconsumo. [3] .....	59
Ilustración 31: Instalación interconectada sin autoconsumo. [25] .....	60
Ilustración 32: Esquema planta híbrida [8] .....	62
Ilustración 33: Radiación horizontal diaria (global y directa) y radiación directa normal para ambas localizaciones. [8] .....	64
Ilustración 34: Curva de Potencia de salida. [8] .....	65
Ilustración 35: Resultados de la producción eléctrica (PV) y la producción térmica de energía (CSP) para ambas localizaciones. [8] .....	67
Ilustración 36: Efecto de la duración de la carga sobre el LCOE para los casos: Sólo PV, sólo CSP y para la hibridación. [8] .....	67
Ilustración 37: Diferentes parámetros de las plantas en función de la duración de la carga. [8] .....	68
Ilustración 38: Suministro anual de energía para ambas localizaciones. [8] .....	69
Ilustración 39: Pérdidas por desenfoco para ambas localizaciones. [8] .....	70

Ilustración 40: Configuración de planta más rentable en función de la duración de la carga y de la “Unmet Fraction” [8] .....	70
Ilustración 41: Promedio anual de demanda de energía por hora, para ambos sistemas. [9]...	72
Ilustración 42: Esquemas de las plantas híbridas, con PTC y con CRS respectivamente. [9].....	73
Ilustración 43:Potencia Eléctrica de salida para las distintas configuraciones de plantas. [9] ...	76
Ilustración 44: Precio de las plantas termosolares (PTC y CRS) en función del ratio de potencia fotovoltaica. [9] .....	77
Ilustración 45: LCOE en función del ratio de potencia de la planta fotovoltaica .....	78
Ilustración 46: Esquema de la planta híbrida (CSP+PV). [20] .....	80
Ilustración 47: Curvas de generación horaria para el SING y el SIC. [20] .....	80
Ilustración 48: Modos de operación de la planta híbrida para diferentes estaciones. [20] .....	82
Ilustración 49: Resultados del análisis paramétrico en función de 4 variables: Potencia de la planta PV, capacidad del TES, Capacidad del BESS y MS. [20] .....	84
Ilustración 50: Tendencia del LCOE en función del factor de capacidad variando diferentes parámetros de diseño. [20] .....	85
Ilustración 51: Menú principal planta termosolar SAM .....	95
Ilustración 52: Datos de radiación y emplazamiento .....	96
Ilustración 53: Parámetros de Diseño del Sistema .....	97
Ilustración 54: Disposición de los heliostatos en el campo solar .....	98
Ilustración 55: Parámetros Torre y Receptor .....	99
Ilustración 56: Parámetros Bloque de potencia .....	100
Ilustración 57: Parámetros almacenamiento térmico .....	100
Ilustración 58: Sistema de control de despacho de energía .....	101
Ilustración 59: Resultados primera simulación planta termosolar .....	102
Ilustración 60: Producción mensual de energía planta termosolar inicial .....	103
Ilustración 61: Producción de energía (MWe) para distintos días del año .....	104
Ilustración 62: Menú principal planta fotovoltaica en SAM .....	105
Ilustración 63: Especificaciones del módulo .....	106
Ilustración 64: Especificaciones del Inversor .....	107
Ilustración 65: Parámetros principales del diseño del sistema .....	109
Ilustración 66: Parámetros principales banco de baterías .....	110
Ilustración 67: Resultados simulación PV con baterías .....	112
Ilustración 68: Resultados simulación PV sin baterías .....	112
Ilustración 69: Energía enviada a la red en la fotovoltaica para distintos días del año .....	114
Ilustración 70: Resultados obtenidos en la PV sin baterías .....	115
Ilustración 71: Energía generada por el sistema, planta PV sin baterías .....	116
Ilustración 72: Sistema de control en la termosolar para la hibridación .....	119
Ilustración 73: Dispatch Control de la planta híbrida .....	120
Ilustración 74: Gráficas de generación de energía eléctrica para la central híbrida .....	123

## ECUACIONES

Ecuación 1: Capacidad de almacenamiento del TES. [6].....	46
Ecuación 2: Fórmula del LCOE. [8] .....	66
Ecuación 3: Múltiplo solar. [6] .....	97
Ecuación 4: Capacidad de almacenamiento banco de baterías. [3] .....	109
Ecuación 5: LCOE planta fotovoltaica con baterías.....	113
Ecuación 6: FC planta fotovoltaica con baterías .....	113

## NOTACIÓN

$\Delta T$ : Diferencia de Temperaturas

BESS: Banco de baterías de la fotovoltaica

BP: Bloque de Potencia

CAPEX: CAPital Expenditure (gasto de capital)

CCP: Captador cilindroparabólico

$C_p$ : Capacidad calorífica

CPV: Tecnología fotovoltaica de Concentración

CRS: Tecnología de receptor centrar o de torre

CSP: Tecnologías de concentración solar

FACTS: Sistema de transmisión de corriente alterna flexible

FC: Factor de capacidad

IDN: Irradiación Directa Normal

IGH: Irradiación Global Horizontal

IRR: Tasa Interna de Retorno

LCOE: Coste Nivelado de Energía

m: Metros

$\dot{m}$ : Caudal

MCI: Motores de Combustión Interna

O&M: Operación y Mantenimiento

P: Presión

PPA: Acuerdo de Compra de Energía

PV: Tecnología fotovoltaica

Q: Energía en forma de calor

SAM: System Advisor Model

SEA: Sistema Eléctrico de Aysén

SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SIC: Sistema Interconectado Central

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande

SM: Múltiplo Solar

SOCmax: Estado de Carga máximo

SOCmin: Estado de Carga mínimo

TES: Sistemas de Almacenamiento de Energía Térmica

TG: Turbinas de Gas

TMY: Año Meteorológico Típico

TOD: Factor de tiempo de entrega

TRNSYS: TRansient SYstem Simulation

$\mu$ : Viscosidad

$\mu\text{m}$ : Micrómetros

# 1.INTRODUCCIÓN

## 1.1 OBJETO DEL ESTUDIO

El objetivo del presente proyecto consiste en realizar un análisis tecno-económico de una planta híbrida, donde se combina una planta de concentración solar (CSP) y una planta de fotovoltaica (PV), de 100 MW de potencia nominal cada una, para demostrar que con la combinación de ambas tecnologías se puede obtener una solución más competitiva en coste y gestionabilidad.

En primer lugar, se simularán ambas plantas por separado, por un lado, la fotovoltaica con baterías y por el otro la termosolar con tanques de almacenamiento y veremos cómo se comportan ambas plantas de manera independiente.

Una vez realizado ese estudio, se simulará la planta fotovoltaica sin baterías, se quiere demostrar con este proyecto, que el uso de baterías ión-litio, con un rendimiento bajo y altos costes, no es necesario, siendo la hibridación de ambas tecnologías la alternativa perfecta. Tras observar qué periodos horarios no cubre la fotovoltaica (sin baterías), se modelará la CSP de forma que pueda suministrar energía durante los periodos en los que la fotovoltaica no está operando.

La idea principal es que durante el día genere energía la planta fotovoltaica, a menor coste, mientras la planta termosolar carga su sistema de almacenamiento para poder suministrar energía en los periodos en los que la fotovoltaica no puede, ya sea por nubes estacionarias, por periodos nocturnos o incluso problemas internos de la propia planta.

El estudio evalúa los parámetros de diseño óptimos que minimizan el coste de la energía (horas de almacenamiento, tamaño del campo solar, factor de capacidad, etc.). El emplazamiento de la planta objeto de estudio será el desierto de Atacama, Chile, ya que, es una región que cuenta con un recurso solar idóneo para el desarrollo de este tipo de tecnologías solares.

La razón principal por la que ha surgido una tendencia creciente en los últimos años de hibridar este tipo de tecnologías es porque se complementan a la perfección. Las virtudes que presenta la tecnología fotovoltaica (bajos costes) y sus defectos (coste elevado del almacenamiento de energía con las baterías), se complementan a la perfección con los de la termosolar, la cual produce energía a mayor precio, pero tiene la ventaja de que sus sistemas de almacenamiento son muy eficientes y tienen coste competitivo.

Con este tipo de tecnología híbrida se busca una solución energética para una central de carga base, como lo son hoy en día las centrales nucleares o térmicas convencionales. Pero con las ventajas medioambientales y de gestión de residuos que presentan las energías renovables frente a la energía convencional.

## 1.2 SISTEMA ELÉCTRICO

Para entender mejor la finalidad de este proyecto es necesario hacer una breve introducción a las principales tecnologías para generación de energía eléctrica y sus principales ventajas e inconvenientes.

El sistema eléctrico es un conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica, como se verá más adelante con mayor detalle, sus componentes básicos serán: Generación, Distribución, Transporte y Consumo. El Operador del Sistema Eléctrico es el encargado de controlar a tiempo real la operación del mismo, equilibrando generación y consumo (uno de los principales objetivos hoy en día en las instalaciones eléctricas).

La energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, no existe control sobre el consumo, necesitando una gran capacidad de seguimiento sobre la generación para ajustar ambas curvas (generación-consumo). En el sistema eléctrico las cargas son el elemento más difícil de modelar a causa de su diversidad de comportamientos, número impredecible y evolución incontrolada. Para entender mejor este fenómeno seguidamente se mostrará una clasificación de los diferentes tipos de centrales en función de la carga que estas suministran:

- Centrales base: Generadores que funcionan cerca del 100 % de su potencia nominal las 24 horas. Típicamente centrales nucleares y grandes generadores basados en combustibles fósiles. Sus costes de operación son bajos y no tienen regulación.
- Centrales semi-base: Aquellas cuya curva de potencia de salida es muy similar a la de una central base, pero presentan leves picos de generación debido a que sí tienen regulación. Sus costes de operación también son muy bajos. Ejemplos: Centrales de carbón y ciclos combinados.
- Centrales punta: Estas centrales tiene como principal función cubrir la demanda de energía eléctrica cuando existen picos de consumo, es decir, suelen operar durante las horas punta. Trabajan en espacios cortos de tiempo durante determinadas horas y su funcionamiento es periódico. Típicamente son turbinas de gas y centrales hidráulicas. [1]

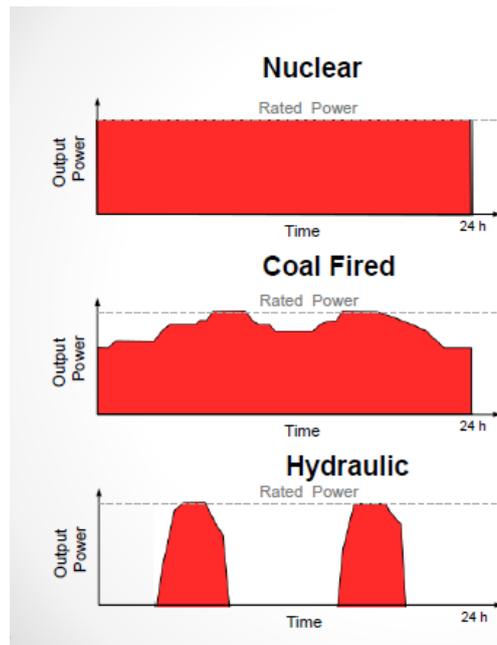


Ilustración 1: Clasificación de las centrales en función de su curva de generación. [2]

Las centrales base y semi-base son claves para un correcto funcionamiento de la red, estas mantienen la frecuencia de la misma dentro de unos niveles admisibles y evitan oscilaciones y desajustes. El principal problema que presentan este tipo de centrales es que no están basadas en energías limpias, el tratamiento de residuos nucleares junto con las emisiones de CO<sub>2</sub> por parte de las centrales basadas en combustibles fósiles suponen grandes daños para el medioambiente.

Las renovables se presentan como las principales tecnologías para mitigar los efectos ambientales anteriormente mencionados. Sin embargo, presentan gran dependencia de las condiciones meteorológicas. Tanto la tecnología eólica como la fotovoltaica son las dos renovables que menores costes de operación presentan (y tienden a la baja), sin embargo, se caracterizan por tener una producción intermitente [2]:

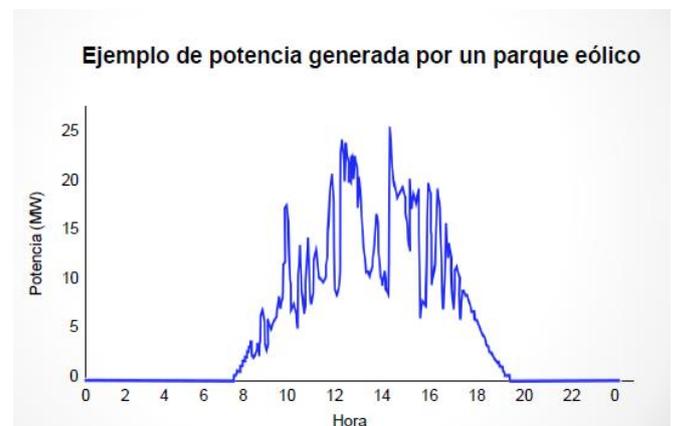


Ilustración 2: Curvas de potencia generada por tecnologías renovables. [2]

Esto implica importantes desajustes entre la generación y el consumo, proporcionando a las redes un control tanto de frecuencia como de voltaje bastante pobre, este fenómeno origina problemas de estabilidad dinámica. Para mitigar estos efectos es necesario el uso de dispositivos basados en la electrónica de potencia como son los FACTS o de sistemas de almacenamiento como las baterías (las cuales a día de hoy presentan rendimientos muy pobres y no es una tecnología muy madura [3]).

Por el contrario, la energía renovable termosolar cuenta con un sistema de almacenamiento de energía térmica de alta capacidad, con una eficiencia y madurez más que testadas, haciendo que su producción sea gestionable para la red, confiables para el operador de planta y muy estable. El inconveniente principal es que requiere mayores costes de operación que sus dos alternativas del sector renovable (eólica y fotovoltaica).

Teniendo en cuenta todas estas premisas es cuando la hibridación de CSP+PV cobra gran interés, reuniendo las muy notables virtudes que presentan las renovables frente al impacto ambiental, con los bajos costes de producción de la fotovoltaica y la gestionabilidad de la termosolar.

Podríamos preguntarnos, ¿por qué no hibridar eólica con CSP, en lugar de la fotovoltaica? La respuesta es muy simple. Tanto la fotovoltaica como la termosolar dependen del recurso solar, por lo que se complementarán a la perfección, mientras la fotovoltaica opera de día, la termosolar se puede cargar de día para operar de noche. El problema de hibridar CSP-Eólica es que el hecho de contar con un buen recurso solar no es condición sine qua non de que vaya a haber un buen recurso eólico, de hecho, suele ocurrir justo lo contrario. Sin embargo, en ciertas ubicaciones sí puede haber plantas que hibridan las tres tecnologías.

Otro de los principales aspectos por los que la hibridación de estas tecnologías cobra especial interés es por su LCOE. En un estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía en Chile se ha estimado que la proyección de LCOE para las diferentes

tecnologías existentes en la generación de energía eléctrica es el siguiente [4]:

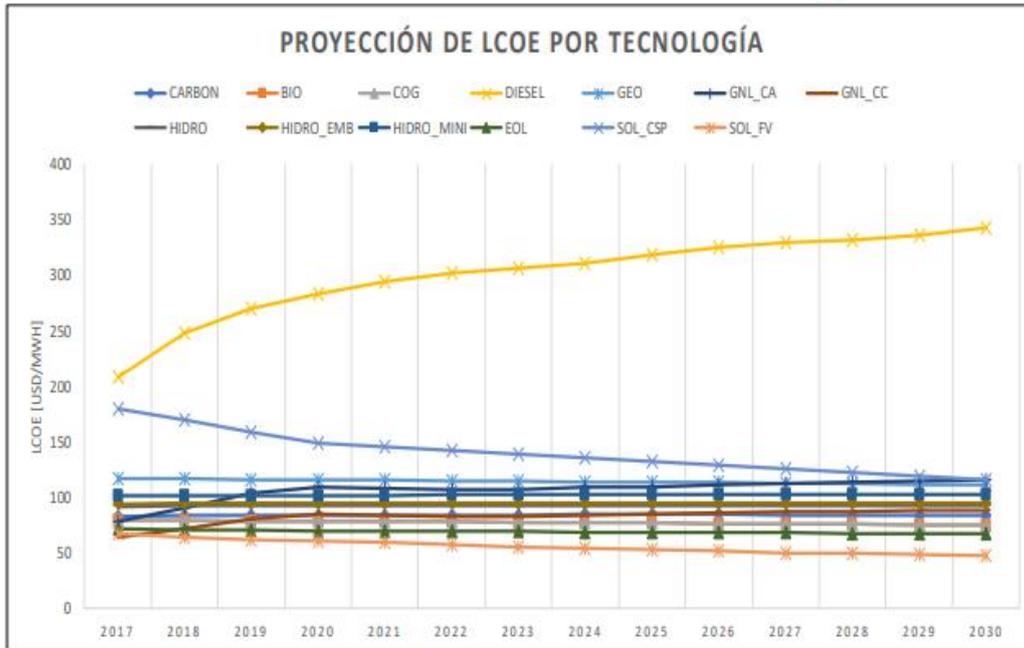


Ilustración 3: Proyección del LCOE por tecnología [4]

Se puede apreciar como en un futuro la PV será la tecnología con menor LCOE, incluso menor que la eólica y que cualquier otra tecnología de origen fósil. A pesar de que como refleja la Ilustración 3, la CSP es de las tecnologías que presenta mayor LCOE (tendrá una disminución significativa con respecto al que presenta en el año 2020, pero no suficiente como para equipararse con el resto de tecnologías), su capacidad de almacenamiento y gestionabilidad son las que la hacen más compatible con la PV que el resto.

### 1.3 CONCEPTO DE HIBRIDACIÓN

La hibridación no es más que una solución energética que combina tecnologías de diferente naturaleza para la generación de energía eléctrica. El concepto como tal, no es nada nuevo, de hecho, la hibridación de energía solar con diferentes tecnologías como pueden ser la biomasa, ciclos combinados o centrales de combustibles fósiles, es algo muy habitual en el sector energético. Sin embargo, la hibridación de energía termosolar con energía fotovoltaica, en la cual consiste el estudio del presente proyecto, es un concepto relativamente nuevo.

La finalidad principal de hibridar este tipo de plantas es el aprovechamiento de las ventajas que presentan cada una de ellas por separado. Mientras que la fotovoltaica a

día de hoy es la energía renovable con mayores rendimientos y menores costes, su naturaleza intermitente puede crear oscilaciones en el voltaje y la frecuencia de la red, generando una curva de potencia de salida completamente inestable [5]. Para solucionar este problema, se están desarrollando muchos sistemas de almacenamiento de energía: baterías de ion-litio, plomo-ácido, sodio-sulfuro, redox de vanadio, redox de zinc-bromo [3], pero con sus precios y rendimientos actuales no son competitivas. Por otro lado, la principal ventaja de la termosolar reside en su gestionabilidad, gracias a sus sistemas de almacenamiento.

Esta tecnología está adquiriendo gran importancia en el sector eléctrico en los últimos años debido a la mejora que presenta en parámetros tan importantes como:

- Factor de capacidad (FC): El factor capacidad de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo. Como cabía esperar, se busca que este valor sea lo más cercano a 1 posible, ya que eso indicará que la planta está operando a plena carga durante gran parte del tiempo. Las plantas híbridas (CSP+PV en este caso), permiten aumentar el FC, gracias a la gran gestionabilidad de la CSP, usando la energía fotovoltaica durante las horas de sol, mientras que la CSP se usa cuando no haya radiación solar. [6]
- LCOE (Levelized cost of Energy): Coste nivelado de la energía, es el cociente entre el valor del capital total más los costes de operación de una determinada planta y el precio de la electricidad generada por dicha planta a lo largo de su vida útil. Sirve para comparar costes unitarios a lo largo de la vida útil de diferentes tecnologías. Las plantas híbridas consiguen valores del LCOE menores que los de una termosolar, para la misma potencia. Esto es debido principalmente a que la inversión inicial en el caso de la hibridación es menor que en las CSP. Para que la planta sea competitiva frente a otras tecnologías se debe conseguir el menor valor posible de este parámetro. [6]
- Ofrece energía despachable: Esta tecnología facilita la gestión de energía, proporcionando mayor flexibilidad y estabilidad en la operación, gracias al TES de la CSP podemos ajustar en todo momento la demanda y la generación (este aspecto es de gran interés para los operadores de mercado a la hora de gestionar la seguridad de la red eléctrica [2]), pudiendo adaptar el suministro tanto a picos en la demanda como a momentos en los que la electricidad se paga a un precio mayor. Como resultado se obtiene mayor rentabilidad económica. [6]

La hibridación de energías renovables, a día de hoy, es una de las principales soluciones (si no la que más), hacia una transición energética limpia, sostenible y estable. Si se consigue generar energía propia, y además se alcanza este objetivo de forma limpia, se puede evitar tener una dependencia energética con otros países, eludiendo la gran

problemática de la volatilidad de los precios en fuentes de energía como el petróleo o el gas natural, y de esta manera no habrá que depender de otros países a la hora de la generación de energía eléctrica.

## 1.4 OBJETIVOS

El objetivo principal de este trabajo es el estudio tecno-económico de una planta híbrida que se sitúe en el desierto de Atacama de Chile. Parte de la información y características utilizadas en el presente estudio se han tomado como referencia de la planta de Cerro Dominador [7], situada también en el desierto de Atacama. Entre los objetivos a destacar de este proyecto:

- Obtener un factor de capacidad  $\geq 80$  %. Con el objetivo de suministrar una carga base.
- Producir electricidad las 24h del día.
- Conseguir el mínimo LCOE posible, demostrando que la hibridación puede ser competitiva con otras tecnologías convencionales de generación eléctrica.
- Estudiar diferentes configuraciones y modos de operación de la planta y ver cómo estos afectan a los parámetros anteriormente mencionados.
- Identificar las principales ventajas de la hibridación frente a las configuraciones termosolar y fotovoltaica por separado.
- Demostrar con ayuda del programa SAM, que, a día de hoy con los precios y rendimientos de las baterías, las plantas fotovoltaicas con BESS no son rentables frente a las que no disponen de estos sistemas de almacenamiento.

Destacar el hecho de que es una tecnología 100% renovable, tanto la termosolar como la fotovoltaica son energías completamente limpias, sin emisiones de gases contaminantes durante sus años de operación.

Esto ayudará en gran medida a reducir los gases de efecto invernadero de las regiones donde se implementen este tipo de tecnologías, contribuyendo a alcanzar los objetivos energéticos fijados a nivel mundial.

Otro aspecto que conviene destacar es el desarrollo local en zonas aisladas durante la operación y la construcción de este tipo de plantas. Normalmente estas plantas se sitúan en territorios con escaso desarrollo económico y suponen una gran fuente de ingresos para los habitantes de la región.

Si a todo lo comentado anteriormente se le añade el hecho de que, en Chile, el gobierno fijó como objetivo para 2025 que el 20% de la matriz eléctrica del país deberá basarse en energía renovables, y en 2050 se deben alcanzar valores del 70% [8], la hibridación supone una tecnología muy interesante para cumplir con dicho objetivo.

## 1.5 PLANTA DE ESTUDIO (CERRO DOMINADOR)

La planta que va a ser objeto de estudio está basada en la de Cerro Dominador, es el complejo de energía solar más grande de Latinoamérica, y el primero que incluye tecnología termosolar. Como se ha comentado con anterioridad, este complejo es 100% solar sin generación de energía eléctrica a base de combustibles fósiles, de hecho, se estima que con su operación se ahorrarán unas 870.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. [7] La vida de diseño de la planta (vida útil) se calcula que será de un mínimo de 25 años con una operación y mantenimiento adecuados. La instalación completa, que aporta un total de 210 MW al sistema eléctrico de Chile, se divide a su vez en otras dos:



*Ilustración 4: Planta termosolar Cerro Dominador. [7]*



Ilustración 5: Planta fotovoltaica Cerro Dominador. [7]

## PLANTA TERMOSOLAR

La parte termosolar, que ocupa 700 hectáreas, cuenta con una potencia eléctrica bruta de 110 MWe, basada en un sistema de receptor central o de torre (CRS). [7]

-Bloque de Potencia: Cuenta con un generador de turbina de vapor de 100 MW de potencia bruta. El condensador es refrigerado por aire, (al ser una instalación situada en el desierto, no se puede condensar el vapor con agua, por eso usan el condensado por aire) incluye sistema de extracción de aire y tanque de recolección de condensado. [7]

-Campo Solar: El campo solar está compuesto por 10600 heliostatos, los cuales son del tipo ASUP140 (versión 2). Cada heliostato tiene un área de superficie reflectante de 140 m<sup>2</sup>, que equivale a una superficie reflectante total de 1.469.923 m<sup>2</sup>. Los heliostatos están orientados alrededor de la torre, formando un campo circular, este tipo de configuraciones se emplea en lugares con latitud < 35°. [7]

-Sistema de Receptor Solar: El receptor central está situado a 220m de altura, siendo la altura total de la torre de unas 250m. El receptor solar calienta sales fundidas bajo las siguientes condiciones: T<sup>a</sup> de entrada de las sales: 290°C, T<sup>a</sup> de salida de las sales: 565°C.

- TES (Tanques de Almacenamiento): El sistema de almacenamiento contiene 2 tanques, 1 de sales frías y 1 de sales calientes. Las sales fundidas que usan en ambos son una mezcla binaria de nitrato de sodio (60% en peso) y nitrato de potasio (40% en peso). Los tanques de sales calientes y frías operan en torno a los 565 y 295 °C respectivamente.

El sistema de almacenamiento tiene la capacidad de operar la turbina durante 17.5 horas a carga nominal. El TES empleado es de intercambio de calor sensible y el fluido caloportador y el de almacenamiento son los mismos. [7] Estos conceptos se entenderán mejor tras las explicaciones que aparecen en el apartado “4. SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL O TORRE (CRS)”.

## PLANTA FOTOVOLTAICA

La planta fotovoltaica, que ocupa 300 hectáreas, cuenta con una potencia eléctrica de 100 MWe (bruta). Los principales componentes de la planta son. [7]:

-Módulos: Hay un total de 392.000 módulos, de la marca LONGI Solar, modelo LR6-72PH de 375V, tecnología monocristalina. Cada módulo estará compuesto de 72 células. [7]

- Sistema de seguimiento: Eje simple horizontal con filas independientes, con un rango de seguimiento de más de 120°. [7]

-Centro de inversión: Usan el modelo MSK17- Double Dual Inverter, de la marca Ingecon, que realiza la función del inversor y del transformador. Cuenta con una potencia máxima de 7.2 MVA, y eleva la tensión de unos 400V a 24-36 KV. [7]

Destacar que los parámetros anteriormente mencionados corresponden a la planta de Cerro Dominador. Se mencionan en este proyecto ya que la mayoría de los datos y parámetros que serán utilizados en el modelo de simulación se basan en los anteriores (como se verá más detalladamente en el apartado de modelado y simulación de SAM). Como cabía esperar no todos van a ser idénticos en ambas plantas, ya que, la misma planta termosolar del complejo de Cerro es de 110 MW y la de este estudio es de 100MW de potencia nominal, pero sirven como una pequeña introducción de lo que se verá más adelante.

## 1.6 EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de la instalación del presente estudio es la región de Cruceros, desierto de Atacama (Chile):

- Latitud: 22° 46' 48" Sur.
- Longitud: 69° 28' 30" Oeste.

Esta zona, situada 1550m por encima del nivel del mar, presenta unas condiciones climáticas óptimas. En el desierto de Atacama, la IDN media es de unos 3000KWh/m<sup>2</sup> al año, llegando a tener niveles de hasta de 3500KWh/ m<sup>2</sup> al año para algunas zonas. La IND en verano puede alcanzar los 1200 W/ m<sup>2</sup> y en los inviernos, que aquí se les denomina altiplánicos (grandes precipitaciones debido a masas de aire provenientes de la región del Amazonas) los máximos pueden llegar a ser de 900-950 W/m<sup>2</sup>. [9] Esta ubicación cuenta con más de 300 días de cielos despejados al año. Es sin duda alguna una de las regiones del planeta con mejores condiciones climáticas (alta radiación y alta

disponibilidad de recurso solar) para el desarrollo de la energía solar. Todo el equipo ha sido diseñado para las siguientes condiciones climáticas en el emplazamiento (Datos obtenidos del Meteonorm®):

- Temperatura de bulbo seco (promedio/diseño/máximo): 18,6°C / 27°C / 42°C
- Temperatura de bulbo seco (mínima de diseño): -6,9°C
- Humedad relativa de diseño: 26%
- Presión barométrica: 842 mbar
- IDN en el punto de diseño (W/ m<sup>2</sup>): 1.027. Calculado con percentil95.
- IDN total al año (kWh/m<sup>2</sup>/año): 3.237
- IGH tota al año (kWh/m<sup>2</sup>/año): 2311

## 2. ANTECEDENTES

### 2.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE

En este apartado se expondrán algunos de los conceptos más básicos para entender cómo funciona el mercado eléctrico en Chile y los diferentes sistemas eléctricos que lo constituyen, con el objetivo de comprender mejor la finalidad del presente proyecto. El mercado eléctrico chileno está compuesto por 3 sectores [1], cuyas actividades son independientes entre sí:

- Generación: Sector encargado de la producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías, como la termoeléctrica, hidroeléctrica, eólica, solar, etc. [1]
- Transporte: Sector cuyo objetivo es la transmisión, a altos niveles de voltaje (los valores más típicos son 400-220 KV) de la energía producida en los distintos puntos del sistema eléctrico. [1]
- Distribución: Sector que tiene como función, la transmisión de energía eléctrica a menores voltajes desde un cierto punto del sistema eléctrico hasta los consumidores. Los principales rangos de voltaje para la distribución son [1]:
  - Alta tensión: 132-66 KV
  - Media tensión: 20 KV
  - Baja tensión: 400V

Todas estas actividades están reguladas por empresas privadas, la única distinción entre ellas es que, tanto el transporte como la distribución son sectores regulados, debido a sus características de monopolios, mientras que la generación lo hace bajo condiciones de libre competencia. [1]

Este mercado a su vez está formado por 3 sistemas independientes entre sí:

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
- Sistema de Aysén (SEA)
- Sistema de Magallanes (SEM)

El presente estudio se centra en el primero de ellos, debido a que tanto el SEA (con una capacidad instalada de unos 62 MW) como el SEM (con una capacidad instalada de 104MW), tienen capacidades prácticamente despreciables frente al SEN (el cual cuenta con más de 25000 MW). [1]

#### 2.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

Creado en 2017, está compuesto por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING). El SEN cuenta con una capacidad instalada de 25248 MW, de los cuales el 48% es de fuentes renovables (27 % hidráulica; 10,8% solar; 8,6 eólica; 1,8% biomasa; y 0,2% geotérmica), mientras que el 51,7% corresponde

a fuentes térmicas (21,2% carbón, 19,2% gas natural y 11,4% petróleo) [1]. La curva de demanda característica de ambos sistemas es la siguiente:

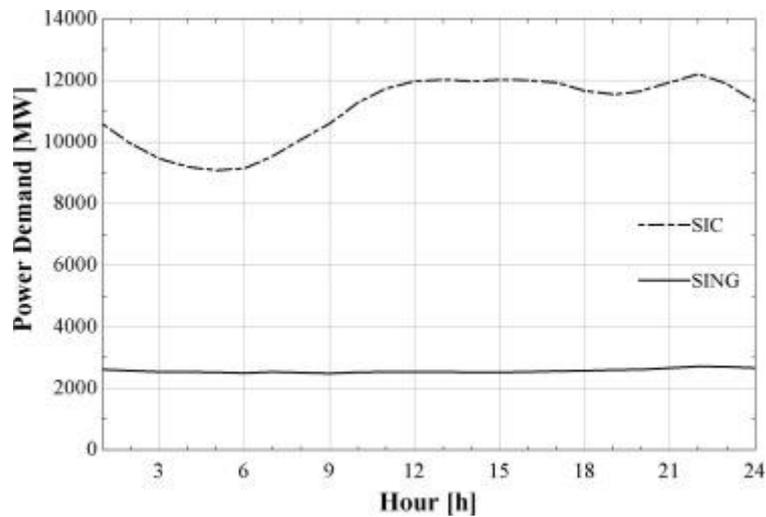


Ilustración 6: Curva de demanda del SIC y del SING (pertenecientes al SEN). [9]

**Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** Cuenta con aproximadamente 5.267,45 MW instalados. El SING cubre la demanda de las regiones del Norte de Chile, donde se encuentran la mayoría de las industrias mineras. [1]

Con el objetivo de dar una visión más específica de las características de este sistema se ha buscado información (en la Comisión Nacional de Energía) de la generación diaria y la demanda máxima diaria de energía eléctrica registradas en el SING en el año 2017. [4]

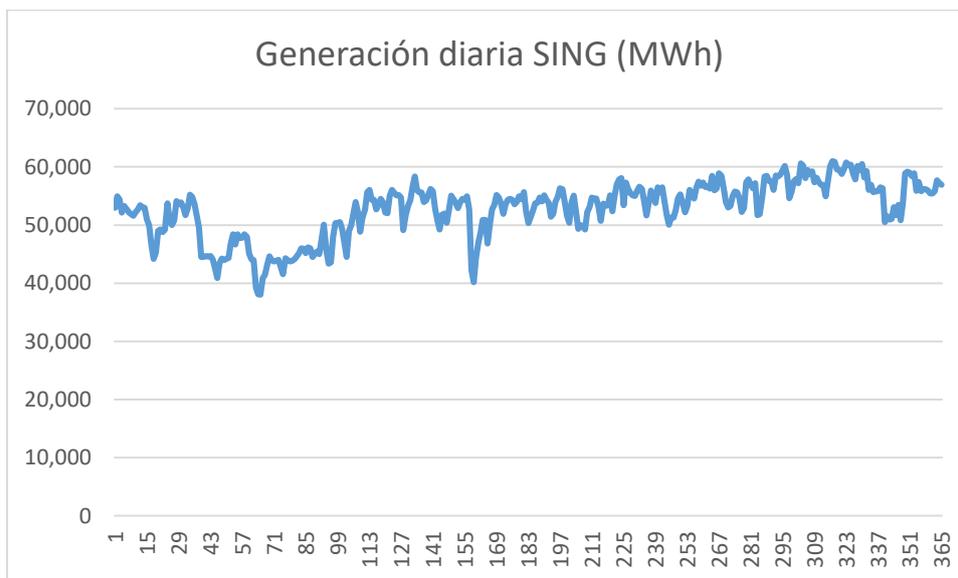


Ilustración 7: Generación diaria SING (MWh). [4]

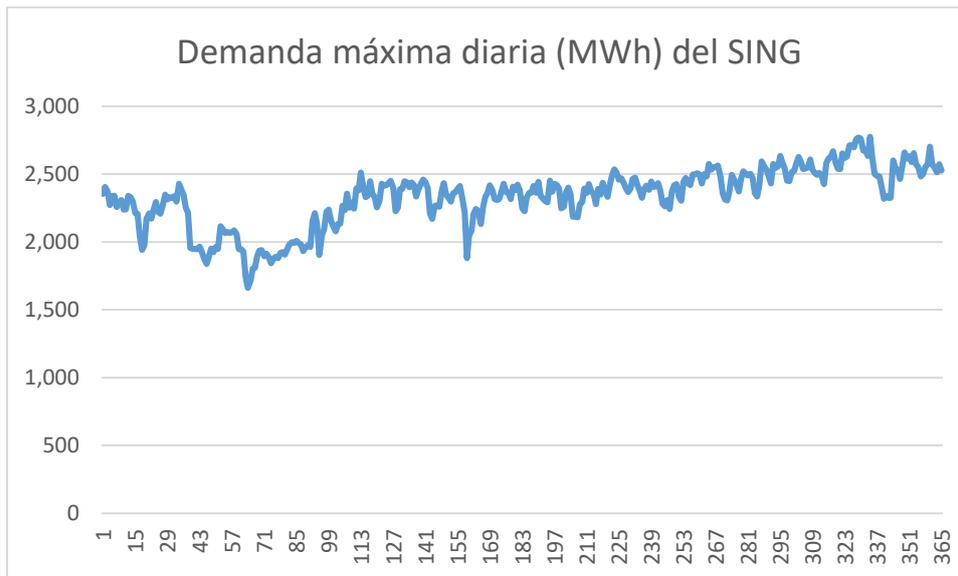


Ilustración 8: Demanda máxima diaria (MWh) del SING. [4]

Como se puede apreciar en la última de las dos gráficas anteriores, la demanda máxima diaria es aproximadamente constante, esto es debido a que la demanda en este sistema presenta un comportamiento bastante regular. Este comportamiento se observa mejor en la Ilustración 5, en esta gráfica se puede ver claramente como la demanda de un día tipo en este sistema exhibe un comportamiento ininterrumpido.

**Sistema Interconectado Central (SIC):** Cuenta con aproximadamente 19.980 MW instalados. Es, sin duda, el sistema con mayor capacidad en toda la región, cubre la zona central donde se encuentra la mayor parte de la población. [1]

## 2.2 INDUSTRIA MINERA EN CHILE

Este apartado es muy importante para entender el porqué de la hibridación en esta zona. La industria minera en Chile ha experimentado un gran crecimiento en los últimos 25 años. Para suplir esta constante demanda de energía por parte del sector minero, el gobierno de Chile apostó fuertemente por los combustibles fósiles, en su mayoría carbón y gas natural licuado. Los principales problemas de esta política energética eran que, aparte de que estos combustibles en su totalidad eran importados de otros países (lo cual supone una gran dependencia energética y lo convierte en un país vulnerable frente a las interrupciones de suministro y la volatilidad de los precios), son importantes fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero, en especial CO<sub>2</sub>. De hecho, el 90% de la electricidad del SING procedía del gas natural licuado y el carbón mencionados anteriormente. [10]

La inflación de los precios de la electricidad tiene una influencia directa en los costes de operación de la industria minera, algo con lo que han tenido que lidiar y combatir en los últimos años, esto a su vez afecta a los costes del producto y finalmente a los

consumidores. Pero esto no es todo, el Ministerio de Energía y Medio Ambiente de este país se marcó como objetivo regular las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector minero, que era la principal fuente de CO<sub>2</sub> del país. [9]

Es aquí cuando cobra importancia el papel de las energías renovables y más concretamente, de la hibridación. La industria minera requiere energía las 24h del día, los 7 días de la semana. La demanda característica del SING (Ilustración 5) hace que sea difícil para la PV satisfacer la demanda de esta zona, debido a su bajo FC, de entre 25-30 %, sin embargo, con la hibridación se logra proporcionar un factor de capacidad mucho más alto ajustando la curva de generación y consumo prácticamente a la perfección, con el objetivo de suministrar una carga base. Otro de los puntos en los que la hibridación sería muy interesante en esta zona es la idealidad del recurso solar en la ubicación destinada a esta actividad, junto con la tendencia a la baja de los precios de la energía solar en los últimos años.

### 3. CLASIFICACIÓN SISTEMAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN

A continuación, se hablará a modo de resumen de las diferentes tecnologías de concentración solar, enumeradas de menor a mayor grado de madurez. En cuanto a las tecnologías solares de concentración descritas a continuación, la más implantada actualmente es la de captadores cilindroparábolicos. El hecho de que los sistemas de receptor central permitan un mayor nivel de concentración y con esto se alcance una mayor temperatura de operación (mayor eficiencia termodinámica) explica que gran parte de los nuevos sistemas CSP que se están instalando en la actualidad sean de este tipo.

#### 3.1 DISCO STIRLING

De todos los sistemas de concentración solar, el disco Stirling es sin duda alguna la tecnología menos madura de todas, de hecho, actualmente sigue en estado de validación. Su principal característica es su alto poder de conversión de energía solar a energía térmica. Pertenecen al grupo de alta concentración.

Están constituidos por un disco parabólico formado por espejos reflectores, un receptor solar de cavidad montado sobre el propio disco en la zona focal de este (sistema de concentración de foco puntual), un motor Stirling, (que es un motor térmico de ciclo cerrado) el cual va acoplado a un alternador.

El disco parabólico se encarga de concentrar la radiación solar que incide sobre él en el receptor de cavidad, para calentar un fluido situado en su interior, el cual suele trabajar en torno a los 700°C, pero puede llegar a temperaturas incluso superiores. Esta energía térmica es empleada por el motor térmico (que da nombre a este tipo de sistemas), el cual transforma la energía térmica en mecánica y esta será convertida posteriormente a energía eléctrica en el alternador.

En estos sistemas se usa el seguimiento solar a dos ejes con el objetivo de seguir la trayectoria solar en cada instante. El fluido de transferencia es el aire, que es con el que opera el motor Stirling. Esta es la tecnología a pesar de ser la que cuenta con mayores rendimientos, también es la que tiene mayores costes de inversión y no disponemos de almacenamiento como en el resto de tecnologías de concentración solar. [6]



*Ilustración 9: Disco Stirling de Cleanergy en Dubái. [11]*

### 3.2 CONCENTRADORES LINEALES TIPO FRESNEL

Los concentradores lineales tipo Fresnel están constituidos por superficies reflectoras lineales, situadas en el mismo plano. Estos reflectores lineales poseen una curvatura muy pequeña, siendo prácticamente planos. Los reflectores suelen disponerse en dirección Norte-Sur haciendo un seguimiento completo en un solo eje a lo largo del día, cada uno de ellos tiene su propio eje de giro, de forma que el movimiento de los espejos es independiente entre sí. Las estructuras de soporte de los espejos están ancladas al suelo y son muy estables. Pertenecen al grupo de sistemas solares de concentración media.

Estas superficies reflectoras se encuentran en la parte inferior del sistema, de forma que reflejan la radiación solar incidente sobre un foco lineal situado en la parte superior. Este foco receptor, está formado a su vez por diversos tubos, los cuales absorben la radiación procedente de los reflectores y la transforman en calor, calentando un fluido que generalmente en este tipo de instalaciones es aceite térmico.

La ausencia de curvatura en sus espejos hace que tengan un 15% menos de eficiencia de concentración que la tecnología cilindroparábólica [12], la cual está formada por espejos curvos, pero el ahorro de costes en materiales, junto con la simplicidad del funcionamiento hacen que la reducción de costes que presentan los colectores lineales tipo Fresnel sea muy superior a la reducción de rendimiento en algunas aplicaciones. Las temperaturas de trabajo de estos sistemas van de los 350-250 °C. El bloque de potencia trabaja con un ciclo Rankine. [6]



*Ilustración 10: Colector lineal Fresnel de Soltigua. [13]*

### 3.3 SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL

Al ser la tecnología empleada en la planta de estudio se estudiará en profundidad en un apartado independiente.

### 3.4 CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS

Es la más madura de todas las tecnologías, lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80, y es la más usada para generación de electricidad a gran escala. Pertenece al grupo de sistemas solares de media-alta concentración.

Su funcionamiento se basa en unos concentradores solares en forma de parábola que se encargan de reflejar la radiación incidente hacia un foco lineal, situados encima de estos, en la zona focal, hay una serie de tubos receptores. Estos tubos receptores se encargan de calentar un fluido que circula a través de ellos, transformando la energía solar procedente de los captadores en energía térmica, la cual es enviada a posteriori a unos intercambiadores con el fin de generar vapor, empleado en el ciclo de potencia. El fluido caloportador generalmente es aceite térmico, el cual se mueve en el rango de temperaturas de 395°C a la salida y 295°C a la entrada del campo de colectores cilindroparabólicos.

Este tipo de captadores utilizan un sistema de seguimiento solar a un eje, de tal forma que el eje de rotación queda orientado en la dirección norte-sur o este-oeste en función de nuestra estrategia de generación. Con la orientación este-oeste es con la que más energía se genera a lo largo del año, sobretodo, para los meses de verano. Sin embargo, con la norte-sur a pesar de producir menos energía a lo largo del año, se consigue igualar la producción tanto en invierno como en verano. El seguimiento a dos ejes no es muy

empleado en este tipo de instalaciones, debido a que el aumento de producción no compensa el aumento de costes. Los captadores tienen una leve curvatura que les dota de una eficiencia mucho mayor que en el caso plano.

En cuanto al bloque de potencia, al igual que en los concentradores lineales tipo Fresnel se trabaja con el ciclo termodinámico de Rankine. [6]



*Ilustración 11: Colector cilindroparabólico plataforma solar de Almería. [14]*

## 4. SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL O TORRE (CRS)

Esta tecnología se va a analizar con más detalle debido a que es la empleada tanto en la planta de estudio como en el complejo renovable de referencia de Cerro Dominador. Para analizar este tipo de centrales se estudiarán los elementos principales que la componen.

### 4.1 ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

#### 4.1.1 Heliostatos

Un heliostato es un conjunto de espejos cuya función principal es concentrar y reflejar la radiación procedente del sol en el receptor central. Sus componentes principales son:

-Superficie reflectante: Los espejos que componen los heliostatos, también llamados facetas, son los encargados de reflejar la radiación solar hacia el receptor. Estas facetas a su vez están formadas básicamente por vidrios sobre los que hay depositada una capa

de plata o aluminio en la parte delantera y una capa de pintura en la parte posterior con el objetivo de disminuir la emisividad de este.

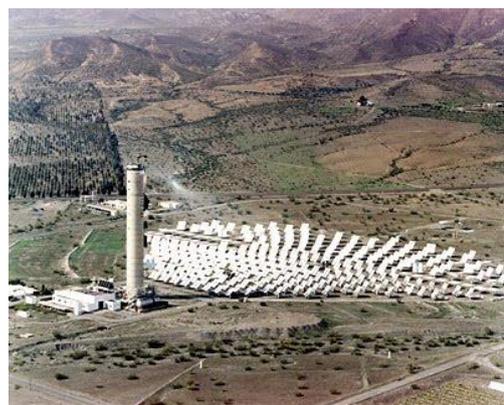
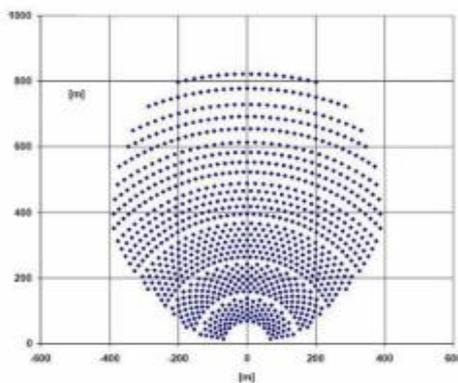
**-Estructura:** Es la parte del heliostato que garantiza la sustentación y el movimiento de los espejos. Está compuesta por un brazo transversal, sobre el que se fijan una serie de vigas en celosía (el número depende del tipo de heliostato), que sirven de apoyo a las facetas. En su interior contiene un mecanismo de actuación, que es el responsable del movimiento de los ejes. El conjunto de las facetas y las vigas le transmiten los esfuerzos mecánicos a la estructura.

**-Mecanismo de seguimiento:** Actuador electromagnético o hidráulico, que facilita los mecanismos de accionamiento de acimut y elevación, aunque también puede darse el caso de seguimiento de un solo eje. Su finalidad es que cada heliostato esté (en todo momento) en una posición normal a la bisectriz del ángulo que forman el sol y el foco receptor.

**-Sistema de control:** Es el encargado del correcto funcionamiento de los sistemas de seguimiento. Hay un sistema de control local de los heliostatos que intercambia información de forma constante con el control de distribución. El control local es el que recibe las órdenes del de distribución y se encarga de posicionar cada heliostato, de forma que el control de distribución actualiza las nuevas consignas y envía nuevas órdenes al resto de heliostatos del campo solar.

El tamaño de los heliostatos en la actualidad es muy variable, puede ir desde 1 a 180 m<sup>2</sup>. Los principales tipos de heliostatos son: el vidrio-metal y el de membrana tensada, siendo el primero de ellos el más usado con diferencia. Las dos configuraciones más usadas del campo de heliostatos son:

- **Campo Norte (o Sur):** Todos los heliostatos están ubicados a un lado de la torre, suele emplearse para latitudes alejadas del ecuador. Aconsejable para latitudes >35° en el hemisferio norte.



*Ilustración 12: Disposición Norte-Sur del campo de heliostatos CESA 1, Almería. [6]*

- **Campo circundante:** Los heliostatos están situados alrededor del receptor. Se usa para ubicaciones cercanas al ecuador. Cuanto más alejada esté la planta del

ecuador en dirección norte, más parecida será su configuración a la de un campo norte (Análogo para el Campo Sur). Un ejemplo de campo circundante sería la instalación de Cerro Dominador o la del presente estudio. [6]

Los heliostatos se dispondrán en determinadas posiciones según las condiciones meteorológicas y de operación de cada momento. Estas posiciones son [15]:

- Operación normal: El heliostato opera de forma continua con el 100% del rendimiento óptico y de seguimiento para una velocidad de viento máxima de 18Km/h. Ángulo de elevación: 0-90 °.
- Operación reducida: El heliostato operará con un rendimiento mayor al 80%, para una velocidad del viento de 18-36 Km/h. Ángulo de elevación: 0-90°.
- Abatimiento: El heliostato se abatirá hacia la posición de seguridad a partir de los 36km/h. El tiempo máximo de abatimiento será de 10 minutos.
- Supervivencia: El heliostato se colocará horizontal, cara arriba, sin sufrir deformaciones permanentes para velocidades de hasta 140km/h. Ángulo de elevación: 0°.
- Reposo: Posición vertical en la que el heliostato permanecerá cuando no se opere la planta, siempre que la velocidad sea menor de 36km/h; en caso contrario se optará por la posición de abatimiento. Ángulo de elevación: 90°.

#### 4.1.2 Receptor

El receptor es el dispositivo encargado de absorber toda la radiación solar concentrada procedente del campo de heliostatos y transferir esa energía térmica al fluido caloportador. La finalidad del receptor es calentar el fluido térmico que circula en su interior, en la planta del presente estudio el fluido térmico son sales fundidas (aunque también suele usarse aire). Los receptores se pueden clasificar en 2 grupos en función del elemento por donde circula el fluido:

- Receptor de tubos: El fluido caloportador circula por el interior de tubos. La radiación incidente es absorbida por la superficie de los tubos, incrementando la temperatura de la misma. Esta energía absorbida se transmite por conducción a través de la pared de la tubería y finalmente por convección forzada al fluido que circula en su interior. Durante este proceso se producen dos pérdidas importantes de energía; transferencia de calor por convección con el ambiente exterior y pérdida por radiación con el entorno. El material de los tubos suele ser acero recubierto de un material de alta absorptividad para aumentar la absorción y disminuir a su vez las pérdidas convectivas y radiantes. Por lo general, este tipo de configuraciones será más empleada si el fluido que queremos calentar es un líquido.

- **Receptor volumétrico:** Formados por una matriz porosa, pensada para maximizar el área específica de intercambio. La radiación procedente del campo de heliostatos incide sobre esta matriz porosa, la cual se calienta. Se hace pasar el fluido por este volumen poroso de forma que la energía anteriormente almacenada por el material poroso se transmite mediante convección al fluido. Con esta disposición se pretende que la misma superficie que recibe la radiación solar sea la que transmite la energía al fluido, eliminando el proceso de conducción. Si está bien diseñado se puede lograr que la  $T^a$  del material sea menor que la del fluido, ya que hay menos pérdidas. Por lo general, este tipo de configuraciones será más empleada si el fluido a calentar es un gas.

Finalmente, los receptores se pueden clasificar en función de su grado de exposición:

- **Receptor externo:** Constituidos por paneles o bancos de tubos colocados directamente en el exterior. Están distribuidos de forma cilíndrica, lo que permite configuraciones como la del campo circundante; no se aprovecharían al máximo sus características con configuraciones de campo norte (o sur). El principal problema de estos sistemas son sus elevadas pérdidas, debido a su gran exposición a la intemperie. La ventaja principal es su gran capacidad para controlar la radiación que incide sobre ellos, permitiendo un control más exacto de la temperatura del fluido que circula por su interior. Por esta razón son muy usados para sales térmicas, las cuales se solidifican con gran facilidad, siendo necesario un control constante de la temperatura.
- **Receptor de cavidad:** La superficie de absorción está situada en el interior de una apertura o cavidad. El elemento absorbedor queda menos expuesto a las condiciones climáticas externas, al reducir el factor de vista disminuyen las pérdidas, por lo que el rendimiento en estos sistemas es mayor. Las superficies del interior de la cavidad están recubiertas por un material refractario, consiguiendo así un flujo más homogéneo. Como era de esperar, este tipo de configuraciones no se pueden emplear con campos circundantes, ni para plantas con sales fundidas, ya que la cavidad crea puntos ciegos que podrían congelar las sales.

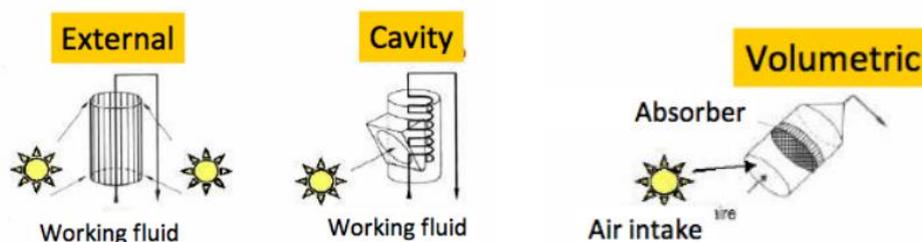


Ilustración 13: Tipos de receptores. [6]

El receptor empleado en la planta objeto de estudio será tubular y externo.

### 4.1.3 Fluido caloportador

En el caso de la planta termosolar del actual estudio, hablar de fluido caloportador también es hablar de fluido de almacenamiento térmico. El fluido usado es una sal binaria con un 60 % en peso de nitrato sódico ( $\text{NaNO}_3$ ) y un 40% en peso de nitrato de potasio ( $\text{KNO}_3$ ). En el sector de las sales fundidas esta es la mezcla más usada para este tipo de instalaciones.

La mezcla salina puede encontrarse en estado líquido en un intervalo de temperatura desde 260°C hasta 600°C (aunque se intentará mantener siempre por encima de 280°C y por debajo de los 565°C por temas de seguridad).

Esta sal presenta importantes propiedades que la convierten en un buen fluido de almacenamiento; como son su alta densidad, alta capacidad calorífica, elevada temperatura de descomposición y coste competitivo. Además, sus propiedades termo-físicas la hacen adecuada para su uso como fluido de almacenamiento de calor en tanques de grandes dimensiones. Gracias a estas propiedades existe la posibilidad de trabajar a elevadas temperaturas, obteniendo vapor a altas temperaturas con una conversión energética muy eficiente. La sal presenta algunas ventajas frente al aceite a la hora de usarlo como fluido de almacenamiento de energía [6]:

- Es bastante más barato.
- Requiere menores presiones de almacenamiento, de hecho, los tanques de almacenamiento de aceite térmico deben estar presurizados, mientras que los de sales no. Esto hace que resulten mucho más económicos.
- Permiten trabajar a mayores temperaturas sin correr riesgos de cracking térmico ni de deterioro del fluido.
- Se puede prescindir del fluido intermedio, ya que, las sales son el fluido de almacenamiento y el fluido calor-portador.
- Su nivel de toxicidad e inflamabilidad es menor.
- Permiten el uso de aire seco como gas de cobertura (para evitar la humedad) en lugar de Nitrógeno.
- No necesitan instalaciones complementarias de tanques de expansión.

A pesar de esto, no son todas ventajas, uno de sus principales problemas es el de la congelación de las sales (no pueden bajar de 240°C para mayor seguridad), junto con otros a tener en cuenta como son: su elevada corrosividad y la emisión de  $\text{NO}_x$  como consecuencia de la degradación de los nitratos, lo cual exige sistemas de abatimiento. A nivel operativo, las sales se calientan a 565°C máximo para evitar la degradación. Conviene destacar que las superficies del receptor están por encima de las temperaturas de operación del fluido caloportador, por esta razón es necesario el control de los diferentes equipos de la instalación con cámaras termográficas.

Su conductividad térmica media es de 0,5 W/m K (fase líquida), su calor específico medio de 1,5 kJ/kg K. Tiene una temperatura de fusión de 220 °C y una temperatura de descomposición próxima a 600 °C. Para temperaturas menores a la de bombeabilidad

no conviene operar porque la viscosidad ( $\mu$ ) de las sales sería muy elevada y a las bombas les resultaría prácticamente imposible operar. El precio de las sales ronda los 700€/t. [6]

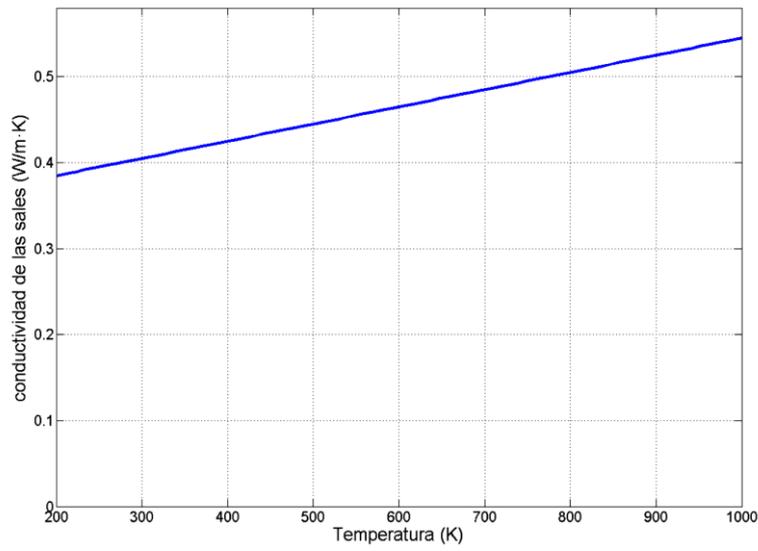


Ilustración 14: Conductividad de las sales en función de la  $T^a$ . [16]

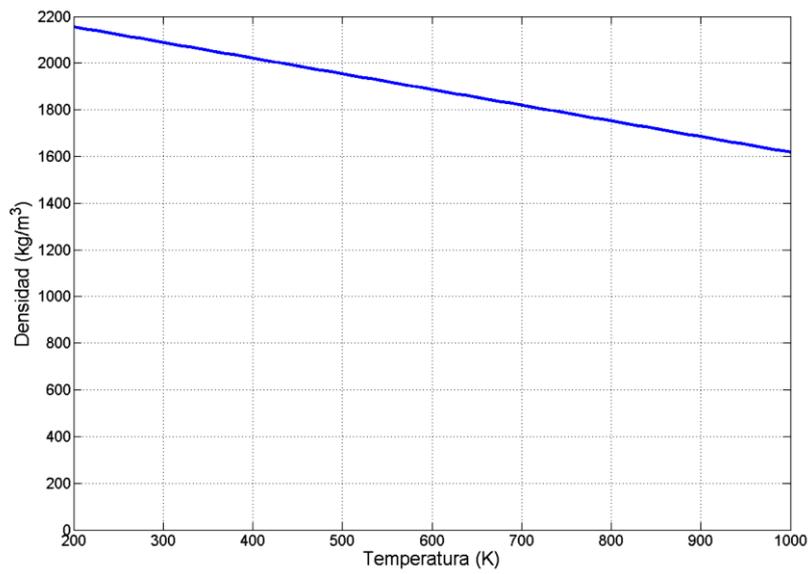


Ilustración 15: Densidad de las sales en función de la  $T^a$ . [16]

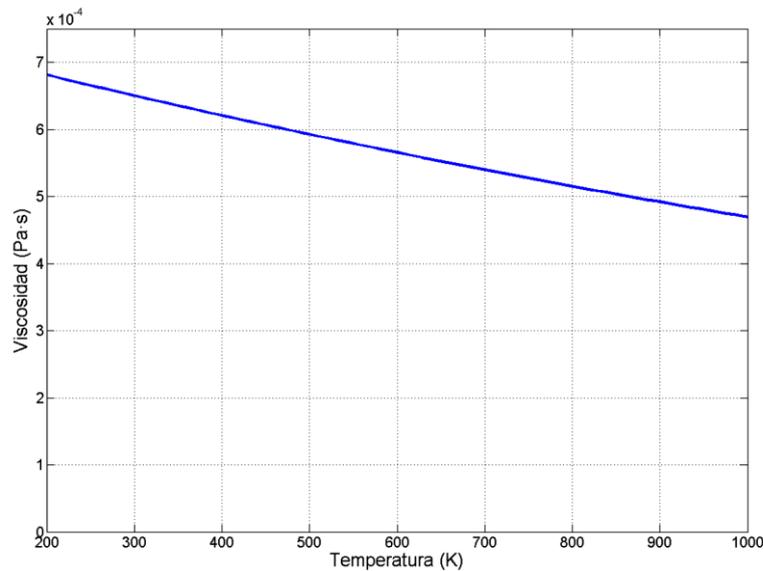


Ilustración 16: Viscosidad de las sales en función de la  $T^a$ . [16]

#### 4.1.4 Tanques de almacenamiento

Los sistemas encargados de almacenar energía en forma de calor con el objetivo de aumentar la gestionabilidad, no interrumpir la producción y ajustar la generación y el consumo.

Los sistemas de almacenamiento pueden ser de tres tipos en función del proceso de intercambio energético: [6]

- **Calor sensible:** El calor sensible es la energía calorífica que suministrada a un cuerpo o un objeto, hace que este aumente de temperatura, pero sin que este incremento afecte a su estructura molecular ni a su fase. Se usan fluidos tanto sólidos como líquidos y pueden ser directos (el fluido de almacenamiento es el mismo que el caloportador) o indirectos. Un ejemplo son las sales fundidas que emplea la instalación del estudio, las cuales, si todo funciona correctamente, siempre deben encontrarse en estado líquido.
- **Calor latente:** Estos sistemas aprovechan el calor latente asociado a los cambios de fase y de estructura molecular para almacenar el calor. Este cambio de fase será o bien Sólido-Líquido o Líquido-Gas. Al igual que los sistemas de calor sensible pueden ser directos o indirectos.
- **Termoquímico:** Basado en la acumulación de calor que se produce con algunas reacciones químicas reversibles (exotérmicas y endotérmicas). Poco usado debido a sus elevados costes. A este grupo pertenecen las baterías empleadas en las plantas fotovoltaicas.

A su vez los sistemas de almacenamiento pueden ser activos o pasivos en función de si el medio de almacenamiento se mueve o no.

En torre de sales, el sistema TES lo forman los tanques de almacenamiento de sales, en una configuración de doble tanque (tanque caliente-tanque frío). Los tanques almacenan las sales y requerirán de ciertos calentadores (resistencias eléctricas o calderas) para evitar que se produzca estratificación dentro del mismo, para mantenerlos en todo momento a la temperatura operación (ya que los contrastes de temperatura podrían afectar al material) y para evitar que las sales se congelen. Este calentamiento se puede realizar de dos formas:

- Traceado eléctrico: Calentamiento de las sales en el interior del tanque. Sistema poco usado debido a las grandes dimensiones de este.
- Heaters: Sistemas mediante los cuales se calientan las sales de forma previa a su entrada al tanque (son los más usados en la actualidad).

El material del que está fabricado el tanque debe ser resistente a la corrosión, ya que las sales son muy corrosivas. Para ello, el tanque frío estará hecho de acero al carbono A516gr60, mientras que el tanque caliente, por tener que soportar temperaturas superiores a los 400C° (temperatura a partir de la cual no es recomendable usar acero al carbono), estará conformado de acero inoxidable 347H.

El tanque requerirá de un aislamiento exterior para minimizar las pérdidas de calor. Se podrá utilizar para ello lana de roca, la cual tiene una conductividad térmica de 0,034 a 0,041 W/(m·K) y puede aguantar temperaturas de hasta 1200C° sin fundirse. Obviamente, este aislamiento debe estar recubierto por láminas metálicas para evitar que el aislante se moje y se pudra al estar expuesto a la intemperie.

La configuración del tanque ideal es la de cilindro vertical, ya que se ha demostrado que es la más eficiente de todas. Otro aspecto a tener en cuenta en los sistemas de almacenamiento es la implementación de anillos de distribución, situados en el fondo de los tanques con el fin de recircular constantemente las sales y homogeneizar las temperaturas.

La siguiente fórmula se usa para calcular la capacidad de almacenamiento del tanque:

$$Q = \dot{m} \times C_p \times \Delta T$$

*Ecuación 1: Capacidad de almacenamiento del TES. [6]*

Lo que se puede deducir de esta fórmula es que cuanto mayor sea el  $\Delta T$  con el que trabaja el tanque, menor será la cantidad de fluido que necesitamos para almacenar el mismo Q.

Las sales fundidas se almacenan en los tanques en forma de calor sensible (ya que no hay cambio de fase). Las limitaciones del vástago son de 14m, por lo que el volumen muerto de sales en los tanques está limitado por el diámetro de los mismos. El tanque caliente siempre pierde más calor que el frío, por esta razón conviene descargarlo con mayor frecuencia.

### 4.1.5 Generador de vapor

Los generadores de vapor, también llamados intercambiadores, son los dispositivos que permiten transferir la energía térmica procedente del sistema solar a un circuito secundario de agua/vapor. Estos equipos, son los responsables de la producción del vapor que alimenta la turbina del bloque de potencia, es decir, son el nexo de unión entre el sistema solar y el ciclo de vapor. El principio de funcionamiento básico de los intercambiadores es la diferencia de temperaturas entre los fluidos involucrados en el proceso de transferencia de calor, el cual se produce siempre del fluido con mayor  $T^a$  hacia el de menor  $T^a$ .

Dicho vapor se puede generar de forma directa en la torre, realizando el intercambio energético entre sales y agua en el propio receptor, o de forma indirecta (el intercambio de calor entre sales y agua no se lleva a cabo en la propia torre). La generación directa de vapor tiene como inconveniente principal la necesidad de materiales muy caros debido a las altas temperaturas y presiones a las que están sometidos en esta zona de nuestra instalación. Por esta razón la tecnología más empleada, y en la que se basa la planta del estudio es la generación indirecta de vapor.

Los intercambiadores también pueden clasificarse en función de:

- Construcción
- Disposición de flujos

#### Según su construcción

- Doble tubo:

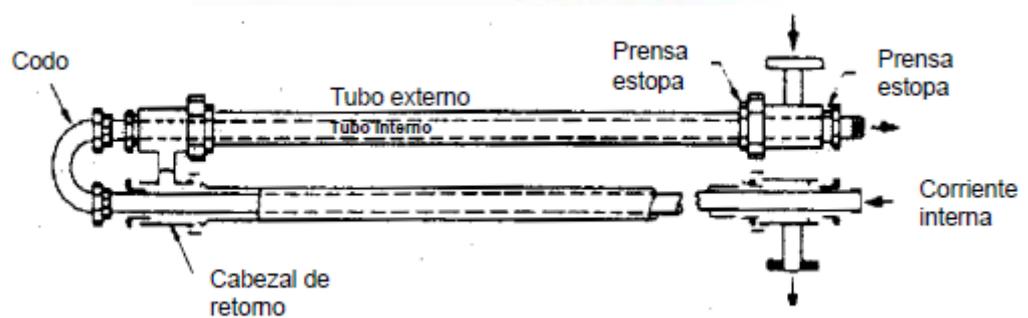


Ilustración 17: Intercambiador de doble tubo. [16]

- Multitubular:

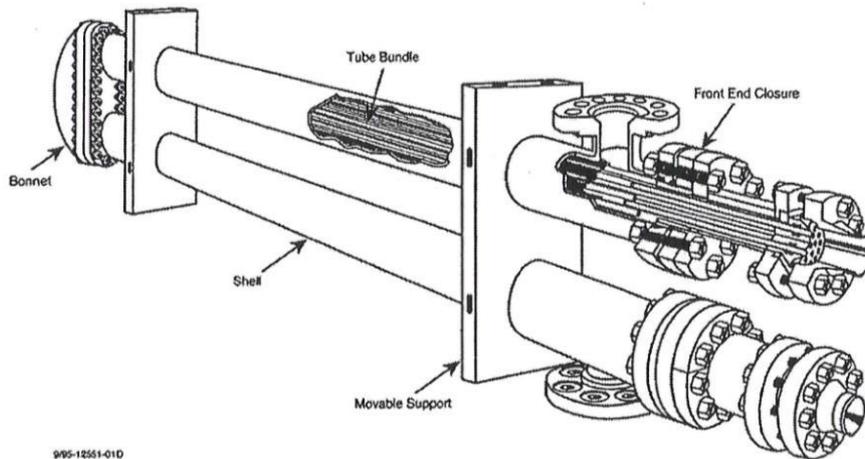


Ilustración 18: Intercambiador multitubular. [16]

- Carcasa y tubo: Conjunto de tubos en un contenedor llamado carcasa. El flujo que circula dentro de los tubos recibe el nombre de flujo interno, y el que lo hace por fuera de estos, es decir, en el interior de la carcasa es el flujo externo. Los tubos se sueldan o sujetan a una placa para proporcionar un sello. El líquido con mayor presión se hace circular típicamente a través de los tubos y al líquido con una presión menor se le hace circular por el lado de la carcasa. Esto es debido a que los tubos del intercambiador se pueden fabricar para soportar presiones más altas que la carcasa, con un coste mucho menor. [16]

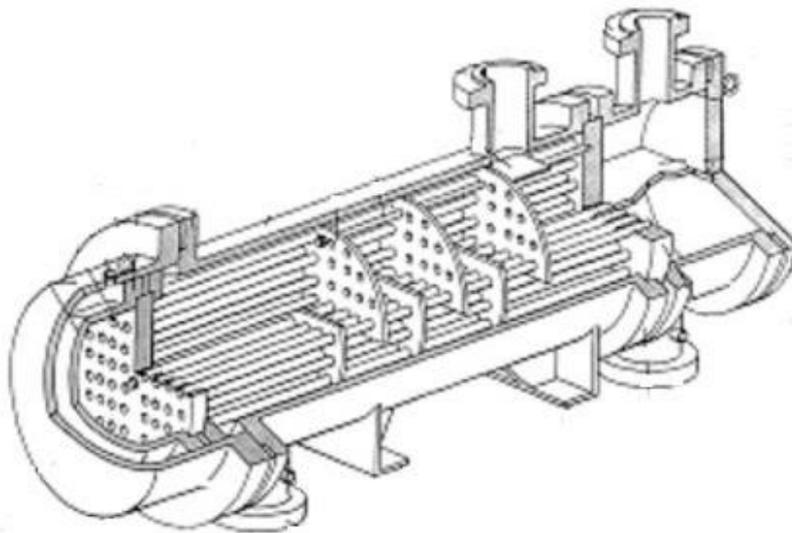


Ilustración 19: Intercambiador de carcasa y tubo. [23]

- Placas: Consiste en una serie de placas en lugar de tubos. Los fluidos, caliente y frío, se alternan entre cada una de las placas y los baffles dirigen el flujo entre las mismas. Las placas proveen un área extremadamente grande de transferencia de calor, este tipo de intercambiadores es capaz de transferir mucho más calor que uno de carcasa y tubo (para un mismo volumen). Su principal inconveniente son las limitaciones de presión.

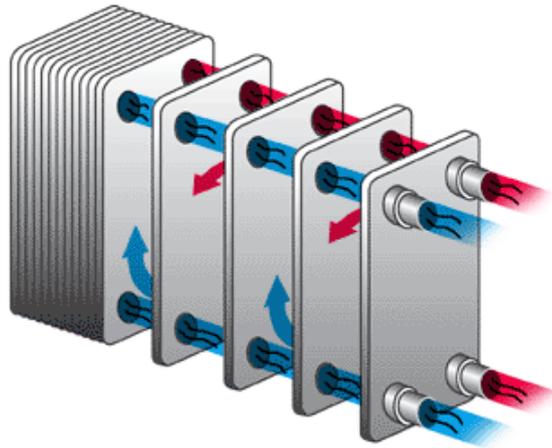


Ilustración 20: Intercambiadores de placas. [16]

- Espiral:



Ilustración 21: Intercambiador de espiral. [16]

### Según la disposición de flujos [16]

- Flujo paralelo: Cuando el flujo interno y el externo circulan en la misma dirección. En este caso los fluidos entran al intercambiador por el mismo extremo.
- Flujo cruzado: Uno de los fluidos fluye de manera perpendicular al otro, es decir, uno de los fluidos pasa por los tubos y el otro alrededor de estos formando un ángulo de 90°. Se usan cuando uno de los dos fluidos presenta cambio de fase.

Normalmente el generador está compuesto a su vez por 5 cuerpos, que son [17]:

- Economizador o pre-calentador: Donde el agua se precalienta a una temperatura próxima a la de evaporación.
- Evaporador: Son los intercambiadores centrales de una planta de generación eléctrica. El agua que entra experimenta un cambio de fase líquido-vapor. Este vapor tiene que alcanzar las condiciones de saturación para que de forma continua se le siga transmitiendo la energía térmica del fluido de trabajo.
- Sobre-calentador: Lleva el vapor saturado a un estado sobrecalentado para aumentar la eficiencia de la turbina y del propio ciclo. El vapor sobrecalentado no tiene humedad y no produce condensaciones en las tuberías, evitando que se formen gotas que puedan deteriorar los álabes de la turbina. Se encuentra antes de entrar a la turbina de alta presión.
- Recalentador: Equipo encargado de recalentar el vapor entre el cuerpo de alta y el de media presión de la turbina, para aumentar la temperatura media del foco caliente, reducir la humedad en los últimos escalonamientos de la turbina y con esto mejorar el rendimiento del ciclo.
- Calderín: Se introduce a la salida del evaporador cuando este no es capaz de llegar a las condiciones necesarias de generación de vapor. Es un elemento opcional, pero es recomendable tenerlo para mayor seguridad.

Los generadores de vapor más usados en las instalaciones de receptor central son los de carcasa y tubo con flujo mixto.

#### *4.1.5 Bloque de potencia*

Parte de la instalación que se encarga de transformar la energía térmica del fluido caloportador, procedente del generador de vapor, en energía eléctrica para su posterior comercialización y venta. El fluido de trabajo utilizado en el bloque de potencia es vapor de agua, ya que, en dicho bloque el objetivo es introducir este fluido en la turbina para generar la energía mecánica que posteriormente será transformada en energía eléctrica en el alternador.

El bloque de potencia trabaja con un ciclo Rankine con agua/vapor como fluido de trabajo. Los principales componentes del ciclo de potencia en una planta termosolar son los mismos que para una central convencional: turbina de vapor, condensador y bombas de circulación (tanto del vapor condensado como del agua de alimentación). [17]

A continuación se mostrará un diagrama T-s de un ciclo Rankine explicando cada uno de los procesos que intervienen en él:

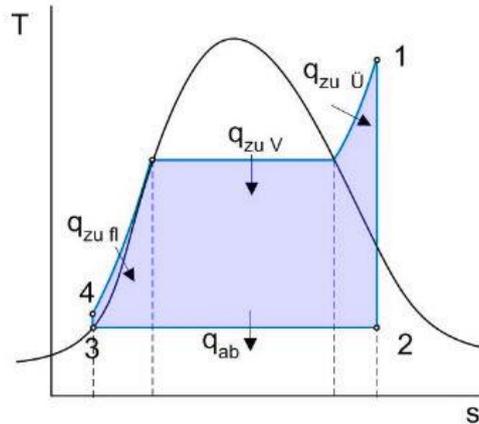


Ilustración 22: Diagrama T-s del ciclo Rankine. [18]

Este ciclo no es más que una adaptación del ciclo teórico de Carnot (el cual fija el rendimiento máximo que se puede obtener en un proceso termodinámico operando entre un foco frío y un foco caliente). El ciclo de Rankine consta de cuatro fases: El fluido, en fase vapor, se expande en la turbina idealmente de forma isentrópica (proceso 1-2s). A la salida de la turbina se tiene vapor húmedo, que es condensado completamente cediendo calor residual al ambiente a presión constante en el condensador (proceso 2s-3). Posteriormente el líquido es comprimido por bombas elevando su presión, idealmente de forma isentrópica (proceso 3-4s), para pasar al generador de vapor, donde se aporta calor a presión idealmente constante hasta volver a la entrada de la turbina (proceso 4s-1). [17]

Este es el ciclo básico, existen otras variantes del mismo con el objetivo de aumentar su rendimiento, así como disminuir la humedad y el deterioro de los materiales de la turbina:

- Recalentamiento:

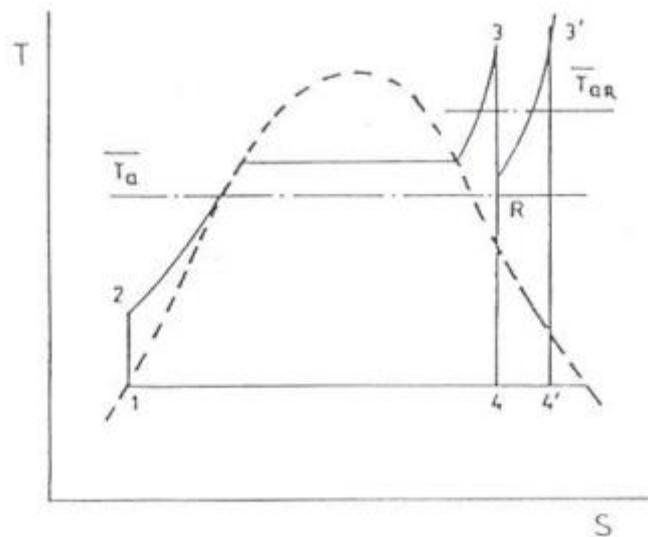


Ilustración 23: Ciclo Rankine con recalentamiento intermedio. [17]



#### 4.1.6 *Traceado eléctrico*

El traceado eléctrico consiste en un conjunto de cables calefactores empleados en este tipo de sistemas para mantener en todo momento las sales a la temperatura adecuada. Con estos sistemas se logran evitar problemas muy frecuentes en instalaciones de estas características como son:

- Choque térmico: Este proceso sucede cuando sales de baja temperatura se mezclan de golpe con otras que se encuentran a una temperatura superior, es un proceso muy delicado y que puede provocar grandes daños en diversos equipos de la planta (tuberías, bombas, tanques) si no se hace de forma gradual, precalentando con el traceado eléctrico las sales que están a menor temperatura.
- Solidificación de las sales: Como ya se ha comentado con anterioridad, uno de los principales problemas de las centrales termosolares de torre con sales fundidas es que las sales se solidifican muy fácilmente, por debajo de 220 °C pasan a estado sólido. Por esta razón es necesario el uso del traceado eléctrico, para evitar que las sales se congelen y dañen los equipos de nuestra instalación. Es muy importante un correcto uso del traceado eléctrico principalmente en las horas en las que no hay radiación solar, ya que, son los periodos en los que hay mayor riesgo hay de congelación.
- Estratificación: La estratificación de las sales consiste en la formación de capas o estratos. Este fenómeno se puede mitigar con el uso del traceado eléctrico.

Los tubos absorbedores no llevan traceado eléctrico (debido a sus altas temperaturas de operación), en cambio, el resto de tuberías del sistema sí lo llevan, debido a que operan a menores temperaturas.

## 5. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

### 5.1 INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía, de origen renovable, que produce electricidad de forma directa a partir de la radiación solar. Para obtener esta energía eléctrica se puede emplear, o bien un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

### 5.2 FUNDAMENTOS

Las células fotovoltaicas se fabrican a partir de materiales semiconductores, cuyo funcionamiento se basa en el efecto fotoeléctrico (basado a su vez en el modelo de bandas de energía). El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones

(corriente eléctrica) que se produce cuando la luz incide sobre ciertas superficies. En el caso de la energía solar fotovoltaica estas superficies son células formadas por una o varias láminas de materiales semiconductores, en la mayoría de los casos silicio, y recubiertas por un vidrio transparente que deja pasar la radiación solar y minimiza las pérdidas.

Las células se agrupan en módulos para su posterior integración en sistemas fotovoltaicos. Los módulos tienen una vida útil estimada de 30 años, y su rendimiento después de 25 años suele estar por encima del 80%, teniendo estos un coeficiente de degradación anual. Aun así, se continúa investigando para incrementar su eficiencia. Cuánto más intensa sea la luz solar, mayor será el flujo de electricidad. No es necesario un flujo de luz directa para la producción de electricidad, esta se produce incluso con la radiación difusa, a diferencia de los sistemas de concentración de energía solar (como es el caso de la termosolar), en los que la energía térmica proviene única y exclusivamente de la radiación solar directa.

### *5.2.1 Efecto fotoeléctrico*

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno en el cual un determinado número de electrones pertenecientes a un material son emitidos como consecuencia de la absorción de radiación electromagnética como los rayos-X y la luz visible. En este contexto los electrones emitidos pueden ser referidos como fotoelectrones. El efecto se denomina también Efecto Hertz (en honor a su descubridor), fotoconductividad o fotorresistencia, efecto fotovoltaico o efecto foto-electroquímico.

Cuando una superficie se expone a la radiación solar, sobre cierta frecuencia del umbral (luz visible para los metales alcalinos, cerca del ultravioleta para otros metales, y al ultravioleta en el vacío para los no metales), se absorbe la luz y se emiten electrones. Estos electrones tras recibir la energía procedente de la radiación solar quedan excitados, abandonando así su banda de valencia y pasando a la de conducción. Para este salto de la banda de valencia a la de conducción deberán superar primero la banda prohibida, que en el caso de los semiconductores es bastante pequeña. Este flujo continuo de electrones es lo que genera la corriente eléctrica en los módulos fotovoltaicos.

En 1902, Philipp Eduard Antón Von Lenar observó que la energía de electrones emitidos de forma individual aumentaba con la frecuencia, o color, de la luz. Esto parecía estar en desacuerdo con la teoría de onda de la luz de James Clerk Maxwell; quien expresaba que la energía de electrón sería proporcional a la intensidad de la radiación.

En 1905, Einstein solucionó esta aparente paradoja describiendo la luz como un compuesto discreto formado por fotones y ondas continuas. Basado en la teoría de Max Planck de la radiación del cuerpo negro, Einstein teorizó que la energía en cada fotón de luz era igual a la frecuencia multiplicada por una constante, que posteriormente se denominó constante de Planck. Un fotón (sobre la frecuencia del umbral) tiene la energía requerida para expulsar un solo electrón, creando así el efecto fotovoltaico.

## 5.3 TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

Las principales tecnologías fotovoltaicas se pueden clasificar en 3 grandes grupos (de mayor a menor grado de madurez): Tecnologías de silicio-cristalino, tecnologías de capa delgada y tecnologías de concentración.

### *5.3.1 Tecnologías de silicio-cristalino (1ª Generación)*

De todas las tecnologías actuales son las más maduras, las que mayores rendimientos presentan y las que ocupan mayor parte del mercado (un 80% de todas las células fotovoltaicas pertenecen a esta tecnología). Estas a su vez se dividen en dos grupos:

- Silicio monocristalino: Las células monocristalinas están fabricadas con silicio de muy alta pureza. Este tipo de celdas, que generalmente son de color negro o grisáceo, son las más eficientes que hay actualmente en el mercado (su rendimiento puede llegar hasta un 21%), lo que se traduce en instalaciones más pequeñas. No todo son ventajas en lo que a esta tecnología se refiere, presenta el inconveniente de tener unos costes de producción muy elevados.
- Silicio policristalino: Se fabrican a partir de silicio con mayor grado de impurezas. Estas células, que generalmente son de color azulado, cuentan con una larga trayectoria a nivel industrial. Su principal ventaja frente a las monocristalinas es que sus costes de producción son menores, debido a la simplicidad de fabricación. Como consecuencia de esto último presentan menores rendimientos (pueden llegar hasta un 16%), debido a su menor tolerancia al calor.

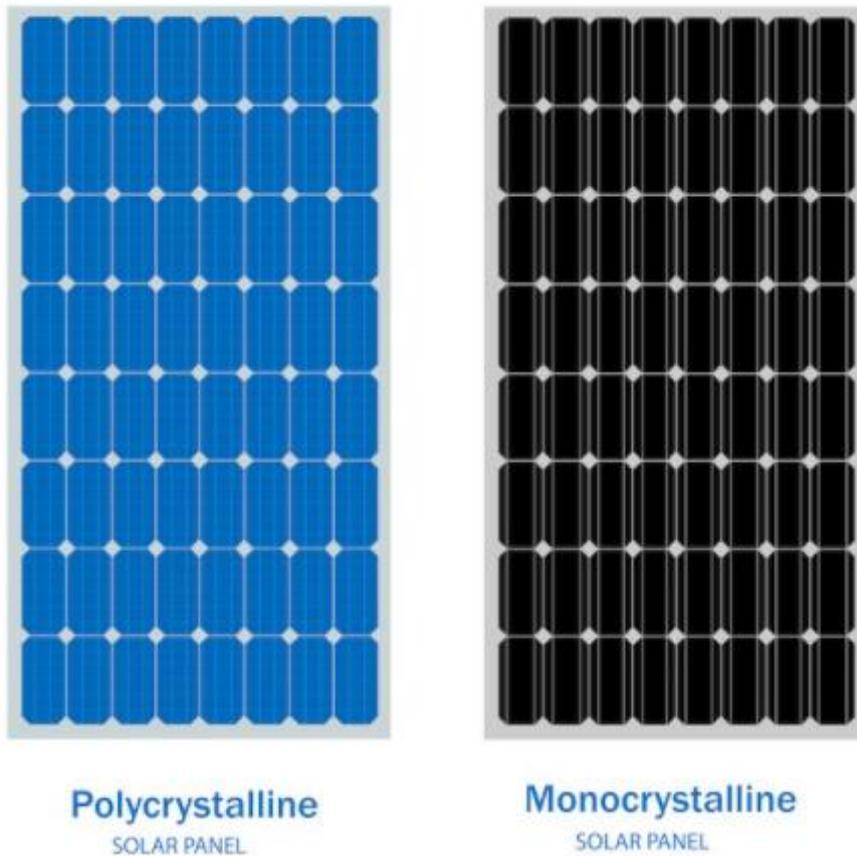
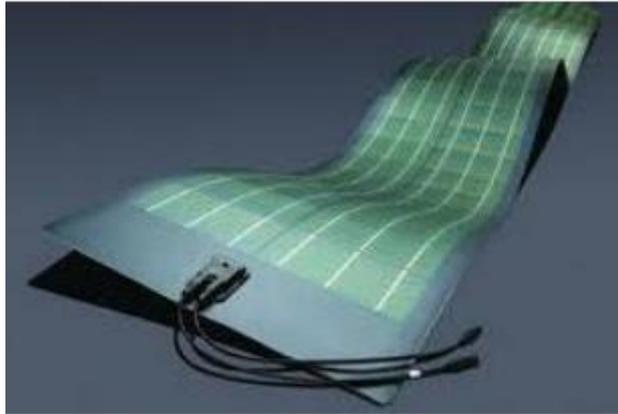


Ilustración 26: Células fotovoltaicas de silicio policristalino y monocristalino respectivamente. [19]

### 5.3.2 Tecnologías de película delgada (2ª Generación)

Este tipo de células se fabrican depositando capas extremadamente delgadas de materiales fotosensibles en el rango de micrómetros ( $\mu\text{m}$ ) en un respaldo de bajo costo (como vidrio, acero inoxidable o plástico). Estos materiales pueden ser rígidos o flexibles, lo que proporciona una gran flexibilidad a la hora de producción. Esta tecnología, que todavía tiene un margen de mejora bastante amplio, presenta rendimientos menores a las de primera generación, con máximos del 12-13 %. Las células más usadas dentro de esta tecnología son las de silicio amorfo (Si-a), Teluro de Cadmio (CdTe) y las CIGS (diselenuro de cobre-indio-galio). Siendo las de CdTe las que mayor crecimiento están experimentando durante la última década.



*Ilustración 27: Célula fotovoltaica de película delgada. [3]*

### *5.3.3 Tecnologías de concentración (3ª Generación)*

Las tecnologías fotovoltaicas de concentración (CPV) usan espejos o lentes para concentrar la luz solar con una eficiencia 2-1.200 veces superior a las de silicio cristalino o película delgada. Utilizan una óptica de concentración basada en materiales económicos como vidrio, acero y plástico para enfocar la luz solar en un área de semiconductor relativamente pequeña. Con esto se consigue minimizar la cantidad de material semiconductor activo requerido para producir una determinada cantidad de electricidad, siendo este el material más costoso en la mayoría de los módulos fotovoltaicos.

Es una tecnología poco usada en la actualidad, ya que está en fase de experimentación, pero tienen un margen de mejora muy superior a sus otras dos alternativas. En este tipo de tecnologías es muy importante tener buena capacidad de disipación térmica, ya que deben soportar temperaturas muy elevadas.



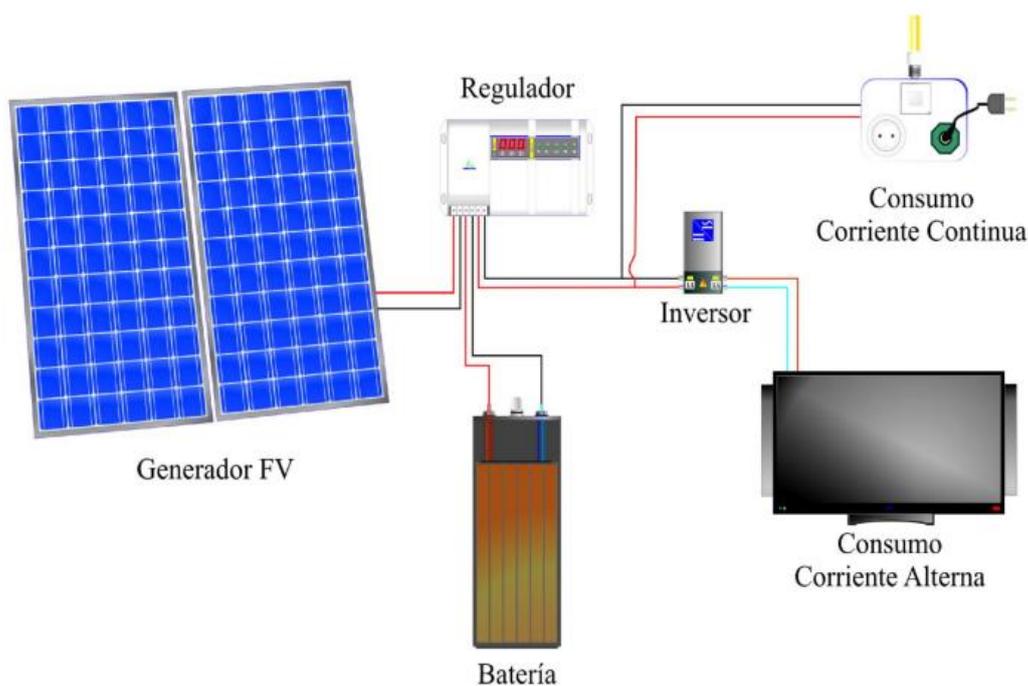
*Ilustración 28: Tecnología fotovoltaica de alta concentración. [24]*

## 5.4 CLASIFICACIÓN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Las instalaciones fotovoltaicas, de forma bastante resumida, se pueden clasificar en: Instalaciones aisladas de la red e instalaciones conectadas a la red, estas últimas a su vez se dividen en: instalaciones de autoconsumo e instalaciones sin autoconsumo (sólo vertido a la red).

### *5.4.1 Instalación aislada*

Una instalación aislada de la red es un sistema de generación de electricidad sin conexión a la red de distribución pública. Normalmente requieren el almacenamiento de la energía generada en baterías, aunque también se pueden implementar sin ellas (como es el caso de los sistemas de bombeos directos, muy usados en el sector agrícola a pequeña escala). Este tipo de instalaciones son muy empleadas en zonas rurales remotas. Sus principales componentes como se puede ver en la siguiente imagen son: Paneles solares, baterías, regulador de carga e inversor.



*Ilustración 29: Instalación fotovoltaica aislada. [3]*

### *5.4.2 Instalación de autoconsumo*

Se denomina Instalación Fotovoltaica con Autoconsumo a toda aquella instalación fotovoltaica cuya producción esté destinada al autoabastecimiento, y que además disponga de una conexión a la Red de Distribución Pública, lo más habitual es que no cuenten con baterías de almacenamiento. A su vez estas instalaciones se pueden dividir en:

- Autoconsumos con excedentes: Instalaciones que en algún momento van a verter energía eléctrica a la red. En función de la energía vertida a la red, conocida con el nombre de excedentes, se les descontará parte de la factura eléctrica del mes correspondiente (nunca se podrán obtener beneficios, sólo descuentos en la factura final).
- Autoconsumos sin excedentes: No vierten ningún tipo de energía a la red eléctrica, pero sí están conectadas a ella para poder demandar electricidad en caso de que la generación obtenida sea menor que la demanda requerida.

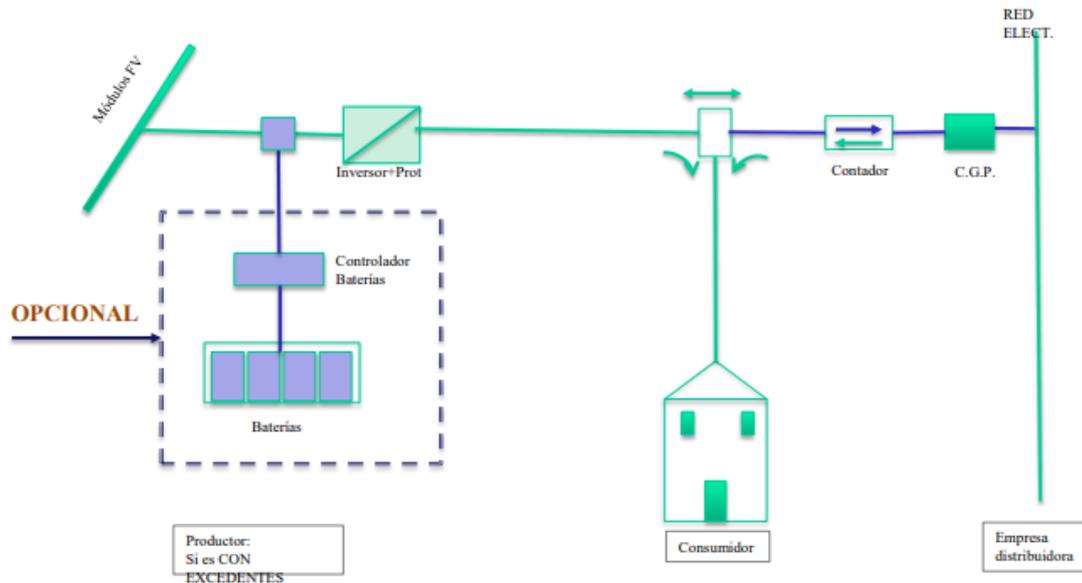


Ilustración 30: Instalación fotovoltaica de autoconsumo. [3]

#### 5.4.3 Instalación interconectada sin autoconsumo

Este tipo de instalaciones se basan única y exclusivamente en la producción de energía eléctrica para su posterior venta y distribución, generalmente estas instalaciones no presentan ningún equipo de almacenamiento de energía. Las plantas fotovoltaicas de Cerro Dominador y del presente estudio pertenecen a este grupo. A continuación, se muestra un esquema básico de este tipo de instalaciones:

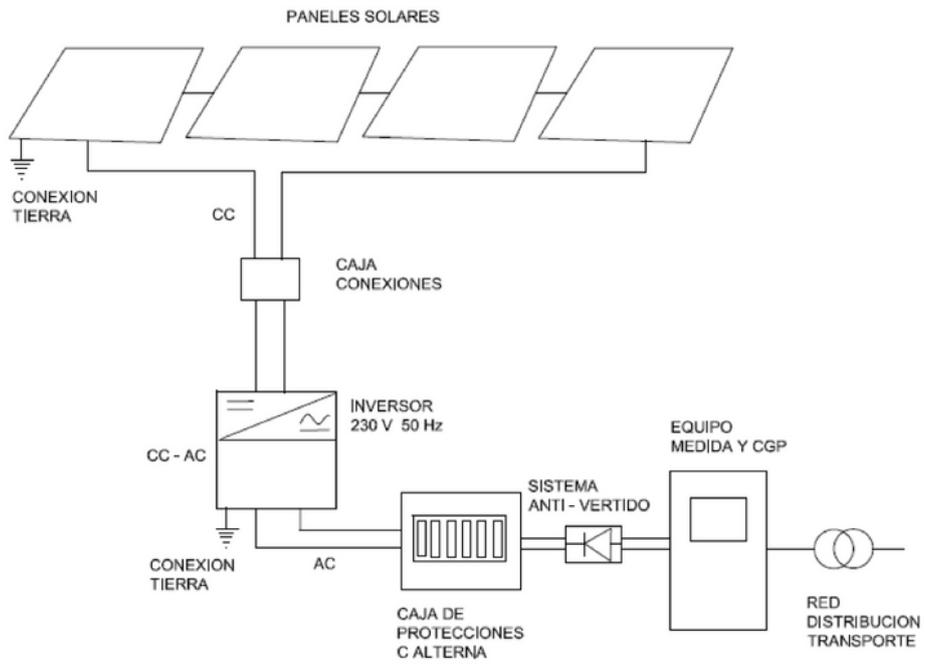


Ilustración 31: Instalación interconectada sin autoconsumo. [25]

## 6. TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN SOBRE SISTEMAS HÍBRIDOS PV+CSP

El objetivo de este punto es la documentación de los principales estudios de plantas híbridas (CSP+PV) que existen en la actualidad, de cara a poder entender mejor la finalidad del estudio que se está tratando y analizar los diferentes objetivos y propósitos de estos artículos, ya que, no todas las plantas híbridas se modelan con el mismo objetivo, cada una tendrá su estrategia de despacho y generación.

A continuación, se presenta un análisis de diversos artículos técnicos publicados:

### *6.1 “OPTIMAL DESIGN OF A HYBRID CSP-PV PLANT FOR ACHIEVING THE FULL DISPATCHABILITY OF SOLAR ENERGY POWER PLANTS” [8]*

Resumen: Este artículo trata sobre la hibridación de dos tecnologías bien conocidas: CSP+PV. La CSP en concreto, se basa en los colectores lineales Fresnel, con aceite térmico como fluido calor portador, un sistema TES (también de aceite) de 2 tanques (uno frío y otro caliente) y un bloque de potencia basado en el ciclo Rankine. La parte de PV tiene un banco de baterías para el almacenamiento. El estudio evalúa los parámetros de diseño óptimos (Área, capacidad del TES, potencia ciclo Rankine y capacidad baterías de la planta PV), que minimizan el LCOE de la planta. El objetivo principal en este estudio era conseguir una curva de salida de potencia constante. Se estudian dos ubicaciones distintas: Ottana y Ouarzazate. Esta última ubicación presenta unas condiciones climáticas muy similares a las de Cruceros, Chile.

Los resultados demuestran que la hibridación se vuelve altamente rentable si se requiere una salida de potencia constante durante periodos de tiempo diarios de más de 16h (aproximadamente) independientemente de la ubicación. Por el contrario, para periodos de producción de menos de 8 horas es más rentable PV con baterías. Como cabía esperar la planta situada en Ottana necesita mayores tamaños de campo solar y de paneles PV, ya que presenta condiciones climáticas más desfavorables.

#### Introducción al estudio:

La naturaleza intermitente de la energía eólica y las plantas fotovoltaicas puede crear oscilaciones en el voltaje y la frecuencia de las redes eléctricas. Otro aspecto muy importante por el que la hibridación de CSP+PV está experimentando un gran crecimiento en los últimos años, es el desajuste entre oferta y demanda. Durante los periodos de alta disponibilidad de energía eólica y solar, la energía suministrada por estas fuentes puede exceder el límite de la red, hay que reducir su producción. Esto se puede mejorar con TG, MCI o mediante el almacenamiento de energía. Para mejorar la flexibilidad de la red y la penetración de la energía solar usamos las CSP con TES. El TES permite desacoplar la energía solar disponible de la producción eléctrica, mitigar

pequeñas fluctuaciones de carga y cambiar o extender el periodo de suministro de energía. Las tecnologías de concentración solar pueden adaptar su producción a la situación del mercado e incluso pueden producir electricidad durante 24h. Además, debido al uso de un generador síncrono, las CSP pueden proporcionar control de frecuencia secundaria.

Sin embargo, la tecnología solar de concentración (CSP) presenta una serie de desventajas para su desarrollo: Alto costo de capital, elevado LCOE, alto costo de producción eléctrica (especialmente a elevadas latitudes), sólo aprovechan la radiación directa (las PV usan tanto la directa como la difusa), el rendimiento de producción de energía de las PV es mayor, requiere menos área.

Es aquí donde se introduce el concepto de hibridación en este estudio para tratar el tema de la intermitencia en la generación y reducir costos de producción de energía. En los últimos años la hibridación de CSP+PV ha ganado interés al ofrecer energía despachable y lograr bajos costos de producción.

Al igual que se comentó con anterioridad, la PV es idónea para suministrar energía durante las horas soleadas y la CSP contribuye a la carga demandada durante los picos nocturnos, gracias a su TES.

El objetivo principal del estudio era indagar en la capacidad de la planta híbrida para producir curvas de salida de potencia programables. El rendimiento de la planta se ve fuertemente afectado por la curva de producción de energía considerada.

Los parámetros principales que se consideraron para llevar a cabo el estudio fueron: Área campo solar, capacidad TES, Potencia nominal del ciclo Rankine, Potencia nominal de la PV y capacidad baterías.

Configuración de la planta:

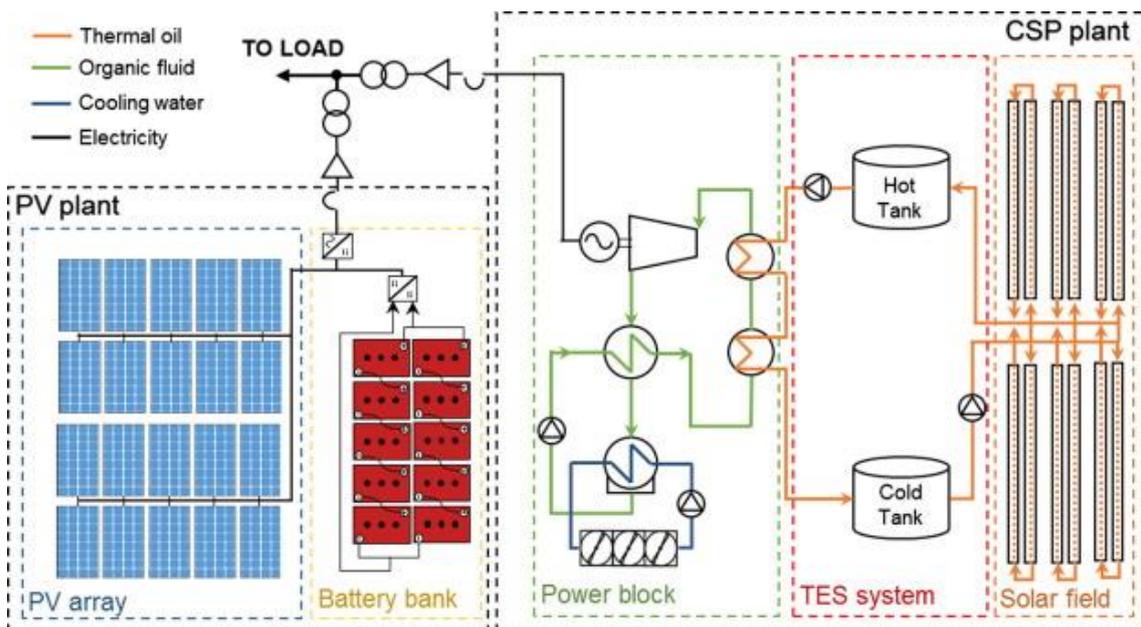


Ilustración 32: Esquema planta híbrida [8]

Los componentes de ambos sistemas:

- CSP: La configuración es la mencionada anteriormente, colectores lineales Fresnel, con aceite térmico como fluido calor portador, un sistema TES (también de aceite) de 2 tanques (uno frío y otro caliente) y un bloque de potencia basado en el ciclo Rankine. La temperatura del HTF rondará los 250-300 °C, mucho menor al de las sales térmicas debido a que el aceite soporta menores temperaturas. Para estas Tª los colectores Fresnel pueden ser viables frente a los CCP, sobre todo si queremos ahorrar terreno y en costos de capital (los espejos y sistemas de seguimiento son más simples en el caso de la configuración lineal de tipo Fresnel). Los colectores lineales del tipo Fresnel presentan menores  $\eta$  ópticos. No se usa sales como en otros sistemas de almacenamiento de grandes CSP debido a que la Tª de solidificación de estas es de 260 °C.
- PV: El sistema PV está formado por varios subconjuntos que se componen de hileras de 20 módulos de 250W cada uno. Cada hilera va conectada a un inversor (DC-AC), y cada inversor cuenta con su propio MPPT. Los módulos están orientados al Sur.

Los principales parámetros a la hora de modelar y simular ambas plantas son:

- Área solar: Define la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño.
- Capacidad de almacenamiento del TES: Depende del volumen de los tanques y masa del HTF.
- Potencia nominal ciclo Rankine: Potencia nominal de salida de la planta fotovoltaica.
- Capacidad nominal de las baterías.

#### Simulación realizada:

En este apartado se profundiza en los programas y la metodología que se siguieron a la hora de simular las diferentes plantas mencionadas anteriormente. El programa principal que se usó para simular fue Matlab. La función objetivo que se estableció en dicho programa fue disminuir el LCOE. Los modelos de simulación y principales supuestos son:

-Recurso solar: Todos los datos referentes al recurso solar fueron obtenidos de un TMY del Meteonorm, con datos de IHG(GHI), INDir(DNI), IHDif (DHI), acimunt, elevación, Tª ambiente, humedad del aire, velocidad del viento, etc.

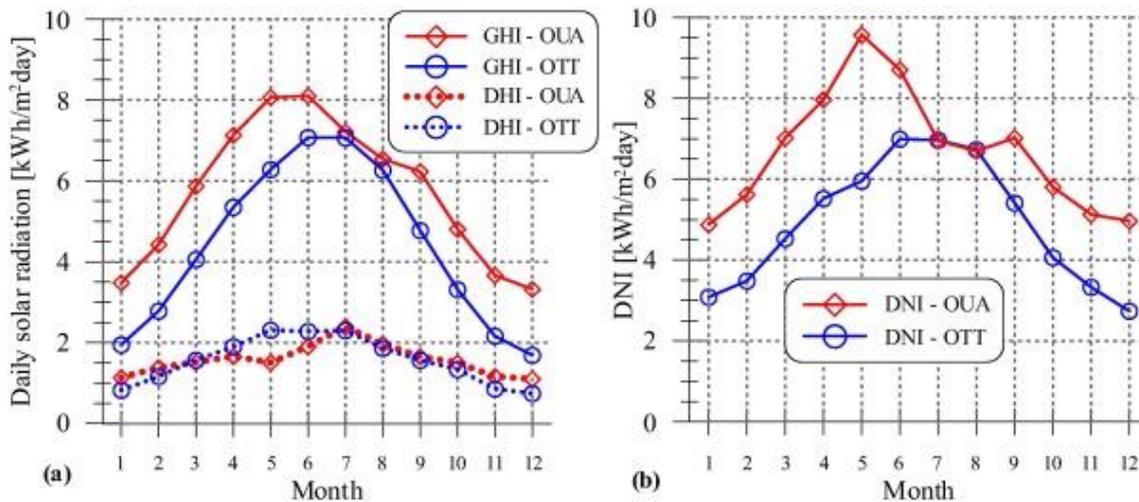


Ilustración 33: Radiación horizontal diaria (global y directa) y radiación directa normal para ambas localizaciones. [8]

Como se puede observar hay mayor radiación en Ouarzazate que en Ottana, lo que implica mayor rendimiento de la planta y mayor rentabilidad económica en Ouarzazate que en Ottana. En Ottana la diferencia de radiación entre invierno y verano es muy grande, esto conlleva a sobredimensionar el tamaño de la planta para satisfacer la demanda en invierno, mientras que en verano habrá momentos en los que tengamos que abatir parte del campo solar. Como las CSP solo aprovechan la difusa tienen mayores  $\eta$  en zonas áridas mientras que el  $\eta$  en la PV es similar en ambas localizaciones debido a que aprovecha ambos tipos de radiación (directa y difusa).

A continuación, se describe algunos de los parámetros declarados a la hora de modelar ambas plantas por separado:

**-Modelo PV:** Se simula una planta de 10KW de potencia nominal, con dos cadenas de 20 módulos de 250 W cada uno, orientados al Sur, con  $\text{acimunt}=0^\circ$ . Los ángulos de inclinación de los paneles para obtener la máxima producción anual son distintos para ambas localizaciones (son menores en Ouarzazate porque está más cerca del Ecuador).

**-Modelo de banco de baterías:** Diseñado para manejar almacenamiento a corto y largo plazo. Las baterías son muy necesarias para evitar las fluctuaciones durante el día. El valor mínimo del almacenamiento en las baterías es igual a la energía producida por el campo PV durante una hora en condiciones estándar (Igualmente hay que darle un aumento adicional de capacidad para mayor seguridad). Los parámetros más importantes del banco de baterías son:  $\eta_{\text{bat}}=94\%$ , profundidad de descarga=80%, el estado de carga (SOC, que es la relación entre la energía almacenada y la capacidad de almacenamiento nominal)  $\text{SOC}_{\text{min}}=10\%$  y  $\text{SOC}_{\text{max}}=90\%$ . Si las baterías están completamente cargadas y la salida de energía es mayor que la requerida, el MPPT cambia el punto operativo a otro más bajo.

**-Modelo de planta CSP:** una sola línea de colectores de tipo Fresnel con potencia térmica nominal = 390KW. Para el modelado del TES se estableció el siguiente criterio, el aceite calentado por el campo solar se envía directamente al tanque caliente, sin embargo, si

el tanque caliente está completamente cargado y el campo solar entrega más potencia de la requerida por el ciclo, se desenfocan los colectores del campo solar. Las pérdidas de calor en las TES equivalen al 2% de su energía total.

En la unidad de potencia se consideraron 3 variables referidas a la eficiencia: Eficiencia nominal (A mayor potencia nominal mayor será esta eficiencia), el efecto carga parcial (cuanto menor sea la carga parcial menor será el rendimiento real), el efecto temperatura del aire (conviene que la temperatura del aire sea lo menor posible).

En cuanto al objetivo principal mencionado con anterioridad, para conseguir una curva de potencia de salida constante, la planta debe diseñarse de acuerdo a una potencia de salida requerida. El operador de mercado es el que determina como será esta curva. Se eligió una curva de salida de potencia simple (como la que vemos en la ilustración 34). La planta está obligada a suministrar una potencia constante de 1MW, con una duración de carga variable a medio día, la duración de la carga diaria es el parámetro fundamental de la curva.

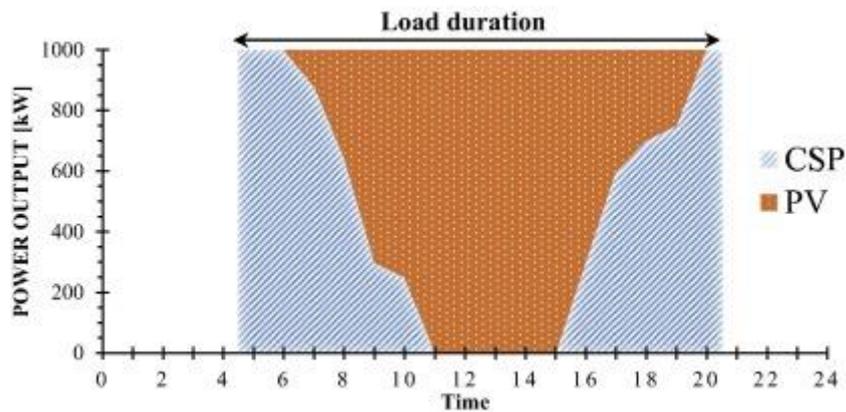


Ilustración 34: Curva de Potencia de salida. [8]

A la vez que conseguimos una curva con las características de la anterior, otro aspecto clave es la reducción del LCOE. El LCOE es una medida del costo medio de producción de energía durante la vida útil de la planta. Permite la comparación de distintos tipos de energía.

### Costo eléctrico nivelado (LCOE)

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n I_t + G_t * (1 - \text{IM}) - D_t * \text{IM}}{\sum_{t=1}^n E_t * (1 - \text{IM})}$$

I = Inversión  
G = Gastos O&M  
D = Depreciación  
E = Energía eléctrica generada  
IM = Impuesto sobre la renta  
n = Horizonte económico

LCOE, es igual a la sumatoria de los I, G y D, descontados a una tasa en el horizonte económico, dividido entre la sumatoria de la E descontada a la misma tasa en el horizonte económico

Infografía: Nelson Hernandez

Ecuación 2: Fórmula del LCOE. [8]

Entramos en el apartado de los costes, donde se nos explica que tanto para la PV como para la CSP estos se pueden dividir en dos grupos: Los iniciales y los anuales. Dentro de los iniciales están:

- Directos: Costes de los equipos (Campo solar, bloque de potencia, tuberías, tanques, etc.).
- Indirectos: Costes que no estén asociados al equipo (Compras de terrenos y costos de ingeniería y adquisición; estos dos últimos se calculan como porcentajes de los costes directos).

Los costes anuales son aquellos que incluyen el pago a trabajadores, seguros, operación y mantenimiento, etc. Y se calculan como un porcentaje del costo inicial total.

### Resultados:

Tras todo lo mencionado anteriormente se procedió a la simulación de ambas plantas. El cumplimiento completo de la demanda eléctrica anual puede conducir a un sobredimensionamiento de la planta, debido a la necesidad de cubrir también los meses de invierno, lo cual es poco económico. Por lo tanto, se acepta la posibilidad de que un pequeño porcentaje de la carga eléctrica anual total no quede satisfecha, a esto se le conoce como Fracción de carga no satisfecha permitida ó "Unmet Fraction".

A parte de la simulación en Matlab, los modelos anteriormente mencionados fueron validados con SAM, para poder comparar ambas soluciones:

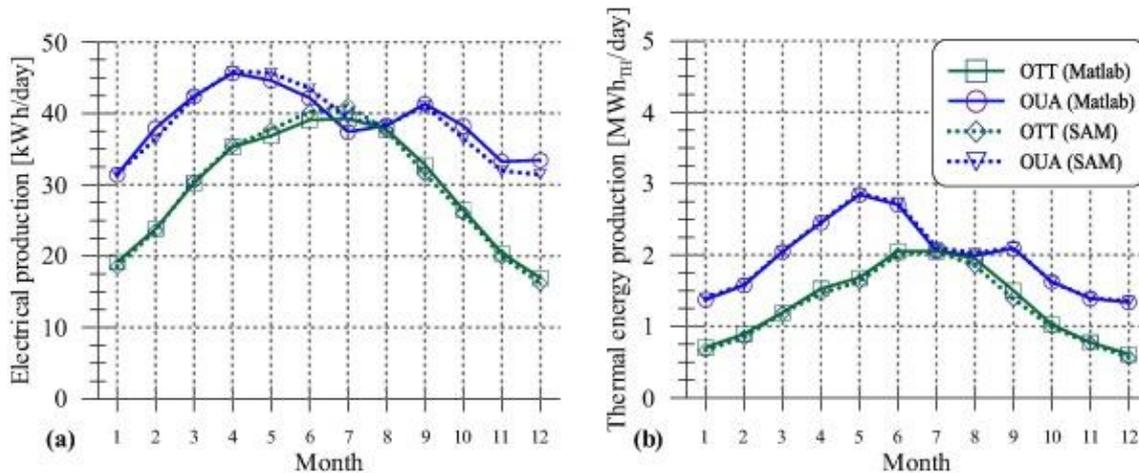


Ilustración 35: Resultados de la producción eléctrica (PV) y la producción térmica de energía (CSP) para ambas localizaciones. [8]

En general la producción diaria tanto de la planta termosolar como del conjunto PV son mayores en Ouarzazate que en Ottana, y vemos como los resultados de Matlab y SAM son muy similares. Las principales diferencias se deben al clima (Ottana presenta unas condiciones climáticas más desfavorables). Obviamente la energía térmica producida por el campo solar es mayor en verano que en invierno, esto da lugar a un sobredimensionamiento de la superficie de captación tanto de la CSP como de la PV para proporcionar la demanda en invierno y una sobreproducción en verano, lo que supone pérdida de energía.

La desviación en la PV debido a la estacionalidad es menos relevante debido a que esta tecnología aprovecha también la radiación difusa.

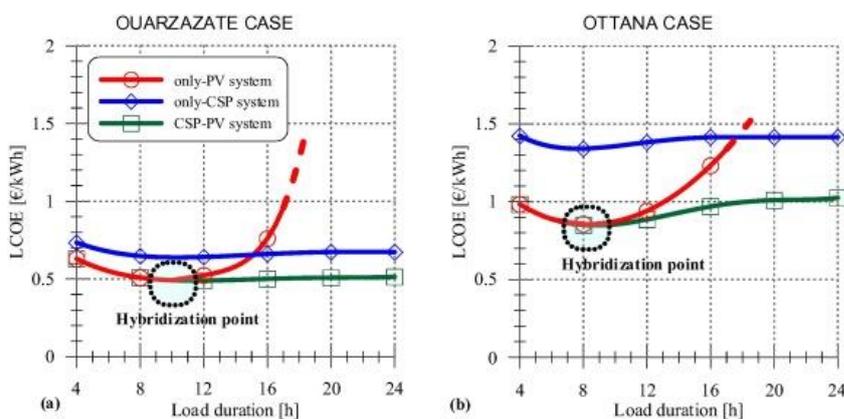


Ilustración 36: Efecto de la duración de la carga sobre el LCOE para los casos: Sólo PV, sólo CSP y para la hibridación. [8]

En estas gráficas vemos el efecto de la duración de la carga, es decir, la influencia del tiempo de duración de la carga en los factores de diseño óptimos para una carga no satisfecha del 5% (este criterio fue fijado por parte de los autores del estudio).

La figura también informa del LCOE de las plantas de CSP y PV de forma individual, sin hibridación. Como se aprecia en la imagen, la PV sólo con baterías es más rentable para una duración de la carga de 10h (o menos) en Ouarzazate y 8h (o menos) Ottana. La hibridación no es rentable si el usuario puede explotar la energía solar sin un almacenamiento masivo de energía. Por el contrario, la hibridación se vuelve rentable para tiempos de carga más elevados cuando la característica principal de las CSP (el desacoplamiento) puede ser explotada efectivamente. Hay que destacar que la CSP no sólo se usa en periodos nocturnos, sino también en aquellos de irradiación muy baja, y esto permite una reducción del banco de baterías. Además, la introducción de la PV permite una disminución de: el área solar de colectores, el volumen de los TES, menor caudal de fluido caloportador y costo inicial.

Los autores de este artículo definen un concepto muy importante a la hora de interpretar correctamente los resultados, el punto de hibridación: La carga mínima que garantiza ventajas económicas en la planta híbrida.

De los resultados de la simulación también se pudo deducir que la producción de energía aumenta linealmente con el incremento de la duración de la carga, al mismo tiempo aumenta la capacidad del TES y el área de captación debe ser mayor, el beneficio obtenido por el aumento de la producción se contrarresta con los costes de aumentar la capacidad del TES y el área de captación y el LCOE de la planta híbrida permanece constante.

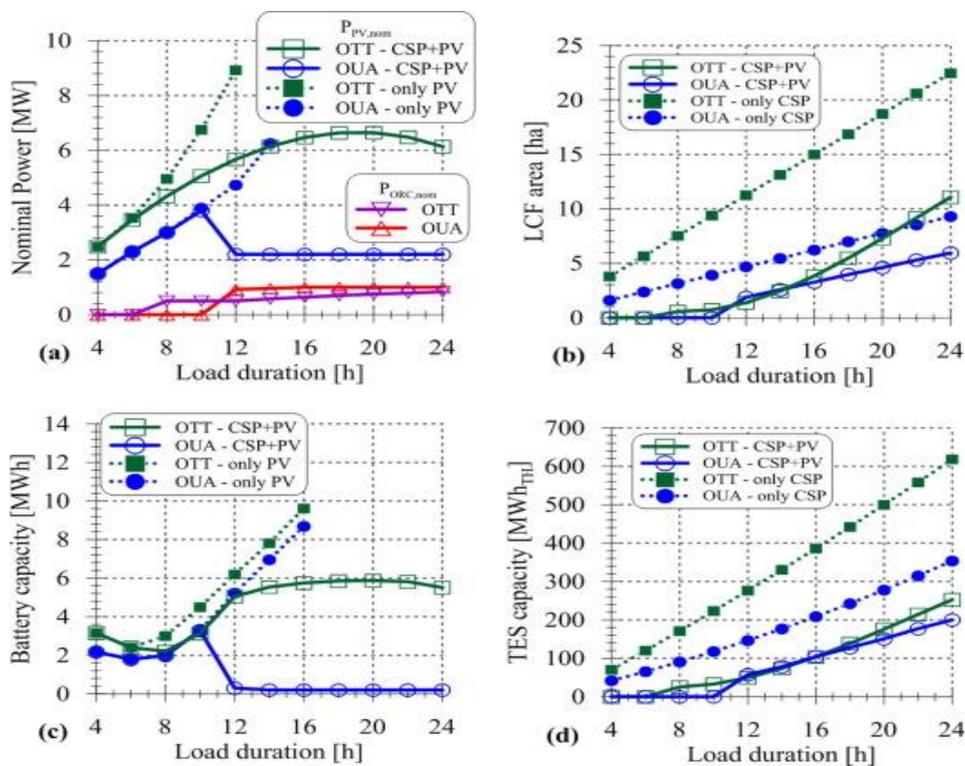


Ilustración 37: Diferentes parámetros de las plantas en función de la duración de la carga. [8]

En estas figuras aparecen representados los principales parámetros de diseño ya mencionados en función de la duración de la carga, para un 5% de demanda de carga insatisfecha, el sistema híbrido depende en gran medida de la localización.

Entre los aspectos a destacar:

Se puede apreciar claramente como en Ouarzazate para una carga superior a las 10h (punto de hibridación) las potencias nominales del ciclo Rankine y de la PV son constantes e iguales a 1 y 2 MW respectivamente, mientras que se produce un aumento lineal tanto del área del campo solar como de la capacidad de los TES. En la figura 7.c) para ambas localizaciones, una vez que se pasa el punto de hibridación la capacidad de las baterías es menor en el caso híbrido que si fuera sólo PV, porque el TES de la termosolar entregando energía de noche permite una reducción del BESS.

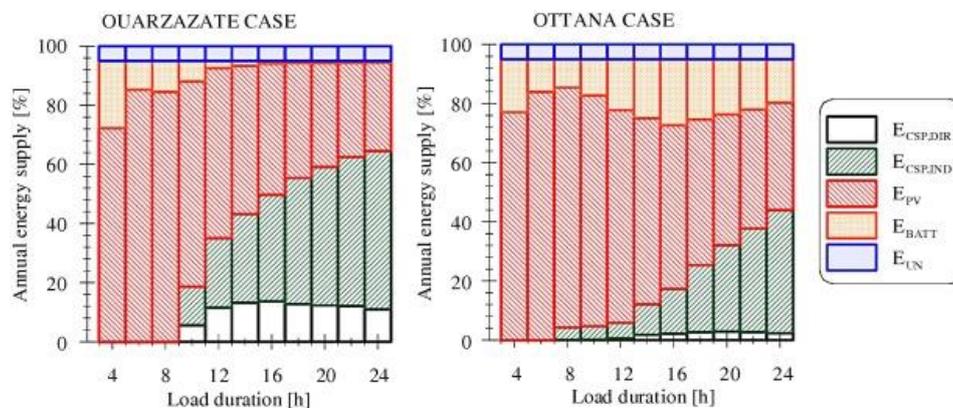


Ilustración 38: Suministro anual de energía para ambas localizaciones. [8]

Estas gráficas hacen referencia a la contribución de la CSP y PV a la demanda anual de energía en función de la duración de la carga. El área verde es la energía de los tanques y en blanco la procedente directamente del campo solar. En Ouarzazate a partir de las 10h de carga la sección PV disminuye con respecto a la CSP indirecta (la de los tanques de almacenamiento), que aumenta. En Ottana a pesar de tener mayor área solar, el suministro siempre es más importante en la parte PV (en Otana las baterías tienen más importancia y se produce menos energía directa en la CSP debido al clima).

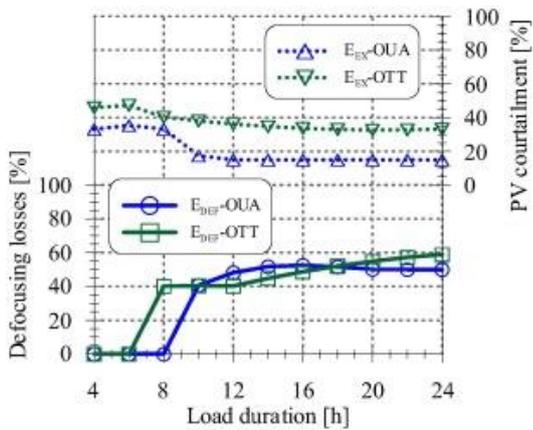


Ilustración 39: Pérdidas por desenfoco para ambas localizaciones. [8]

En esta gráfica se muestran las pérdidas por desenfoco en la CSP y por “curtailment” en la PV. Se puede extraer información muy relevante de estas gráficas, como que aproximadamente el 50% de la energía térmica que se podría producir no se explota porque el TES está lleno, y el campo solar está desenfocado. Al igual cuando las baterías están completamente cargadas hay que reducir la producción en la sección PV. Estas pérdidas se deben a la restricción de seguir un perfil de potencia fijo, lo que provoca un desajuste frecuente entre energía producida y energía entregada, con el consiguiente uso intensivo de los sistemas de almacenamiento.

Por último, otro de los factores que se estudiaron en este artículo fue el efecto de la fracción insatisfecha permitida, el cual afecta al diseño y  $\eta$  de nuestra planta. Un bajo valor de este parámetro mejora el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento (cuanto mayor sea la carga insatisfecha permitida menos restricciones tendrá la planta y se obtendrán mejores resultados). Cuando mayor sea el porcentaje de carga insatisfecha permitido menos rentable se volverá la solución híbrida respecto a la PV con baterías, el 5% supuesto anteriormente supone un sobredimensionamiento de la planta, con los consiguientes aumentos de costes de capital y de la energía no utilizada (desenfoques).

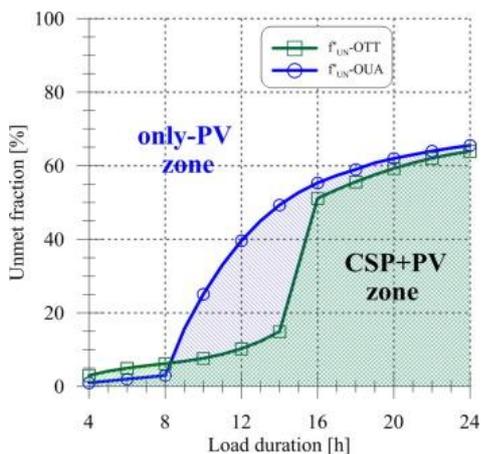


Ilustración 40: Configuración de planta más rentable en función de la duración de la carga y de la “Unmet Fraction” [8]

Esta figura muestra la planta más efectiva (en términos de LCOE) en función de la duración de la carga y la carga insatisfecha. La zona azul indica cuando resulta más rentable la hibridación en Ouarzazate y la zona verde cuando resulta más rentable Ottana. Como ya se había comentado para pequeñas fracciones de carga insatisfecha permitida, la híbrida sólo resulta rentable si la duración de la carga es pequeña. Cuando la demanda no satisfecha permitida es muy alta obviamente tiene más rentabilidad sólo la PV porque la capacidad de almacenamiento de las CSP no se le saca partido. En las zonas con mayor radiación (como es el caso de Ouarzazate) hay más área de rentabilidad a duraciones de carga menores.

La tarea más desafiante de una central híbrida radica en el diseño de una configuración que suministre una carga base

### Conclusiones

El principal objetivo de esta planta es ayudar en el proceso de descarbonización del sector energético. El resultado del estudio es que si se requiere energía tanto de día como de noche la hibridación resulta rentable (independientemente de la ubicación y de la fracción de carga no satisfecha permitida). El sistema híbrido se vuelve menos rentable para demandas de carga de corta duración (donde la PV con baterías es más rentables). Si hay gran desajuste entre la energía producida y la entregada hay que llevar a cabo un uso intensivo de los sistemas de almacenamiento y de desenfoco de nuestra planta, con el correspondiente aumento de pérdidas de energía y por lo tanto de eficiencia. Hacer de una planta solar una planta de carga base conlleva un coste extra y como consecuencia un aumento del LCOE.

## [6.2 “ASSESSING THE PERFORMANCE OF HYBRID CSP + PV PLANTS IN NORTHERN CHILE” \[9\]](#)

### Resumen:

En este primer apartado, los autores hacen una breve introducción al sistema eléctrico en Chile (hablan del SINC y del SIC y de sus respectivas curvas características), a la tecnología de hibridación y a las condiciones climáticas tan favorables que presenta el desierto de Atacama en Chile. Y exponen algunas ideas ya comentadas en el presente proyecto:

La hibridación puede aumentar al factor de capacidad y queremos conseguir un sistema despachable. Se va a estudiar tanto la hibridación de CCP como de CRS con PV, para analizar bajo qué condiciones es más rentable hibridar con CCP o con CRS. Este estudio se realizó con la meteorología típica del desierto de Atacama (Chile), el estudio lleva a cabo un análisis paramétrico y de optimización de los tamaños de los bloques de potencia y del almacenamiento de la CSP en función del LCOE para diferentes valores de la capacidad nominal de la planta PV. Las simulaciones se realizaron con TRNSYS, y se observó cómo estas plantas en Atacama son competitivas porque hay elevados niveles de IDN.

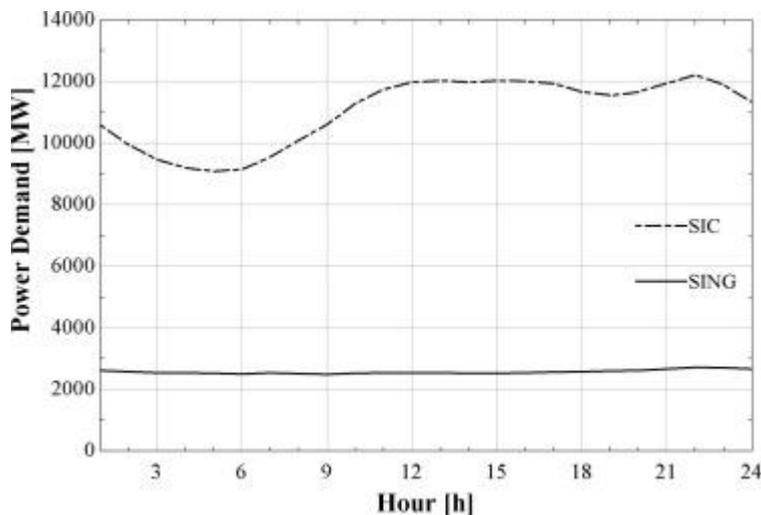
### Introducción:

En Chile la legislación local exige una cuota de energía renovable del 20% del total de energía eléctrica producida para 2025, por esta razón, los estudios relacionados con tecnologías de hibridación puramente renovable están cobrando especial interés en los

últimos años. La situación de la energía solar en Chile en el año que se realizó este estudio era la siguiente:

En 2015 apenas contaban con 741MW de instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento, y otros 2110 MW estaban en construcción por aquella época, destacar que había un total de 10.332 MW que estaban aprobados para construcción en un futuro. Para las CSP todavía no había ni un solo MW instalado, cierto es, que 110MW estaban en construcción (de hecho, estos 110 MW corresponden a la planta de Cerro Dominador [7], mencionada anteriormente) y había otros 980 aprobados. La contribución de la energía solar en Chile en 2014 fue 0,66% del total y en 2015 aproximadamente subió al 1,7%, datos que seguían siendo muy pobres. El Ministerio de Energía en Chile entregó en su “Hoja de Ruta” que para 2050 un 70% de la e. eléctrica nacional debía provenir de las renovables.

En Chile hay dos sistemas eléctricos de conexión principales: Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). El SING por aquella época contaba con una potencia instalada de 4.149 MW (la máxima demandada en el año de 2015 fue de 2.384MW) y el SIC disponía de 15.738 MW (siendo la máxima demandada 13.000 MW). El SIC cubría la demanda de la mayor parte de la población, mientras que el SING estaba centrado en cubrir la demanda del sector minero.



Esta gráfica representa la demanda anual media de potencia para ambos sistemas, mientras que la SING presenta un carácter uniforme, la SIC presenta muchas oscilaciones. Se puede llegar a la conclusión de que la hibridación en el SING es más aconsejable, ya que lo que se pretende con la hibridación es suministrar cargas base.

*Ilustración 41: Promedio anual de demanda de energía por hora, para ambos sistemas. [9].*

La demanda característica de la SING hace que sea difícil para la PV satisfacer la demanda en esta zona, debido a sus bajos factores de capacidad (25-30) % (lo cual es inviable en términos del PPA), sin embargo, las CSP pueden proporcionar un factor de capacidad más alto, pero a un mayor LCOE.

Ante este problema es cuando surgen proyectos como el de Cerro Dominador [7] o Atacama 1 y el proyecto SolarReserve Carrera (el cual tiene una torre de sal fundida (110MW) y una PV (60MW) con inclinación de 45° para maximizar la producción Invernal).

El concepto de la hibridación funciona bien cuando hay que generar energía con un elevado factor de capacidad (como en SING) y la curva de potencia de salida puede adaptarse para operar con demanda variable.

### Radiación solar en Chile

En las zonas desérticas la radiación puede ser de más de 3000Kwh/m<sup>2</sup> al año, más concretamente, en el desierto de Atacama los niveles máximos pueden llegar a ser de 3500KWh/m<sup>2</sup> al año (Todos estos datos referidos a IDN). La mayor radiación se da en el Norte de la región, y la menor sobre todo en las zonas costeras.

Los datos usados en este estudio son promedios de la IND de Crucero (gran llanura desértica). La mayor parte del Norte de Chile tiene un clima muy parecido al de Crucero. La IND en verano puede alcanzar 1200W/m<sup>2</sup> mientras que en invierno los máximos son 900-950 W/m. Esta ubicación está muy cercana a la de Cerro Dominador y cuenta con más de 300 días de celos despejados al año.

### Descripción del sistema

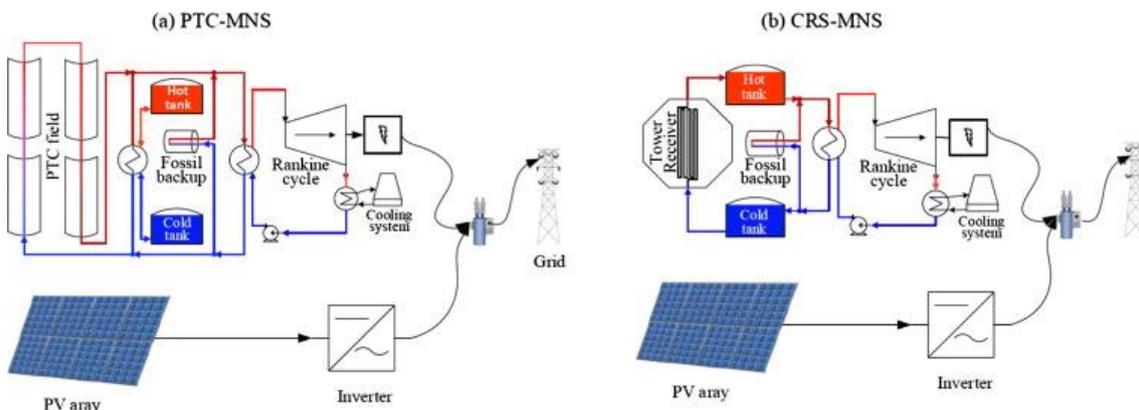


Ilustración 42: Esquemas de las plantas híbridas, con PTC y con CRS respectivamente. [9]

Se presentan 2 configuraciones de planta distintas para ver el efecto de estas en el LCOE (una con tecnología cilindro parabólica y otra con receptor central de torre). Se consideró un bloque de 50MW de potencia eléctrica bruta para la planta PTC y 115 MW para la CRS. Ambas plantas tienen dos tanques (1 frío y 1 caliente) y ambas tienen sistema de enfriamiento en seco.

La configuración de la planta PTC es análoga a la planta Andasol 1 (colectores EuroTrough ET150, receptores UVA3 Schott PTR70, fluido de transferencia Therminol VP-1 con T<sup>a</sup> diseño=393°C, η ciclo Rankine= 38%, presión ciclo 100 bar y almacenamiento indirecto con sales 60% NaNO<sub>3</sub>/40% KNO<sub>3</sub>).

La configuración planta CRS análoga a Gemasolar (receptor externo SENER 10,9x10,9, la sal fundida 60% NaNO<sub>3</sub>/40% KNO<sub>3</sub> es el fluido de transferencia y de almacenamiento, la Tª diseño para las sales = 565°C, η ciclo Rankine= 41% y la presión del ciclo es de 100 bar).

METODOLOGÍA: Para su resolución se consideró una base de datos meteorológicos de resolución por hora. Se simuló principalmente con TRNSYS pero usando también SAM y CoolProp. La energía de salida del bloque de potencia de la CSP se calcula en función de la energía producida en la matriz PV, de esta forma se consigue suministrar una carga base (SAM no permite este enfoque, por eso en este estudio se modificó el TRNSYS con algunos códigos del SAM para poder realizar esta simulación).

La PTC se simuló en SAM, y la CRS en DELSOL (este programa se usó en las centrales termosolares españolas P-10 y P-20). El objetivo principal en ambas plantas era conseguir un factor de capacidad alto al menor costo posible.

#### Análisis económico

Los principales parámetros económicos tanto de la planta CRS como de la PTC eran los siguientes:

<i>Direct cost</i>	
Site improvements (US\$/m <sup>2</sup> )	15
Solar field (US\$/m <sup>2</sup> )	180
Heat transfer fluid (US\$/m <sup>2</sup> )	0
TES (US\$/kWh <sub>th</sub> )	30
Fossil backup (US\$/kWe)	0
Power block (US\$/kWe)	1200
Balance of plant (US\$/kWe)	350
Fixed tower cost (Mio US\$)	3
Tower scaling factor (-)	0.0113
Receiver reference cost (Mio US\$)	110
Receiver reference area (m <sup>2</sup> )	1571
Receiver scaling factor (-)	0.7
Contingency (as % total equipment cost)	5
<i>Indirect cost</i>	
Land cost (US\$/acre)	0
EPC and owner cost (as % of direct cost)	11
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

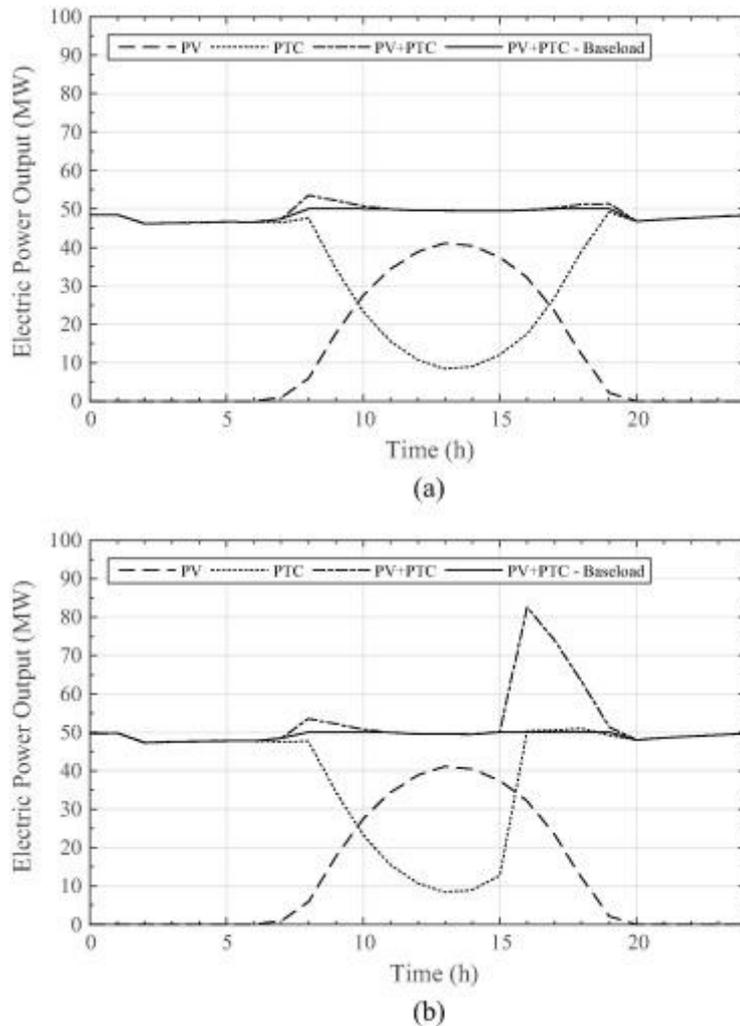
<i>Direct costs</i>	
Site improvements (US\$/m <sup>2</sup> )	15
Solar field (US\$/m <sup>2</sup> )	270
Heat transfer fluid (US\$/m <sup>2</sup> )	80
TES (US\$/kWh <sub>th</sub> )	30
Fossil backup (US\$/kWe)	0
Power block (US\$/kWe)	850
Balance of plant (US\$/kWe)	105
Contingency (as % total equipment cost)	5
<i>Indirect costs</i>	
Land cost (US\$/acre)	0
EPC and owner cost (as % of direct cost)	11
Sales 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

Tabla 1: Parámetros económicos de la CRS. [9]

Destacar que en el almacenamiento cuanto mayor sea la capacidad de este (en horas) menor es el costo €/KWh térmico. Como en las plantas híbridas siempre se va a disponer de una gran capacidad de almacenamiento este factor nos beneficia.

#### -Resultados :

Tras realizar las simulaciones oportunas se llegaron a diferentes resultados que se analizarán a continuación. Hay dos modelos de despacho: (Recordar que la capacidad de la PTC es menor que la de la CRS)



En la figura a) a medida que aumenta la salida de energía de la PV, disminuye la de la CSP, manteniendo la producción CSP+PV casi constante, y equivalente a la de la carga base.

En la figura b) vemos un pico en la producción de energía, causado por el incremento en la producción de la CSP (debido a que el almacenamiento térmico está completamente cargado), pero esto sería un caso ideal suponiendo que la red permanecería estable, lo que hay que hacer en la realidad sería desenfocar los espejos.

Estas figuras son casos ideales que nos sirven para ver el potencial máximo de producción de energía híbrida.

Ilustración 43: Potencia Eléctrica de salida para las distintas configuraciones de plantas. [9]

**Análisis paramétrico:** Se realizó un análisis paramétrico en términos del LCOE y del factor de capacidad de la producción de la carga base, llegando a la conclusión de que a medida que aumenta la relación de la potencia PV con la termosolar, podemos obtener el LCOE mínimo con menor cantidad de MS. La planta híbrida puede entregar la misma cantidad de energía con un CSP y un TES más pequeño.

En cuanto al ángulo de inclinación: El efecto del ángulo inclinación es casi despreciable en el LCOE de las plantas CRS y PTC, ya que este afecta sólo a la producción de la planta PV. A medida que aumenta el ratio de potencia PV el ángulo de inclinación óptimo tiende al de una planta sólo PV, siendo este menor en el caso de la PV sin hibridación.

**Optimización del LCOE de la planta híbrida:** Los parámetros con los que se optimizó el LCOE fueron: almacenamiento del TES, MS y ángulo de inclinación de la PV. Se estableció que el factor de capacidad tenía que ser similar al de las plantas de energía térmica para obtener un PPA competitivo, y se resolvió con el programa de optimización GENOPT. Llegando a la conclusión de que el LCOE es mayor para las CRS que para las PTC.

Otro de los resultados más destacables de este estudio fue que en función del coste de la planta PV, el ratio de potencia (potencia de la PV expresada como porcentaje del total de la potencia de la planta termosolar) de esta que minimizaba el LCOE era distinto. Cuanto menor sea el coste de la PV mayor será el % del ratio de potencia de la planta PV que garantiza un mínimo LCOE y además estas reducciones del LCOE serán mayores. Un ratio de potencia de la PV del 20% implica que la energía PV es el 20% de la CSP.

La planta CRS logra mayor factor de capacidad pero con mayor LCOE. Cuanto más aumentemos el ratio de potencia de la PV mayor será el factor de capacidad, pero hay que tener cuidado ya que para valores muy grandes se podría sobrepasar el LCOE mínimo. En las gráficas que se muestran a continuación el  $PR_{pv}$  representa ese ratio de la PV.

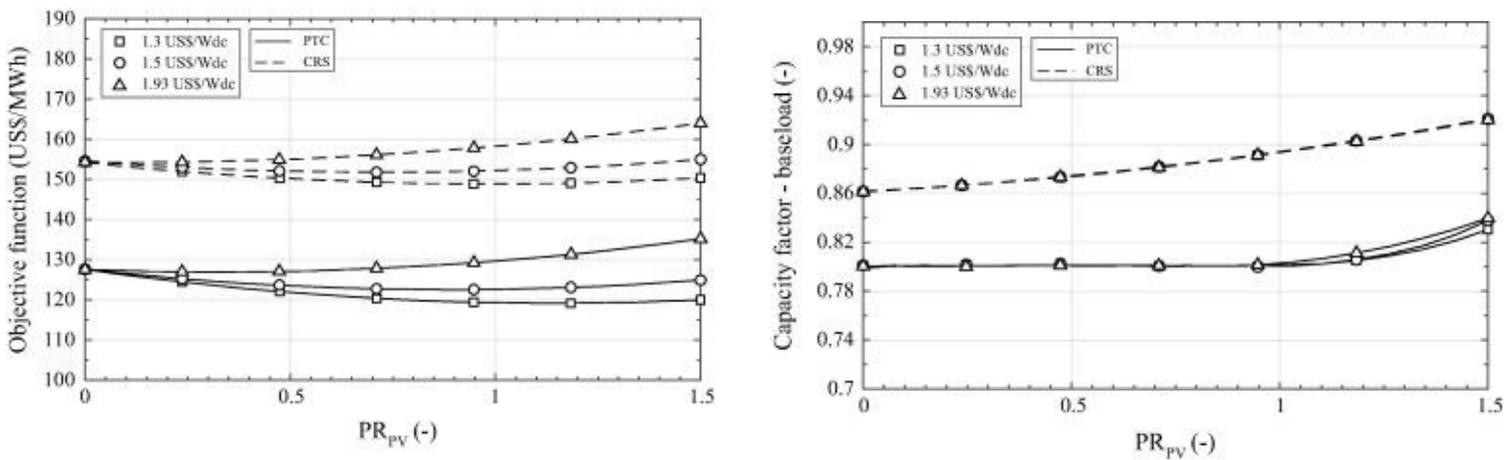
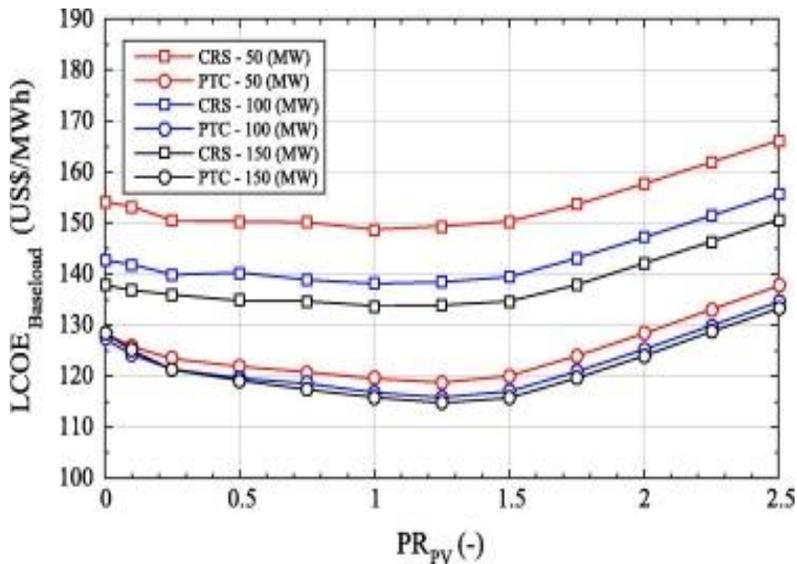


Ilustración 44: Precio de las plantas termosolares (PTC y CRS) en función del ratio de potencia fotovoltaica. [9]

Se estudió el comportamiento de la planta en función del MS, llegando a la conclusión de que el MS óptimo disminuye a medida que aumenta el ratio de potencia de la PV, es lógico, cuanto mayor sea la potencia instalada en la fotovoltaica menos campo solar se necesitará en la CSP. En cuanto al almacenamiento, los valores óptimos siempre están cerca de 14h.

Otro de los parámetros que fueron objeto de estudio en el presente artículo fue el ángulo de inclinación. El ángulo de inclinación óptimo suele rondar los 40°, pero para ratios de potencia de la PV mayores de 1 este ángulo es menor, como se comentó en el apartado anterior, cuanto más se asemeje la instalación a una planta fotovoltaica sin CSP, el ángulo de inclinación irá disminuyendo, pero nunca llegará a ser tan pequeño como en el caso de "Sólo PV".

Por último, se realizó un análisis de escala cuyo principio era muy básico, reducir el LCOE.



Se puede apreciar en esta figura como a medida que aumenta la potencia de la planta PV disminuye su LCOE, hasta que llega un punto (que suele ser en el 1,2) en el que el aumento de la PV no reduce el LCOE, si no que lo aumenta. También conviene destacar otro aspecto ya mencionado anteriormente, da igual cual sea el  $PR_{PV}(-)$ , el precio de la PTC siempre es menor al de la CRS.

Ilustración 45: LCOE en función del ratio de potencia de la planta fotovoltaica

### Conclusiones:

Chile tiene uno de los mayores recursos solares de todo el mundo, con altos niveles de IDN, esto ha despertado un gran interés en el desarrollo de tecnologías como la PV y la CSP. Las plantas híbridas en estas ubicaciones pueden generar un perfil muy parecido al de una planta base, lo que facilita su integración en la red y la obtención de PPA bastante atractivos para los clientes interesados en estas tecnologías.

La principal ventaja de la hibridación de una planta CSP con una PV, es que se puede disminuir el tamaño del campo solar de la CSP, manteniendo un factor de capacidad bastante alto y un LCOE razonable. Para este estudio se ha visto que con la hibridación el LCOE de la PTC disminuye 4-7 % y el de la CRS 1.5-4 % mientras que la reducción del campo solar para la PTC es del 40 % y del 30% para la CRS. Hay mayor mejora en la PTC que en la CRS.

Hay un límite óptimo de tamaño para la PV. Para PV mayores del tamaño óptimo, el incremento en la producción de energía no compensa el coste de la capacidad adicional de la PV. El ángulo óptimo de los módulos fotovoltaicos es bastante mayor en una planta híbrida que en una PV. Esto significa que la planta híbrida requiere que la parte fotovoltaica funcione en condiciones no óptimas, es decir, aumentando su capacidad en los meses de invierno cuando la CSP produce menos para poder así generar una carga base.

Las regiones del norte de Chile muestran un gran potencial para el despliegue de estas plantas, tanto por la forma que tiene la curva de demanda, como por las condiciones climáticas.

### 6.3 “TECHNO-ECONOMIC EVALUATION OF A HYBRID CSP + PV PLANT INTEGRATED WITH THERMAL ENERGY STORAGE AND A LARGE-SCALE BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM FOR BASE GENERATION” [20]

#### Resumen

El estudio de este artículo se realizó para las regiones del Norte de Chile. El modelo simulado se basa en un sistema CRS con dos tanques de sales de almacenamiento directo y una planta fotovoltaica de ángulo fijo acoplada a un BESS para entregar una carga base de 100MWe. El análisis paramétrico se basó en los siguientes parámetros: Tamaño de PV, MS, capacidad en horas del TES y tamaño del BESS. El  $\eta$  de la planta se estudió en términos del LCOE y el factor de capacidad. Se identificaron las configuraciones de LCOE mínimas y se hizo un análisis de sensibilidad para ver cómo afectaba una reducción de costos del BESS a la configuración de la planta híbrida. Los resultados mostraron que con los costes actuales de la sección de las BESS su integración a la planta híbrida no es rentable. Hay que conseguir una reducción del 60-90 % de los costos del BESS (basado en un valor de referencia de 300 USD/KWh) para lograr LCOE competitivos en comparación con los obtenidos para una planta híbrida sin BESS. Las BESS son principalmente para cubrir las variaciones de la PV en caso de que la CSP no pueda.

Bajo este escenario de reducción de costes de BESS, se encontraron soluciones con diferentes configuraciones de plantas híbridas. Además, se estudió también el hecho de poner o no seguimiento en el sistema PV. La producción anual de la planta híbrida aumenta sólo un 5% con el sistema de seguimiento a un eje, mientras que el LCOE se reduce hasta un -2%, esto es debido a que al aumentar la producción de energía se necesita menos BESS y menor tamaño de planta PV, por lo tanto, el LCOE disminuye.

#### Introducción

Las zonas con mayor radiación de Chile son las del Norte, donde predominan las zonas áridas y una gran cantidad de días de cielo despejado. En Chile, en el año 2018, el 8% de la capacidad neta instalada era de energía PV (1852MW). Se espera un continuo crecimiento de la energía solar para reducir su dependencia de la energía importada (petróleo, gas natural, keroseno, etc...) y evitar así el problema relacionado con la volatilidad de los mercados internacionales. La fluctuación de las energías solares en la red puede afectar a la continuidad de suministro de electricidad, la potencia de salida de la planta debe ser estable. Otros artículos que se mencionan dentro de este son:

El estudio tiene como objetivo analizar los beneficios económicos que el BESS puede proporcionar a una planta híbrida, aprovechando el excedente fotovoltaico para

producir una carga base. Se realizó una evaluación tecno-económica en términos del LCOE y del factor de capacidad para ver las configuraciones de mínimo LCOE para diferentes tamaños de BESS. También se estudió cuál debía ser el costo del BEES para que la planta fuera competitiva frente a una híbrida sin BESS.

### Descripción de la planta

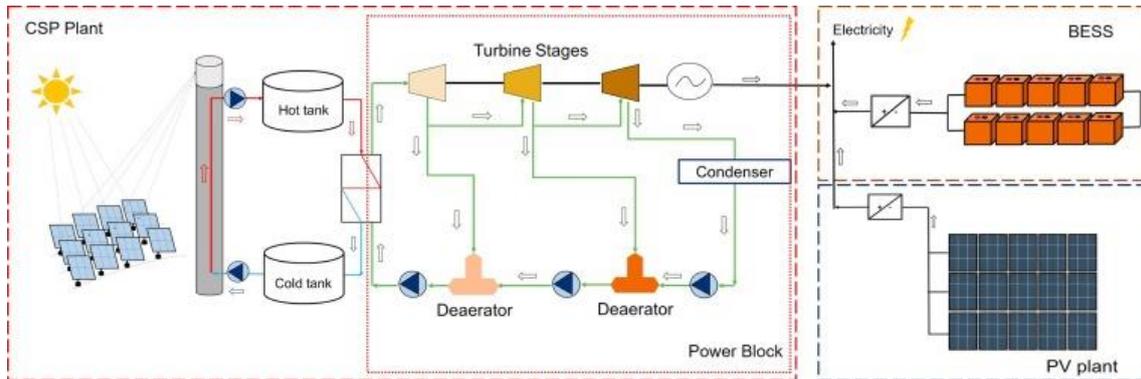


Ilustración 46: Esquema de la planta híbrida (CSP+PV). [20]

La planta está formada por un sistema CRS y un sistema fotovoltaico de ángulo fijo con un banco de baterías. Ambos sistemas dan una potencia conjunta de 100MWe. El estudio como ya se ha comentado se realizó en el Norte de Chile, estas regiones zonas de alta elevación, clima seco presentan alta IDN. Los promedios anuales de irradiación directa normal en esta zona son  $\rightarrow 2800-3800 \text{ kWh/m}^2$ . La planta se simuló en Crucero, Chile (Lat.  $-22.24^\circ \text{ S}$  y Lon.  $-69.51^\circ \text{ W}$ ). Una de las ventajas climáticas de esta zona es que hay muy pocos días nublados en invierno.

El artículo vuelve a hablar del SIC y del SING, los cuales están interconectados desde noviembre de 2017. Ambos tienen el 99.3% de la capacidad total instalada en el país. El SING cubre la demanda de las regiones del Norte, donde se encuentran la mayoría de las industrias mineras, mientras que el SIC cubre la zona central donde se encuentra la mayor parte de la población.

SIC- Demanda residencial variable

SING- Demanda industria minera, constante las 24h del día los 7 días de la semana.

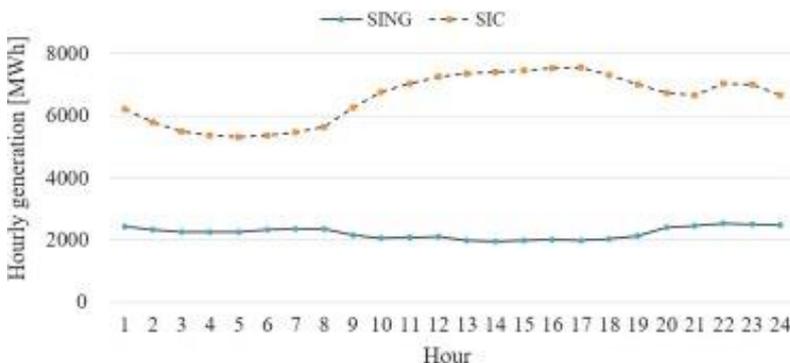


Ilustración 47: Curvas de generación horaria para el SING y el SIC. [20]

Descripción de las plantas objeto de estudio:

*-Planta CSP con TES:* La planta CRS opera con una mezcla de sal fundida (60%  $\text{NaNO}_3$  y 40%  $\text{KNO}_3$ ) es el fluido tanto de almacenamiento como de transferencia de calor. La  $T^a$  diseño del receptor externo= 565°C. El TES se basa en un sistema directo de dos tanques (290°C tanque frío y 565°C tanque caliente). El área de captación de los heliostatos es de 144m<sup>2</sup> y su reflectividad es del 95%. El área de campo solar, la geometría del receptor y la altura de la torre son los parámetros principales de este estudio, y se definieron como una función del MS.

Bloque de potencia: Basado en el ciclo Rankine cuyo  $\eta=40\%$ , y una Potencia Bruta de 110MWe. La presión de entrada turbina=100bar y la presión del condensador es de 0,096bar. Se considera un condensador enfriado por aire. Hay dos extracciones en la turbina diseñadas para alimentar a dos desaireadores. La  $T^a$  max del ciclo de potencia es de 550°C y representa la  $T^a$  de salida del vapor en el super-heater. La carga mínima de la turbina es del 30% de la potencia bruta.

*-Planta PV:* En un principio el ángulo es fijo. Como ya se sabe, si se pone seguimiento a un eje baja el LCOE, aumenta la producción anual y además aumenta el factor de capacidad, sin embargo, en Chile no hay consenso en la tendencia del mercado sobre cuál es el sistema de seguimiento más adecuado para las plantas. La capacidad PV total en Chile a principios de 2018 (incluidas tanto las plantas existentes como las que estaban en fase de prueba) era de 2244 MW, de los cuales 45,7% eran de inclinación fija, 44,4% de seguimiento de un eje y 3,1% con seguimiento de dos ejes. La mayoría de las plantas ubicadas en el Norte son de eje fijo, porque aún sin seguimiento, se obtienen elevados rendimientos. Sin embargo, en las regiones centrales se implementan sistemas de seguimiento. Por ejemplo, Cerro Dominador tiene seguimiento a un eje, y la de Copiapó Solar todavía a especificar. La planta de este artículo es de eje fijo, pero habrá una sección en la que se estudie como afecta el implementar el seguimiento a un eje.

Estudios de “Green et al., 2015, Starke et al., 2016” [9], han demostrado que en el Norte de Chile la configuración óptima es la de eje fijo. La planta híbrida en su punto óptimo da campos solares de CSP más pequeños, y el ángulo óptimo de inclinación es mayor que el de una configuración “Sólo-PV”. Cuando el tamaño de la PV aumenta, el ángulo óptimo tiende a parecerse más al de una PV sin BESS. En este estudio se definió que el ángulo óptimo = latitud del lugar (este es uno de los motivos por el que se definió en la planta de estudio del presente proyecto que el sistema de seguimiento debía mantener en todo momento inclinación = latitud del lugar).

El banco de baterías tiene una profundidad de descarga del 84%. La potencia máxima que el BESS debería entregar es de 100MW, i.e., la potencia que nos están pidiendo. Usamos paneles de silicio monocristalino.

Metodología

El rendimiento de la planta se modeló con TRNSYS, la configuración de los heliostatos, su área, geometría del receptor y altura de la torre se modelaron con SAM. La sección de BESS se modelo teniendo en cuenta básicamente el SOC.

### Modos de operación:

El modo de operación utilizado para este estudio prioriza la salida de la planta PV (menores costes), mientras que la planta CSP funciona como respaldo. Se definieron 3 modos de operación:

1. Cuando la producción PV es menor de 65MW, el CSP cubre ese déficit energético y satisface la demanda.
2. Cuando la producción PV es mayor de 65MW, pero sigue sin satisfacer la demanda de la red, la planta CSP opera en condiciones mínimas del bloque de potencia (30%), y el excedente de PV se almacena en el BESS o se vierte si este está completamente lleno.
3. Cuando la planta PV produce más de la capacidad que pide la red, el sistema CSP se apaga, y el excedente se almacena en el BESS o se vierte si el BESS está completamente cargado.

Se aplicaron varios controladores al TES, BESS y bloque de alimentación para ver los modos de operación óptimos de la planta. En función de las horas de capacidad de las que disponga el tanque se establece un sistema de arranque/parada. (Se estima que la duración de arranque en los tanques es de 0,3h y de 0,05h para la parada del bloque de potencia). La turbina de vapor sólo se apaga cuando la salida de la PV excede la demanda de la red o cuando el TES está vacío. Si el TES está a máxima capacidad y sigue habiendo energía en el receptor los heliostatos se desenfocan.

El BESS solo se usa cuando el TES está completamente vacío, por lo que el banco de baterías sólo se carga cuando hay exceso de producción PV. El BESS sólo se descarga cuando la producción neta de la planta completa es inferior a 90MW.

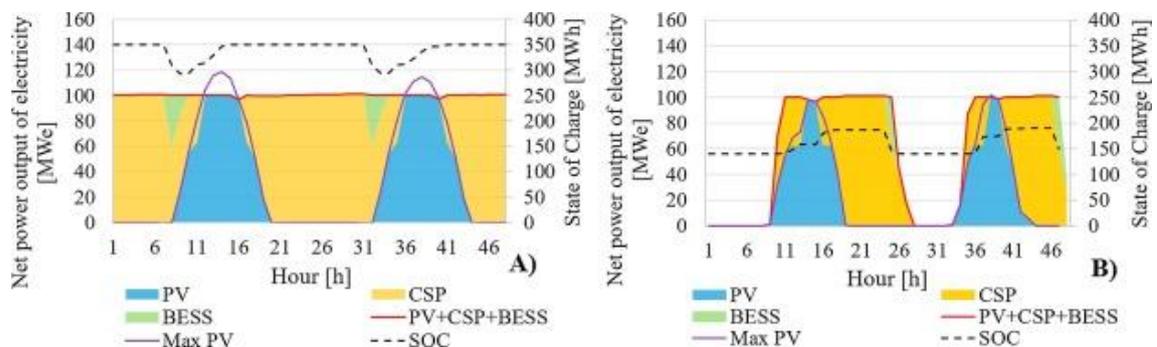


Ilustración 48: Modos de operación de la planta híbrida para diferentes estaciones. [20]

Esta figura muestra los modos de operación de la planta híbrida para dos estaciones distintas, para una configuración de 130MW de PV, 2,4 de MS, 14h de TES, 350MWh de BESS.

- Figura a): Representa el funcionamiento de la planta en verano (que en Chile va de diciembre a marzo), durante los días de verano se puede ver como la mayor parte de la carga base se logra con la generación CSP+PV, aportando el BESS muy poca energía. El BESS está completamente cargado cuando la salida de PV supera los 100MW y durante la noche la energía almacenada en el TES es casi suficiente para suministrar toda la demanda de energía mientras que el BESS se descarga parcialmente.
- La figura b): Muestra la operación en invierno (de junio a septiembre). Cuando la PV no es capaz de suministrar la carga base, la CSP opera en las condiciones mínimas del bloque de potencia y el excedente de PV se almacena en las baterías. Sin embargo, esta energía no puede cargar completamente el BESS, el banco está parcialmente cargado y por la noche tanto el BESS como el TES se descargan. A pesar de esto la demanda no se puede lograr por completo durante algunas horas del día y la planta tiene que desconectarse de la red en esos periodos si lo que queremos es una carga base exacta.

#### Análisis económico:

Como es habitual en esta clase de estudios para el análisis económico se consideró el LCOE. Destacar que para el BESS hay que tener en cuenta el costo de reemplazo futuro, ya que, probablemente hay que realizar algún cambio del BESS en los 25 años de vida útil del proyecto.

#### Análisis paramétrico:

El análisis paramétrico se realizó en base a estos parámetros:

1. Tamaño nominal de PV (que aquí se expresa en términos de la cantidad de inversores empleados).
2. Capacidad del TES (relaciona la capacidad de almacenamiento deseada en términos de horas de operación con el volumen de los tanques).
3. MS (Definido al comienzo de este artículo).
4. Tamaño nominal del BESS (capacidad del banco de baterías en términos de energía sin tener en cuenta el SOC).

#### Resultados

Para conocer el funcionamiento óptimo de la planta, además del análisis paramétrico anteriormente mencionado se tuvieron en cuenta otros aspecto tecno-económicos como el LCOE y el factor de capacidad.

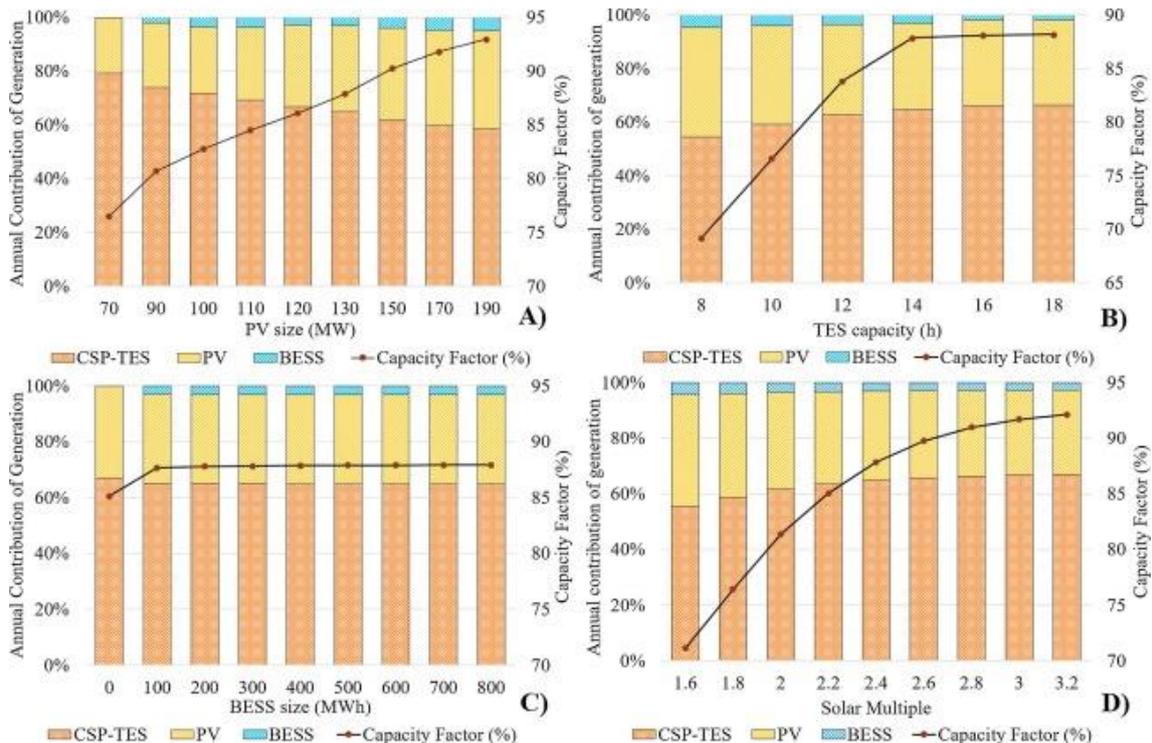


Ilustración 49: Resultados del análisis paramétrico en función de 4 variables: Potencia de la planta PV, capacidad del TES, Capacidad del BESS y MS. [20]

Esta figura muestra los resultados del análisis paramétrico en términos del factor de capacidad y la contribución anual de cada tecnología (CSP+TES, PV y BESS) a la generación de energía. Se obtuvo que más del 60% de la generación de la planta viene de la CSP, seguida de la PV.

- **Figura a):** Cuando se aumenta el tamaño de la PV se observa una disminución de la generación de CSP debido al aumento de la contribución PV y un aumento de la contribución del BESS. Para 190MW de PV se observó la mayor participación del BESS. El factor de capacidad aumenta siempre
- **Figura b):** A medida que aumenta la capacidad del TES aumentan tanto la producción de CSP como el factor de capacidad (el cual a las 14h llega al límite, por más que aumentemos el TES, este no aumenta). Vemos como la PV y el BESS descienden en términos de contribución energética.
- **Figura c):** Cuando aumenta el tamaño del BESS (para un tamaño fijo de PV) el resto de parámetros de la planta permanecen constantes, ya que, el excedente de la planta PV es el mismo a pesar de que aumente la capacidad del BESS este no se va a poder cargar más si la capacidad de la planta fotovoltaica se mantiene constante. Aumentar el tamaño del BESS sin aumentar el tamaño de la planta PV no es para nada útil, porque no podemos explotar el BESS por completo.
- **Figura d):** A medida que aumenta el MS aumentan tanto la producción en la CSP como el factor de capacidad (ya que disponemos de más campo solar), mientras que la generación de PV disminuye notablemente.

### Conclusión

Si hubiera un gran excedente de la PV, podríamos cargar más el BESS y así disminuir bastante el MS y con ello el campo solar y por ende los costes iniciales de la parte de CSP. Aquí ya hay que llegar a un compromiso económico. ¿Qué renta más, disminuir el MS y aumentar la capacidad del BESS o tener un factor de capacidad mayor?

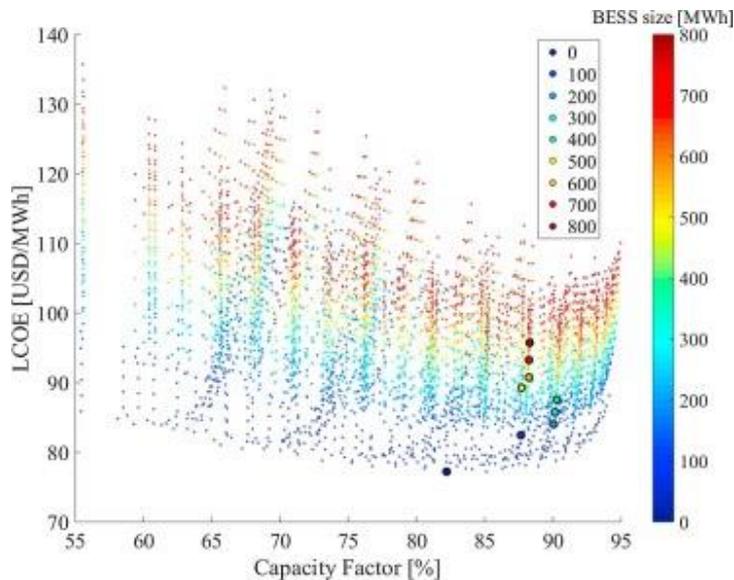


Ilustración 50: Tendencia del LCOE en función del factor de capacidad variando diferentes parámetros de diseño. [20]

Esta figura representa la tendencia que sigue el LCOE de la planta híbrida en función del factor de capacidad variando diferentes parámetros de diseño de la planta. El LCOE es mayor a medida que aumenta el tamaño del BESS. El menor LCOE se dio para una planta con 0MWh de BESS. Obviamente para 0MWh el factor de capacidad es menor que para el resto de escenarios posibles, hay que llegar a una solución de compromiso.

Como ocurre con el resto de artículos, el presente también hace especial hincapié en las condiciones tan favorables que hay en Chile para el desarrollo de este tipo de energías, y de cómo con la hibridación se pueden solucionar los problemas de variabilidad y fluctuaciones que nos dan las renovables. Hasta ahora la mayoría de los estudios se habían realizado con TES y BESS por separado, pero este realiza su estudio en conjunto. La principal limitación es el elevado precio del BESS, lo que hace imposible a día de hoy su implementación a gran escala, la tendencia de las baterías (como ocurre con toda tecnología) es la disminución de los costes a medida que estas maduren.

- El análisis de la planta se realizó en Crucero, Chile. Ubicación con altos niveles de IDN y de cielo despejado. Pero las regiones del norte de Chile tienen una capacidad de transmisión limitada y la construcción de nuevas líneas de transmisión introducen costes más altos para un proyecto de generación. En consecuencia, este tipo de plantas tiene más futuro cerca del centro del país, donde las condiciones solares no son tan buenas como en el norte.
- En esta planta se consideró un perfil de generación base, debido a que la mayoría de las industrias que hay por la zona son mineras, las cuales tienen una demanda

relativamente constante y sin muchos picos. El concepto de hibridación es económicamente interesante en otras regiones del planeta donde el objetivo sea proporcionar una generación base, o satisfacer el nivel mínimo de energía. Hay que destacar que una estrategia operativa diferente daría como resultado diferentes configuraciones de planta (una estrategia de hora pico).

- Se consideró un BESS con una eficiencia de carga/descarga asociada, es decir, se recomienda el estudio de las diferentes clases de BESS del mercado (vanadio, ión litio, plomo ácido, etc...).
- El rendimiento del BESS se analizó cada hora, es recomendable estudiar la integración de BESS considerando un paso de tiempo de minutos para cubrir las variaciones por hora de la PV, que por tiempo de respuesta la CSP no es capaz de cumplir.
- La estrategia de despacho de la planta híbrida prioriza la producción PV y opera la CSP+TES para complementar la producción fotovoltaica, mientras que el BESS es el respaldo de la planta termosolar. Esta estrategia da como resultado una explotación del BESS muy baja. Un cambio en la estrategia de despacho da lugar a configuraciones distintas de la planta, y diferentes resultados económicos.
- El análisis económico se realiza para obtener la reducción de costos requerida en la actualidad por el banco de baterías para ser competitivo con una CSP+PV sin BESS. Por lo tanto, el estudio económico no tiene en cuenta los costes futuros de la CSP, PV, ni del TES.
- El resultado del estudio evidencia que la planta saldría más económica con el eje fijo. Pero como con el resto de parámetros esto depende del modo de operación de la misma y de los costes de referencia que hayamos adoptado (los cuales pueden diferir de un país a otro).

Conclusiones: Se consiguieron factores de capacidad superiores al 80%. Más del 60% de la generación anual es producida por la planta CRS. Se demostró que el BESS sólo logra grandes contribuciones cuando se implementa en grandes tamaños, y aun así nunca supera el 10% de la contribución total.

Finalmente, en este estudio se comprobó que la utilización de sistemas de seguimiento de un eje, sólo aumentan la producción de energía un 5%. Con sistemas de seguimiento la participación del BESS sólo es relevante en invierno, ya que en verano la CSP+PV dan toda la energía sin problemas. Con sistemas de seguimiento logramos reducir el tamaño de la PV y del BESS, de ahí que el LCOE disminuya.

## 6.4 CONCLUSIONES FINALES DE LOS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN

Como se puede apreciar tras realizar una lectura de los artículos anteriormente descritos, todos presentan muchas similitudes entre sí. Esto no es casualidad, se

escogieron estos tres concretamente porque todos ellos se llevaban a cabo en ubicaciones muy próximas a la definida en el presente trabajo y porque, a pesar de llevarlo a cabo desde distintos puntos de vista, todos ellos tienen una serie de objetivos claramente enlazados entre sí.

Esta es la razón por la que los tres objetivos básicos que se hayan fijado en este proyecto sean: Lograr un FC mayor del 80%, conseguir una curva de potencia de salida similar a la de una central de carga base y demostrar que el objetivo de conseguir un LCOE menor en el caso de la hibridación, que en el de la CSP o la PV con baterías, es posible.

La lectura de estos artículos fue previa a la realización del actual estudio, con lo que se adquirieron muchos conocimientos que se han usado a posteriori, tanto en las estrategias de modelación como en el planteamiento y solución de los diferentes inconvenientes que han ido surgiendo durante el transcurso de la realización del estudio. Desde el primero al último han sido fundamentales para adquirir una serie de competencias que han resultado vitales a posteriori:

-Ser consciente de la gran capacidad de recurso solar presente en regiones de estas características, y como el desarrollo de tecnologías de este tipo pueden fomentar el desarrollo económico y cultural de las mismas.

-El conocimiento profundo del sector minero en Chile y el problema que este presenta en la actualidad, con la volatilidad de los precios y la dependencia de las fuentes de combustibles de origen fósil importadas (como el carbón o el gas natural).

-Saber cómo se organizan estructuralmente los diferentes sistemas eléctricos de la región (y como un perfil de demanda determinado, como el caso del SING, puede favorecer al desarrollo de tecnologías como la hibridación).

-Los problemas actuales, de rendimiento y de precio, de las baterías de almacenamiento de energía en las instalaciones fotovoltaicas, razón por la cual se decidió introducir la comparativa de la fotovoltaica con BESS, para demostrar que el uso de tecnología fotovoltaica con un sistema de baterías de almacenamiento implementado era peor opción a día de hoy que la hibridación.

-Adquirir conocimientos de los principales parámetros se deben optimizar para obtener una planta híbrida rentable (múltiplo solar, número de horas mínimas a carga constante a partir de las cuales la hibridación es rentable, precio mínimo del BESS a partir del cual la PV con baterías sería rentable)

-Conocer las diferentes plantas piloto existentes, basadas en el concepto de la hibridación de las tecnologías CSP+PV, y de los futuros proyectos que hay en camino.

-Técnicas de despacho para optimizar el rendimiento de producción tanto en las plantas termosolares como en las fotovoltaicas. Este punto en concreto sirve de gran ayuda a la hora de diseñar un "Dispatch Control" que se ajuste con las expectativas de generación de una planta híbrida de estas características.

Y estos son sólo alguno de los puntos que mayor influencia han tenido en el estudio actual, obviamente hay muchos otros que, por las características de la planta termosolar que se ha simulado (CRS), no han contribuido tanto.

## 7. SIMULACIÓN DE PLANTAS HÍBRIDAS

### 7.1 INTRODUCCIÓN SAM

El programa empleado para la simulación del presente proyecto es el SAM (System Advisor Model), software creado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos.

Este programa es muy útil a la hora de modelar y simular diferentes tipos de sistemas de energía renovable y calcular rendimientos y una gran variedad de parámetros financieros del sistema que vayamos a simular. Este software se usa mucho por desarrolladores de proyectos, fabricantes de equipos, investigadores e ingenieros en general, para evaluar desde el punto de vista financiero y tecnológico diferentes alternativas de proyectos de energía renovable. Genera un conjunto de datos de series temporales que representan la producción de electricidad del sistema. A la hora de modelar un proyecto en SAM, primero se elige el modelo de funcionamiento y posteriormente se elige un modelo financiero para representar el proyecto.

Tiene un campo de aplicación muy amplio, desde sistemas de energía fotovoltaica, concentración de energía solar, calentamiento solar de agua, energía eólica, geotérmica, incluyendo también sistemas de energía de biomasa.

A grandes rasgos, los principales modelos financieros son dos; para proyectos que compran y venden energía a tarifas minoristas (residenciales y comerciales) o para vender electricidad a un precio determinado en un acuerdo de compra de energía (PPA). En función del modelo seleccionado, SAM introduce unos parámetros por defecto, estos podrán ser modificados por el usuario en función de su criterio o de la finalidad del proyecto. En todo modelo hay unas variables de entrada (inputs) en las que se deberán introducir datos como la ubicación del proyecto, tipos de equipos de la instalación, incentivos, sistema de control, capacidad de almacenamiento, etc.

A la hora de realizar la simulación en SAM, el programa cuenta con una opción que será utilizada más adelante en los apartados de simulación, esta herramienta es la de "Parametrización". Consiste básicamente en un método de optimización que permite al usuario asignar diferentes valores a una o más variables de entrada y ver la dependencia de estas variables con respecto a diferentes parámetros de gran importancia en la planta, como pueden ser el LCOE, el PPA, la generación horaria de energía, etc... En resumen, es un análisis de sensibilidad. Se empleará para calcular el MS óptimo con el que obtenemos menor LCOE.

Una vez introducidos los datos, el usuario realizará las simulaciones que estime oportunas hasta llegar a la solución deseada.

Destacar que este programa emplea modelos de sistemas de energías renovables basados en TRNSYS (TRansient SYstem Simulation) y permite la lectura y escritura de datos de archivos de diferentes programas, tales como:

- Excel
- Python
- Java
- MATLAB
- C ++
- JSON

En los apartados siguientes se hablará de los diferentes modelos de simulación que presenta el SAM, para plantas termosolares y fotovoltaicos (ya que son las plantas objeto del presente estudio), y sus correspondientes modelos financieros. Si bien solo se entrará en detalle en los que se han empleado para este proyecto, pasando el resto por encima.

El modelo de SAM usado en este proyecto ha sido: SAM 2018.11.11.

## 7.2 MODELO TERMOSOLAR

Los modelos que nos ofrece SAM para para la simulación de los sistemas de energía termosolar son:

- CSP cilindroparabólico (físico)
- CSP cilindroparabólico (empírico)
- CSP de torre con sales fundidas
- CSP de torre con vapor directo
- CSP Fresnel con sales fundidas
- CSP Disco Stirling
- CSP modelo genérico
- CSP ciclo combinado integrado

Obviamente por las características de la planta termosolar el modelo que interesa para este estudio es el de CSP de torre con sales fundidas.

### *7.2.1 CSP de torre con sales fundidas*

El modelo de torre con sales fundidas (también llamado sistema de receptor central) que usa SAM calcula la electricidad entregada en un año tipo a la red mediante un sistema de heliostatos, una torre y un receptor, un bloque de energía y un sistema de almacenamiento opcional. Todos los modelos financieros que ofrece esta alternativa del SAM están basados en sistemas PPA:

- PPA propietario único
- PPA inversión de asociación con deuda
- PPA inversión de asociación sin deuda
- PPA venta de subarrendatario

Se describirán con mayor detalle en el apartado de los modelos financieros.

## 7.3 MODELO FOTOVOLTAICO

Los modelos fotovoltaicos que SAM ofrece son sistemas conectados a la red formados por una matriz fotovoltaica y un inversor. El campo fotovoltaico puede estar formado o bien por módulos de placa plana, o por módulos de concentración (CPV). Con seguimiento a un eje, dos ejes o sin ningún tipo de sistema de seguimiento, también incluyen la posibilidad de introducir sistemas de almacenamiento de energía (banco de baterías). Estos modelos son:

-Fotovoltaico detallado

-Modelo PVWatts

SAM recomienda que en caso de que el usuario disponga de información del equipo que va a emplear en la instalación a simular (paneles, baterías e inversores) es más conveniente un modelo fotovoltaico detallado. Por esa razón se ha usado ese modelo y no el PVWatts, ya que los datos técnicos referidos a tipo de inversor, paneles fotovoltaicos, sistemas de seguimiento, etc, se han obtenido basándonos en los ya conocidos en la central de Cerro Dominador.

### *7.3.1 Fotovoltaico detallado*

El modelo fotovoltaico detallado calcula la energía eléctrica generada y entregada de un sistema fotovoltaico conectado a la red a través del uso de modelos de módulo e inversor separados. Es necesario introducir las especificaciones de módulos e inversores y la cantidad de estos que posee nuestro sistema. SAM dispone de dos opciones: Que el propio usuario sea quien introduzca las especificaciones de la hoja de datos del fabricante, o, por el contrario, elegir modelos de módulos o inversores de las bibliotecas que trae el SAM. Este modelo tiene en cuenta el efecto de la temperatura en el rendimiento del módulo y permite introducir sombras y otras muchas pérdidas, de forma que el sistema a simular sea lo más parecido posible al real. Hay una opción llamada "System size calculator", que sirve de ayuda a la hora de determinar el número de módulos y de inversores del sistema.

### *7.3.2 Modelo PVWatts*

Es una adaptación de la calculadora fotovoltaica en línea, creada por NREL. Con este modelo SAM permite simular un sistema fotovoltaico conectado a la red introduciendo una serie de entradas básicas como son: Capacidad del panel fotovoltaico, orientación, inclinación y tipo de montaje de la matriz fotovoltaica, pérdidas del sistema, etc. El modelo PVWatts hace algunas suposiciones sobre las características de los módulos y del inversor. Al igual que la versión detallada incluye algunas opciones de pérdidas por sombreado.

Este modelo se usa para análisis preliminares de proyectos, antes de tener información suficiente sobre este, o para estimaciones de producción eléctrica de un sistema fotovoltaico.

## 7.4 MODELOS FINANCIEROS

Los diferentes modelos financieros que presenta SAM calculan los flujos de caja del proyecto de estudio durante un período que es especificado por el usuario. Los flujos de caja recogen el valor de la electricidad generada por el sistema y los incentivos, junto con el costo de instalación, operación y mantenimiento, impuestos y deuda.

SAM es un programa diseñado para calcular el valor de la electricidad generada por un sistema, es decir, los parámetros económicos de los que informa se basan en unidades de energía eléctrica en lugar de energía térmica. Esta es la razón por la que todos los resultados (de las diferentes simulaciones) exportados a Excel son datos de energía eléctrica y no de energía térmica.

Los modelos financieros se clasifican en dos grandes grupos:

- Proyectos residenciales y comerciales que compran y venden electricidad a precios al por menor y reemplazan la compra de energía eléctrica de la red.
- Proyectos de PPA, que venden electricidad a una tarifa mayorista para satisfacer unos requisitos internos de tasa de retorno.

### *7.4.1 Proyectos Residenciales y comerciales*

En SAM en este tipo de proyectos se compra y vende energía al por menor. Se pueden financiar con un préstamo o a través de pago en efectivo (con un 0% de deuda). Con estos proyectos la inversión se recupera a través de la venta de electricidad a los precios fijados por el proveedor del servicio eléctrico. En estas simulaciones SAM asume que el desarrollo, operación y posesión del proyecto los realiza la misma entidad. El LCOE de estos proyectos está formado por el costo de la instalación y operación del sistema, incluyendo costes de deuda, impuestos y la contabilidad de incentivos. Este modelo calcula tanto el valor actual neto de flujo de efectivo después de impuestos, como el periodo de amortización de la inversión de capital inicial.

Este tipo de proyectos suele ser de menos de 500 KW, aunque SAM no pone restricciones en caso de querer simular plantas de mayor capacidad. Al ser la planta fotovoltaica que se pretende simular de 100MW de potencia nominal, sería más recomendable y más preciso utilizar otro modelo financiero.

### *7.4.2 Proyectos PPA*

Son proyectos generalmente de servicios públicos que venden la electricidad a un precio negociado, mediante un acuerdo de compra de energía (PPA) y pueden involucrar a una o dos partes.

SAM presenta la opción de calcular el precio de la energía dada una tasa de retorno (IRR), o por el contrario, calcular la tasa de retorno dado un precio de la energía. Dentro de este modelo hay un apartado llamado TOD (Factor de tiempo de entrega) que permite modificar el precio de la energía en función del periodo horario.

Este tipo de modelos suelen ser apropiados para proyectos a gran escala. Hay 3 tipos de sub-modelos dentro de este:

- Propietario único: Una entidad es propietaria del proyecto y tiene toda la responsabilidad fiscal, no hay que asignar beneficios fiscales a diferentes socios.
- Inversión de asociación con y sin deuda: Este sub-modelo consta de dos partes, un desarrollador del proyecto y un inversor fiscal externo. Hay responsabilidad limitada por ambas partes. La mayoría de los beneficios fiscales van al inversor, hasta que se alcanza la TIR, momento en el que la mayoría de los beneficios van al desarrollador.
- Venta de subsarrendatario: De nuevo hay un desarrollador y un inversor, este último, compra el 100% del proyecto al desarrollador. A diferencia de la anterior los beneficios de ambas partes están separados.

### *7.4.3 Propiedad de Terceros*

En este tipo de proyectos se instala un sistema fotovoltaico (no existe este concepto en la tecnología termosolar) en una propiedad residencial o comercial. El cliente o el dueño de la propiedad llega a un acuerdo con una tercera parte, la cual se encarga de instalar y operar el sistema, es el dueño de la instalación. Ambas partes se ven beneficiadas, por un lado, el sistema reduce considerablemente la factura del cliente y a su vez el cliente paga al dueño del sistema por sus servicios.

#### MODELOS EMPLEADOS:

-Para la simulación de la planta termosolar se han empleado el modelo CSP de torre con sales fundidas junto con el modelo financiero de PPA propietario único.

-Para la simulación de la planta fotovoltaica se ha empleado el modelo fotovoltaico detallado junto con el modelo financiero de PPA propietario único.

## 8. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

SAM no modela sistemas aislados de la red o sistemas híbridos con más de una fuente de energía, por lo que el procedimiento seguido para modelar la planta híbrida del presente estudio ha sido el siguiente:

1. En primer lugar, se realizarán las simulaciones de la planta termosolar de torre con sales fundidas (17,5 horas de almacenamiento) y la planta fotovoltaica (con un sistema de baterías de almacenamiento de 1.750 MWh de capacidad), con el objetivo de suministrar una carga próxima a los 100MW de potencia. Tras las oportunas simulaciones se analizarán los resultados obtenidos en ambas plantas operando de forma independiente: factores de capacidad, LCOE, curvas de producción, rendimientos, estado de carga de sus respectivos sistemas de almacenamiento, etc.
2. El segundo punto consiste en la simulación de la planta fotovoltaica sin sistemas de almacenamiento para establecer cuáles son los intervalos de tiempo en los que es incapaz de suministrar energía. Como cabe esperar esos intervalos corresponderán a las horas nocturnas en las que no hay radiación.
3. En tercer lugar, llega el momento clave del proyecto, que consiste en modelar la instalación termosolar de tal forma que ésta cargue los sistemas de almacenamiento (TES) durante los periodos que opera la fotovoltaica, para que pueda generar energía eléctrica en aquellos instantes en los que la fotovoltaica está fuera de servicio. Para este tercer paso, como ya se ha comentado en el punto anterior, la fotovoltaica no contará con banco de baterías para el almacenamiento de energía.
4. Por último, se realizará un estudio comparativo de los parámetros mencionados en el paso 1 para ambos casos: Plantas operando de forma individual y plantas operando de forma híbrida. El objetivo final de este estudio es: Conseguir mayor factor de capacidad, reducir el elevado LCOE de la termosolar (a costa también de aumentar el de la fotovoltaica) y obtener así un sistema gestionable y cuya curva de salida se adapte perfectamente a la vista en el apartado “2.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)”.

Conviene hacer una aclaración de cara a las siguientes simulaciones. Como el estudio llevado a cabo en este proyecto se basa en una primera aproximación al dimensionado una central híbrida, muchos de los parámetros de entrada (inputs) de la central serán los que SAM tiene fijados por defecto, en especial, aquellos relacionados con aspectos financieros. Sólo se introducirán o calcularán aquellos parámetros de entrada que repercutan directamente en las salidas (outputs) que determinen la rentabilidad y viabilidad desde el punto de vista energético de nuestro proyecto.

A medida que se vayan detallando los diferentes apartados que ofrece SAM para cada uno de los modelos de simulación empleados, se mencionarán las variables que se han introducido de forma manual y las que se han dejado por defecto.

**Nota:** Todos los datos de energía total generada en las diferentes configuraciones de planta están recogidos en Excel, con sus respectivas gráficas.

## 8.1 SIMULACIÓN INICIAL

En este primer apartado se describirá de forma resumida las simulaciones llevadas a cabo en el SAM en el primero de los puntos mencionados anteriormente. Los parámetros introducidos en cada uno de los modelos, resultados obtenidos en ambas plantas, análisis paramétricos, etc... Se detallarán a continuación.

### 8.1.1 Planta Termosolar

Tras seleccionar el modelo empleado en la planta termosolar y generar el nuevo archivo, el menú principal que aparece en SAM es el siguiente:

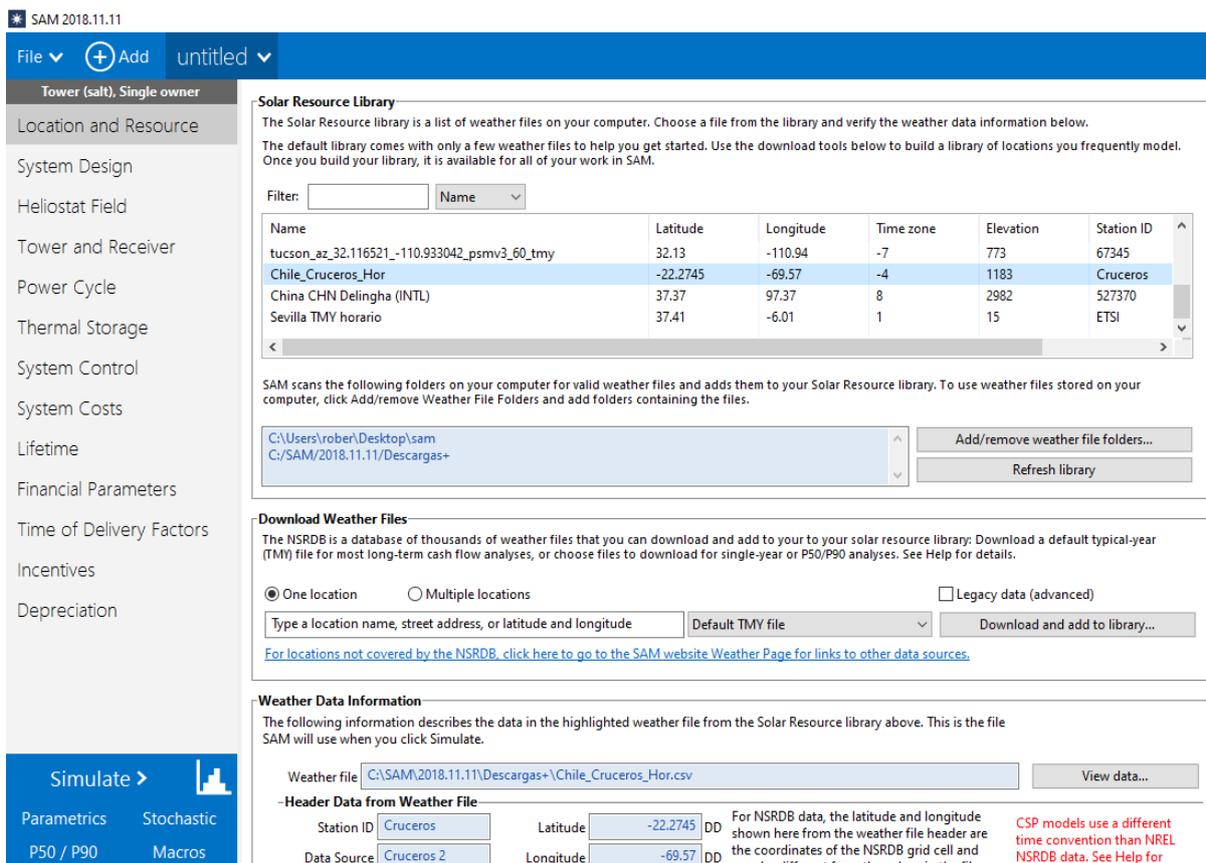


Ilustración 51: Menú principal planta termosolar SAM

Todas las opciones que aparecen en la parte izquierda de SAM sirven para introducir los valores que definen las especificaciones de la planta que se quiere simular. Muchos de

los parámetros introducidos coincidirán con los mencionados en el apartado “1.5 PLANTA DE ESTUDIO (CERRO DOMINADOR)”.

### Localización y recurso solar

Este apartado está pensado para añadir la base de datos meteorológicos correspondientes a la localización de la planta del estudio (Chile, Cruceros), el fichero meteorológico ha sido exportado de la base de datos de Meteonorm®. Los datos de radiación empleados corresponden a un Año Meteorológico Típico (TMY). SAM también permite exportar estos datos de radiación a Excel, así como otras muchas variables meteorológicas para las 8760 horas del año.

**Weather Data Information**

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

**-Header Data from Weather File-**

Station ID	<input type="text" value="Cruceros"/>	Latitude	<input type="text" value="-22.2745"/> DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	CSP models use a different time convention than NREL NSRDB data. See Help for details.
Data Source	<input type="text" value="Cruceros 2"/>	Longitude	<input type="text" value="-69.57"/> DD		
Elevation	<input type="text" value="1183"/> m	Time zone	<input type="text" value="GMT-4"/>		

**-Annual Values Calculated from Weather File Data-**

Global horizontal	<input type="text" value="7.03"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	Average temperature	<input type="text" value="17.0"/> °C	-Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="9.09"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	Average wind speed	<input type="text" value="4.0"/> m/s	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.13"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	*NaN indicates missing data.		

Ilustración 52: Datos de radiación y emplazamiento

### Diseño del sistema

En este apartado se introducen las principales variables de diseño de la planta:

- Irradiación directa normal en el punto de diseño: 1027 W/ m<sup>2</sup>.
- Múltiplo solar: El múltiplo solar no es más que el exceso de campo solar respecto al campo que sería necesario para alcanzar la potencia nominal. Por lo general aumentar este parámetro conlleva un aumento de la generación eléctrica. Sin embargo, si se aumenta demasiado, en periodos de alta radiación solar, un campo muy sobredimensionado generaría más energía térmica de la que el propio bloque de potencia podría aceptar. Asimismo, una vez que las dimensiones del campo solar sobrepasan cierto tamaño, los beneficios obtenidos por la generación no compensan los sobrecostos de instalación y operación. Tras realizar un análisis paramétrico en SAM se ha empleado un múltiplo solar de 2,4 en vista de que este era el valor con el que se obtenían resultados óptimos tanto en producción de energía, como en LCOE y PPA para

nuestra planta termosolar. Esto implica que, a pesar de que la potencia nominal de la turbina es de 100MW, la potencia del campo solar será de 240 MW, estará sobredimensionado.

$$SM = \frac{\text{Potencia térmica de salida del receptor}}{\text{Potencia térmica de entrada al bloque de potencia}} = \frac{P_{th}}{P_{BP}}$$

Ecuación 3: Múltiplo solar. [6]

- Temperaturas caliente y fría del fluido caloportador en la torre y el receptor: Estas Tª son de 565 y 290°C respectivamente. Se han fijado estos valores por lo mencionado con anterioridad en relación a los márgenes de seguridad en la operación de las sales, para evitar la solidificación y degradación de estas.
- Capacidad del TES: Se han establecido 17,5 horas de almacenamiento.
- Potencia bruta de salida en la turbina: Se ha fijado un valor de 111MWe de potencia bruta en la turbina para que la potencia nominal de salida en la misma sean 100 MWe.
- Eficiencia térmica del ciclo: La eficiencia nominal del ciclo Rankine establecida en este proyecto es de 0,412, es un valor bastante frecuente en ciclos de potencia de estas características. [17]

**Design Point Parameters**  
 The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

<p><b>-Heliostat Field</b></p> <p>Design point DNI <input style="width: 100px;" type="text" value="1027"/> W/m<sup>2</sup></p> <p>Solar multiple <input style="width: 100px;" type="text" value="2.4"/></p> <p>Receiver thermal power <input style="width: 100px;" type="text" value="647"/> MWt</p>	<p><b>-Power Cycle</b></p> <p>Design turbine gross output <input style="width: 100px;" type="text" value="111"/> MWe</p> <p>Estimated gross to net conversion factor <input style="width: 100px;" type="text" value="0.9"/></p> <p>Estimated net output at design (nameplate) <input style="width: 100px;" type="text" value="100"/> MWe</p> <p>Cycle thermal efficiency <input style="width: 100px;" type="text" value="0.412"/></p> <p>Cycle thermal power <input style="width: 100px;" type="text" value="269"/> MWt</p>
<p><b>-Tower and Receiver</b></p> <p>HTF hot temperature <input style="width: 100px;" type="text" value="565"/> °C</p> <p>HTF cold temperature <input style="width: 100px;" type="text" value="290"/> °C</p>	
<p><b>-Thermal Storage</b></p> <p>Full load hours of storage <input style="width: 100px;" type="text" value="17.5"/> hours</p> <p>Solar field hours of storage <input style="width: 100px;" type="text" value="7.29167"/> hours</p>	

Ilustración 53: Parámetros de Diseño del Sistema

Conviene hacer especial hincapié en la diferencia entre la potencia bruta, la potencia nominal y la potencia del campo solar:

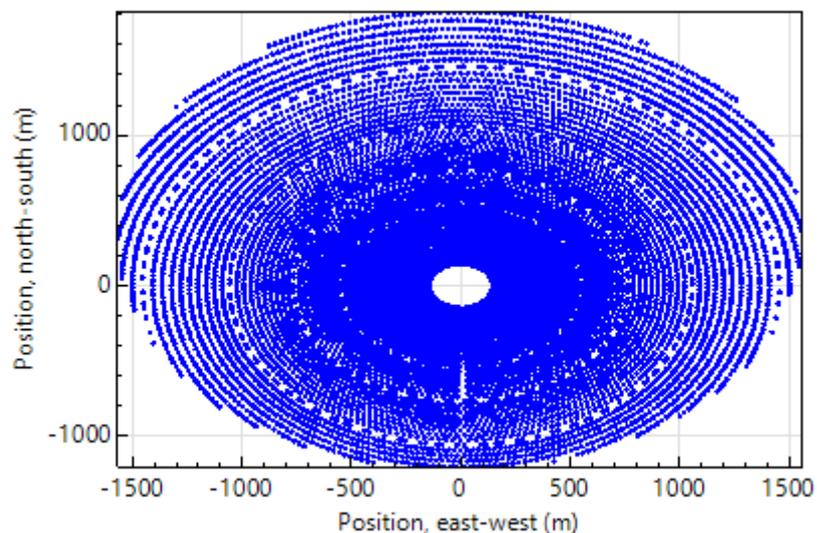
-La potencia del campo solar (de los heliostatos) es de 240MW debido al aumento del múltiplo solar, esto hará que el TES pueda cargarse durante muchos periodos de tiempo gracias al exceso de producción del mismo.

-La potencia nominal de la turbina es de 100MW, es decir, en condiciones estándar/nominales de funcionamiento, la turbina debe entregar esa potencia a la red.

-Por último, la potencia bruta de la turbina es de 111MW, esto indica que, en condiciones óptimas de operación y generación, la turbina podrá entregar como máximo 111MW a la red, nunca podrá entregar más de ese valor. A excepción de que en el parámetro de "Turbine over design operation" se fije un valor mayor a 1, cosa que no se ha hecho en este estudio, se ha establecido que la turbina trabajará en su punto de diseño.

### *Campo de heliostatos*

En este apartado se ha optado por la opción de "Optimizar el campo de heliostatos y las dimensiones de la Torre" para obtener la mejor disposición de ambos, acorde a los requerimientos y características de nuestra planta. Dando como resultado un total de 8760 heliostatos con la siguiente distribución:



*Ilustración 54: Disposición de los heliostatos en el campo solar*

Se puede apreciar perfectamente como es una disposición de campo circular, resultado esperado debido a la ubicación de la planta. También se ha fijado la anchura (12,2m) y la altura (11,7m) de los heliostatos para tener un área reflectiva similar a la planta en la que se basa este estudio, el método de canteo seleccionado ha sido a un solo eje.

## Torre y Receptor

Las variables introducidas en este apartado son las siguientes:

- Altura de la torre: 250m
- Altura del receptor: 220m
- Patrón de flujo: Tipo 2

Se ha obtenido un caudal máximo de fluido caloportador en el receptor de 1873,54 kg/s.

System Design Parameters	Materials and Flow
Solar multiple <input type="text" value="2.40"/>	HTF type <input type="text" value="Salt (60% NaNO3 40% KNO3)"/>
Receiver thermal power <input type="text" value="646.6"/> MWt	Property table for user-defined HTF <input type="button" value="Edit..."/>
HTF hot temperature <input type="text" value="565.0"/> °C	Material type <input type="text" value="Stainless AISI316"/>
HTF cold temperature <input type="text" value="290.0"/> °C	Flow pattern <input type="text" value="2"/>

Tower and Receiver Dimensions	
Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter.	
Tower height <input type="text" value="250"/> m	
Receiver height <input type="text" value="220"/> m	
Receiver diameter <input type="text" value="17.65"/> m	
Number of panels <input type="text" value="20"/>	

Receiver Heat Transfer Properties
Tube outer diameter <input type="text" value="40"/> mm
Tube wall thickness <input type="text" value="1.25"/> mm
Coating emittance <input type="text" value="0.88"/>
Coating absorptance <input type="text" value="0.94"/>
Heat loss factor <input type="text" value="1"/>

Receiver Flux Modeling Parameters
Maximum receiver flux <input type="text" value="1000"/> kWt/m <sup>2</sup>
Estimated receiver heat loss <input type="text" value="30.0"/> kWt/m <sup>2</sup>
Receiver flux map resolution <input type="text" value="20"/>
Number of days in flux map lookup <input type="text" value="8"/>
Hourly frequency in flux map lookup <input type="text" value="2"/> hours

Design and Operation
Minimum receiver turndown fraction <input type="text" value="0.25"/>
Maximum receiver operation fraction <input type="text" value="1.2"/>
Receiver startup delay time <input type="text" value="0.2"/> hr
Receiver startup delay energy fraction <input type="text" value="0.25"/>
Receiver HTF pump efficiency <input type="text" value="0.850"/>
Maximum flow rate to receiver <input type="text" value="1873.54"/> kg/s

Piping Losses
Piping heat loss coefficient <input type="text" value="10200"/> Wt/m
Piping length constant <input type="text" value="0"/> m
Piping length multiplier <input type="text" value="2.6"/>
Piping length <input type="text" value="650"/> m
Total piping loss <input type="text" value="6630"/> kWt

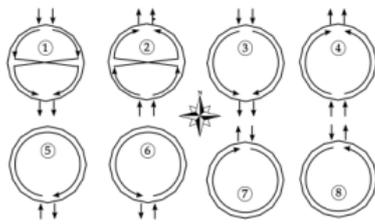


Ilustración 55: Parámetros Torre y Receptor

## Ciclo de Potencia

Se fijan algunos parámetros del ciclo de Rankine de la turbina, como son la presión de operación de la caldera (100 bares) y el tipo de condensación, la cual será condensación por aire debido a las situaciones climáticas de la zona (en un desierto tendría poco sentido condensar el vapor con agua debido a su escasez). No hay respaldo de energías fósiles (como podría ser el gas natural) de cara a garantizar el suministro de energía eléctrica de la planta, uno de los objetivos principales es generar energía contando únicamente con el recurso solar.

**Rankine Cycle** ▾

**Rankine Cycle Parameters**

Boiler operating pressure	100	Bar
Steam cycle blowdown fraction	0.02	
Turbine inlet pressure control	Fixed pressure	▾
Condenser type	Air-cooled	▾
Ambient temperature at design	42	°C
ITD at design point	16	°C
Reference condenser water dT	10	°C
Approach temperature	5	°C
Condenser pressure ratio	1.0028	
Min condenser pressure	2	inHg
Cooling system part load levels	8	

Ilustración 56: Parámetros Bloque de potencia

## Almacenamiento Térmico

En este apartado se fija el número de tanques de nuestra instalación, se define un almacenamiento con 2 tanques de sales, uno caliente y otro frío. El número de horas de almacenamiento ya había sido previamente fijado en el diseño del sistema, se han elegido 17,5 horas (lo cual aporta 4.714 MWt-hora). Además, se han modificado las temperaturas caliente y fría de los calentadores de los tanques (565 y 280 °C respectivamente) con el objetivo de estar más cerca del lado de la seguridad. La altura del tanque se ha fijado en 12m, debido a las limitaciones mecánicas que presentan los vástagos.

**System Design Parameters**

Cycle thermal power	269.4	MWt	HTF hot temperature	565.0	°C
Hours of storage at power cycle full load	17.5	hours	HTF cold temperature	290.0	°C

**Storage System**

Storage type	Two Tank	▾	Initial hot HTF percent	30	%
TES thermal capacity	4,714.8	MWt-hr	Cold tank heater temperature set point	280	°C
Available HTF volume	22,625	m <sup>3</sup>	Cold tank heater capacity	15	MWe
Tank height	12	m	Hot tank heater temperature set point	600	°C
Tank fluid minimum height	1	m	Hot tank heater capacity	30	MWe
Storage tank volume	24682	m <sup>3</sup>	Tank heater efficiency	0.99	
Parallel tank pairs	1		HTF density	1811.42	kg/m <sup>3</sup>
Tank diameter	51.2	m			
Wetted loss coefficient	0.4	Wt/m <sup>2</sup> -K			
Estimated heat loss	1.09	MWt			

Ilustración 57: Parámetros almacenamiento térmico

## Sistema de Control

El sistema de control es el apartado más importante del presente estudio, ya que, es el apartado clave para fijar los periodos de tiempo, a lo largo del año, en los que se envía energía térmica al generador, procedente de los tanques de almacenamiento, para finalmente obtener energía útil en el bloque de potencia. Este apartado será muy importante en un futuro para modelar la instalación híbrida y estos periodos, a su vez, dependerán de la producción fotovoltaica. Para el estudio inicial de ambas plantas por separado se ha optado por la opción “Enable Dispatch Optimization”, con este modo el SAM elige la estrategia de despacho de energía más óptima en la planta de cara a obtener el menor LCOE posible.

**Dispatch Control**

Copy schedule from TOD Factors page

Use the schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

**Turbine output fraction**

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

The turbine output fraction scales the turbine thermal input relative to design for the corresponding time-of-delivery period.

**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	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Ilustración 58: Sistema de control de despacho de energía

Otros apartados de menor peso a la hora de modelar la planta termosolar:

- Costes del Sistema: Este apartado se emplea para calcular los costes de inversión (tanto los directos como los indirectos) y los costes anuales de operación y mantenimiento. Directamente relacionado con los Flujos de Caja del proyecto. Sus valores están basados en estudios muy detallados realizados por NREL, los cuales conocen el mercado a la perfección. Por esa razón en este apartado no se modificarán los parámetros.
- Vida Útil: Como criterio general se ha fijado una degradación del 0,2% anual, debido al deterioro de la propia planta.
- Parámetros Financieros: Se ha fijado un IRR del 11%.
- Factores de tiempo de entrega
- Incentivos
- Depreciación

Destacar que en los parámetros y variables no mencionados anteriormente se han dejado los valores que el SAM fija por defecto. Los resultados obtenidos tras la simulación inicial son los siguientes:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	588,990,016 kWh
Capacity factor (year 1)	67.3%
Annual Water Usage	100,048 m <sup>3</sup>
PPA price (year 1)	10.55 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	11.54 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	9.18 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	10.73 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.54 ¢/kWh
Net present value	\$46,161,356
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.71 %
Net capital cost	\$750,926,656
Equity	\$348,468,928
Size of debt	\$402,457,696

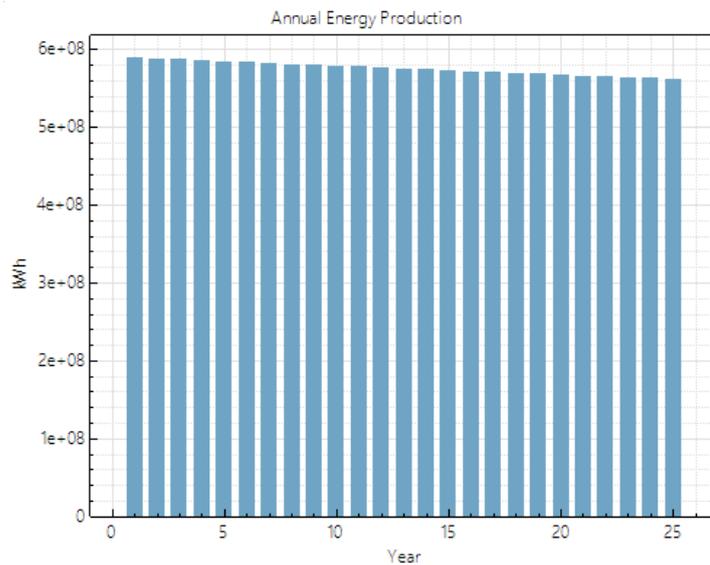


Ilustración 59: Resultados primera simulación planta termosolar

Los resultados principales se muestran en la tabla paramétrica que aparece a la izquierda de la imagen, la cual refleja algunos aspectos financieros clave para la rentabilidad económica de la planta, tales como: el PPA en el primer año (10,55cent/KWh), el LCOE real (8,54cent/kWh), la tasa interna de retorno (11%), el periodo de amortización (20 años). Y otros parámetros de gran importancia referentes a la energía anual producida (589.000.000 kWh )y el factor de capacidad (67,3%).

A parte de estos resultados, SAM permite calcular otros muchos parámetros en sus distintas opciones en el menú final:

- Dispone de un apartado llamado “Data Tables” que permite exportar una gran cantidad de parámetros a Excel ya sea en base anual, mensual o incluso horaria para un estudio en profundidad. Este apartado será muy usado en el posterior modelado de la planta híbrida.
- La pestaña “Cash Flow” muestra los distintos flujos de caja del proyecto a lo largo de su vida útil.
- “Graphs” permite calcular todo tipo de gráficos posibles, que complementan al ya obtenido en primera instancia de la producción anual de energía en la planta.
- La pestaña “Times series data” hace referencia a datos de venta de energía y precios que pueden variar con el tiempo.

Este último resumen de los diferentes resultados y posibilidades de exportar datos y tablas a Excel, crear gráficas y ver la evolución anual de los precios es también aplicable a los diferentes modelos de simulación existentes.

La gráfica que se ve a continuación sirve para hacerse una idea de la tendencia de las curvas de producción de energía en este tipo de centrales, exportando los datos mensuales a Excel se puede ver que todos los meses tienen un comportamiento similar:

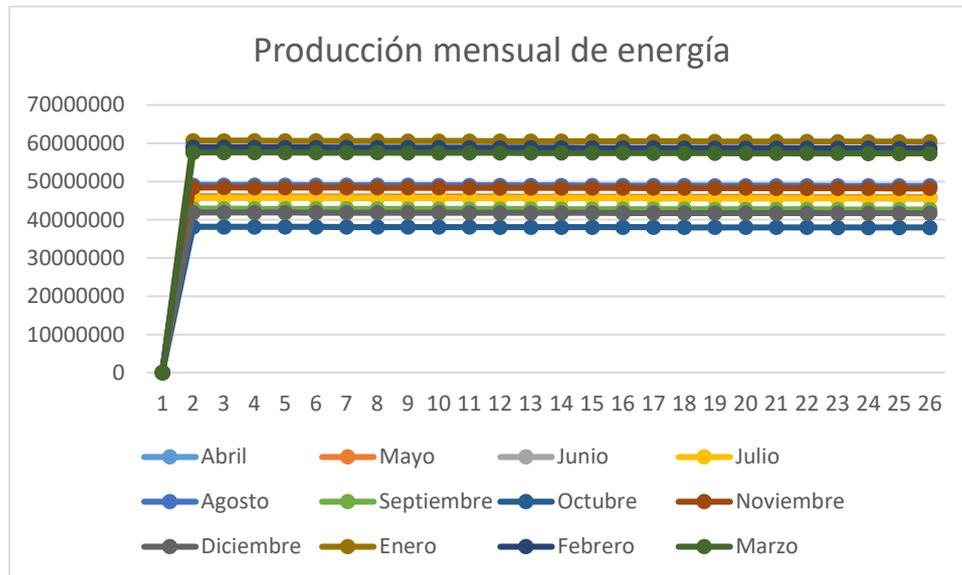


Ilustración 60: Producción mensual de energía planta termosolar inicial

A continuación, se muestra la generación de energía eléctrica horaria enviada a la red\* (MWeh) para diferentes días tipo, escogidos a lo largo del año, son días estratégicamente seleccionados para ver el comportamiento de la planta en condiciones muy diversas.

\*Nota: No confundir la energía eléctrica horaria generada con la energía eléctrica horaria enviada a la red, aunque las curvas se parezcan, la energía enviada a la red siempre es menor que la generada debido a los autoconsumos de la propia planta.

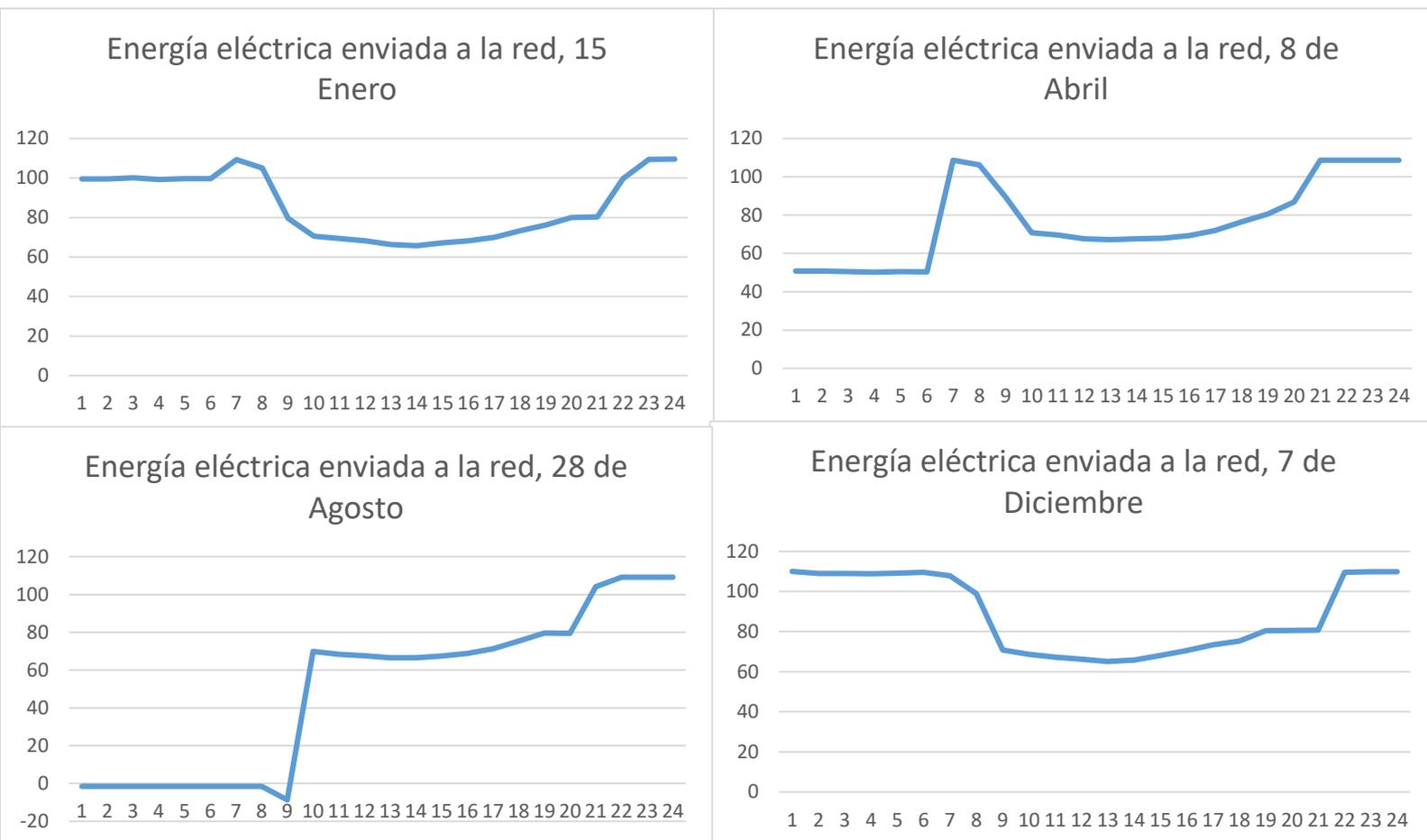


Ilustración 61: Producción de energía (MWe) para distintos días del año

Como se puede apreciar, en general, es una generación relativamente constante, que se aproxima a la curva de producción de energía de una central base, con valles durante determinados periodos del día, como cabía esperar. Si lo comparamos con la curva objetivo, (detallada en el apartado “2.1.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)”) hay algunas intermitencias en la generación que se deben solventar. Podría sorprender que haya horas en las que la producción de energía sea superior a la potencia nominal de la planta, de 100MW. Esto es debido al múltiplo solar de 2,4 que hace que la potencia pico de la planta sea mayor en muchos instantes, asimismo, como se comentó en el apartado anterior la energía producida nunca supera los 111MWe (potencia bruta de la turbina).

### 8.1.2 Planta Fotovoltaica con baterías

En este apartado se describe la simulación inicial de la planta fotovoltaica con baterías para el almacenamiento de energía eléctrica. Como se ha mencionado con anterioridad, se ha escogido el modelo fotovoltaico detallado con PPA (propietario único) como modelo financiero. El menú principal que aparece en SAM para introducir las diferentes variables de nuestra planta es el siguiente:

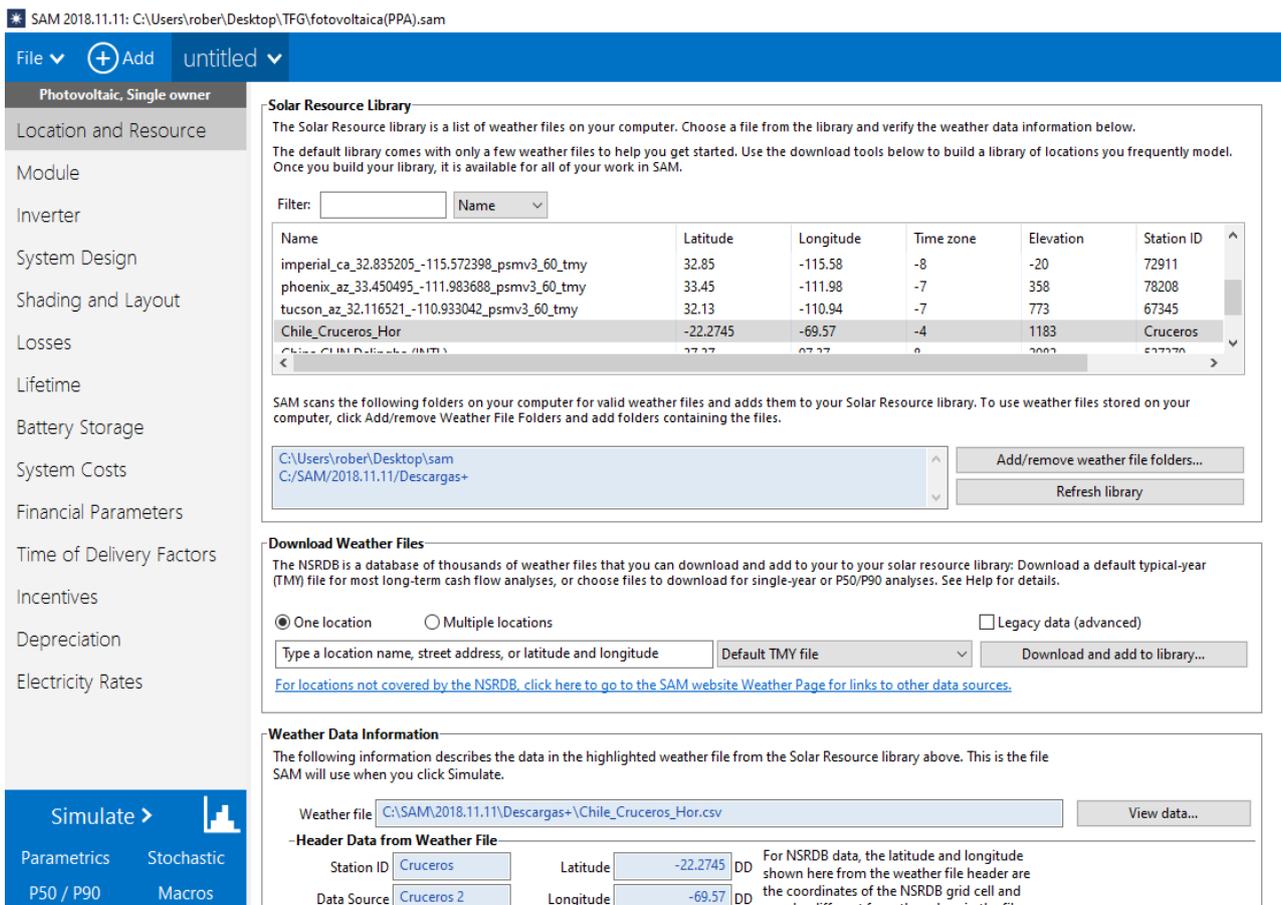


Ilustración 62: Menú principal planta fotovoltaica en SAM

En este menú aparecen una gran cantidad de pestañas destinadas a introducir las variables de entrada, para que los parámetros del modelo sean los correctos de acuerdo a los requisitos de la planta que se quiera simular. Como se verá más adelante, muchos de los parámetros introducidos coincidirán con los mencionados en el apartado 1.5.

Para este modelo, debido a las limitaciones que presenta SAM a la hora de modelar instalaciones fotovoltaicas con baterías, se ha optado por simular dos plantas de 100MW de potencia nominal cada una: Una con baterías operando sólo en los intervalos nocturnos y otra sin baterías operando en los diurnos. Los parámetros de ambas plantas son exactamente iguales a excepción del apartado de “Almacenamiento de baterías”, en el cual la planta con BESS contará con un almacenamiento de 17500 MWh, mientras que la otra planta PV no dispondrá de baterías.

### Localización y recurso solar

Al igual que en el modelo de la planta termosolar, la primera de todas las pestañas que aparecen para introducir los datos de partida es la de localización y recurso solar. En

este apartado se introduce el fichero meteorológico de la ubicación de la planta Cruceros, Chile.

## Módulo

Este apartado cuenta con 5 modelos distintos para elegir el módulo a emplear en la instalación fotovoltaica:

- Modelo de módulo de eficiencia simple
- Modelo CEC con base de datos de diversos módulos
- Modelo CEC con especificaciones introducidas por el usuario
- Modelo desarrollado por los laboratorios nacionales Sandia
- Modelo de diodo único IEC61853

Se ha elegido el modelo CEC con base de datos de diversos módulos, ya que, se disponía de los datos del módulo usado en la planta Cerro Dominador [7] (marca LONGI Solar, modelo LR6-72PH de 375V), y con esta opción el SAM genera automáticamente todos los parámetros de la Hoja de Datos del módulo. En el resto de modelos, por el contrario, se deben introducir manualmente los datos de los paneles, esto conlleva a usar modelos de paneles que no se asemejan mucho con la realidad, porque se pueden introducir unas especificaciones de las que no disponga ningún módulo en la vida real.

CEC Performance Model with Module Database

Filter:  Name

Name	Technology	Bifacial	STC	PTC	A_c	Length	Wid
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72HBD-370M	Mono-c-Si	1	370.140000	345.500000	1.950000		
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72PE-370M	Mono-c-Si	0	369.966000	338.600000	1.938000	1.956	0.99
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72PH-370M	Mono-c-Si	0	369.966000	341.400000	1.938000	1.956	0.99
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72HBD-375M	Mono-c-Si	1	375.200000	350.300000	1.950000		
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72PH-375M	Mono-c-Si	0	375.012000	346.100000	1.938000	1.956	0.99
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72HBD-380M	Mono-c-Si	1	380.694000	355.100000	1.950000		
LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72HBD-385M	Mono-c-Si	1	385.012000	359.800000	1.950000		
LS Industrial Systems PVM S228	Mono-c-Si	0	229.040900	201.500000	1.612000	1.643	0.98

Module Characteristics at Reference Conditions

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. LR6-72PH-375M

Nominal efficiency	19.3505	%	Temperature coefficients		
Maximum power (Pmp)	375.012	Wdc		-0.379	-1.421
Max power voltage (Vmp)	39.6	Vdc			
Max power current (Imp)	9.5	Adc			
Open circuit voltage (Voc)	48.5	Vdc		-0.283	-0.137
Short circuit current (Isc)	9.9	Adc		0.038	0.004

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 (0-1)

Bifaciality: 0.65 (0-1)

Ground clearance height: 1 m

Ilustración 63: Especificaciones del módulo

## Inversor

Este apartado es similar al de los módulos, cuenta con 4 modelos distintos para elegir el inversor de nuestra instalación:

- Modelo CEC con base de datos de diversos inversores
- Modelo con especificaciones introducidas por el usuario
- Modelo con curva de carga parcial del inversor
- Modelo CEC generador de coeficientes

Al igual que en el apartado del módulo, la opción escogida ha sido el modelo CEC con base de datos de diversos inversores. En este caso no disponían exactamente del modelo MSK17- Double Dual Inverter, de la marca Ingecon, pero sí contaban con un modelo de la misma marca y prestaciones muy similares, el Ingecon Sun 1640TL U B360, que ha sido finalmente el inversor elegido.

Inverter CEC Database ▾

Filter:  Name ▾

Name	Paco	Pdco	Pso	Pnt	Vac	Vdcmax
INGETEAM POWER TECHNOLOGY S A : Ingecon Sun 1600TL U ...	1600000	1641550.625000	4833.897949	480.000000	450	1110
INGETEAM POWER TECHNOLOGY S A : Ingecon Sun 1600TL U ...	1600000	1641550.625000	4833.897949	480.000000	450	1110
INGETEAM POWER TECHNOLOGY S A : Ingecon Sun 1640TL U ...	1640000	1681956.500000	4554.324219	492.000000	450	1110
INGETEAM POWER TECHNOLOGY S A : Ingecon Sun 1640TL U ...	1640000	1681956.500000	4554.324219	492.000000	450	1110
INGETEAM POWER TECHNOLOGY S A : Ingecon Sun 18 TL U M...	18000	18325.718750	61.226650	5.400000	480	820

**Efficiency Curve and Characteristics**

INGETEAM POWER TECHNOLOGY S A : Ingecon Sun 1640TL U B630 Outdoor [45]

Number of MPPT inputs:  CEC weighted efficiency:  %  
European weighted efficiency:  %

**-Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="1.64e+06"/> Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="1.68196e+06"/> Wdc
Power consumption during operation	<input type="text" value="4554.32"/> Wdc
Power consumption at night	<input type="text" value="492"/> Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="450"/> Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="1110"/> Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="1681.96"/> Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="915"/> Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="1000"/> Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="1110"/> Vdc

**-Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-9.16764e-09"/> 1/Wac
C1	<input type="text" value="1.3e-05"/> 1/Vdc
C2	<input type="text" value="0.000866"/> 1/Vdc
C3	<input type="text" value="0.00039"/> 1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**-CEC Information**

CEC name:  CEC type:  CEC date:

Ilustración 64: Especificaciones del Inversor

## Diseño del sistema

Este apartado es muy importante a la hora de modelar la planta fotovoltaica, ya que, se introducen aspectos de gran importancia como:

- Potencia pico de la instalación: 120.000 kWdc. La razón de haber seleccionado esta potencia pico es debido al ratio de CC a CA, el cual al ser 1,2, es necesario definir una potencia pico de 120.000kW en continua para obtener finalmente los 100.000 kW deseados en alterna.
- Ratio de CC a CA: 1,2
- Número de seguidores del punto de máxima potencia para el inversor: 1
- Sistema de seguimiento: 1 eje, de forma que la inclinación sea igual a la latitud (en posición normal de operación) con el azimut fijo en 0º (es el ángulo con el que salían mejores resultados de producción y de factor de capacidad) y el límite de rotación del sistema de seguimiento de 45º.

Con estas variables los resultados finalmente obtenidos son: un total de 51 inversores, 266.662 módulos (con un área total de 516.791 m<sup>2</sup>), 11.594 hileras en paralelo con 23 módulos cada una. El área total que se estima que ocupe la planta es de 425,7 hectáreas.

AC Sizing		Sizing Summary			
Number of inverters	51	Total AC capacity	83,640.000 kWac	Total number of modules	266,662
DC to AC ratio	1.20	Total inverter DC capacity	85,779.781 kWdc	Total number of strings	11,594
Desired array size	100000 kWdc	Nameplate DC capacity	100,001.445 kWdc	Total module area	516,790.9 m <sup>2</sup>
Desired DC to AC Ratio	1.2	Battery maximum power	100,000.000 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	
Set subarrays for multiple MPPT	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	
Modules per string in subarray	23				
Strings in parallel in subarray	11,594				
Number of modules in subarray	266,662				
String Voc at reference conditions (V)	1,115.5				
String Vmp at reference conditions (V)	910.8				
Inverter MPPT input for subarray	2				

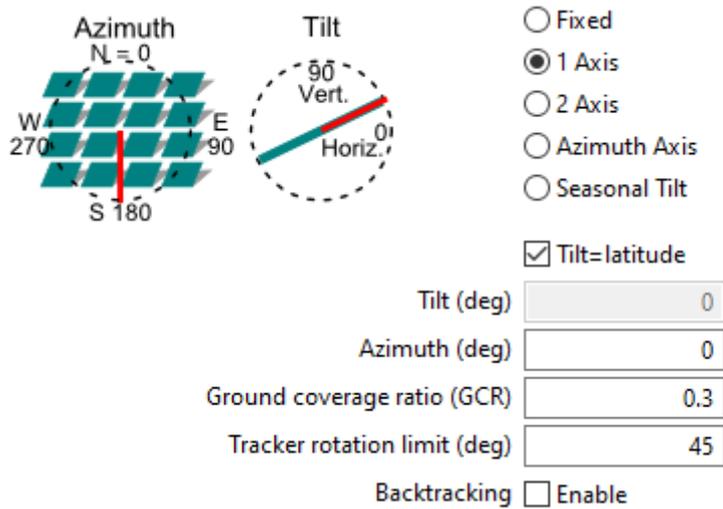


Ilustración 65: Parámetros principales del diseño del sistema

### Almacenamiento de baterías

Como ya se expuso en el apartado “METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN” en este primer modela y posterior simulación de la planta fotovoltaica, esta contará con un banco de baterías cuyos parámetros principales se introducen en este apartado:

- Tipo de baterías: Ión litio (NMC). Son las que ofrecen mayores rendimientos a día de hoy.
- Capacidad de almacenamiento del banco de baterías: 1750 MWh. Este valor se ha obtenido con la siguiente fórmula

$$\begin{aligned} \text{Capacidad de almacenamiento (TES)} &\times \text{Pot. nominal PV} \\ &= 17,5h \times 100MW = 17500 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Ecuación 4: Capacidad de almacenamiento banco de baterías. [3]

Nota: Se ha escogido este criterio para que en ambas plantas la capacidad de almacenamiento sea del mismo orden.

– Potencia de diseño del banco de baterías: 100MW

**Chemistry**  
 Battery type: Lithium Ion: Nickel Manganese Cobalt Oxide (NMC)

**Battery Bank Sizing**

Set desired bank size       Specify cells

Desired bank capacity: 1.75e+06 kWh      DC      Number of cells in series: 3      Max C-rate of charge: 0.5 per/hour  
 Desired bank power: 100000 kW      DC      Number of strings in parallel: 1      Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size. See help for sizing information.

**Current and Capacity**

Cell capacity: 2.25 Ah

**Computed Properties**

Nominal bank capacity	1.75e+06 kWh (DC)	Maximum discharge power	100000 kW (DC)
Nominal bank voltage	500.4 V (DC)	Maximum charge power	100000 kW (DC)
Total number of cells	2.16049e+08	Time at maximum power	17.5 h
Cells in series	139	Maximum discharge current	199840 A
Strings in parallel	1.55431e+06	Maximum charge current	199840 A
		Max C-rate of discharge	0.0571429 per/hour
		Max C-rate of charge	0.0571429 per/hour

The computed properties are the battery bank properties SAM uses for simulations. The nominal bank voltage is the product of the cell nominal voltage and number of cells in series. The nominal voltage is the product of the cell capacity, bank voltage, and number of strings in parallel. The C-rate is a measure of how much of the battery capacity can be charged or discharged per hour. The max power is computed from the max C-rate of discharge. See help for details.

Ilustración 66: Parámetros principales banco de baterías

En el banco de baterías se fija el estado mínimo de carga sea del 15% y el máximo del 95%, esto es debido a que si las baterías se cargaran y descargaran por completo sufrirían mucho más deterioro que si lo hacen de forma parcial.

Se ha configurado la planta de tal forma que la instalación fotovoltaica con baterías sólo vierta energía eléctrica durante la noche (durante el día simplemente se encarga de cargar las baterías), mientras que la instalación fotovoltaica sin BESS únicamente vierte energía durante el día.

La razón por la que se ha optado por este procedimiento es porque, a diferencia de los modelos de simulación para instalaciones termosolares, en las instalaciones fotovoltaicas, SAM no ofrece la posibilidad de aumentar el múltiplo solar del campo de paneles solares manteniendo la potencia nominal de la instalación en los 100MW, es decir, no permite la opción de sobredimensionar el campo solar con el objetivo de generar energía eléctrica suficiente como para cargar las baterías mientras el sistema inyecta en la red los 100MW de potencia requeridos. Si se establece que la potencia nominal sea de 100MW, el número de paneles y de inversores que fija SAM será única y exclusivamente el necesario para satisfacer esa demanda, no permitiendo que se

genere un exceso de energía que pueda cargar el banco de baterías para que este opere durante los periodos nocturnos.

### *Vida útil*

Las variables de entrada de este apartado permiten modelar una disminución de año a año en la producción del sistema, debido (entre otros muchos factores) al envejecimiento de los equipos a lo largo de su vida útil. Para el modelo fotovoltaico detallado permiten elegir si ejecutar la simulación durante un solo año (PV simulation over one year) o durante el periodo completo del análisis (PV simulation over analysis period), siendo esta última la escogida, ya que, en caso de usar baterías SAM aconseja escoger esta opción. En esta sección se fijan parámetros como la degradación de los módulos (0,5% al año) y se habilitan las pérdidas diarias de CC y las de CA para que el modelo se asemeje lo máximo posible a una planta fotovoltaica en condiciones reales.

El resto de secciones del menú principal:

- Sombreado y disposición: No se han introducido pérdidas por sombreado, ya que, se ha supuesto que los módulos estarían convenientemente separados para evitar que se dieran sombra entre ellos. Esto es posible debido a que la ubicación de la planta no supone problemas de espacio a la hora de colocar la matriz fotovoltaica.
- Pérdidas
- Costes del Sistema
- Parámetros financieros
- Incentivos
- Tiempo de Factores de Entrega (TOD)
- Depreciación
- Ratios Eléctricos

En todos los parámetros que no han sido mencionados se han dejado por defecto los valores que fija SAM. Los resultados obtenidos tras la simulación inicial son los siguientes:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	342,165,696 kWh
Capacity factor (year 1)	32.5%
Energy yield (year 1)	2,851 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.81
Battery efficiency (incl. converter + ancillary)	100.00%
PPA price (year 1)	10.00 €/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	10.14 €/kWh
Levelized PPA price (real)	8.08 €/kWh
Levelized COE (nominal)	17.47 €/kWh
Levelized COE (real)	13.93 €/kWh
Net present value	\$-238,792,976
Internal rate of return (IRR)	-5.55 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	-1.06 %
Net capital cost	\$789,292,544
Equity	\$602,071,040
Size of debt	\$187,221,520

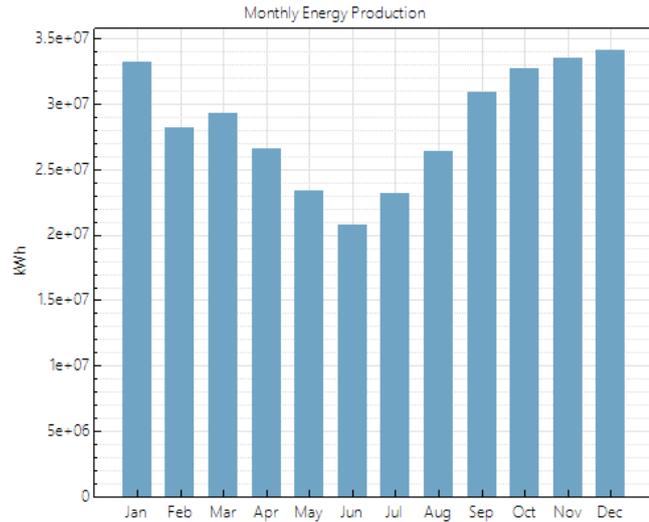


Ilustración 67: Resultados simulación PV con baterías

Metric	Value
Annual energy (year 1)	340,020,320 kWh
Capacity factor (year 1)	32.3%
Energy yield (year 1)	2,833 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77
PPA price (year 1)	10.00 €/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	10.81 €/kWh
Levelized PPA price (real)	8.63 €/kWh
Levelized COE (nominal)	4.95 €/kWh
Levelized COE (real)	3.95 €/kWh
Net present value	\$187,405,312
Internal rate of return (IRR)	NaN
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	NaN
Net capital cost	\$145,476,848
Equity	\$-83,700,792
Size of debt	\$229,177,632

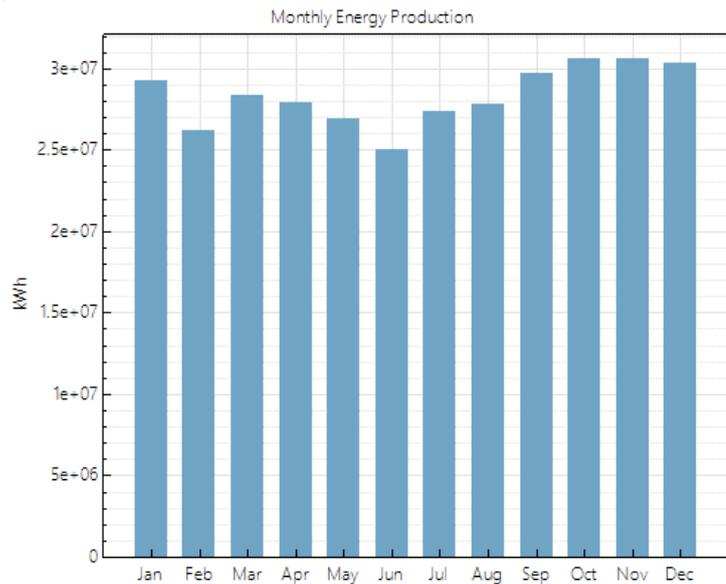


Ilustración 68: Resultados simulación PV sin baterías

La siguiente tabla recoge, a modo de resumen, los principales parámetros obtenidos en la simulación de las plantas fotovoltaicas con/sin baterías:

PARÁMETRO	FOTOVOLTAICA(baterías)	Fotovoltaica(sin baterías)
Energía anual (año 1) (kWh)	342.165.696	340.020.320
Factor de Capacidad (%)	32,5	32,3
Precio PPA (año 1) (cent/kWh)	10	10
Precio PPA (nominal) (cent/kWh)	10,14	10,81
Precio PPA (real) (cent/kWh)	8,08	8,63
LCOE (nominal) (cent/kWh)	17,47	4,95
LCOE (real) (cent/kWh)	13,93	3,95

Tabla 2: Datos comparativos termosolar vs fotovoltaica

Los resultados a destacar en esta simulación son: El factor de capacidad obtenido del 64,9 %, y el LCOE real, que ha sido finalmente de 9 cent/Kwh.

La fórmula empleada para calcular el LCOE ha sido la siguiente:

$$LCOE_{real-total} = \frac{(Energía\ anual_{BESS} \times LCOE_{real-BESS}) + (Energía\ anual_{no-BESS} \times LCOE_{real-no})}{Energía\ anual\ TOTAL}$$

Ecuación 5: LCOE planta fotovoltaica con baterías

Para calcular el factor de capacidad se ha empleado la siguiente fórmula:

$$FC = \frac{(Energía\ anual_{BESS} + Energía\ anual_{sin-BESS})}{120.000kWdc \times 8760h}$$

Ecuación 6: FC planta fotovoltaica con baterías

Al igual que se hizo en el caso de la termosolar, se muestra la generación de energía eléctrica enviada a la red (kWh) para diferentes días tipo, escogidos a lo largo del año, son días estratégicamente seleccionados para ver el comportamiento de la planta en condiciones muy diversas:

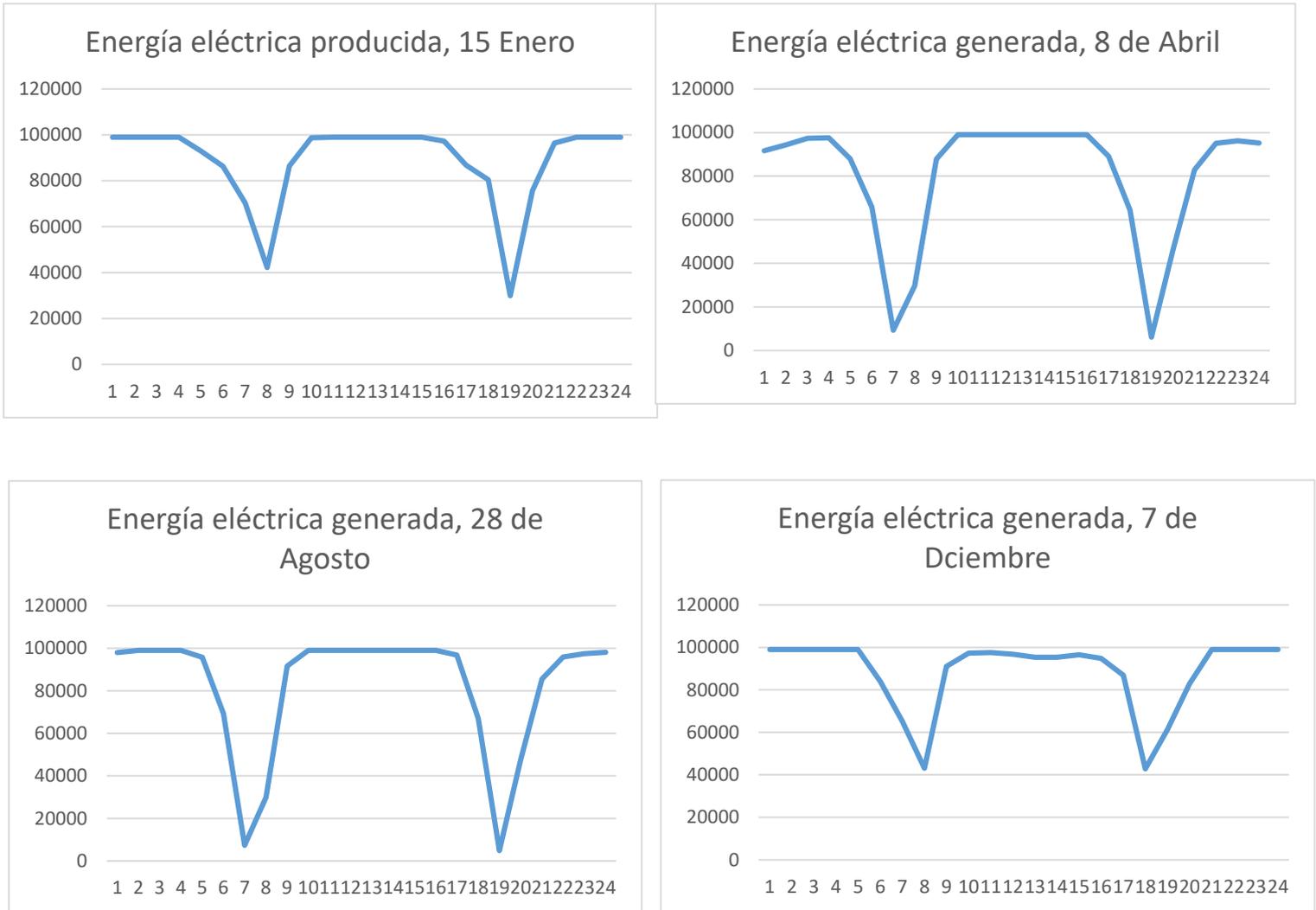


Ilustración 69: Energía enviada a la red en la fotovoltaica para distintos días del año

Todas las curvas presentan un comportamiento similar, con una zona valle en torno a las mismas franjas horarias. Esto es debido a que la planta fotovoltaica con baterías no es suficiente para cubrir los periodos nocturnos en los que la planta fotovoltaica sin BESS no está generando energía.

## 8.2 SIMULACIÓN FINAL

En este apartado se simulará en primer lugar la planta fotovoltaica sin baterías y se verá cuáles son los periodos horarios en los que no es capaz de suministrar la potencia requerida por la red.

Una vez se hayan estudiado (para diferentes días tipo escogidos a lo largo del año) estos periodos, se diseñará el TES de la termosolar de forma que pueda cubrir la carencia de energía eléctrica generada por parte de la fotovoltaica durante estos intervalos, con los objetivos que se han mencionado a lo largo de este trabajo: Aumentar el FC, bajar el LCOE de la planta y conseguir una curva de salida similar a las de las centrales de carga base.

### 8.2.1 Planta Fotovoltaica sin baterías

No se entrará a describir al detalle los diferentes parámetros de entrada en el modelo de planta escogido en el SAM, ya que, la planta elegida es exactamente igual que la descrita anteriormente; mismo inversor, paneles, ubicación, potencia nominal, sistema de seguimiento, ... Con la diferencia de que esta no presenta banco de baterías, lo cual facilita en gran medida su modelado y posterior simulación.

Los resultados obtenidos para la planta son:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	340,020,320 kWh
Capacity factor (year 1)	32.3%
Energy yield (year 1)	2,833 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77
PPA price (year 1)	10.00 €/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	10.81 €/kWh
Levelized PPA price (real)	8.63 €/kWh
Levelized COE (nominal)	4.95 €/kWh
Levelized COE (real)	3.95 €/kWh
Net present value	\$187,405,312
Internal rate of return (IRR)	NaN
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	NaN
Net capital cost	\$145,476,848
Equity	\$-83,700,792
Size of debt	\$229,177,632

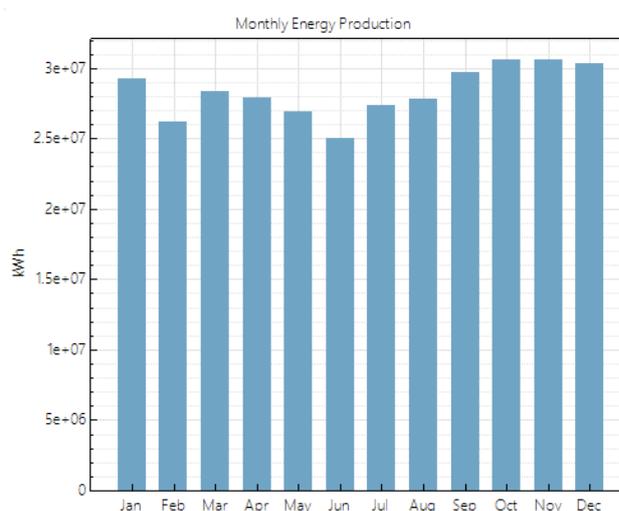


Ilustración 70: Resultados obtenidos en la PV sin baterías

De estos resultados cabe destacar:

- Factor de capacidad: El FC en este caso es de 32,3%, bastante elevado para plantas de estas características, pero era de esperar debido a la cantidad de días despejados de esta zona y a la gran calidad del recurso solar del que disponemos.
- Coste Nivelado de la Energía: El LCOE real obtenido es bajo, 3,94 (cent/kWh), de hecho, es un LCOE que podría competir con el de cualquier planta de energías fósiles en la actualidad.

A continuación, al igual que se ha hecho en anteriores simulaciones, se muestran las gráficas de energía generada por el sistema (kWh) para diferentes días tipo:

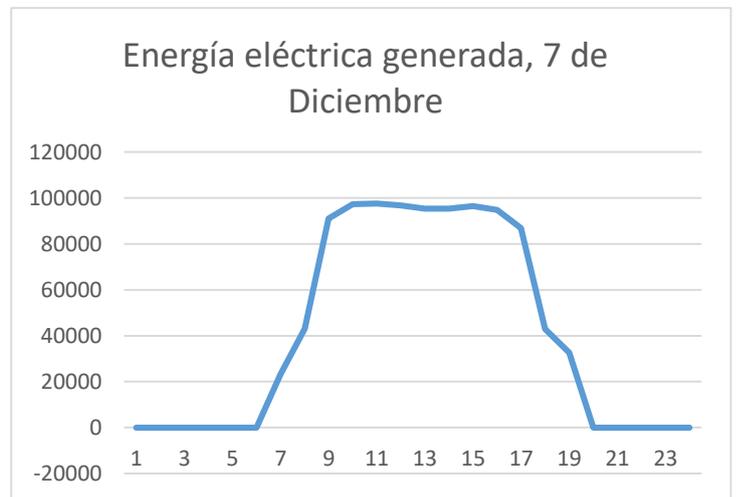
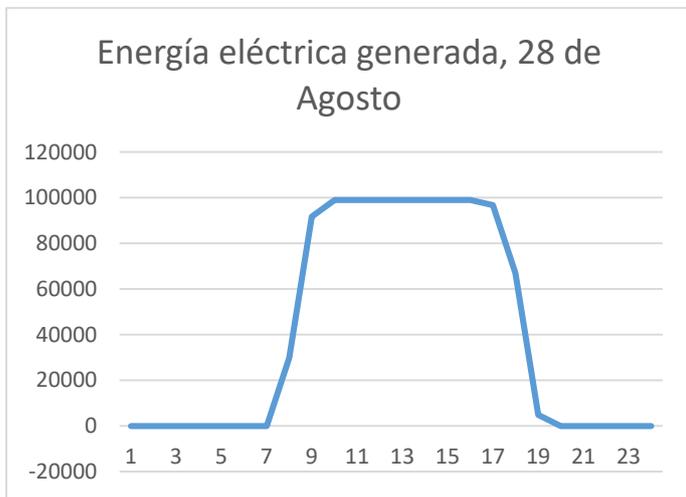
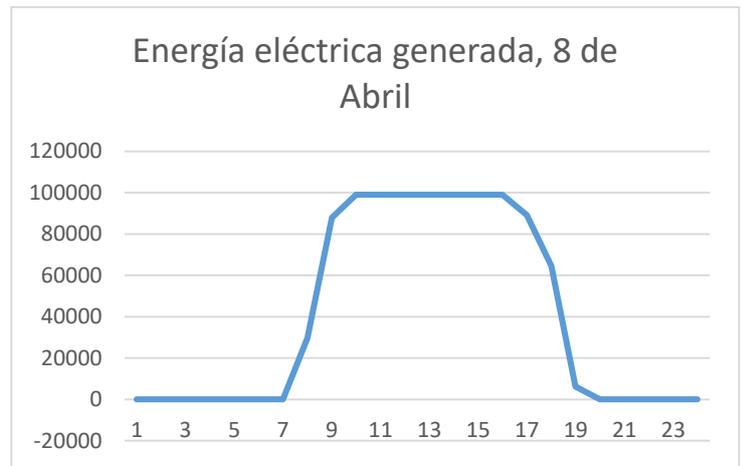
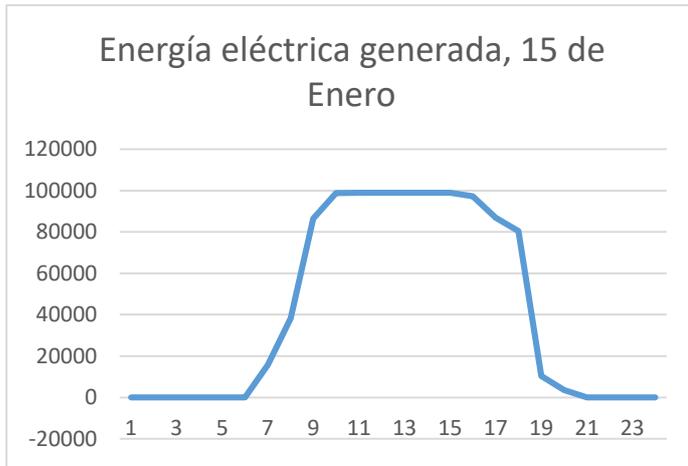


Ilustración 71: Energía generada por el sistema, planta PV sin baterías

Tras un estudio detallado para diferentes días del año, de los datos exportados a EXCEL de la energía eléctrica generada por la planta PV, se han establecido los siguientes criterios en los periodos horarios:

MES	Periodos sin generación	Periodos con generación
Enero	(12:00 - 05:00)am (08:00 - 11:00)pm	06:00am – 07:00pm
Febrero	(12:00 - 06:00)am (07:00 - 11:00)pm	07:00am – 06:00pm
Marzo	(12:00 - 06:00)am (07:00 - 11:00)pm	07:00am – 06:00pm
Abril	(12:00 - 06:00)am (07:00 - 11:00)pm	07:00am – 06:00pm
Mayo	(12:00 - 06:00)am (06:00 - 11:00)pm	07:00am – 05:00pm
Junio	(12:00 - 06:00)am (06:00 - 11:00)pm	07:00am – 05:00pm
Julio	(12:00 - 06:00)am (06:00 - 11:00)pm	07:00am – 05:00pm
Agosto	(12:00 - 06:00)am (07:00 - 11:00)pm	07:00am – 06:00pm
Septiembre	(12:00 - 05:00)am (07:00 - 11:00)pm	06:00am – 06:00pm
Octubre	(12:00 - 05:00)am (07:00 - 11:00)pm	06:00am – 06:00pm
Noviembre	(12:00 - 05:00)am (07:00 - 11:00)pm	06:00am – 06:00pm
Diciembre	(12:00 - 05:00)am (08:00 - 11:00)pm	06:00am – 07:00pm

Tabla 3: Peridos sin/con generación en la instalación fotovoltaica sin baterías

En los periodos sin generación, la planta no solo deja de generar energía, si no, que también la consume. Es un consumo bastante despreciable frente a la generación del resto de horas, pero conviene tenerlo en cuenta. Ese consumo (a diferencia de la generación que varía para cada día) es constante, y es de unos 30,3121 kWh. El consumo es debido a los diferentes equipos de la planta (principalmente los inversores).

En los periodos de generación, la planta genera energía, la cual será mayor o menor en función de la estación y de las condiciones climáticas que se den en cada día.

El hecho de establecer los periodos horarios en función de meses es porque en el control de sistema de SAM los periodos del TES en los que se envía energía térmica a la turbina están en función de los meses del año, no dispone de un control horario para cada día del mes.

### 8.2.2 Planta Termosolar

Al igual que en el caso de la fotovoltaica, no se entrará en detalle a la hora de describir los diferentes parámetros de la misma, ya que, son exactamente los mismos a los que se describieron con anterioridad en el apartado “8.1.1 Planta Termosolar”, misma

potencia neta/bruta de la turbina, parámetros financieros, número de horas de almacenamiento, localización del emplazamiento, etc.

Los parámetros que sí difieren entre esta planta y la planta inicial son:

- El múltiplo solar: El cual se fijó en un valor inicial de 1.5, con el objetivo de ver inicialmente cómo respondería la planta termosolar durante los periodos nocturnos.
- Sistema de Control: Apartado clave en el proyecto para simular de forma correcta la hibridación de ambas tecnologías siguiendo la metodología ya explicada con anterioridad. En el apartado inicial se fijó el modo de optimización del SAM.

### *Sistema de Control*

Para definir por completo el sistema de almacenamiento de la planta, se necesita definir primero el despacho de energía térmica almacenada. Para llevar esto a cabo, se definen en primer lugar los periodos de tiempo a lo largo del año en los que se libera la energía térmica almacenada en el TES para ser enviada al bloque de potencia y generar la energía útil.

Para cada hora de simulación (8760 horas al año), SAM tiene en cuenta la energía almacenada al comienzo de cada hora y decide si operar o no el ciclo de potencia en dicha hora. De tal forma, que, en cada periodo de despacho, hay dos objetivos de despacho:

- Durante los periodos mencionados anteriormente en los que la fotovoltaica está generando energía, el sistema de almacenamiento se cargará.
- Durante los periodos en los que la generación de la fotovoltaica es nula, el sistema de almacenamiento enviará, esa energía térmica que ha ido almacenando por el día, a la turbina. Donde se convertirá finalmente en energía eléctrica útil.

La fracción de salida de la turbina “Turbine Output Fraction” establecida en cada periodo de despacho determina la potencia de salida requerida para las horas que se encuentran dentro de dicho periodo de despacho. De forma que, una fracción de salida de turbina de 1 quiere decir que la energía demandada es igual que la potencia neta de diseño de la central, 100 MWe (para la planta de estudio).

El funcionamiento del TES en el SAM por defecto es el siguiente: durante periodos en los que la energía del campo solar es insuficiente para satisfacer la demanda, el ciclo de potencia opera con energía procedente del campo solar y del TES. Durante periodos en los que la energía térmica del campo solar excede los requerimientos de la planta, el bloque de potencia funciona a la capacidad demandada y los excesos de energía procedentes del campo solar se redirigen al almacenamiento.

La estrategia de generación que se sigue en esta planta es distinta. Hay que priorizar el almacenamiento durante las horas de sol y generar en las nocturnas. Lo ideal será

establecer dos periodos de operación para cada día del año, con el objetivo de conseguir el mayor factor de capacidad posible.

En muchos casos la hibridación se modela de forma que el almacenamiento del TES envíe energía térmica a las turbinas en las horas pico del día, donde además de ser los periodos en los que más energía se consume, suelen ser también los periodos en los que esta se paga a mejor precio. Pero debido a la curva de salida de potencia plana que se quiere alcanzar en este trabajo, característica de la industria minera en Chile, esta no es la estrategia de generación. Se siguió la siguiente estrategia inicial de despacho:

- **Periodo 1:** En el que la fracción de salida de la turbina es igual a 0, es decir, durante este periodo sólo se almacena energía. Los sistemas de almacenamiento no enviarán nada a la turbina. Este periodo corresponderá con las horas de sol en las que la fotovoltaica producirá energía mientras que los tanques de almacenamiento se cargan.
- **Periodo 2:** En este periodo la fracción de salida de la turbina es igual a 1, es decir, la energía demandada por el sistema es igual que la potencia nominal de la planta, 100 MWe. Corresponderá con los periodos nocturnos en los que la fotovoltaica no aporte energía eléctrica a la red y se usará el sistema de almacenamiento de la termosolar para enviar energía térmica a la turbina.

Finalmente, el sistema de control quedó de la siguiente manera:

**Dispatch Control**

Turbine output fraction

Period 1:

Period 2:

Period 3:

Period 4:

Period 5:

Period 6:

Period 7:

Period 8:

Period 9:

The turbine output fraction scales the turbine thermal input relative to design for the corresponding time-of-delivery period.

Copy schedule from TOD Factors page

Use the schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

**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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2
Feb	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Mar	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Apr	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
May	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Jun	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Jul	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
Aug	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Sep	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Oct	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Nov	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Dec	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2

Ilustración 72: Sistema de control en la termosolar para la hibridación

Los resultados obtenidos tras la simulación de la planta termosolar con este nuevo sistema de control del TES y el nuevo múltiplo solar evidenciaron dos aspectos:

-El múltiplo solar era insuficiente para cubrir la demanda nocturna por completo. Para los días de verano funcionaba mejor, pero al llegar a los de invierno resultaba insuficiente.

-Los periodos establecidos en el "Dispatch Control" eran insuficientes, ya que, reducir los periodos de producción de la fotovoltaica en: "Periodos sin generación" y "Periodos con generación" era una afirmación un tanto incompleta. Había periodos en los que, a pesar de generar energía, esta no superaba los 10 MW, por lo que se necesitaban más periodos para suplir esas horas valle:

Se decidió apostar por la siguiente estrategia de generación:

- En primer lugar, SAM no permite modelar el "Dispatch Control" para todos los días del año, sólo ofrece la posibilidad de modelar todos los días del mismo mes por igual. Por consiguiente, se escogió un día tipo en cada mes, que representaría la generación en este, y ese día tipo es el que se trataría de optimizar de acuerdo a los objetivos fijados para la central híbrida.
- Se aumentó el múltiplo solar de la planta termosolar, fijándose este parámetro en 2, con el objetivo de poder cubrir toda la demanda nocturna incluso los días de invierno.

Tras un estudio de la producción por parte de la fotovoltaica sin baterías durante esos días tipo y de la energía producida por parte de la termosolar de forma individual se llegó a la siguiente configuración del "Dispatch Control":

**Turbine output fraction**

- Period 1:
- Period 2:
- Period 3:
- Period 4:
- Period 5:
- Period 6:
- Period 7:
- Period 8:
- Period 9:

Copy schedule from TOD Factors page  
Use the schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

**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	8	6	3	2	2	2	2	2	2	2	2	3	9	1	1	1	1	1	
Feb	1	1	1	1	1	1	1	7	3	2	2	2	2	2	2	2	2	4	5	8	1	1	1	1	1
Mar	1	1	1	1	1	1	1	7	3	2	2	2	2	2	2	2	2	4	9	1	1	1	1	1	1
Apr	1	1	1	1	1	1	1	7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	6	1	1	1	1	1	1	1
May	1	1	1	1	1	1	1	6	3	2	2	2	2	2	2	2	2	6	1	1	1	1	1	1	1
Jun	1	1	1	1	1	1	1	8	3	1	1	1	1	1	1	1	3	6	1	1	1	1	1	1	1
Jul	1	1	1	1	1	1	1	8	3	2	2	2	2	2	2	2	3	5	1	1	1	1	1	1	1
Aug	1	1	1	1	1	1	1	7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	6	1	1	1	1	1	1	1
Sep	1	1	1	1	1	1	1	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	1	1	1	1	1	1	1
Oct	1	1	1	1	1	1	1	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	6	1	1	1	1	1	1	1
Nov	1	1	1	1	1	1	6	6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	6	7	1	1	1	1	1	1
Dec	1	1	1	1	1	1	1	7	7	2	2	2	2	2	2	2	2	6	1	1	1	1	1	1	1

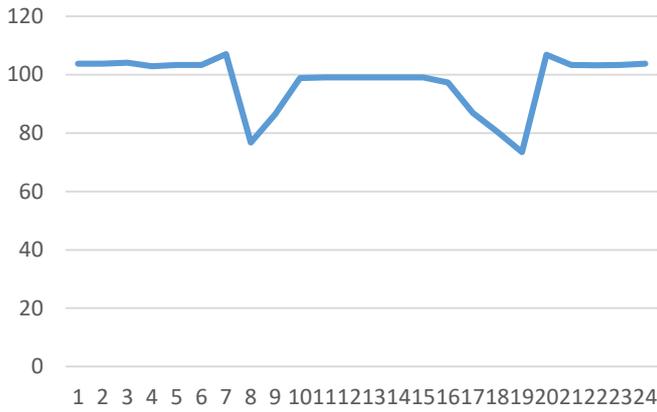
**Weekend Schedule**

Ilustración 73: Dispatch Control de la planta híbrida

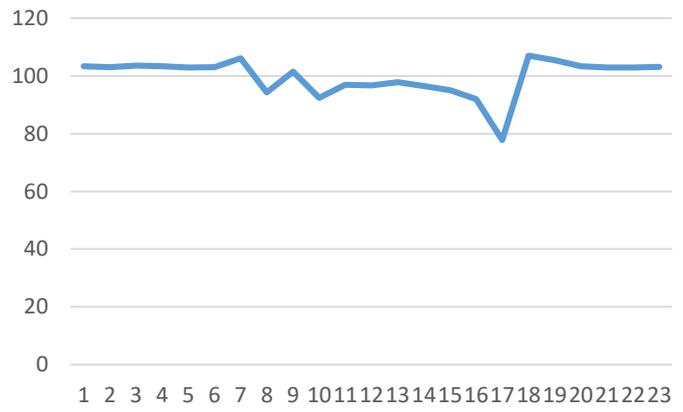
Como se puede apreciar hay muchos más periodos, con el objetivo de conseguir una curva de salida lo más constante posible.

Tras exportar a Excel los datos finales de ambas plantas (la termosolar con su nueva configuración y la fotovoltaica sin baterías), los resultados obtenidos para los días tipo seleccionados en cada mes son los siguientes:

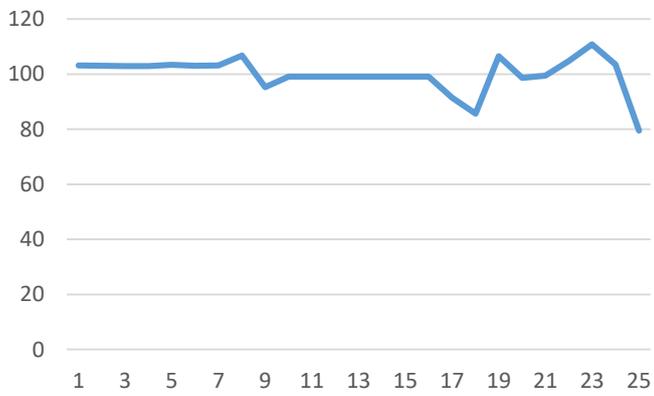
### Energía eléctrica generada, Enero



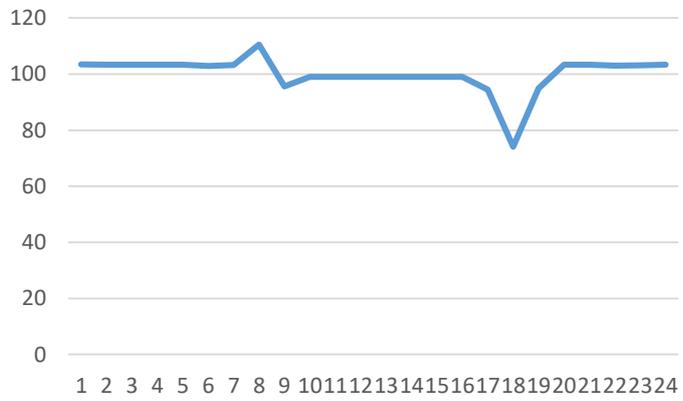
### Energía eléctrica generada, Febrero



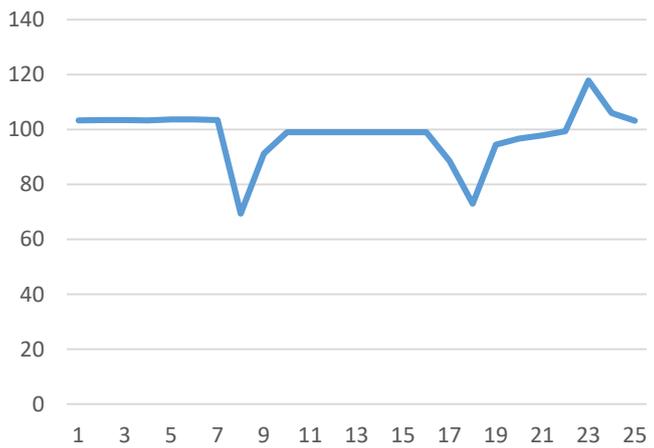
### Energía eléctrica generada, Marzo



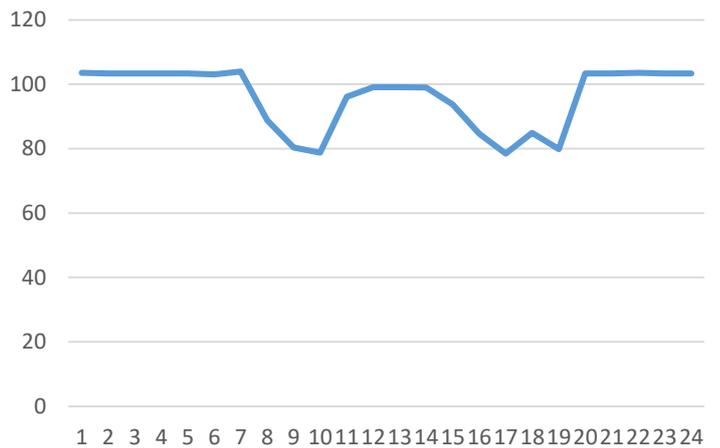
### Energía eléctrica generada. Abril



### Energía eléctrica generada, Mayo



### Energía eléctrica generada, Junio



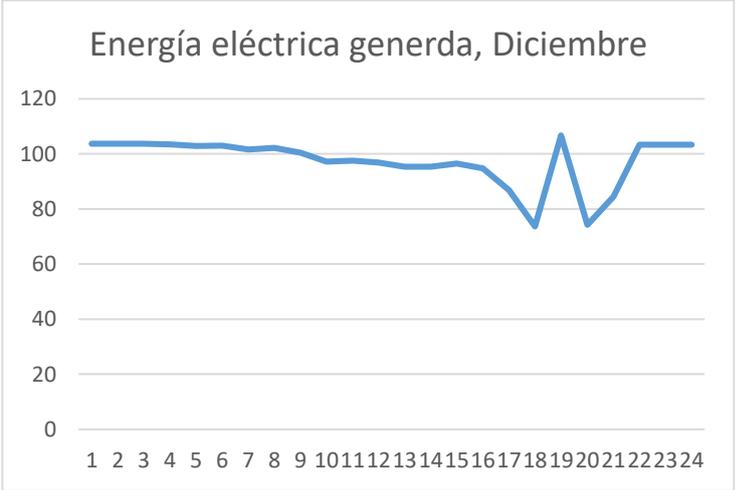
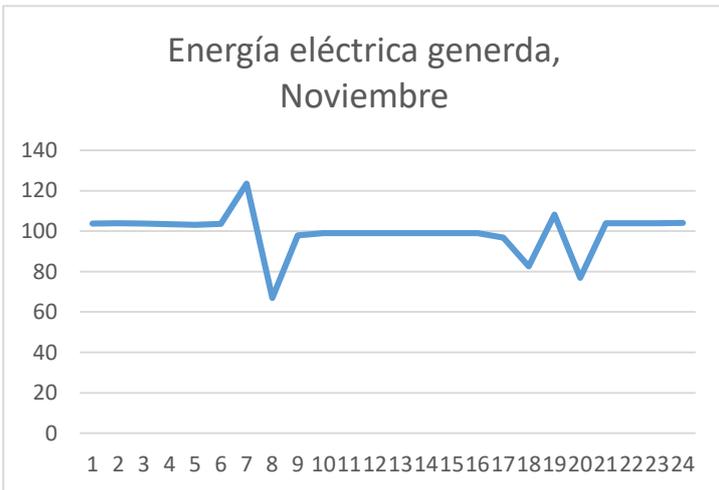
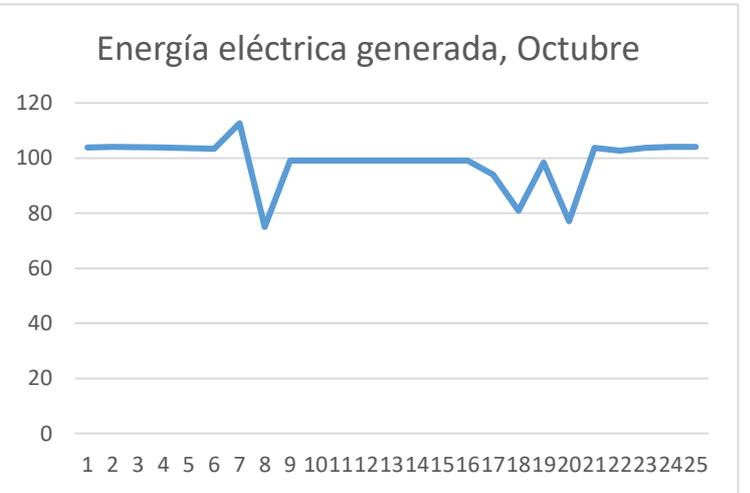
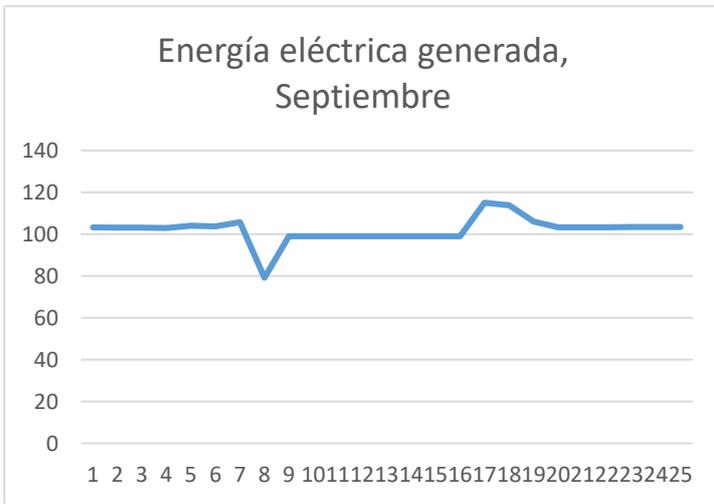
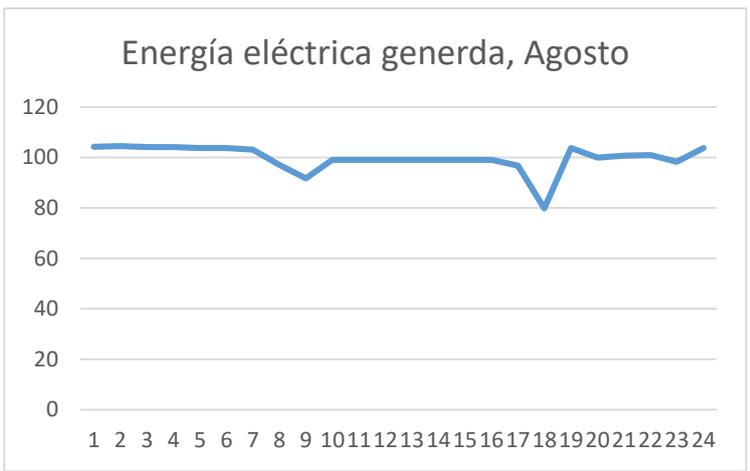
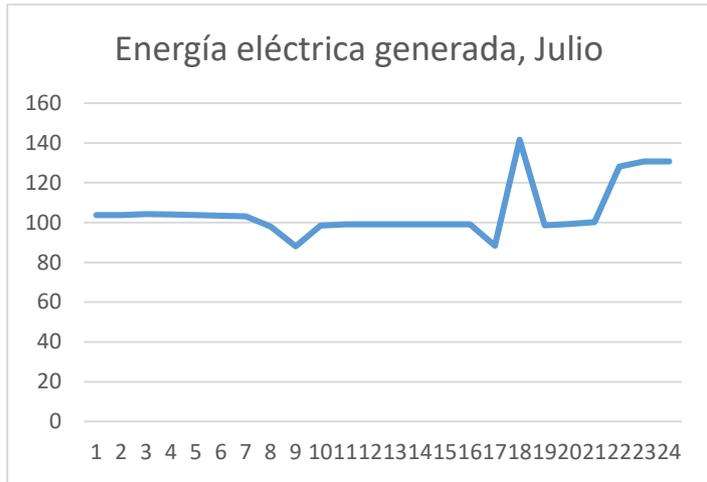


Ilustración 74: Gráficas de generación de energía eléctrica para la central híbrida.

Como se puede observar, estas gráficas presentan un comportamiento mucho más acorde a lo establecido en los objetivos iniciales del proyecto, sin llegar a ser completamente constantes y con algunos periodos de transición entre la generación por parte del TES de la termosolar y la generación con la planta fotovoltaica. Aún así, tienen

un comportamiento prácticamente idéntico a las centrales de carga base y generan energía las 24h del día. Estas zonas valle se podrían solventar con un programa más avanzado en el cual se pudieran modelar de forma independiente todos los días de año, para establecer una configuración más precisa.

A continuación, se muestran los principales valores obtenidos para ambas plantas por separado:

PARÁMETRO	Termosolar	Fotovoltaica(sin baterías)
Energía anual (año 1) (kWh)	349.424.656	340.020.320
Factor de Capacidad (%)	40,7	32,3
Precio PPA (año 1) (cent/kWh)	19,38	10
Precio PPA (nominal) (cent/kWh)	17,14	10,81
Precio PPA (real) (cent/kWh)	13,61	8,63
LCOE (nominal) (cent/kWh)	15,90	4,95
LCOE (real) (cent/kWh)	12,60	3,95

Tabla 4: Principales parámetros obtenidos en SAM para la planta termosolar y la fotovoltaica en la hibridación.

Para calcular el nuevo LCOE y el nuevo factor de capacidad se hace uso de las fórmulas ya vistas en apartados anteriores:

$$LCOE_{real-total} = \frac{(Energía\ anual_{CRS} \times LCOE_{real-CRS}) + (Energía\ anual_{no-BESS} \times LCOE_{real-noBESS})}{Energía\ anual\ TOTAL}$$

$$FC = \frac{(Energía\ anual_{CSP})}{100MW \times 8760h} + \frac{(Energía\ anual_{pv-sinBESS})}{120MW \times 8760h}$$

Obteniendo finalmente un valor del factor de capacidad del 80,7%, mientras que el LCOE es de 8.34 cent/kWh.

A continuación, se muestra una tabla que recoge los parámetros principales de los tres modelos de planta analizados en este estudio:

<b>Parámetros</b>	<b>Termosolar</b>	<b>PV (con baterías)</b>	<b>Híbrida</b>
<b>LCOE (cent/kWh)</b>	8,55	9	8,34
<b>FC (%)</b>	67,3	65	80,7

*Tabla 5: Resultados finales*

Analizando esta tabla de resultados, se observa que se han cumplido los objetivos fijados al inicio de este estudio, y no sólo en términos del LCOE y del FC, también en el comportamiento de las curvas, el cual, si se han analizado las gráficas presentadas a lo largo del análisis de las diferentes simulaciones se observa que es claramente más favorable en el caso de la hibridación. Llegando a presentar un comportamiento bastante similar al de una central de carga base.

## 9. CONCLUSIONES

En el presente estudio ha quedado constancia de que es posible, mediante la hibridación de las tecnologías CSP-PV, obtener los objetivos fijados al inicio de este análisis:

- Obtener un factor de capacidad  $\geq 80\%$
- Conseguir una curva de salida de energía similar al caso de una central de carga base
- Reducir el LCOE de la planta híbrida con respecto a las dos configuraciones de plantas independientes.

Otro aspecto que conviene destacar tras la finalización de este proyecto, son las limitaciones que SAM presenta a la hora llevar a cabo el estudio de plantas híbridas. Es cierto que SAM es una muy buena herramienta para un estudio preliminar tanto de la producción de energía como de los flujos de caja de instalaciones renovables de todo tipo. Sin embargo, a la hora de modelar el despacho de energía de los sistemas de almacenamiento, no es una aplicación muy potente de cara a un uso comercial, ya que, como se ha comentado anteriormente, sólo permite el ajuste de los periodos de despacho para un mes genérico.

Con este método de control tiene en cuenta que todos los días del mes presentan el mismo comportamiento en cuanto a generación de energía eléctrica se refiere, y esto no es así. A pesar de la ubicación considerada en este estudio y su extraordinario recurso solar, no está exenta de días nublados con menor radiación. De forma que, si se diseña el "Dispatch Control" para los días soleados, aquellos días con menor recurso solar presentarán curvas cuyo comportamiento dista bastante del de una central de carga base. Lo mismo ocurrirá en el caso contrario.

Por esta razón, lo ideal, sería un programa que permitiera controlar los periodos de despacho de energía para todos los días del año. Obteniendo de esta manera unas curvas de generación de energía eléctrica completamente planas.

Como conclusión final, si con un programa tan limitado en este aspecto, como es el SAM, se han conseguido alcanzar los objetivos iniciales de este proyecto, queda patente que la hibridación es una de las principales soluciones al problema actual de la descarbonización del sector eléctrico a nivel mundial. En zonas que presenten buen recurso solar es perfectamente factible la sustitución de las fuentes convencionales de combustibles fósiles por tecnologías de estas características a un precio competitivo, pudiendo garantizar la estabilidad de la red eléctrica y el suministro las 24h del día.

La transición energética hacia fuentes de energía limpias y sostenibles es posible.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] «<http://generadoras.cl/>,» Generadoras de Chile, 2017. [En línea].
- [2] F. de Paula, *Sistemas de Energía Eléctrica 3º GIE*, Sevilla, 2019.
- [3] I. Lillo Bravo, «*Instalaciones Fotovoltaicas, 3º GIE*,» Sevilla, 2019.
- [4] Comisión Nacional de Energía en Chile, «<https://www.cne.cl/>,» 2017. [En línea].
- [5] Organización Latinoamericana de Energía, «<http://biblioteca.olade.org/>,» Octubre 2013. [En línea].
- [6] C. Prieto y M. Silva, *Centrales Solares, 3º GIE*, Sevilla, 2019.
- [7] «<https://cerrodominador.com/>,» Cerro Dominador ©, 2019. [En línea].
- [8] M. Petrollesse y C. Daniele, «Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants,» *Solar Energy*, vol. 137, pp. 477-489, 2016.
- [9] A. R. Starke, J. M. Cardemil, R. Escobar y S. Colle, «Assessing the performance of hybrid CSP + PV plants in northern Chile,» *Solar Energy*, vol. 138, pp. 88-97, 2016.
- [10] C. Parrado, A. Girard, F. Simon y E. Fuentealba, «2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated solar power) plant in the Atacama Desert, Chile,» *Energy*, vol. 94, pp. 422-430, 2016.
- [11] FC Business Intelligence Limited, «<http://es.csptoday.com/>,» 2018. [En línea].
- [12] «<http://www.energiza.org/>,» [En línea].
- [13] M. Baeza y I. Esteban, MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO: Diseño y construcción de mecanismo de orientación y posicionamiento de lente de fresnel para impresora solar, Santiago de Chile, 2020.
- [14] Fundación andaluza para la divulgación de la innovación y el conocimiento., «<https://fundaciondescubre.es/>,» [En línea].
- [15] E. Moreno, TFG: Dimensionado de una central híbrida termosolar-fotovoltaica con sistema de almacenamiento térmico, Sevilla, 2015.
- [16] D. Velázquez, *Tecnología Energética, 3º GIE.*, Sevilla, 2018.

- [17] Departamento de Ingeniería Energética. Grupo de Máquinas y Motores, Libro de Sistemas de Producción de potencia, Sevilla, 2019.
- [18] «<https://www.explicacion.net/>,» [En línea].
- [19] «<https://ecoinventos.com/diferencia-paneles-solares-monocristalinos-policristalinos/>,» 2019. [En línea].
- [20] A. Zurita, C. Mata, C. Valenzuela, C. Felbol, J. M. Cardemil, G. Amador y R. Escobar, «Techno-economic evaluation of a hybrid CSP + PV plant integrated with thermal energy storage and a large-scale battery energy storage system for base generation,» *Solar Energy*, vol. 173, pp. 1262-1277, 2018.
- [21] «<http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>,» [En línea].
- [22] «wikipedia,» [En línea].
- [23] Limpiezas técnicas industriales S.L , «<http://limpiezastecnicasindustriales.com/>,» 2019. [En línea].
- [24] «[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar\\_fotovoltaica\\_de\\_concentraci%C3%B3n](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_fotovoltaica_de_concentraci%C3%B3n),» Wikipedia®, 2019. [En línea].
- [25] X. Milian, «<https://www.certicalia.com/>,» Certicalia, 2019. [En línea].

## PROGRAMAS

- SAM
- PV Syst
- Meteonorm 7.3
- Excel
- Word
- PVGIS