

Trabajo fin de grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Balances energéticos de centrales termosolares de torre  
con la herramienta System Advisor Model

Autor: Hugo Pimiento Gómez

Tutor: Dr. Manuel Antonio Silva Pérez

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

Sevilla, 2023



S

Autor:

Hugo Pimiento Gómez

Tutor:

Dr. Manuel Antonio Silva Pérez

Profesor Titular

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2023

Proyecto Fin de Carrera: s

# Agradecimientos

---

Queridos padres, abuelos y amigos, hoy es un día especial para mí, ya que he logrado completar mi trabajo de fin de grado, y no podría haberlo hecho sin su apoyo incondicional.

Desde el primer día, ustedes han estado a mi lado brindándome aliento, motivación y amor incondicional. Gracias por ser mi pilar de fuerza en momentos difíciles, por escuchar mis dudas y por ayudarme a encontrar soluciones cuando lo necesité. Gracias por su paciencia y por no perder la fe en mí, incluso cuando yo mismo la perdía.

Quiero agradecer a mis padres por ser mis mentores y guías constantes, por enseñarme valores y principios que me han ayudado a llegar hasta aquí. A mis abuelos, por sus oraciones y por su eterna sabiduría. Y a mis amigos, por su amistad y por estar ahí en los momentos más importantes.

Gracias por ser mi soporte emocional y por estar siempre dispuestos a ayudarme en todo lo que necesite. Gracias por ser mi familia y por llenar mi vida de amor, alegría y felicidad, os quiero con todo mi corazón.

Este logro es tanto mío como de ustedes, y estoy eternamente agradecido por su amor y apoyo incondicional os quiero mucho.

El objetivo de este trabajo es analizar los resultados de los balances energéticos, tanto anuales como horarios de una planta termosolar de torre con almacenamiento de sales fundidas realizados por el programa SAM, pudiendo conocer como obtiene el programa los resultados, que errores tiene y como se podrían corregir, para ello exportaré los resultados que nos proporciona SAM al programa EXCEL donde podremos realizar las comprobaciones antes mencionadas.

Para ello he realizado el ejemplo por defecto que nos proporciona SAM para torre termosolar con almacenamiento en sales fundidas, una planta termosolar de torre con una potencia de 115 MW situada en Daffett, California con un almacenamiento de 10 horas.

En la introducción, primero describimos brevemente el programa SAM y qué funciones podemos realizar con él, después describimos la tecnología con la que vamos a trabajar, en nuestro caso, como he comentado antes, una termosolar de torre con almacenamiento en sales fundidas.

En la parte de metodología, comenzamos explicando la modelización de la planta y las diferentes variables de las que depende para realizarla de forma general y posteriormente comentamos las diferentes variables que vamos a trabajar con el programa SAM. A continuación, una vez que hemos simulado la planta en el programa, en primer lugar, hemos ordenado los resultados según el orden del recorrido de la energía por la planta con la ayuda de EXCEL para luego poder trabajar los balances de una forma ordenada y más fácil de ver que en SAM.

Analizamos dos tipos de balance, primero un balance anual donde vemos los principales resultados que nos da el programa a lo largo del año sin entrar en mucho detalle y luego, realizamos 3 balances horarios, uno en un día de invierno, otro en un día de verano y por último otro en un día donde el DNI es irregular, así con estos 3 tipos de balance hemos podido analizar cómo se comporta la planta en las diferentes estaciones y como varían los resultados en el programa, comentando de dónde vienen los resultados, que errores tiene y como se podrían corregir.

Por último, hacemos una breve conclusión donde básicamente hacemos un resumen de los resultados y análisis obtenidos en estos balances.

# Abstract

---

The objective of this work is to analyze the results of the energy balances, both annual and hourly of a solar thermal tower plant with molten salt storage performed by the SAM program, being able to know how the program gets the results, what errors it has and how they could be corrected, for this I will export the results provided by SAM to the EXCEL program where we can perform the checks mentioned above.

To do this I have made the default example that gives us SAM for solar thermal tower with molten salt storage, a solar thermal tower plant with a power of 115 MW located in Daffett, California with a storage of 10 hours.

In the introduction, first we briefly describe the SAM program and what functions we can perform with it, then we describe the technology we are going to work with, in our case, as I mentioned before, a solar thermal tower with molten salt storage.

In the methodology part, we begin by explaining the modeling of the plant and the different variables on which it depends to carry it out in a general way and then comment on the different variables that we are going to work with the SAM program. Then, once we have simulated the plant in the program, first, we have sorted the results according to the order of the energy path through the plant with the help of EXCEL to then be able to work the balances in an orderly manner and easier to see than in SAM.

We analyzed two types of balance, first an annual balance where we see the main results that the program gives us throughout the year without going into much detail and then, we made 3 hourly balances, one in a winter day, another in a summer day and finally another on a day where the DNI is irregular, so with these 3 types of balance we have been able to analyze how the plant behaves in different seasons and how the results vary in the program, commenting where the results come from, what errors it has and how they could be corrected.

Finally, we make a brief conclusion where we basically make a summary of the results and analysis obtained in these balances.

<b>Agradecimientos</b> .....	<b>iii</b>
<b>Resumen</b> .....	<b>iv</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>v</b>
<b>Índice</b> .....	<b>vi</b>
<b>Índice de ilustraciones</b> .....	<b>vii</b>
<b>1 Introducción</b> .....	<b>1</b>
1.1 <i>Introducción</i> .....	1
1.2 <i>SAM (System advisor model)</i> .....	1
1.3 <i>Descripción de la tecnología con la que vamos a trabajar</i> .....	2
<b>2 Metodología</b> .....	<b>4</b>
2.1 <i>Sistemas de torre solar</i> .....	4
2.1.1 <i>Campo de heliostatos: efectos relevantes para todos los sistemas de torres solares</i> .....	4
2.1.2 <i>Sistema receptor - efectos relevantes para todos los sistemas de torres solares</i> .....	7
2.1.3 <i>Operación y efectos transitorios - efectos relevantes para todos los sistemas de torres solares</i> .....	8
2.1.4 <i>Torre solar con sales fundida como medio de transferencia de calor</i> .....	10
2.2 <i>Modelo de planta de System Advisor Model (SAM)</i> .....	10
2.3 <i>Variables</i> .....	12
<b>3 Balances energéticos</b> .....	<b>10</b>
3.1 <i>Balance Anual</i> .....	10
3.1.1 <i>Sistema de colectores</i> .....	12
3.1.2 <i>Receptor</i> .....	14
3.1.3 <i>TES (Thermal storage system)</i> .....	15
3.1.4 <i>PC (Power cycle)</i> .....	15
3.1.5 <i>Consumos eléctricos</i> .....	15
3.1.6 <i>Red eléctrica</i> .....	16
3.2 <i>Balance horario</i> .....	16
3.2.1 <i>Día de invierno</i> .....	16
3.2.2 <i>Día de Verano</i> .....	19
3.2.3 <i>Día irregular</i> .....	22
<b>4 Conclusiones</b> .....	<b>24</b>
4.1 <i>Balance anual</i> .....	24
4.2 <i>Balances horarios</i> .....	24
<b>5 Bibliografía</b> .....	<b>25</b>

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

---

Ilustración 1: Esquema de torre con almacenamiento en sales	3
Ilustración 2: Elección de modelo en SAM	11
Ilustración 3: Datos de diseño	11
Ilustración 4: Esquema de torre con almacenamiento en sales	12
Ilustración 5: Resultados de la simulación (Statistics)	10
Ilustración 6: Resultados a analizar (Balance Anual)	11
Ilustración 7: Resultados en orden	12
Ilustración 8: Sankey Balance anual	12
Ilustración 9: Demostración descuadre potencia térmica incidente	13
Ilustración 10: Demostración descuadre rendimiento óptico en una hora	13
Ilustración 11: Receiver startup delay time	14
Ilustración 12: Demostración fracción de espejos enfocados	14
Ilustración 13: Balance del TES	15
Ilustración 14: Electricidad total producida	16
Ilustración 15: DNI 19 de enero	17
Ilustración 16: Parte 1 del día de invierno	18
Ilustración 17: Parte 2 del día de invierno	18
Ilustración 18: Parte 3 del día de invierno	19
Ilustración 19: DNI 5 de agosto	19
Ilustración 20: Parte 1 día de verano	20
Ilustración 21: Parte 2 día de verano	21
Ilustración 22: Parte 3 día de verano	21
Ilustración 23: DNI día irregular	22
Ilustración 24: Día irregular	23





# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Introducción

En el campo de las energías renovables, no hay duda de que la energía termosolar concentrada tiene un gran potencial en los países ubicados en el llamado cinturón solar, debido a que estas regiones tienen una radiación solar muy alta casi todo el año. Para fomentar este tipo de tecnología, capaz de ser renovable y gestionable al mismo tiempo, debemos tener herramientas para diseñar y analizar este tipo de plantas y así conseguir una mejor eficiencia energética, con la consiguiente mejora de rentabilidad.

System Advisor Model es un programa usado para el diseño de distintos tipos plantas de generación de energías renovables (Fotovoltaica, Eólica, Concentración, Biomasa, Marina...). En nuestro caso nos centraremos en la tecnología de termosolar concentrada y dentro de ella, trabajaremos con una planta de torre con almacenamiento en sales.

El objetivo de este trabajo es detallar y analizar los resultados obtenidos por el programa, de donde salen, qué fallos tiene, como podría mejorar y como sacar nuestros propios resultados con los ofrecidos por el programa.

## 1.2 SAM (System advisor model)

El System Advisor Model (SAM) es un modelo de software de análisis tecno-económico gratuito que facilita la toma de decisiones a las personas en la industria de las energías renovables:

- Jefes de proyecto e ingenieros
- Analistas de políticas
- Desarrolladores de tecnología
- Investigadores

SAM puede modelar muchos tipos de sistemas de energía renovable:

- Sistemas fotovoltaicos, desde pequeños tejados residenciales hasta grandes sistemas a escala de servicios públicos.
- Almacenamiento de baterías con baterías de iones de litio, ácido de plomo o de flujo para aplicaciones delante o detrás del medidor.
- Sistemas de concentración de energía solar para la generación de energía eléctrica, incluidos cilindro parabólico, torre de energía y Fresnel lineal para Calor de proceso industrial de sistemas cilindroparabólicos y lineales Fresnel Energía eólica, desde turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.
- Sistemas de energía marina undimotriz y mareomotriz.
- Calentamiento solar de agua.
- Celdas de combustible.
- Generación de energía geotérmica.
- Combustión de biomasa para generación de energía.
- Sistemas fotovoltaicos de alta concentración.

Los modelos financieros de SAM son para los siguientes tipos de proyectos:

- Proyectos residenciales y comerciales donde el sistema de energía renovable está del lado del cliente del medidor de servicios públicos (detrás del medidor), y la energía del sistema se usa para reducir la factura de electricidad del cliente.
- Proyectos de acuerdo de compra de energía (PPA) donde el sistema está conectado a la red en un punto de interconexión, y el proyecto obtiene ingresos a través de las ventas de energía. El proyecto puede ser propiedad y ser operado por un solo propietario o por una sociedad que involucre un acuerdo de inversión o arrendamiento posterior.
- Propiedad de terceros donde el sistema está instalado en la propiedad del cliente (anfitrión) y es propiedad de una entidad separada (desarrollador), y el anfitrión es compensado por la energía generada por el sistema a través de un PPA o contrato de arrendamiento

### 1.3 Descripción de la tecnología con la que vamos a trabajar

Una central termosolar es una instalación industrial en la que la radiación solar se concentra a través de superficies reflectantes para calentar un fluido caloportador o HTF (sales fundidas, aceite caloportador, agua, etc.) que se utilizará en ciclos termodinámicos, proporcionando calor para generar vapor que alimentará a una turbina, creando el movimiento necesario para que un alternador produzca la energía eléctrica final.

Este tipo de plantas consta de varios sistemas a través de los cuales convierte o transmite la energía recibida: sistema concentrador (superficie reflectante), receptor-absorbedor, fluido caloportador (sales y vapor de agua) y sistema de conversión termoeléctrica (ciclo de potencia). Por lo general pueden contar con sistema de almacenamiento y energía alternativa (híbrido).

La combinación de la energía solar con el almacenamiento de energía térmica (TES) permite que las centrales de torres con almacenamiento de energía térmica en sales fundidas generen electricidad cuando se necesite, incluso cuando no haya sol. Hoy en día, el futuro de las termosolares parece estar en almacenar de día y producir de noche, para poder llegar a tener un consumo 100% renovable; fotovoltaica y eólica producirían por el día y termosolar conjunto a la eólica por la noche, por lo que es muy importante el desarrollo de este tipo de tecnología.

Los **principales componentes de una central de torres de almacenamiento en sales fundidas**, una forma de tecnología de Energía solar térmica, son:

- **El campo solar:** “Heliostatos” (espejos reflectantes en un pedestal) realizan un seguimiento del sol y concentran la energía en un área definida común para todos los espejos.
- **La torre y el receptor:** la energía reflejada por el campo solar es canalizada a un receptor central en la parte superior de una torre. Se capta energía solar en forma de calor dentro del receptor.
- **Fluido transmisor de calor:** se utiliza sal fundida líquida como el medio para captar energía solar en el interior del receptor.
- **Depósitos de almacenamiento de sales fundidas:** la sal es bombeada desde un tanque de almacenamiento de sales frías, a través del receptor donde se calienta, hacia un tanque de almacenamiento de sales calientes.
- **Generador de vapor:** cada vez que se necesita electricidad, se bombea sal caliente desde el depósito de almacenamiento de sales calientes a través del generador de vapor donde se extrae la energía para generar vapor sobrecalentado. La sal enfriada a continuación se devuelve al depósito de almacenamiento de sales frías.
- **Generador de turbina de vapor:** el vapor sobrecalentado hace que el generador de turbina de vapor produzca electricidad.

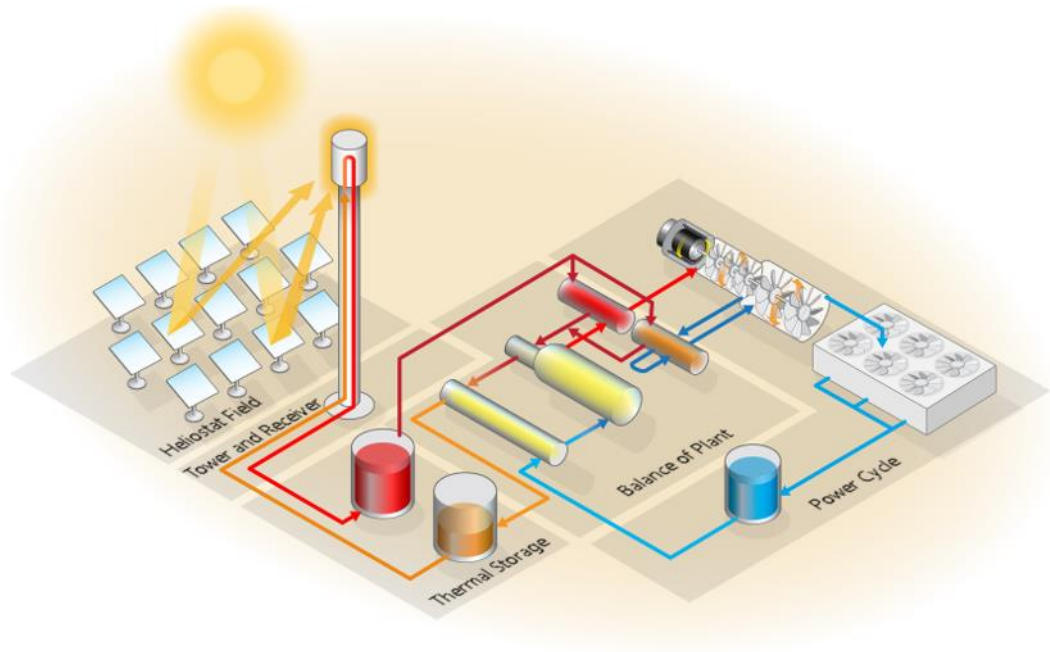


Ilustración 1: Esquema de torre con almacenamiento en sale

## 2 METODOLOGÍA

En este apartado describiré como he realizado el trabajo, el modelo de planta a estudiar, hacer una breve descripción de las variables en las que nos vamos a fijar y a continuación, comenzaré a describir como he realizado los balances.

### 2.1 Sistemas de torre solar

Siguiendo la guía de “SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment”, voy a comentar el modelado de la planta y las diferentes variables de las que depende para realizarla.

Para las tecnologías de torre solar es conveniente separar el modelo de campo solar en dos subcomponentes, el campo del heliostato y el sistema receptor (que incluye la torre), ya que están separados, tanto en su naturaleza física como en su relación espacial. El sistema receptor incluye el receptor (es decir, principalmente los paneles absorbentes) y algunos equipos periféricos situados en la parte superior de la torre que son necesarios para el funcionamiento del receptor (por ejemplo, tuberías, recipientes, etc.). De acuerdo con esta definición, también forman parte del sistema periférico el tubo ascendente, el tubo descendente y las tuberías horizontales situadas en el suelo.

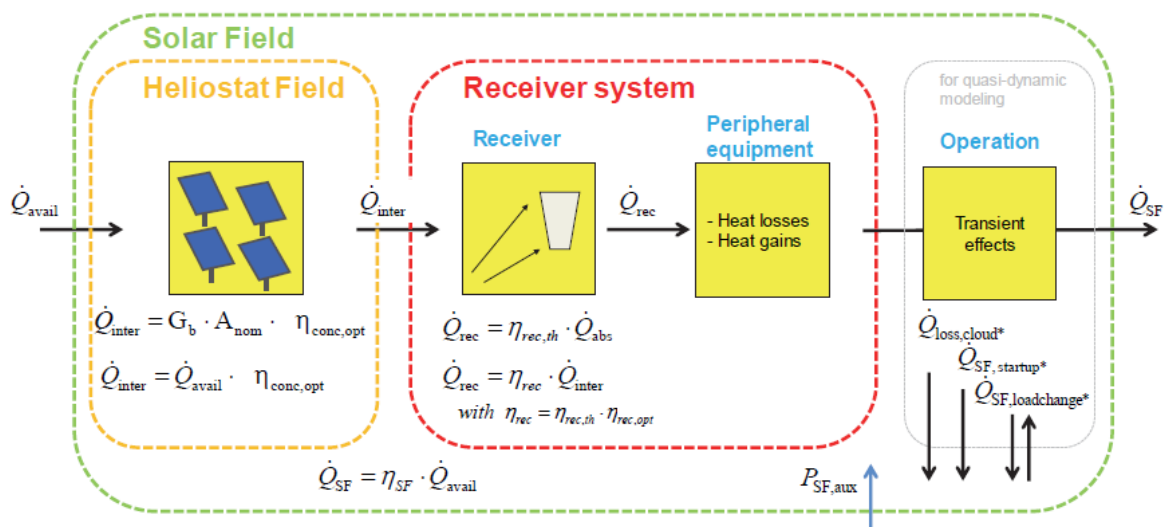


Ilustración 2: Subsistema campo solar para torres solares y sus partes

#### 2.1.1 Campo de heliostatos: efectos relevantes para todos los sistemas de torres solares

En comparación con los sistemas de colectores cilindro-parabólicos y los sistemas STE Fresnel lineales, el modelado de los sistemas de torres solares es más compleja por los grados de libertad adicionales en la disposición del concentrador (es decir, heliostatos) y el receptor. Los sistemas de torres solares suelen diseñarse para una ubicación específica y la posición de los heliostatos y el rendimiento óptico del campo solar varían y el rendimiento óptico del campo solar varían en función del tamaño.

### 2.1.1.1 Pérdidas ópticas del campo de heliostatos - recopilación de efectos relevantes

Hay varios efectos que causan pérdidas ópticas en el campo de heliostatos. En este capítulo se describen las pérdidas relevantes del campo de heliostatos que deben tenerse en cuenta a efectos del análisis de rendimiento.

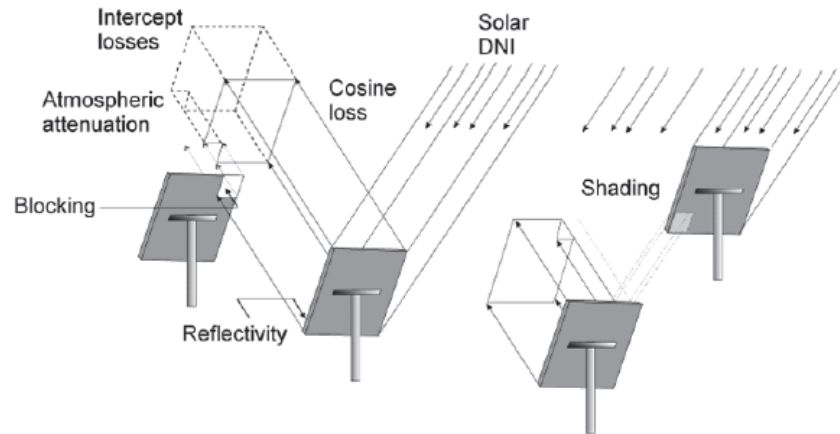


Ilustración 3: Ilustración de las pérdidas ópticas en el campo del heliostato

#### Pérdidas ópticas del campo de heliostatos:

- Las pérdidas causadas por los rayos solares no perpendiculares sobre la apertura de cada heliostato se consideran pérdidas por **coseno de ángulo de incidencia**.
- Parte de la irradiación solar no es reflejada por los espejos debido a la **reflectividad** y **limpieza de los espejos**.
- Parte de la radiación solar se pierde debido al **sombreado** previo (de heliostatos o torre/otras estructuras) o **bloqueo** después de la superficie del heliostato. También hay que tener en cuenta la topografía del terreno.
- Entre el heliostato y la superficie del receptor (zona de intercepción) hay que tener en cuenta las pérdidas debidas a la **atenuación atmosférica**.
- Hay muchos efectos que hacen que los rayos solares reflejados por el heliostato no alcancen (parcialmente) su objetivo, la superficie receptora (área de intercepción). Estos efectos se denominan **pérdidas de intercepción**. Las contribuciones relevantes son causadas por:
  - una desviación de la forma ideal del sol que depende del tiempo y de la ubicación
  - una posible estrategia de orientación del heliostato para limitar la temperatura de la superficie del receptor
  - diferentes tamaños de la imagen reflejada y el tamaño de la superficie del receptor (área de intercepción)
  - efectos relacionados con la precisión del heliostato, tales como:
    - **errores de seguimiento**
    - **errores de inclinación**
    - **astigmatismo**
    - **peralte y curvatura de las facetas**
    - **gravedad**
    - **desviación inducida por el viento (de heliostatos y torre/receptor)**
- Varios heliostatos sobre el terreno no están disponibles temporalmente, ya que necesitan ser reconfigurados, limpiados o reparados. Esto se traduce en **indisponibilidad** de una fracción de las unidades funcionales, es decir, los heliostatos.

### 2.1.1.2 Pérdidas ópticas del campo de helióstatos - enfoque común de modelización

Un enfoque común es definir eficiencias para todos los efectos relevantes reduciendo la potencia disponible a la potencia interceptada del área de interceptación (área de apertura del receptor). La siguiente ecuación muestra este enfoque y los efectos individuales que deben considerarse en el cálculo.

El área de interceptación para un receptor externo cilíndrico es el área de la superficie curva del receptor que está expuesta al campo del helióstato. Para los receptores de cavidad, el área de interceptación es el área de apertura de la cavidad que está expuesta al campo de heliostatos.

$$\dot{Q}_{\text{inter}} = \eta_{\text{cos}} \eta_{\text{shad}} \eta_{\text{refl},0} \eta_{\text{clean}} \eta_{\text{block}} \eta_{\text{atten}} \eta_{\text{inter}} \eta_{\text{wind}} \eta_{\text{avail}}^{\text{SF}} f_{\text{foc},A} A_{\text{nom}} G_{\text{bn}}$$

$$\dot{Q}_{\text{inter}} = \eta_{\text{conc,opt}} A_{\text{nom}} G_{\text{bn}}$$

Donde

$\dot{Q}_{\text{inter}}$	Potencia interceptada por área de interceptación (apertura del receptor) en W
$\eta_{\text{cos}}$	Eficacia del ángulo de incidencia, incluidas todas las pérdidas causadas por los rayos solares no perpendiculares en el plano de la apertura, adimensional. También llamada eficiencia del coseno.
$\eta_{\text{shad}}$	Eficiencia de sombreado, adimensional
$\eta_{\text{refl},0}$	Eficiencia del reflector limpio, adimensional
$\eta_{\text{clean}}$	Factor de limpieza, adimensional
$\eta_{\text{block}}$	Eficacia de bloqueo, adimensional
$\eta_{\text{atten}}$	Eficiencia de atenuación atmosférica, adimensional
$\eta_{\text{inter}}$	Factor de interceptación, adimensional
$\eta_{\text{wind}}$	Factor que considera las pérdidas ópticas causadas por el viento, adimensional
$\eta_{\text{avail}}^{\text{SF}}$	Disponibilidad continua del campo solar, adimensional
$f_{\text{foc},A}$	Porcentaje del área de apertura disponible en la eficiencia de enfoque sobre la eficiencia de interceptación nominal
$A_{\text{nom}}$	Área de apertura nominal del campo de helióstatos en m <sup>2</sup>
$G_{\text{bn}}$	Irradiancia solar directa normal en W/m <sup>2</sup> .

Para el campo de helióstatos de una torre solar, los efectos ópticos enumerados anteriormente deben considerar el rendimiento de cada helióstato. La ecuación anterior puede aplicarse a cada helióstato del campo utilizando la apertura de un único helióstato y seleccionando el factor de enfoque y la disponibilidad. El campo de helióstatos de los sistemas de torres solares suele estar diseñado para una ubicación específica y la posición de los helióstatos y el rendimiento óptico varían con el tamaño y la latitud. La potencia radiante y el rendimiento óptico de cada helióstato dependen de la posición actual del sol y de su posición respecto a la torre.

La potencia de un helióstato individual también se ve afectada por los helióstatos circundantes debido al bloqueo y el sombreado y todos los demás efectos mencionados anteriormente. Así pues, la disposición y optimización del campo de helióstatos de los sistemas de torres solares es un problema complejo que se realiza preferentemente mediante simulación por ordenador.

## 2.1.2 Sistema receptor - efectos relevantes para todos los sistemas de torres solares

Hay varios efectos de pérdidas ópticas y térmicas en el sistema receptor. Los sistemas receptores más comunes son el receptor externo y el receptor de cavidad. Dependiendo de la configuración del sistema, además del receptor, el sistema receptor puede incluir diferentes componentes adicionales (por ejemplo, recipientes, tuberías, bajantes, tubos ascendentes y tuberías horizontales en el suelo).

### 2.1.2.1 Pérdidas ópticas y térmicas del sistema receptor - recopilación de los efectos relevantes

Las pérdidas del receptor pueden dividirse en pérdidas ópticas y térmicas.

Hay que tener en cuenta los siguientes efectos de pérdida:

- Una parte de la potencia interceptada no es absorbida por la superficie del receptor debido a la reflexión (**pérdidas ópticas**).
- Pérdidas térmicas causadas por la radiación de calor de la superficie del receptor.
- Pérdidas térmicas causadas por convección. La velocidad del viento tiene un efecto significativo en las pérdidas térmicas por convección y debe tenerse en cuenta.
- Deben incluirse las pérdidas térmicas por transporte de calor desde el receptor a la estructura de la torre, dependiendo de la calidad del aislamiento (conducción).
- Pérdidas térmicas de los equipos periféricos de la torre, el tubo ascendente, el tubo descendente y las tuberías horizontales en el suelo.
- La estrategia de apunte de los helióstatos tiene un efecto relevante en la distribución del flujo en el área de apertura del receptor, y por tanto en las pérdidas del receptor.
- Hay que tener en cuenta la disponibilidad del receptor (por ejemplo, debido a interrupciones por mantenimiento).

### 2.1.2.2 Pérdidas y ganancias térmicas del sistema receptor: enfoque común de modelización

En el sistema receptor de las torres solares hay que tener en cuenta varias pérdidas y ganancias térmicas adicionales para las tuberías utilizadas para conectar el receptor al bloque de potencia y a la fuente de energía térmica. Para conectar el receptor al acumulador de energía térmica (conocidos como tubos ascendentes y descendentes) y al bloque de potencia, así como para los recipientes, depósitos y otros equipos utilizados para transportar la energía térmica desde el receptor hasta los consumidores. La energía térmica finalmente disponible del campo solar es “Energía térmica en el receptor menos ganancias y pérdidas térmicas en las tuberías, tanques y calderines”.

#### Pérdidas térmicas en tuberías ascendentes y descendentes

Las tuberías de interconexión que unen los elementos receptores entre sí y las tuberías de cabecera y de canalización representan otras pérdidas de calor significativas y deben tenerse en cuenta. La ecuación general para el cálculo de la transferencia de calor causada por convección y conducción para una tubería es:

$$\dot{Q}_{\text{loss,pipe}} = U_{\text{pipe}} A_{\text{pipe}} (T_{\text{HTF}} - T_{\text{amb}})$$

#### Pérdidas térmicas de otros equipos utilizados en el sistema receptor

Las centrales termosolares individuales pueden tener otros equipos en el campo solar que son atravesados por la HTF y que pueden provocar pérdidas de calor adicionales. En tal caso, estas pérdidas deben describirse y tenerse en cuenta en el modelo de rendimiento anual. En el caso de los sistemas de torre, puede tratarse de equipos necesarios en la torre que no formen parte directamente del receptor.

#### Ganancias térmicas del sistema receptor

Las ganancias térmicas de una central termoeléctrica proceden principalmente de tres fuentes:

- Ganancia de calor por pérdida de presión, en W
- Ganancia de calor por traceado, en W

- Ganancia de calor por medidas anticongelantes, en W

Las bombas de sales principales se utilizan para inducir la altura de presión para compensar la caída de presión del receptor y su consumo de energía eléctrica es considerable. Esta carga de presión se disipa mientras las sales se desplazan por el receptor. El calor total causado por esta disipación debe considerarse como una ganancia de calor en el sistema receptor.

Algunas plantas pueden utilizar trazas de elementos calefactores (tracedo) en las tuberías para diversos fines. En caso de que este calor no sea despreciable, debe considerarse como ganancia de calor. A diferencia de la disipación de la potencia de bombeo, una parte de este calor no llegará a las sales, sino que se perderá en el ambiente. El modelo STE estima y calcula la fracción de la potencia calorífica de tracedo que llegó realmente a las sales.

La protección contra la congelación del campo solar necesita energía eléctrica y, a menudo, también energía térmica procedente de tanques de almacenamiento o de calentadores auxiliares alimentados con combustibles fósiles. En caso las sales sean propenso a la congelación, debe mantenerse una temperatura mínima en el circuito durante la parada, que suele ser superior a la temperatura de congelación real de sales para tener un margen de seguridad. Hay que tener en cuenta el aporte de calor térmico y/o eléctrico correspondiente.

### 2.1.2.3 Pérdida de presión en el sistema receptor

El flujo de las sales a través de receptores, colectores, accesorios de tuberías y válvulas, etc., provoca pérdidas de energía cinética debido a procesos irreversibles que pueden denominarse pérdidas de presión. El modelo de circuito debe ser capaz de calcular estas pérdidas, ya que las bombas principales de sales tienen que proporcionar esta diferencia de presión (más la diferencia de presión causada por los generadores de vapor solar y los intercambiadores de calor de almacenamiento).

En las plantas solares de torre, las bombas de sales principales también tienen que superar la presión hidrostática para transportar el fluido desde el nivel del suelo hasta el receptor. Puede tratarse como otra fuente de pérdida de presión en los cálculos de rendimiento anual, aunque la pérdida de presión hidrostática permanece constante independientemente del caudal másico reducido en condiciones de carga parcial.

## 2.1.3 Operación y efectos transitorios - efectos relevantes para todos los sistemas de torres solares

### 2.1.3.1 Pérdidas de energía causadas por límites operativos

En una central termoeléctrica real, la mayoría de los equipos técnicos instalados tienen límites de funcionamiento bien definidos y a veces, el límite de un solo componente restringe la producción de toda la planta. Estos límites son principalmente:

- **Límite mínimo de funcionamiento:** Muchas partes del sistema receptor (receptores, bombas, etc.) tienen un caudal mínimo de fluido para mantener unas condiciones de trabajo estables, por lo que no todos los rayos solares pueden utilizarse para el funcionamiento de la instalación (umbral de irradiancia).
- **Límite máximo de funcionamiento:** Lo mismo es válido para los caudales máximos y los límites de temperatura. Una vez alcanzado el flujo máximo para una planta individual, una parte del campo del heliostato debe ser desenfocado.
- El acumulador térmico tiene una capacidad limitada y durante los días soleados de verano podría estar totalmente cargado antes de la puesta de sol. Durante el tiempo restante será necesario un desenfoco parcial.
- Velocidad máxima del viento (o ráfagas): Los heliostatos tienen una determinada velocidad máxima del viento para funcionar (Los proveedores proporcionan el valor correspondiente). Por encima de esa velocidad del viento deben ponerse en posición de estiba para evitar daños. Los periodos de tiempo con alta irradiación y velocidad de viento no pueden utilizarse para la producción.
- Gradientes de temperatura: Algunas partes de la planta (especialmente los intercambiadores de calor y la turbina de vapor) tienen restricciones para calentarse o enfriarse y estas restricciones pueden provocar que la que la producción de calor del sistema receptor no pueda utilizarse durante ciertos periodos de tiempo, aunque pueda suministrar calor.



- Interrupciones: Las centrales termoeléctricas, al igual que otras instalaciones técnicas, pueden sufrir averías de forma accidental.

La fracción de la producción teórica de calor del campo solar que no puede utilizarse debido a los límites operativos se denomina energía desenfocada. La energía desenfocada de cada paso temporal debe indicarse, ya que puede utilizarse para evaluar el diseño de una central termosolar.

### 2.1.3.2 Consumo eléctrico auxiliar

El campo solar (campo de helióstatos y sistema receptor) necesita energía eléctrica, principalmente para los siguientes consumidores eléctricos:

- accionamientos utilizados para girar los helióstatos y para el seguimiento del sol
- dispositivos de instrumentación y control
- traceado de tuberías y tanques (TES) que necesitan protección contra la congelación.

Los consumidores eléctricos de un campo solar pueden dividirse en varios grupos:

- Equipos con consumo dependiente de la carga
- Equipos con consumo casi constante cuando el campo solar está en funcionamiento (por ejemplo accionamientos de seguimiento, consumidores auxiliares del sistema de sales)
- Equipos con consumo casi constante cuando el campo solar está fuera de servicio (p. ej. las partes de I&C que se utilizan para la monitorización continua)

- Equipos que sólo se utilizan en condiciones especiales (por ejemplo, traceado de calefacción, bombas de protección contra la congelación o bombas de recirculación del campo solar).

Por lo tanto, el consumo de energía eléctrica del campo solar depende del estado del propio campo solar. Incluso por la noche y durante periodos sin irradiación útil, los campos solares tendrán un cierto consumo de energía eléctrica que debe tenerse en cuenta en los modelos.

### 2.1.3.3 Efectos transitorios

La radiación solar es una fuente de energía variable, por lo que las centrales termosolares están especialmente expuestas a efectos transitorios. Por otra parte, contienen grandes cantidades de HTF y masas de acero que proporcionan una gran inercia térmica. Esta es la justificación para utilizar modelos cuasidinámicos para el cálculo del rendimiento anual en lugar de modelos totalmente dinámicos muy detallados. No obstante, la temperatura y la potencia útil no siguen inmediatamente las fluctuaciones de la irradiancia.

Los efectos transitorios dependen de la tecnología de la torre solar, por ejemplo, si una torre de sales fundidas o una torre con sistema de receptor volumétrico abierto. Sin embargo, para todos los sistemas de torres solares pueden definirse efectos transitorios genéricos.

Deben tenerse en cuenta al menos los siguientes efectos transitorios:

#### **Calentamiento y enfriamiento del campo solar**

El calentamiento del HTF y del sistema receptor (incluidas las tuberías, etc.) es necesario después de la salida del sol y el enfriamiento tiene lugar después de la puesta del sol. Estos efectos también se producen en caso de periodos más largos sin irradiación directa durante las horas diurnas.

#### **Pérdidas causadas por el paso de nubes**

Las nubes pueden dar sombra a partes del campo de helióstatos o incluso a todo el campo de helióstatos durante un breve periodo de tiempo, provocando fluctuaciones en la producción de calor, ya sean fluctuaciones de temperatura o de flujo másico, o ambas. En situaciones extremas, esto puede ser tan pronunciado que el bloque de potencia no pueda funcionar, aunque la DNI media durante un periodo de tiempo sería suficiente.

Los modelos transitorios son capaces de considerar estos efectos siempre que se configuren de forma que se tenga en cuenta la disposición bidimensional del campo solar y se disponga de la irradiancia normal directa en la resolución espacial y temporal requerida. Esta información no suele estar disponible para el cálculo del

rendimiento anual.

### **Velocidades de rampa máximas**

El campo solar contiene normalmente componentes que pueden tener tasas de rampa restringidas para el calentamiento, especialmente los tubos receptores. Por lo tanto, aunque la radiación aumente rápidamente, es posible que el SF no pueda utilizar todo el calor disponible debido a las restricciones de la velocidad de rampa. La energía que no se puede utilizar se considera una pérdida y se indicará como energía desenfocada.

#### **2.1.4 Torre solar con sales fundida como medio de transferencia de calor**

Características específicas del funcionamiento con sales fundidas:

- El receptor es un receptor tubular con un medio de transferencia de calor monofásico. Los receptores conocidos para torres de sales fundidas se construyeron principalmente como receptores externos, pero también como los llamados receptores de cavidad. Ambos utilizan tubos en los que la sal fundida se utiliza para enfriar los tubos absorbedores y así recoger el calor del campo de heliostatos.
- Las sales fundidas están limitadas en cuanto a la temperatura de funcionamiento. Hoy en día, la más común es la sal solar que se utiliza en el rango de temperaturas entre 290 y 565 °C. Los puntos de congelación comienzan por debajo de ~240 °C. La protección contra la congelación comienza por encima de esta temperatura (normalmente a ~265 °C) para tener un margen de seguridad. La temperatura superior se limita a unos 565 °C (degradación de la sal fundida, corrosión). En el futuro podría disponerse de nuevos fluidos con una temperatura superior más elevada o de medidas para hacerlos funcionar a temperaturas más altas.
- La estrategia de orientación del heliostato debe funcionar adecuadamente para proteger los tubos receptores del sobrecalentamiento, pero también de la congelación de la sal fundida.
- Debido a la alta densidad de la sal fundida, la presión hidrostática a superar es significativa. Dependiendo de la configuración hidráulica, una fracción de la altura de presión puede recuperarse en la sección de bajada.
- Las transiciones entre estos estados son importantes para los efectos transitorios que deben tenerse en cuenta. Dado que los receptores de sales fundidas, junto con el tubo ascendente y el tubo descendente normalmente se vacían durante la noche o en períodos de nubes más largos, el proceso de precalentamiento y llenado tiene un impacto significativo en el rendimiento anual. Los procedimientos secuenciales y los ritmos de rampa tienen que ser para cada puesta en marcha. En caso de que el sistema receptor se vacíe debido al paso de nubes el llenado y la puesta en marcha reducirán la potencia del campo solar una vez que hayan pasado las nubes.

## **2.2 Modelo de planta de System Advisor Model (SAM)**

Cuando abrimos SAM, nos salen los diferentes tipos de proyectos que podemos realizar. Para nuestro caso tenemos que coger Concentrating Solar Power – Power Tower Molten Salt – Single Owner.

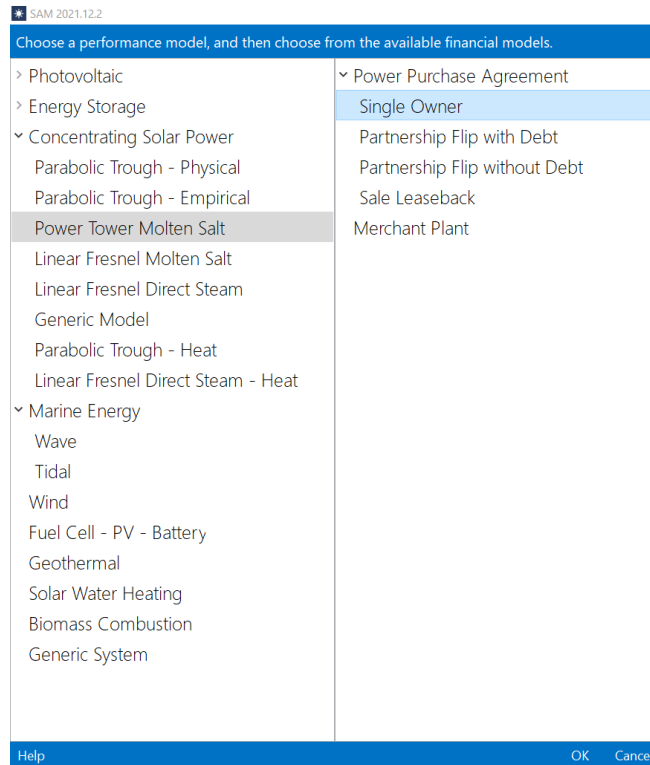


Ilustración 4: Elección de modelo en SAM

Por defecto, como ya he comentado anteriormente, tenemos una Torre con una potencia de diseño de 115 MW localizada en Daffett, California con un factor de forma de 4972 horas, un almacenamiento de 10 horas y 8790 heliostatos.

-Heliostat Field-		-Power Cycle-	
Design point DNI	950 W/m <sup>2</sup>	Design turbine gross output	115 MWe
Solar multiple	2.4	Estimated gross to net conversion factor	0.9
Receiver thermal power	669.90 MWt	Estimated net output at design (nameplate)	103.50 MWe
-Tower and Receiver-		Cycle thermal efficiency	0.412
HTF hot temperature	574 °C	Cycle thermal power	279.13 MWt
HTF cold temperature	290 °C		
-Thermal Storage-			
Full load hours of storage	10 hours		
Solar field hours of storage	4.17 hours		

Ilustración 5: Datos de diseño

Con estos datos de diseño, simularé la producción de la planta durante un año y analizaré los resultados que nos da el programa para así poder ver de dónde salen y comprobar su consistencia. Al realizar la simulación, obtendré resultados de caudales, temperaturas, estimaciones, rendimientos y megavatios, en el trabajo me centraré en estos dos últimos solo, rendimientos y flujos energéticos.

Para realizar todo más ordenado, vamos a dividir la planta en 6 partes y dentro de ellas, analizaré todos los resultados.

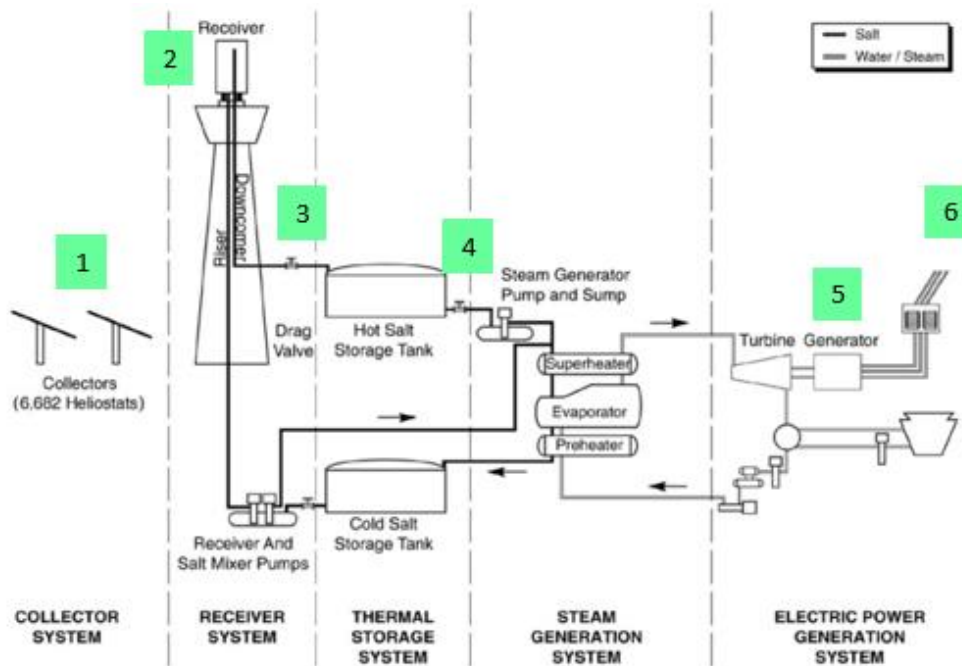


Ilustración 5: Esquema de torre con almacenamiento en sales

Lo dividiremos en campo de heliostatos, receptor, almacenamiento en sales, ciclo de potencia y salida a la red.

## 2.3 Variables

Antes de comenzar con los balances, voy a hacer un breve resumen de las variables que vamos a analizar en este trabajo. (Sacado de la UNE 206009, normas de terminología en centrales termosolares).

### Campo de heliostatos y receptor

- **Field incident thermal power:** Potencia térmica incidente útil.  
Integral de la potencia solar radiante útil a lo largo del intervalo de tiempo considerado (MWh). Se calcula como la DNI disponible por el área total de captación.
- **Field optical efficiency:** Rendimiento óptico del captador.  
Cociente entre la potencia solar radiante absorbida por el receptor y la potencia solar radiante útil en el captador (Sin tener en cuenta la fracción de espejos enfocados)
- **Receiver incident thermal power:** Potencia térmica incidente en el receptor.  
Energía térmica aportada por la radiación solar directa y transferida al fluido caloportador de la central termosolar al circular a través del sistema receptor a lo largo del período de tiempo considerado. Viene determinada por la integral a lo largo del período considerado del producto del caudal másico de fluido caloportador y el incremento de entalpía específica que experimenta dicho fluido al circular por el sistema receptor.
- **Receiver convection and emission losses:** Pérdidas por convección y radiación en el receptor.  
La pérdida por radiación es causada por la radiación infrarroja, que se emite desde las paredes del receptor al ambiente. La potencia térmica perdida por radiación está determinada por la ecuación de Stefan Boltzman.

$$P_{(RL)} = \varepsilon \sigma (T_R^4 - T_a^4) A$$

$\sigma$  = Stefan Boltzman Constant =  $5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \text{ K}^4$

$\varepsilon$  = Receiver surface emissivity

$T_R$  = Receiver surface temperature

$T_a$  = Ambient air temperature

$A$  = aperture area for cavity receiver in  $m^2$

La potencia térmica perdida por convección  $P_c$  se calcula mediante:

$$P_c = h A ( T_R - T_a )$$

$A$  is the area of cavity in  $m^2$

$T_R$  = Receiver temperature

$T_a$  = Ambient temperature

$h$  = Mixed convection heat transfer coefficient in  $W/m^2K$

- **Receiver header/tower piping losses:** Pérdidas en las tuberías del receptor.

También son debidas a convección y radiación.

- **Receiver thermal efficiency:** Rendimiento térmico del receptor

Cociente entre la potencia térmica transferida al fluido caloportador entre la entrada y la salida del captador y la potencia solar radiante disponible. También se puede usar la potencia solar radiante útil, en vez de la potencia solar radiante disponible, siempre que se indique dicha circunstancia cuando se dé el valor de rendimiento global obtenido.

- **Receiver thermal power to HTF less piping loss:** Potencia térmica del receptor al fluido caloportador (sales) menos las pérdidas en las tuberías

### **TES (Thermal storage system, sistema de almacenamiento térmico)**

- **TES charge state:** Nivel de almacenamiento

Razón entre la energía térmica útil que puede suministrar el sistema de almacenamiento térmico en una descarga completa desde unas determinadas condiciones iniciales y la capacidad nominal de almacenamiento.

(Se dice que el nivel de almacenamiento es del 0% cuando el sistema de almacenamiento térmico está en el estado en el que la cantidad de energía útil es nula y las temperaturas y presiones, donde aplique, corresponden a las nominales. Se dice tener un 100% de nivel de almacenamiento cuando el sistema está en el estado en el que la cantidad de energía utilizable es máxima, y las temperaturas y presiones, donde aplique, corresponden a las nominales)

- **TES charge thermal power:** Potencia nominal de carga

Potencia térmica suministrada al sistema de almacenamiento térmico en condiciones nominales de carga (caudales y temperaturas).

- **TES discharge thermal power:** Potencia nominal de descarga

Potencia térmica suministrada por el sistema de almacenamiento térmico en condiciones de caudales y temperaturas nominales en descarga.

- **TES thermal losses:** Pérdidas térmicas del sistema de almacenamiento

### **PC (Power cycle, Bloque de potencia)**

- **PC input energy:** Energía disponible a la entrada del ciclo de potencia

- **PC efficiency gross:** Rendimiento bruto del bloque de potencia.

Relación entre la producción eléctrica bruta de la central termosolar y la energía térmica puesta a disposición del bloque de potencia durante el intervalo de tiempo considerado

- **PC electrical power output gross:** Potencia eléctrica bruta del PC  
Energía eléctrica producida en el (los) equipo(s) de generación de la central termosolar durante un período de producción considerado, medida en la salida del (de los) equipo(s) de generación

### **Consumos de electricidad de la central**

Energía eléctrica consumida por la central termosolar durante el intervalo de tiempo considerado medida en kWh. Se compone de:

- El consumo de energía eléctrica en la central termosolar a partir de su propia producción en condiciones de generación (denominado "Autoconsumo").
  - El consumo de energía eléctrica importada de la red por la central termosolar.
- **Parasitic power TES and cycle HTF pump:** Consumo de bombas de HTF en el TES
  - **Parasitic power condenser operation:** Funcionamiento del condensador
  - **Parasitic power fixed load:** Carga fija de energía consumida
  - **Parasitic power heliostat drives:** Movimiento de los heliostatos
  - **Parasitic power receiver/tower HTF pump:** Consumo bombas de HTF que van al receptor
  - **Total electric power to grid:** Producción eléctrica neta de la central  
Energía eléctrica exportada a la red por la central termosolar durante un período de producción considerado. Se mide en un punto tan cercano como sea posible del lado de alta del transformador principal de la central
  - **Electricity to grid:** Producción eléctrica neta de la central menos pérdidas en la red
  - **Electricity from grid:** Consumo eléctrico de la planta extraído de la red

# 3 BALANCES ENERGÉTICOS

A continuación, voy a empezar a comentar el trabajo realizado con el programa SAM y Excel, en resumen, he realizado dos estudios, uno anual, donde solo he trabajado con los resultados anuales y una vez he trabajado con todas las variables y he conseguido hacerme un esquema de todo, he realizado la misma operación, pero esta vez, con los resultados horarios durante todo el año

## 3.1 Balance Anual

Comenzamos simulando los resultados en el programa

	Mean	Min	Max	Sum	Std Dev	Avg Daily Min
Estimated max TES c...hermal power (MWt)	2027.4249	-1.3177	2837.9087	17760...1425	932.6109	36.8164
Estimated max TES ...thermal power (MWt)	713.0774	0	2792.5454	6246558.3119	858.5205	0
Estimated receiver s...thermal power (MWt)	18.9368	0	645.3215	165886.4127	77.6635	0
Estimated receiver ...l power TO HTF (MWt)	174.6787	0	722.0845	1530185.8407	261.4039	0
Field availability adjustment factor ()	0.99	0.99	0.99	8672.4	0	0.99
<b>Field incident thermal power (MWt)</b>	<b>386.6277</b>	<b>0</b>	<b>1288.0903</b>	<b>3386858.8272</b>	<b>500.6858</b>	<b>0</b>
Field optical efficiency ()	0.2069	0	0.5887	1812.0225	0.2564	0
Field optical focus fraction ()	0.9931	0.501	1	8699.7156	0.0483	0.9183
Final 3 operating modes tried ()	0	0	0	0	0	0
First 3 operating modes tried ()	4949.5347	101	1102326	43357924	44215.8028	101
Is power cycle standby allowed ()	0.5002	0	1	4382	0.5	0
Is power cycle startup allowed ()	1	1	1	8760	0	1
Is receiver startup allowed ()	0.9999	0	1	8759	0.0107	0.9973
Mass flow: TES cold out (kg/s)	184.4313	0	998.7969	1615618.2726	309.4457	0
Mass flow: TES hot out (kg/s)	184.6547	0	684.9685	1617575.3587	294.4594	0
Mass flow: cycle to cold TES (kg/s)	184.6547	0	684.9685	1617575.3587	294.4594	0
Mass flow: cycle to field (kg/s)	237.9103	0	684.9685	2084093.9141	316.6457	0
Mass flow: field to cycle (kg/s)	237.9103	0	684.9685	2084093.9141	316.6457	0
Mass flow: field to hot TES (kg/s)	184.4313	0	998.7969	1615618.2726	309.4457	0
Max thermal power to PC (MWt)	293.0825	293.0825	293.0825	2567402.9969	0	293.0825
Next 3 operating modes tried ()	0.2416	0	2116	2116	22.6068	0
Operating modes in reporting timestep ()	1.1009	1	4	9644	0.3821	1
PC HTF inlet temperature (C)	377.9714	0	573.989	3311029.7797	263.17	0
PC HTF mass flow rate (kg/s)	422.5649	0	684.9685	3701668.4278	321.4904	0
PC HTF outlet temperature (C)	289.8262	273.1616	292.2394	2538877.3196	1.9777	282.8736
PC condenser water outlet temperature (C)	nan	2000000000	-2000000000	nan	nan	2000000000
PC efficiency, gross ()	0.2563	0	0.4403	2244.8587	0.1992	0
PC electrical power output, gross (MWe)	72.4911	0	127.0323	635022.0531	58.201	0
PC input energy (MWt)	180.1264	0	293.3372	1577907.5928	136.9251	0
PC startup thermal energy (MWht)	6.2742	0	140.129	54961.9499	27.153	0
PC startup thermal power (MWt)	6.2742	0	140.129	54961.9504	27.153	0
PC water consumptio...eup + cooling (kg/s)	1.3464	0	2.2718	11794.8315	1.0759	0

Ilustración 6: Resultados de la simulación (Statistics)

Para este apartado, me fijaré simplemente en los sumatorios de cada variable a lo largo de todo el año, debido que no podemos fijarnos en la “media”, ya que tendrían en cuenta los valores 0 que tiene cada variable a lo largo de todo el año debido a las horas de no producción.

Una vez hemos realizado la simulación de la planta, exportamos todos los resultados al programa EXCEL para poder trabajar con ellos.

Como ya he comentado anteriormente, vamos a fijarnos solo en los resultados de flujos energéticos (térmicos y eléctricos) y rendimientos.

Para los rendimientos, no podemos coger ni los sumatorios ni la media porque tienen en cuenta los valores

nulos (horas de no producción), así que tendremos que obtenerlos de otra manera.

Variable	Time	Mean	Min	Max	Sum	St Dev	Avg Daily M	Avg Daily M
Electricity from grid (kW)	Total	-329.726	-4508.1	0	-2.89E+06	673.76	-2788.19	-13.2128
Electricity to grid (kW)	Total	65272.8	0	118443	5.72E+08	52749.8	0	111726
Field incident thermal power (MWt)	Total	386.628	0	1288.09	3.39E+06	500.686	0	1136.81
Field optical efficiency (l)	Total	0.2069	0	0.5887	1812.02	0.2564	0	0.5701
Field optical focus fraction (l)	Total	0.9931	0.501	1	8699.72	0.0483	0.9183	1
PC efficiency, gross (l)	Total	0.2563	0	0.4403	2244.86	0.1992	0	0.4174
PC electrical power output, gross (MWe)	Total	72.4911	0	127.032	635022	58.201	0	120.603
PC input energy (MWt)	Total	180.126	0	293.337	1.58E+06	136.925	0	285.859
PC startup thermal power (MWt)	Total	6.2742	0	140.129	54962	27.153	0	126.963
Parasitic power TES and cycle HTF pump (MWe)	Total	0.2324	0	0.3767	2035.92	0.1768	0	0.3676
Parasitic power condenser operation (MWe)	Total	1.6879	0	2.9838	14786.4	1.3235	0	2.7247
Parasitic power fixed load (MWe)	Total	0.6325	0.6325	0.6325	5540.7	0	0.6325	0.6325
Parasitic power generation-dependent load (MWe)	Total	0	0	0	0	0	0	0
Parasitic power heliostat drives (MWe)	Total	0.2156	0	0.9226	1888.98	0.2495	0	0.7029
Parasitic power receiver/tower HTF pump (MWe)	Total	2.0736	0	9.7673	18164.8	2.8864	0	7.2063
Receiver convection and emission losses (MWt)	Total	10.9707	0	47.0814	96103.5	14.5888	0	31.5153
Receiver header/tower piping losses (MWt)	Total	0.2804	0	0.7893	2456.67	0.3705	0	0.7714
Receiver incident thermal power (MWt)	Total	192.131	0	754.5	1.68E+06	270.82	0	639.445
Receiver startup thermal energy consumed (MWt)	Total	8.8879	0	167.866	77858.4	34.7683	0	154.018
Receiver thermal efficiency (l)	Total	0.333	0	0.9602	2917.02	0.4406	0	0.9289
Receiver thermal power to HTF less piping loss (MWt)	Total	180.879	0	722.072	1.58E+06	256.597	0	607.808
Resource beam normal irradiance (W/m2)	Total	319.472	0	1015	2.80E+06	388.879	0	896.466
TES charge state (MWh)	Total	712.121	0	2782.46	6.24E+06	857.335	0.0677	1871.71
TES charge thermal power (MWt)	Total	79.3084	0	429.149	694742	133.054	0	323.8
TES discharge thermal power (MWt)	Total	78.5372	0	292.411	687986	125.144	0	274.409
TES thermal losses (MWt)	Total	0.8698	0.8161	0.9158	7619.58	0.0208	0.8535	0.8848
Total electric power to grid (MWe)	Total	67.649	-4.6959	123.378	592605	55.3756	-2.9044	116.368

Ilustración 7: Resultados a analizar (Balance Anual)

Comenzaré a analizar los datos por separado siguiendo el camino desde que incide la radiación solar en el campo hasta que es exportada a la red.

- Campo de heliostatos
- Receptor
- TES (Thermal storage system)
- PC (Power cycle)
- Consumos eléctrico
- Red

Ordenando los resultados, he podido realizar un diagrama de sankey donde podemos analizar mejor y ordenar todos los resultados. Con este esquema voy a comentar parte por parte de donde salen todos los resultados y porqué algunos de ellos no cuadran como deberían.

A la derecha de los resultados obtenidos por el SAM, estarán los resultados calculados por mí teniendo en cuenta la definición que tenemos de cada variable, con lo que podremos ver donde nos cuadran los resultados y donde no.

La parte de almacenamiento térmico no la he metido en el diagrama debido a que no afecta al resultado final, solo las pérdidas térmicas, lo demás lo comentaré en los siguientes apartados.



Resource beam normal irradiance (W/m2)	2.80E+06			
Field incident thermal power (MWt)	3.39E+06	3551550.54	Casi cuadra	1
Field optical efficiency ( )	0.512	0.497	Casi cuadra	
Receiver incident thermal power (MWt)	1.68E+06			2
Receiver convection and emission losses (MWt)	9.61E+04			
Receiver header/tower piping losses (MWt)	2.46E+03			
Receiver thermal efficiency	0.882	0.94	No cuadra	
Receiver thermal power to HTF less piping loss (MWt)	1584500	1584509.83	Cuadra	3
TES thermal losses (MWt)	7619.58			
PC input energy (MWt)	1577910	1576880.42	Cuadra	4
PC efficiency, gross ( )	0.40001	0.40245	Cuadra	
PC electrical power output, gross (MWe)	635022			5
CONSUMO EQUIPOS (Mwe)	42416.8			
Total electric power to grid (MWe)	592605	592605.2	Cuadra	5.1
Electricity to grid (MWe)	571790	Pérdidas de la red		6

Ilustración 8: Resultados en orden

(Los números que aparecen a la derecha son en orden según la ilustración 5)

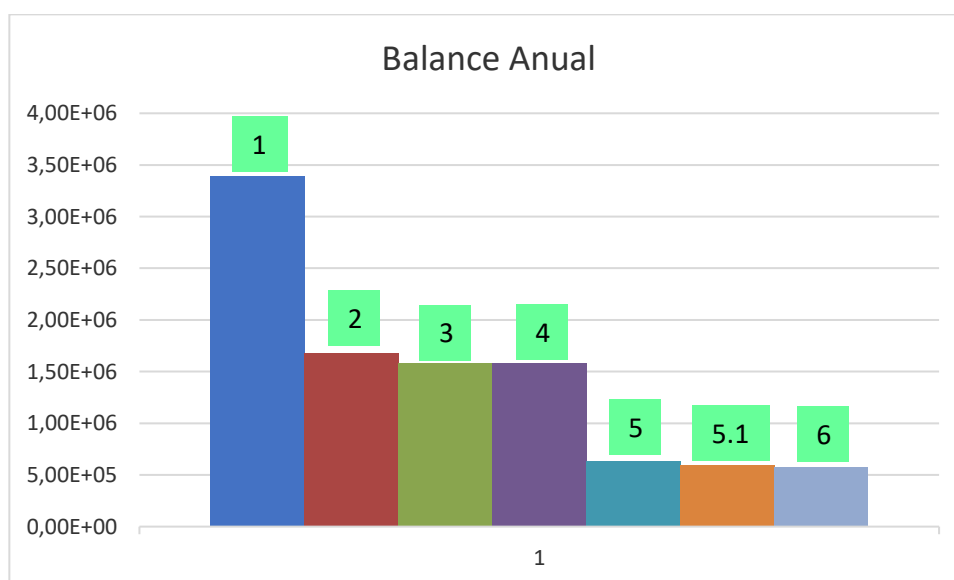


Ilustración 9: Escalera de energía

Como podemos ver, la planta produce al año 571.790 MWh netos al año, teniendo una energía incidente útil de 3.390.000 MWh, aprovechando solo un 16,88% del total de la energía disponible.

En cuanto a los resultados, vemos que cuadran todos menos los rendimientos y la potencia incidente útil, vamos a ver el por qué.

### 3.1.1 Sistema de colectores

En el campo de heliostatos (sistema de captación), nos podemos fijar en 3 resultados

#### - Field incident thermal power

Como podemos ver en la ilustración 7, tenemos una energía incidente útil de 3.386.860 MWh, si lo calculamos como la DNI (2,7986 MW/m2) por nuestra área total de captación (1,269,054.50 m2), obtenemos una energía incidente de 3.551.550 MWh

Este descuadre es debido a un motivo, que adelanto ya que estos se van a repetir en otras variables que vamos a estudiar.

Time stamp	07:00 am	08:00 am	09:00 am	10:00 am	11:00 am	12:00 pm	01:00 pm	02:00 pm	03:00 pm	04:00 pm
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	484	780	899	943	967	967	933	872	743	428
Field incident thermal power   (MWt)	0	989.862	1140.88	1196.72	1227.18	1227.18	1184.03	1106.62	942.907	0

Ilustración 10: Demostración descuadre potencia térmica incidente

Si vemos datos horarios, en este día, a las 07:00 y a las 16:00 tenemos DNI pero no tenemos Potencia incidente, esto es debido a que si la planta todavía no está en funcionamiento y la DNI es inferior al valor umbral (aproximadamente 300 W/m<sup>2</sup>), el programa toma como valor 0 la potencia incidente. Esto pasa en 3 ocasiones distintas, en el arranque y la parada de la planta y cuando la DNI es demasiado baja y se ha tenido que parar de producir (suele ser por nubes).

#### - Field optical efficiency

Aquí nos pasa exactamente lo mismo.

El rendimiento óptico, como ya comenté antes, es el cociente entre la potencia solar radiante absorbida por el receptor y la potencia solar radiante útil en el captador. Si vemos la ilustración 7, el rendimiento medio que nos da el programa es de 0.2564, demasiado bajo si lo comparamos con el cociente de la potencia incidente en el receptor entre la potencia incidente útil, que nos da (como vemos en la ilustración 8) 0.497.

Esto es debido a que, para la media, tiene en cuenta los resultados donde el rendimiento óptico vale 0, es decir, de noche o cuando no hay sol, por ello, tenemos que sacar los datos horarios durante todo el año y hacer de nuevo la media quitando las horas donde el rendimiento valga 0, así nos da un rendimiento óptico medio de 0.512. Aun así, sigue con cuadrarnos, vamos a ver el por qué.

Time stamp	9:00:00	
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	320	
Field incident thermal power   (MWt)	406.097	406.09744
Field optical efficiency	0.540514	0.06550627
Receiver incident thermal power   (MWt)	26.6019	219.501114

Ilustración 11: Demostración descuadre rendimiento óptico en una hora

Si vemos la ilustración 11, vemos que si hacemos el rendimiento óptico como el cociente entre la energía incidente en el receptor y la incidente en el campo solar, este no coincide con el resultado que nos da el programa. Esto es debido a que, a primera hora de la mañana, el receptor no está en funcionamiento todo el tiempo debido a que si nos metemos SAM, en “Tower and receiver”, tenemos un apartado que es “Design and operation” donde uno de los parámetros es “Receiver startup delay time” donde podemos ajustar el tiempo que tarda el receptor en arrancar, por defecto está puesto 0,2 h.

Tower and Receiver	<b>Receiver Material and Heat Transfer Properties</b>	
Power Cycle	Material type	Stainless AISI316
Thermal Storage	Tube outer diameter	40 mm
System Control	Tube wall thickness	1.25 mm
Grid Limits	Coating emittance	0.88
Lifetime and Degradation	Coating absorptance	0.94
Installation Costs	Heat loss factor	1
	<b>Design and Operation</b>	
	Minimum receiver turndown fraction	0.25
	Maximum receiver operation fraction	1.2
	Receiver startup delay time	0.2 hr

Ilustración 12: Receiver startup delay time

También añadir que la fracción de espejos enfocados ya está incluida dentro del rendimiento óptico, es decir, que si el rendimiento óptico es de 0.6 y la fracción de espejos enfocados es 0.5, el programa nos dará un valor de rendimiento óptico de 0.3.

	Field optical focus fraction	Field optical efficiency
May 12, 03:00 pm	1	0.538424
May 12, 04:00 pm	0.753971	0.37503

Ilustración 13: Demostración fracción de espejos enfocados

#### - Field optical focus fraction

De la fracción de focos enfocados, aparte de lo comentado en el apartado anterior, añadir que esta fracción casi siempre tiene un valor de 1; es diferente de 1 cuando los espejos están en limpieza (mayoritariamente en verano), están en mantenimiento, los tanques de almacenamiento está lleno o hay un desenfoco por posible choque térmico (Paso de una nube que provocaría que la potencia incidente pasara de 0 a un valor alto).

### 3.1.2 Receptor

En el receptor, Podemos ver los siguientes resultados:

#### - Receiver incident thermal power

Este resultado lo sacamos multiplicando la potencia térmica incidente útil por el rendimiento óptico. Este no coincide del todo debido a lo comentado en el apartado anterior respecto al rendimiento óptico, pero la diferencia es pequeña (Más adelante de los balances horarios podremos ver algunos ejemplos).

#### - Receiver convection and emission losses / Receiver header/tower piping losses

Veremos más adelante en el balance horario, que el programa nos dará pérdidas solo cuando el receptor está en funcionamiento, es decir, no podríamos estimarlo con los valores medios porque estos no tendrían en cuenta las horas donde el receptor no está funcionando.

Según los resultados que nos ofrece SAM, no podemos calcularlo.

#### - Receiver thermal efficiency

SAM lo calculo como “Receiver incident thermal power” menos “Receiver convection and emission losses”, todo ello entre “Receiver incident thermal power”, es decir, no tiene en cuenta las pérdidas en las tuberías (piping losses).

Nos pasa exactamente igual que en el rendimiento óptico, para calcularlo. He tenido que corregir el resultado que nos da el programa quitando los valores donde el rendimiento es 0 y hacer de nuevo la media, aun así, sigue sin cuadrar.

Esto es debido a lo que hemos comentado en el rendimiento óptico y la potencia incidente en el receptor, más adelante en el balance horario veremos todo mejor en detalle.

#### - Receiver thermal power to HTF less piping losses

El programa lo calcula como Potencia incidente en el receptor menos las pérdidas por convección y radiación en el receptor y las tuberías. (Cuadra perfecto)

### 3.1.3 TES (Thermal storage system)

En el almacenamiento térmico nos fijaremos en las siguientes variables:

- TES charge thermal power
- TES discharge thermal power
- TES thermal losses

El balance para que fuese correcto debería de ser que la carga es igual a la descarga más las pérdidas térmicas en el tanque de almacenamiento más el estado de carga el primer día del año (No añadimos el estado de carga del último día del año porque es 0).

Charge	694742	696156.472
Discharge	687986	
losses	7619.58	
Estado carga 1er dia	550.892	

Ilustración 14: Balance del TES

Como podemos ver, no cuadra del todo el balance, tenemos un error de 1414,47 MW, un error del 0,2%, más adelante en el balance horario veremos el por qué.

### 3.1.4 PC (Power cycle)

#### - PC input energy

El programa lo calcula como potencia térmica en el receptor menos las pérdidas en las tuberías, menos la potencia cargada en el tanque de almacenamiento, menos las pérdidas térmicas en el TES, más lo que descarga del tanque de almacenamiento. (Hay un pequeño descuadre de 1029.58 MWh)

#### - PC efficiency gross

SAM lo calcula como potencia eléctrica bruta del PC entre potencia disponible a la entrada del PC.

Este rendimiento, a diferencia de los otros, si nos cuadra, debido a que el bloque de potencia tiene un corto tiempo de arranque, por lo que nada más que está operativo, está produciendo y no hay descuadre como nos pasaba antes en el receptor.

#### - PC electrical power output gross

Potencia disponible a la entrada del PC por el rendimiento del PC, más adelante en el balance horario lo veremos.

### 3.1.5 Consumos eléctricos

Los consumos propios que reporta SAM son:

- Parasitic power TES and cycle HTF pump

- Parasitic power condenser operation
- Parasitic power fixed load
- Parasitic power heliostat drives
- Parasitic power receiver/tower HTF pump

#### - Balance de planta parasita, MWe/MWcap

Pérdidas como fracción de la capacidad nominal del bloque de potencia que se aplican en las horas en que funciona el bloque de potencia.

#### - Parásita de la caldera del calentador auxiliar (MWe/MWcap)

Carga parásita que se aplica en función de la potencia térmica de los calentadores auxiliares de combustión fósil.

La parásita del BOP y del calentador auxiliar en el diseño se calcula como sigue:

Pérdida parasitaria (MWe) = P (MWe/MWcap) × F × ( C0 + C1 + C2 ) × Potencia bruta de la turbina de diseño (MWe).

### 3.1.6 Red eléctrica

- Electricity from grid (Electricidad consumida de la red)
- Total electric power to grid (Potencia bruta eléctrica del bloque de potencia menos los consumos eléctricos)
- Electricity to grid (Electricidad vertida a la red)

PC electrical power output, gross (MWe)	635022		
CONSUMO EQUIPOS (Mwe)	42416.8		
Total electric power to grid (MWe)	592605	592605.2	Cuadra
Electricity to grid (MWe)	571790		Pérdidas de la red

Ilustración 15: Electricidad total producida

## 3.2 Balance horario

En este apartado, realizaremos 3 balances horarios (Análisis de los resultados hora a hora a lo largo de un año) en 3 días distintos del año donde podremos ver todo tipo de casos, un día de verano, otro de invierno y por último un día donde la DNI sea irregular.

Para escoger los días, he utilizado la herramienta “Time Series” donde podremos ver en una gráfica como evolucionan los resultados que nos proporciona SAM a lo largo del año, en este caso, nos fijaremos en la variable “Resource beam normal irradiance”.

Los días que vamos a estudiar con una DNI regular (Días de verano e invierno) vamos a poder dividirlos en 3 partes, desde las 12:00 am hasta la primera hora de producción, otra parte sería el día de producción con DNI y por último, la producción nocturna (con el TES).

### 3.2.1 Día de invierno

Como he comentado anteriormente, utilizando la herramienta time series, el 19 de enero es un día de invierno con buena DNI y muy regular por lo que es un buen día para hacer el estudio. En este día se producen 1598.21 MWh.

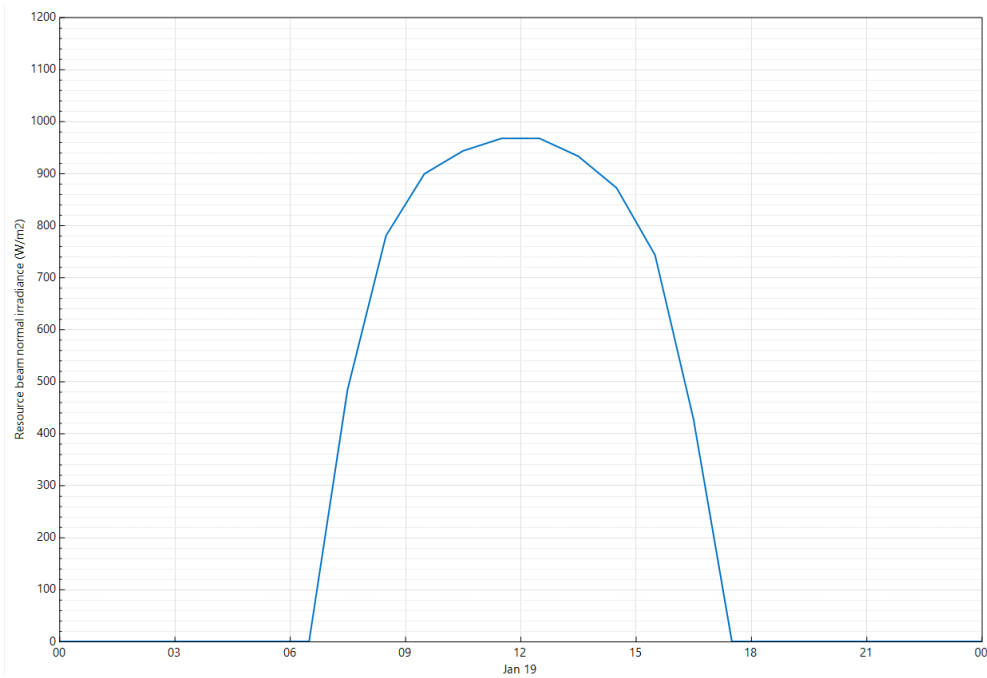


Ilustración 16: DNI 19 de enero

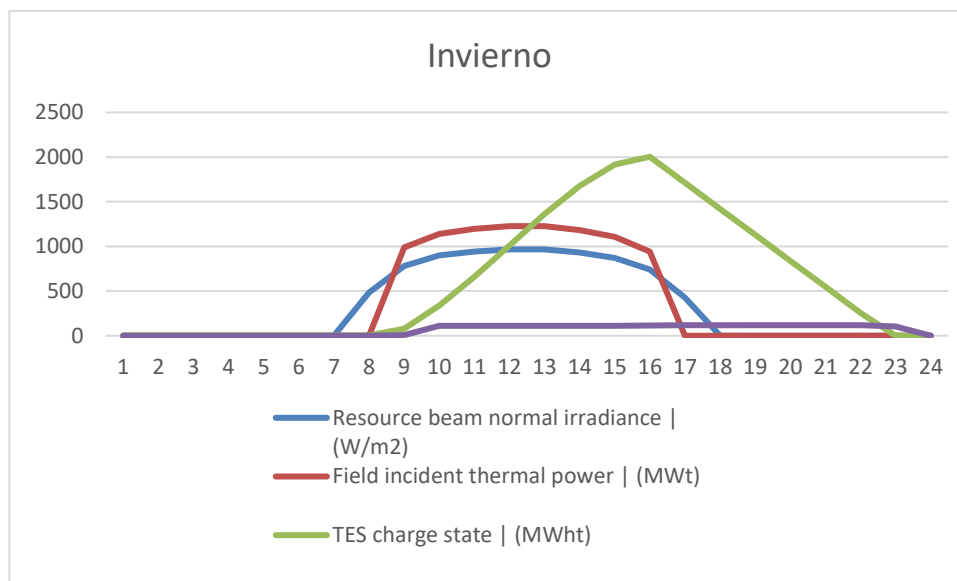


Ilustración 17: Resumen producción día de invierno

Como podemos ver, la primera parte será desde las 0:00 hasta las primeras horas de sol, la segunda parte será cuando hay sol y la tercera, cuando se hace de noche. Vamos a empezar por la primera parte.

Time stamp	12:00 am	01:00 am	02:00 am	03:00 am	04:00 am	05:00 am	06:00 am	07:00 am
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	484
Field incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
Field optical efficiency	0	0	0	0	0	0	0	0
Receiver incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
Receiver convection and emission losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
Receiver thermal efficiency	0	0	0	0	0	0	0	0
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
TES charge state   (MWh)	5.14156	5.12876	5.11596	5.10319	5.0904	5.07763	5.0649	5.05223
TES charge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
TES discharge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
TES thermal losses   (MWt)	0.906856	0.906101	0.905347	0.904593	0.905954	0.9052	0.902335	0.897359
PC input energy   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
PC efficiency gross	0	0	0	0	0	0	0	0
PC electrical power output gross   (MWe)	0	0	0	0	0	0	0	0
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0	0	0	0	0	0	0	0
Parasitic power condenser operation   (MWe)	0	0	0	0	0	0	0	0
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0	0	0	0	0	0	0	0
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	0	0	0	0	0	0	0	0
Total electric power to grid   (MWe)	-0.6325	-0.6325	-0.6325	-0.6325	-0.6325	-0.6325	-0.6325	-0.6325
Electricity to grid   (kW)	0	0	0	0	0	0	0	0

Ilustración 28: Parte 1 del día de invierno

En estas horas del día, como podemos ver, no tenemos producción de electricidad, solo tenemos pérdidas térmicas en el TES y el consumo eléctrico fijo (luces de la planta, pequeñas bombas...).

En cuanto a las pérdidas térmicas, decir que poco a poco van disminuyendo, esto es debido a que a medida que va pasando el tiempo, el tanque está a menos temperatura y al bajar la temperatura del tanque, se reducen las pérdidas. Si nos fijamos en la electricidad total en la red, sale negativo, esto quiere decir que estamos consumiendo de la red más de lo exportamos a ella, en este caso no exportamos nada.

A las 07:00 am, tenemos radiación, pero al ser tan pequeña y ser la primera hora de la mañana, todavía la planta no ha tenido la potencia suficiente incidente para poder arrancar, por ello nos salen todos los valores como 0.

Time stamp	08:00 am	09:00 am	10:00 am	11:00 am	12:00 pm	01:00 pm	02:00 pm	03:00 pm
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	780	899	943	967	967	933	872	743
Field incident thermal power   (MWt)	989.862	1140.88	1196.72	1227.18	1227.18	1184.03	1106.62	942.907
Field optical efficiency	0.444483	0.514155	0.542775	0.552912	0.552373	0.540949	0.509958	0.436002
Receiver incident thermal power   (MWt)	259.584	586.589	649.549	678.521	677.859	640.499	564.328	411.109
Receiver convection and emission losses   (MWt)	18.133	30.4027	30.2909	30.2656	30.2047	29.9758	29.4831	28.9208
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0.465659	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262
Receiver thermal efficiency	0.54878	0.94817	0.953366	0.955395	0.955441	0.953199	0.947755	0.929652
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	240.984	555.394	618.466	647.463	646.862	609.731	534.053	381.397
TES charge state   (MWh)	77.701	335.933	658.563	1010.68	1361.96	1676.39	1916	2003.84
TES charge thermal power   (MWt)	75.1036	262.804	325.885	354.888	353.807	316.672	241.466	88.867
TES discharge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0
TES thermal losses   (MWt)	0.891121	0.888345	0.886464	0.885466	0.88393	0.88423	0.886469	0.890677
PC input energy   (MWt)	165.896	292.608	292.608	292.607	293.111	293.111	292.609	292.611
PC efficiency gross	0.0688998	0.434129	0.434129	0.434129	0.430598	0.430598	0.434129	0.434129
PC electrical power output gross   (MWe)	11.4302	127.03	127.029	127.029	126.213	126.213	127.03	127.031
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0.213363	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729
Parasitic power condenser operation   (MWe)	0.234866	2.63887	2.65799	2.66755	2.67711	2.67711	2.66755	2.64843
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0.7032	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	3.82778	5.78542	6.99413	7.65599	7.62837	6.79575	5.43322	3.5726
Total electric power to grid   (MWe)	5.81848	117.113	115.885	115.213	114.415	115.248	117.436	119.317
Electricity to grid   (kW)	5585.75	112428	111249	110605	109838	110638	112739	114545

Ilustración 19: Parte 2 del día de invierno

En la segunda parte podemos ver que cuadran bien todos los resultados excepto uno, el rendimiento óptico (debido a lo comentado anteriormente).

Time stamp	04:00 pm	05:00 pm	06:00 pm	07:00 pm	08:00 pm	09:00 pm	10:00 pm	11:00 pm	TOTAL
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	428	0	0	0	0	0	0	0	8016
Field incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	9015.379
Field optical efficiency	0	0	0	0	0	0	0	0	0.52130343
Receiver incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	4468.038
Receiver convection and emission losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	227.6766
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	5.990493
Receiver thermal efficiency	0	0	0	0	0	0	0	0	0.94899686
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	4234.35
TES charge state   (MWht)	1712.13	1420.52	1129.04	837.705	546.571	255.737	0	0	14983.5446
TES charge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	2019.4926
TES discharge thermal power   (MWt)	290.906	290.821	290.72	290.599	290.443	290.226	257.05	0	2000.765
TES thermal losses   (MWt)	0.895001	0.897296	0.897369	0.899481	0.901523	0.903479	0.905185	0.906568	21.536349
PC input energy   (MWt)	290.902	290.817	290.717	290.595	290.439	290.223	257.07	0	4215.924
PC efficiency gross	0.434084	0.434082	0.434079	0.434075	0.43407	0.434064	0.433987	0	0.43397729
PC electrical power output gross   (MWe)	126.276	126.238	126.194	126.14	126.071	125.975	112.953	0	1768.8522
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0.376733	0.376733	0.376733	0.376733	0.376733	0.376733	0.331866	0	5.44273
Parasitic power condenser operation   (MWe)	2.62932	2.61976	2.61976	2.6102	2.60065	2.5911	2.58155	0	37.121816
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	15.18
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0.21975	0	0	0	0	0	0	0	4.3071
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	0	0	0	0	0	0	0	0	47.69326
Total electric power to grid   (MWe)	122.418	122.609	122.565	122.521	122.461	122.375	109.407	-0.6325	1659.10898
Electricity to grid   (kW)	117521	117705	117662	117620	117563	117480	105031	0	1598209.75

Ilustración 20: Parte 3 del día de invierno

En esta parte no tenemos radiación solar y la única producción que tenemos es a partir del TES. Comentamos antes que había un pequeño descuadre en el TES y aquí lo podemos ver también.

Fijándonos en las dos primeras horas, el estado del TES a las 05:00 pm debería de ser el estado en la hora anterior, menos lo que se descarga, menos las pérdidas térmicas, eso nos da 1420.329 MWh, cuando debería de dar 1420.52 MWh, eso pasa en todas las horas donde hay carga y descarga del tanque de almacenamiento y no sé a qué es debido ese descuadre.

La última columna son los resultados totales durante todo el día. Esta la he añadido para poder comparar con los demás días que vamos a estudiar.

### 3.2.2 Día de Verano

El día escogido va a ser el 5 de agosto.

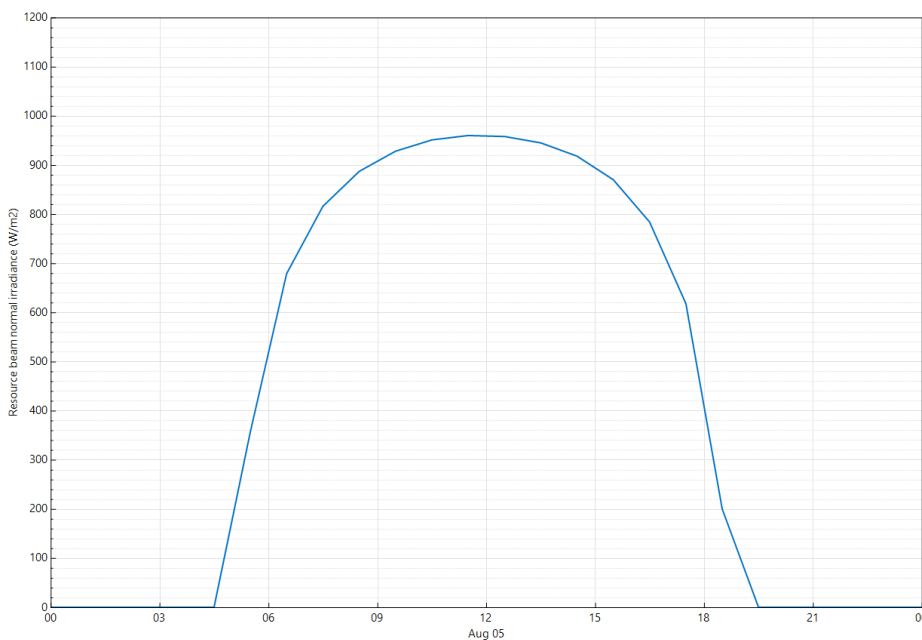


Ilustración 21: DNI 5 de agosto



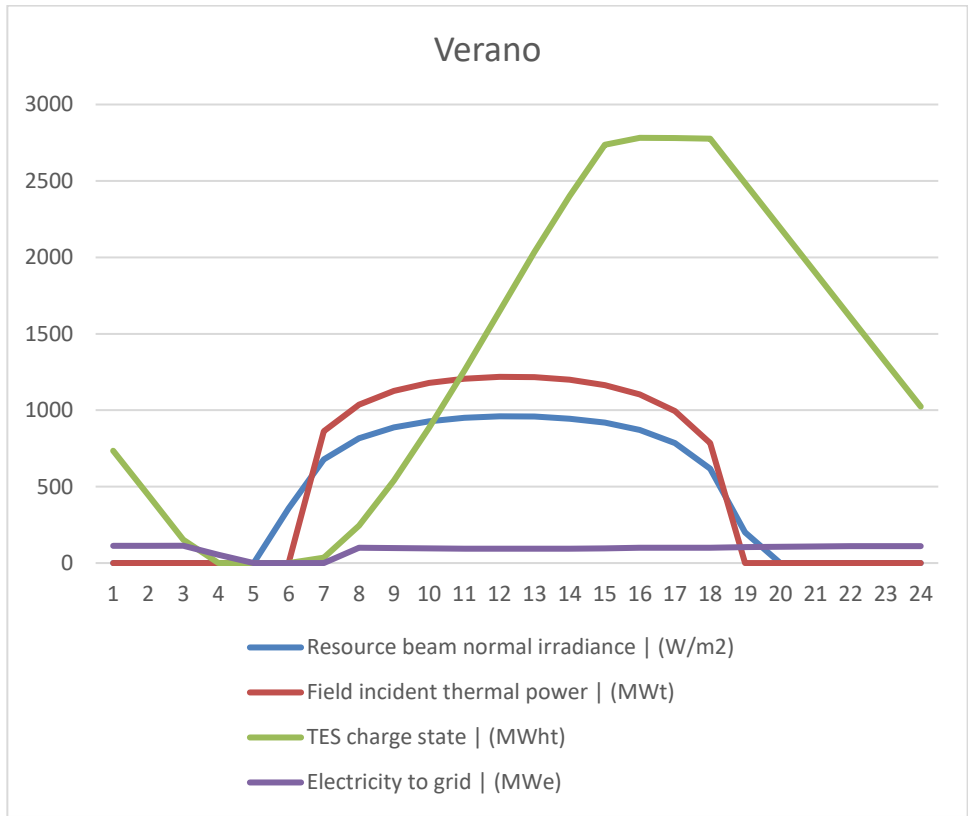


Ilustración 22: Resumen producción día de verano

En este día, al ser verano, tendremos más horas de sol, por lo que tendremos más producción tanto por el día como por la noche. Este día la planta genera un total de 2111.841 MWh, un 25% más de energía que el día de invierno estudiado anteriormente

Time stamp	12:00 am	01:00 am	02:00 am	03:00 am	04:00 am	05:00 am
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	0	0	0	0	0	357
Field incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0
Field optical efficiency	0	0	0	0	0	0
Receiver incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0
Receiver convection and emission losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0
Receiver thermal efficiency	0	0	0	0	0	0
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	0	0	0	0	0	0
TES charge state   (MWht)	735.301	443.642	152.333	0	0	0
TES charge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0
TES discharge thermal power   (MWt)	291.618	291.541	291.416	156.32	0	0
TES thermal losses   (MWt)	0.856463	0.858338	0.860132	0.859453	0.858574	0.851495
PC input energy   (MWt)	291.62	291.545	291.421	156.376	0	0
PC efficiency gross	0.414257	0.416293	0.418107	0.37735	0	0
PC electrical power output gross   (MWe)	120.806	121.368	121.845	59.0083	0	0
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0.376733	0.376733	0.376733	0.197336	0	0
Parasitic power condenser operation   (MWe)	2.81111	2.80153	2.79196	2.79196	0	0
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0	0	0	0	0	0
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	0	0	0	0	0	0
Total electric power to grid   (MWe)	116.985	117.557	118.044	55.3865	-0.6325	-0.6325
Electricity to grid   (kW)	112306	112855	113322	53171	0	0

Ilustración 23: Parte 1 día de verano

A diferencia del día de invierno, tenemos producción de 12:00 am a 3:00 am debido a que, al ser día de verano, cargamos más el tanque por el día y tenemos más posibilidad de descargar por la noche.

Otra cosa que no me cuadra es que a las 2:00 am, tenemos en el tanque 152 MWh disponibles, y a las 3:00 am, descargamos del tanque 156 MWh, es decir, descarga más de lo que tiene, no lo veo el sentido.

Time stamp	06:00 am	07:00 am	08:00 am	09:00 am	10:00 am	11:00 am	12:00 pm	01:00 pm	02:00 pm	03:00 pm	04:00 pm	05:00 pm
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	679	816	887	928	951	960	958	945	918	870	784	618
Field incident thermal power   (MWt)	861.688	1035.55	1125.65	1177.68	1206.87	1218.29	1215.75	1199.26	1164.99	1104.08	994.939	784.276
Field optical efficiency	0.43918	0.517074	0.5493	0.567414	0.577779	0.584848	0.583667	0.574925	0.563385	0.330384	0.319973	0.401581
Receiver incident thermal power   (MWt)	195.905	535.455	618.32	668.233	697.304	712.516	709.596	689.482	656.339	364.77	318.354	314.95
Receiver convection and emission losses   (MWt)	15.7571	30.367	30.1399	30.0229	29.9197	29.8383	29.4667	29.1897	28.9121	27.5927	27.1914	27.2274
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0.408577	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262	0.789262
Receiver thermal efficiency	0.476032	0.943287	0.951255	0.955071	0.957092	0.958123	0.958474	0.957664	0.955949	0.924356	0.914588	0.91355
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	179.738	504.296	587.389	637.418	666.592	681.885	679.336	659.5	626.635	336.386	290.372	286.932
TES charge state   (MWh)	34.496	245.159	539.964	884.95	1259.14	1648.59	2035.48	2402.52	2736.68	2781.96	2781.44	2777.03
TES charge thermal power   (MWt)	35.0754	212.938	296.746	346.771	375.942	391.233	388.681	368.844	335.975	46.006	0	0
TES discharge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.85235
TES thermal losses   (MWt)	0.844585	0.837097	0.829697	0.826029	0.824212	0.822258	0.82022	0.820226	0.822267	0.82415	0.825924	0.829827
PC input energy   (MWt)	144.732	291.373	290.663	290.662	290.662	290.662	290.662	290.662	290.665	290.67	290.672	290.66
PC efficiency gross	0.0144425	0.39324	0.385953	0.38406	0.383064	0.382035	0.380972	0.380972	0.382035	0.383065	0.384061	0.385951
PC electrical power output gross   (MWe)	2.0903	114.579	112.182	111.632	111.342	111.043	110.734	110.734	111.044	111.346	111.636	112.181
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0.186115	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376729	0.376732	0.376733	0.376733	0.376733
Parasitic power condenser operation   (MWe)	0.0503084	2.88779	2.92616	2.94535	2.95495	2.96455	2.97415	2.97415	2.96455	2.95495	2.94535	2.92616
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0.7032	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.48345	0.294666	0.306974	0.48345
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	3.26928	5.01478	6.41075	7.47827	8.20616	8.62377	8.54983	8.01482	7.22092	3.20173	2.86204	2.83743
Total electric power to grid   (MWe)	-2.7511	105.184	101.352	99.7155	98.6885	97.9621	97.7176	98.2527	99.3659	103.885	104.512	104.924
Electricity to grid   (kW)	0	100977	97298.4	95726.9	94741	94043.6	93808.9	94322.6	95391.2	99729.5	100332	100727

Ilustración 24: Parte 2 día de verano

Como ya he comentado antes, en este día tenemos más horas de sol, por lo que tenemos más producción, además, podemos destacar un resultado en la primera hora de la mañana y un caso particular a las 5:00 pm.

A las 6:00 am tenemos el problema del rendimiento óptico y cómo podemos ver, la eficiencia del PC es muy bajo, esto es debido a el bloque de potencia ha comenzado a funcionar al final de la hora y la media de los rendimientos durante la hora salen muy bajos.

Si nos fijamos, a las 05:00 pm, seguimos teniendo potencia proveniente del receptor y además, se descarga potencia del TES.

Time stamp	06:00 pm	07:00 pm	08:00 pm	09:00 pm	10:00 pm	11:00 pm	TOTAL
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	200	0	0	0	0	0	10871
Field incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	13089.023
Field optical efficiency	0	0	0	0	0	0	0.5007925
Receiver incident thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	6481.224
Receiver convection and emission losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0	335.6249
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0	0	0	0	0	0	9.090459
Receiver thermal efficiency	0	0	0	0	0	0	0.94449173
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	0	0	0	0	0	0	6136.479
TES charge state   (MWh)	2484.54	2192.12	1899.77	1607.51	1315.34	1023.31	31981.275
TES charge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	0	2798.2114
TES discharge thermal power   (MWt)	289.973	290.685	291.316	291.533	291.624	291.653	2781.53135
TES thermal losses   (MWt)	0.837221	0.842337	0.846638	0.850742	0.852688	0.854614	20.155187
PC input energy   (MWt)	289.947	290.669	291.309	291.53	291.624	291.654	6120.44
PC efficiency gross	0.390182	0.396267	0.401783	0.407283	0.409707	0.412038	0.38938836
PC electrical power output gross   (MWe)	113.132	115.182	117.043	118.735	119.48	120.173	2357.3156
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0.376733	0.376733	0.376733	0.376733	0.376733	0.376733	7.918082
Parasitic power condenser operation   (MWe)	2.89738	2.8782	2.85903	2.83986	2.83028	2.82069	60.7904184
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	15.18
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0.21975	0	0	0	0	0	5.87564
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	0	0	0	0	0	0	71.68978
Total electric power to grid   (MWe)	109.006	111.295	113.175	114.886	115.641	116.343	2195.8617
Electricity to grid   (kW)	104646	106843	108648	110291	111015	111689	2111884.1

Ilustración 25: Parte 3 día de verano

Podemos ver que los rendimientos en invierno son ligeramente superiores a los rendimientos de verano, sobre todo en el ciclo de potencia. (Ilustración 25 y 20)

Esto es debido a que al aumentar la temperatura ambiente, baja la eficiencia del condensador.

### 3.2.3 Día irregular

El día escogido es 13 de octubre.

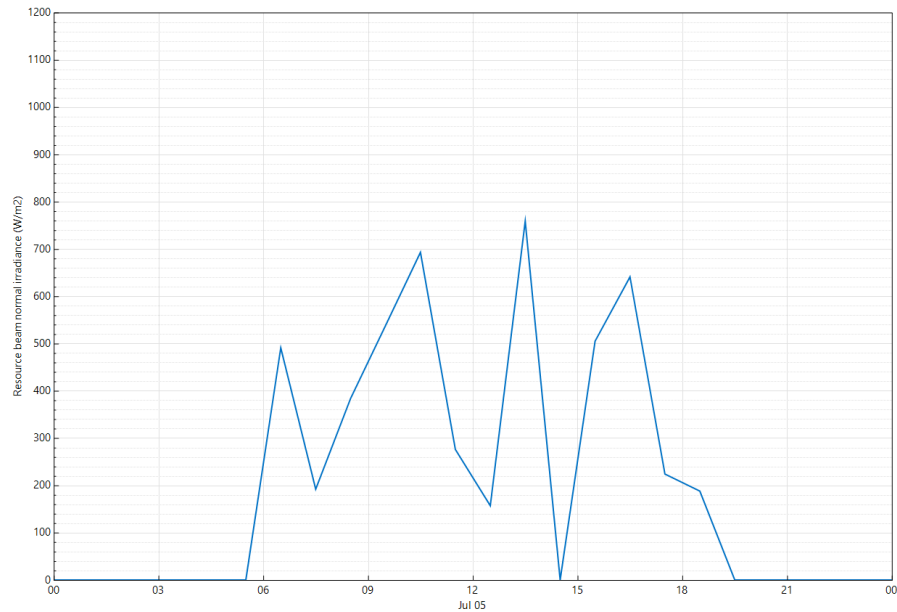


Ilustración 26: DNI día irregular

Es un buen día para estudiar debido a que tenemos caídas de DNI en 4 momentos del día diferentes. En este día nos vamos a fijar solo en la segunda parte debido a que la primera y la última parte no cambia mucho respecto a las dos anteriores.

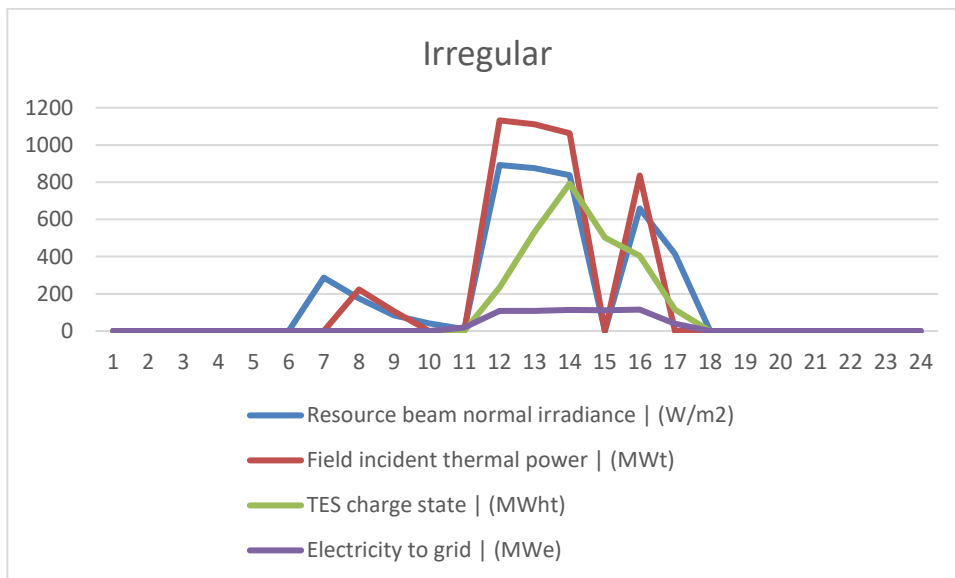


Ilustración 27: Resumen producción día irregular

Time stamp	6:00:00	7:00:00	8:00:00	9:00:00	10:00:00	11:00:00	12:00:00	13:00:00	14:00:00	15:00:00	16:00:00	17:00:00
Resource beam normal irradiance   (W/m2)	491	192	384	538	693	276	157	759	0	505	641	224
Field incident thermal power   (MWt)	623.106	0	487.317	682.751	879.455	350.259	0	963.212	0	640.872	813.464	0
Field optical efficiency	0.466883	0	0.552934	0.568934	0.580792	0.588058	0	0.576705	0	0.545214	0.512506	0
Receiver incident thermal power   (MWt)	104.996	0	81.2708	388.44	510.781	205.973	0	378.253	0	166.717	416.905	0
Receiver convection and emission losses   (MWt)	10.1544	0	8.72456	29.658	30.3281	29.1299	0	20.3152	0	13.5471	28.3293	0
Receiver header/tower piping losses   (MWt)	0.284854	0	0.238052	0.789262	0.789262	0.789262	0	0.537437	0	0.376584	0.789262	0
Receiver thermal efficiency	0.326008	0	0.269234	0.923649	0.940624	0.858574	0	0.644364	0	0.438363	0.932049	0
Receiver thermal power to HTF less piping loss   (MWt)	94.556	0	72.3079	357.991	479.661	176.053	0	357.399	0	152.792	387.785	0
TES charge state   (MWh)	0	0	0	63.7463	247.257	133.424	0	161.37	0	19.0916	112.83	0
TES charge thermal power   (MWt)	0	0	0	66.2632	187.922	0	0	165.169	0	19.6159	95.9288	0
TES discharge thermal power   (MWt)	0	0	0	0	0	113.034	137.367	0	165.254	0	0	116.808
TES thermal losses   (MWt)	0.842387	0.835322	0.830375	0.828899	0.831603	0.832815	0.832237	0.834767	0.835927	0.837345	0.839961	0.84206
PC input energy   (MWt)	94.556	0	72.3079	291.744	291.373	289.093	137.421	192.336	165.308	133.181	292.068	116.863
PC efficiency gross	0	0	0	0.302582	0.39324	0.392947	0.27624	0.108747	0.318902	0	0.393116	0.290105
PC electrical power output gross   (MWe)	0	0	0	88.2763	114.579	113.598	37.9612	20.9159	52.717	0	114.817	33.9025
Parasitic power TES and cycle HTF pump   (MWe)	0.121584	0	0.0929764	0.37673	0.376729	0.376731	0.175452	0.247625	0.210806	0.171251	0.376321	0.1473
Parasitic power condenser operation   (MWe)	0	0	0	2.22484	2.88779	2.88779	2.88779	0.520731	2.8782	0	2.79361	2.84944
Parasitic power fixed load   (MWe)	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325	0.6325
Parasitic power heliostat drives   (MWe)	0.7032	0.21975	0.7032	0.48345	0.48345	0.48345	0.21975	0.7032	0.21975	0.7032	0.48345	0.21975
Parasitic power receiver/tower HTF pump   (MWe)	2.65731	0	2.52733	3.37032	4.66196	2.21986	0	5.27002	0	3.04761	3.63258	0
Total electric power to grid   (MWe)	-4.1146	-0.85225	-3.956	81.1885	105.537	106.998	34.0457	13.5418	48.7757	-4.55456	106.898	30.0535
Electricity to grid   (kW)	0	0	0	77941	101316	102718	32683.9	13000.2	46824.7	0	102622	28851.3

Ilustración 28: Día irregular

Como podemos ver, la producción en este día, al igual que su DNI, es muy irregular, también, su estado de carga del TES es de 0, por lo que va a tener también que cargarse durante el día. Vamos a estudiarlo hora por hora.

- 6:00: nos ocurre lo mismo que en los otros días estudiados con el rendimiento óptico.
- 7:00: la DNI cae y para la planta completamente, solo tenemos en funcionamiento el movimiento de heliostatos que está cambiando su posición.
- 8:00: vuelve a incrementar la DNI pero no llega a tener la potencia suficiente como para poner en funcionamiento el ciclo de potencia.
- 9:00 y 10:00: Con poca DNI, comienza a producir potencia eléctrica y cargar el TES
- 11:00: Baja de nuevo la DNI y utiliza la potencia cargada en el TES en las horas anteriores para que no caiga la turbina
- 12:00: Cae aún mas la DNI hasta el punto de que no tenemos potencia incidente en el receptor y sigue utilizando el TES para no parar la planta. Observamos que teníamos disponible 133 MWh y descargamos 137 MWh, no tiene sentido.
- 13:00: Vuelve a tener una DNI alta y comienza a funcionar el receptor de nuevo, teniendo el descuadre del rendimiento óptico que tenemos a primeras horas de la mañana debido a que se ha puesto en marcha de nuevo el receptor. Produce electricidad y carga el TES de nuevo.
- 14:00: Vuelve a caer la DNI a 0 y utilizamos de nuevo la potencia cargada en la hora anterior para que no caiga la turbina. En este caso teníamos disponible 165.169 MWh y descargamos 165.254 MWh, el descuadre es menor.
- 15:00: Vuelve a tener DNI suficiente pero solo carga el TES, no produce potencia eléctrica.
- 16:00: Crece la DNI, carga el TES y produce potencia eléctrica.
- 17:00: Cae de nuevo a 0 la DNI y sigue produciendo con el TES.

# 4 CONCLUSIONES

---

Para finalizar con este trabajo, voy a realizar una breve conclusión donde veremos un resumen de los resultados y análisis obtenidos en estos balances realizados.

## 4.1 Balance anual

Para hacer un primer balance para analizar bien los primeros resultados obtenidos con el programa, tenemos que tener en cuenta el pequeño descuadre que tenemos sobre la potencia térmica incidente útil (no es muy grave) y con los rendimientos (óptico, del receptor y del ciclo de potencia).

Para obtener la potencia incidente útil, debemos multiplicar nuestra área total de captación por el sumatorio de la DNI a lo largo del año, así tendremos un resultado exacto de la potencia incidente útil que tendremos en nuestro campo de heliostatos.

Para los rendimientos, primeramente tener en cuenta que la media que nos da en los resultados de SAM, tiene en cuenta las horas donde nuestra planta no está funcionando (De noche, falta de potencia incidente o en el caso del ciclo de potencia, cuando no hay ni DNI ni tenemos potencia térmica almacenada) y nos da valores de 0, para ver el rendimiento real de cada variable, debemos primero sacar los resultados horarios en un hoja EXCEL y hacer de nuevo la media quitando los resultados con valor 0.

Aún realizando esta operación, no llegan a cuadrar los rendimientos del todo con los calculados teóricamente (En el ciclo de potencia si) y esto es debido a que dentro de SAM, tenemos una variable en el dimensionamiento de la planta llamada "Receiver startup delay time" donde podemos ajustar el tiempo que tarda el receptor en arrancar, por defecto está puesto 0,2 h, hay que tenerlo en cuenta.

Para finalizar, otro a cosa a tener en cuenta es que no cuadra del todo el balance en el TES, lo comentaré en el siguiente apartado.

## 4.2 Balances horarios

En los balances horarios, más allá de lo comentado en el apartado anterior, (Potencia térmica incidente útil y los rendimientos) comentar que los rendimientos son más altos en invierno que en verano (cosa que no me resulta un poco incoherente debido a que los ciclos Rankine como el que usa esta planta suelen tener más rendimiento cuanto mayor sea la temperatura) y el pequeño descuadre que tenemos con los balances energéticos en el TES (4 MWth al día aproximadamente).

## 5 BIBLIOGRAFÍA

---

- (1) <http://www.laenergiadelcambio.com/tecnologia-termsolar-de-torres-de-sales-fundidas/>
- (2) <https://sam.nrel.gov/forum/forum-general/1314-field-optical-focus-fraction.html>
- (3) <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/377/1/012008/pdf>
- (4) <https://sam.nrel.gov/concentrating-solar-power.html>
- (5) <https://www.solarpaces.org/csp-research-tasks/task-annexes-ia/task-i-solar-thermal-electric-systems/solarpaces-guideline-for-bankable-ste-yield-assessment/>