



TRABAJO DE FIN DE GRADO

**EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA CON SYSTEM  
ADVISOR MODEL (SAM) DE UNA PLANTA SOLAR  
TERMOELÉCTRICA EN TENERIFE**

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA  
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Autor: Lucas Domínguez Fernández

Tutor: Dr. Agustín Manuel Delgado Torres

Curso académico 2017/2018





## Índice general

Hoja de identificación.....	12
1. Resumen.....	14
1.1. Abstract.....	15
2. Alcance.....	16
3. Antecedentes.....	17
3.1. Contexto.....	17
3.2. La captación solar.....	19
3.2.1. Geometría solar, ángulo de incidencia y orientación del campo solar.....	19
3.2.1.1. Ángulo horario .....	19
3.2.1.2. Ángulo de declinación.....	22
3.2.1.3. Ángulo de latitud.....	22
3.2.1.4. Ángulo de altura solar.....	23
3.2.1.5. Ángulo cenital.....	23
3.2.1.6. Ángulo acimutal.....	24
3.3. Sistemas de concentración solar.....	25
3.3.1. Sistemas de receptor central-centrales de torre.....	25
3.3.2. Captador Fresnel.....	27
3.3.3. Sistemas Dish-Stirling.....	28
3.3.4. Sistemas de concentración de cilindro parabólico.....	30
3.3.4.1. Descripción detallada y funciones de sus partes.....	30
3.3.4.2. Espejo cilindro-parabólico.....	31
3.3.4.3. Receptor.....	33
3.3.4.4. Sistema de seguimiento solar y movimiento del captador.....	34
3.3.4.5. Fluido caloportador.....	35
3.3.4.6. Almacenamiento de energía térmica (Thermal Energy Storage, TES).....	36
3.3.4.7. Funcionamiento de la planta.....	36
3.3.4.8. Plantas termo-solares de cilindro parabólico en España.....	38
4. Definiciones y abreviaturas.....	40
5. Programas.....	41
5.1. System Advisor Model (SAM).....	41

5.2.	Python.....	42
5.3.	Modelado del proceso de cálculo de temperaturas en los nudos entre captadores.....	43
5.3.1.	Procedimiento 1: Saltos de temperatura homogéneos.....	40
5.3.2.	Procedimiento 2: Incremento de temperatura decreciente con el número de captadores.....	45
5.3.3.	Explicación del modelado del proceso de aumento de temperatura en Python.....	48
5.3.4.	Modelo utilizado por SAM para el cálculo de las temperaturas de salida de cada captador.....	58
5.3.5.	Comparación de resultados Python-SAM.....	61
6.	Parametrización.....	70
6.1.	Modelo económico.....	70
6.2.	Múltiplo solar.....	73
6.3.	Dimensionado.....	75
7.	Resultados.....	78
7.1.	Resultados de la parametrización.....	78
7.2.	Interpretación y uso de representaciones gráficas.....	92
7.3.	Resultados con límite de disipación de potencia térmica igual al 3%.....	94
7.4.	Resultados de la simulación completa de la planta.....	97
7.4.1.	Electricidad producida en función de la orientación.....	97
7.4.2.	Energía térmica producida y disipada a lo largo de un año.....	100
7.4.3.	Intercambio de masas entre los tanques caliente y frío a lo largo de un año.....	102
7.4.4.	Potencia térmica dirigida al sistema de almacenamiento procedente del campo solar.....	104
7.4.5.	Potencia eléctrica bruta producida con varios tiempos de almacenamiento.....	106
7.4.6.	Energía eléctrica bruta, neta y consumida por las bombas del campo solar.....	113
7.4.7.	Potencias térmicas producidas y consumidas.....	114
7.4.8.	Resultados generales de simulación.....	116
8.	Conclusiones.....	119
8.1.	Conclusions.....	121

9. Referencias.....	122
10. Anexo I.....	124

## Índice de figuras

Fig. 1: Potencia instalada en Canarias actualmente y la previsión para 2025. [2] .....	18
Fig. 2: Ángulo horario [3].....	20
Fig. 3: Ángulo de inclinación. [3] .....	22
Fig. 4: Ángulo latitud [4] .....	23
Fig. 5: Ángulo acimutal, de altura y cenital [3].....	24
Fig. 6: Heliostatos de una central de torre [6] .....	25
Fig. 7: Ilustración que representa la incidencia de los rayos solares en los heliostatos y su reflexión hacia la torre [6].....	26
Fig. 8: Imagen aérea de las centrales PS10 y PS20 [6] .....	26
Fig. 9: Ilustración de un reflector Fresnel lineal [7] .....	27
Fig. 10: Captador Fresnel lineal en la central de Puerto Errado [7] .....	27
Fig. 11: Vista aérea de la central de Puerto Errado [7] .....	28
Fig. 12: Ilustración de un disco parabólico con motor Stirling [8].....	28
Fig. 13: Ilustración de un motor Stirling [9].....	29
Fig. 14: Disco parabólico con motor Stirling [10] .....	29
Fig. 15: Ilustración de un captador cilindro-parabólico [11].....	30
Fig. 16: Cilindro-parabólico [12] .....	31
Fig. 17: Lazo o fila de captadores cilindro-parabólicos modelo Eurotrough [11] .....	32
Fig. 18: Secciones en las que se puede dividir el campo solar [13] .....	32
Fig. 19: Ilustración de un tubo absorbedor [5] .....	33
Fig. 20: Ángulo de incidencia [3].....	34
Fig. 21: Esquema de una central termosolar de cilindros-parabólicos. [13] .....	38
Fig. 22: Mapa de radiación solar en España [15] .....	38
Fig. 23: Esquema de una fila de captadores solares cilindro-parabólicos. ....	44
Fig. 24: Incrementos de temperatura homogéneos .....	45
Fig. 25: Esquema de una fila de captadores solares cilindro-parabólicos. ....	46
Fig. 26: Representación de la viscosidad frente al número de captadores. ....	54
Fig. 27: Representación de la viscosidad frente al aumento de la temperatura. ....	54
Fig. 28: Temperatura frente a número de captadores. ....	55
Fig. 29: Rendimiento de cada captador a medida que el HTF avanza por la fila.....	55
Fig. 30: Diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del captador. A medida que se avanza en la fila, decrece el valor del incremento.....	56
Fig. 31: Representación del número de Reynolds frente al número de captadores.....	57
Fig. 32: Calor producido por cada captador. ....	57
Fig. 33: Diagrama que representa el balance de energía planteado por SAM. [16].....	58
Fig. 34: Decrecimiento del rendimiento con el avance en la fila de captadores. ....	63
Fig. 35: Temperatura de salida de cada captador frente al número de captadores. ....	64
Fig. 36: Diferencia de temperaturas entrada-salida frente al número de captadores.....	65
Fig. 37: Temperaturas de salida según Python (rojo) y SAM (azul). ....	65
Fig. 38: Calor producido por cada captador en una fila (Python). ....	67
Fig. 39: Diagrama que representa los flujos de capital en un modelo compraventa de electricidad del tipo PPA con dueño único. Elaboración propia basado en [19].....	70

Fig. 40: representación del LCOE para 2 horas de almacenamiento.....	79
Fig. 41: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 2 horas de almacenamiento.....	80
Fig. 42: representación del LCOE para 4 horas de almacenamiento.....	81
Fig. 43: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 4 horas de almacenamiento.....	82
Fig. 44: representación del LCOE para 6 horas de almacenamiento.....	83
Fig. 45: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 6 horas de almacenamiento.....	84
Fig. 46: representación del LCOE para 8 horas de almacenamiento.....	85
Fig. 47: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 8 horas de almacenamiento.....	86
Fig. 48: representación del LCOE para 10 horas de almacenamiento.....	87
Fig. 49: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 10 horas de almacenamiento.....	88
Fig. 50: representación del LCOE para 12 horas de almacenamiento.....	89
Fig. 51: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 12 horas de almacenamiento.....	90
Fig. 52: Factor de capacidad frente al múltiplo solar .....	91
Fig. 53: Demostración del cálculo del múltiplo solar.....	92
Fig. 54: Demostración del cálculo del LCOE .....	93
Fig. 55: Demostración del cálculo del factor de capacidad.....	93
8. Fig. 56: Posibles orientaciones del campo solar [5].....	97
Fig. 57: Energía bruta producida en función de la orientación del campo.....	99
Fig. 58: Potencia térmica producida y disipada media diaria para cada mes.....	101
Fig. 59: Masa media diaria de sales fundidas en cada tanque de almacenamiento para cada mes .....	102
Fig. 60: Potencia térmica media diaria producida en el campo solar y destinada al sistema de almacenamiento para cada mes.....	105
Fig. 61: Potencia eléctrica bruta para 0 horas de almacenamiento.....	107
Fig. 62: Potencia eléctrica bruta para 2 horas de almacenamiento.....	107
Fig. 63: Potencia eléctrica bruta para 4 horas de almacenamiento.....	108
Fig. 64: Potencia eléctrica bruta para 6 horas de almacenamiento.....	108
Fig. 65: Potencia eléctrica bruta para 8 horas de almacenamiento.....	109
Fig. 66: Potencia eléctrica bruta para 10 horas de almacenamiento.....	109
Fig. 67: Potencia eléctrica bruta para 12 horas de almacenamiento.....	110
Fig. 68: Representación de todas las gráficas anteriores superpuestas. Cuanto mayor es el almacenamiento, más tiempo se prolonga la actividad de la planta .....	111
Fig. 69: Potencia eléctrica bruta, neta y consumo de las bombas del campo solar mensualmente (valores medios diarios) .....	112
Fig. 70: Potencia eléctrica bruta, neta, consumo de las bombas del campo solar .....	113
Fig. 71: Potencia eléctrica bruta, neta y consumo de las bombas del campo solar mensualmente (valores medios diarios) .....	113
Fig. 72: Potencias térmicas incidente, producida, después del coseno, .....	114

Fig. 73: Potencias térmicas incidente, producida, después del coseno, dirigida al ciclo de potencia y pérdida en el tubo absorbedor para cada mes (valores medios diarios)..... 115



## Índice de tablas

Tabla 1: Cálculo del día de cada mes. ....	21
Tabla 2: Eventos solares típicos y su fecha. ....	21
Tabla 3: Ejemplos de plantas de concentración con torre de potencia en España.....	26
Tabla 4: Algunos modelos de captadores existentes en el mercado [13] .....	33
Tabla 5: Algunos modelos de tubos absorbedores o receptores existentes en el mercado [13] .....	34
Tabla 6: HTF (Heat Transfer Fluid) más comunes. [13].....	35
Tabla 7: Ejemplos de centrales españolas de cilindro-parábólico [14],[15].....	39
Tabla 8: Condiciones iniciales de simulación en Python .....	53
Tabla 9: Características de diseño para el modelado.....	61
Tabla 10: Rendimiento ofrecido por cada captador en la fila.....	63
Tabla 11: Temperaturas de entrada y salida de cada captador. ....	64
Tabla 12: Resultados finales de cada método de cálculo. ....	66
Tabla 13: Producción de calor de cada captador calculado con Python.....	67
Tabla 14: Calor producido por una fila calculado por ambos modelos.....	67
Tabla 15: Datos generales de inicio en el diseño de la planta. ....	75
Tabla 16: Diámetro de los tanques y volumen en función de las horas de almacenamiento. ....	76
Tabla 17: Almacenamiento de 2 horas. ....	79
Tabla 18: Almacenamiento de 4 horas. ....	81
Tabla 19 Almacenamiento de 6 horas. ....	83
Tabla 20: Almacenamiento de 8 horas. ....	85
Tabla 21: Almacenamiento de 10 horas. ....	87
Tabla 22: Almacenamiento de 12 horas. ....	89
Tabla 23: Resultados de las configuraciones que cumplen la limitación del 3% de energía térmica disipada. ....	94
Tabla 24: Resultados de costes desglosados de las configuraciones de la Tabla 8 en el mismo orden. ....	95
Tabla 25: Resultados de la parametrización. ....	96
Tabla 26: Producción de energía eléctrica bruta en orientación N-S y E-O.....	98
Tabla 27: Producción total de energía eléctrica bruta .....	98
Tabla 28: Potencia térmica producida y disipada mensualmente.....	101

Tabla 29: Horarios de finalización de producción de la planta en función del número de horas de almacenamiento.....	106
Tabla 30: Resumen de los resultados obtenidos de la simulación de la planta. ....	116



## HOJA DE IDENTIFICACIÓN

### TÍTULO DEL PROYECTO

EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA CON SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)  
DE UNA PLANTA SOLAR TERMOELÉCTRICA EN TENERIFE

### DATOS DEL PETICIONARIO

RAZÓN SOCIAL: TRABAJO DE FIN DE GRADO, ESCUELA SUPERIOR DE  
INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA, UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

DIRECCIÓN: CALLE SAN FRANCISCO DE PAULA, S/N, ESCUELA SUPERIOR  
DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA,

TELÉFONO: 922 318 309

### DATOS DEL AUTOR

LUCAS DOMÍNGUEZ FERNÁNDEZ

DNI: 79075676-C

CONTACTO: [alu0100886177@ull.edu.es](mailto:alu0100886177@ull.edu.es)

### DATOS DEL TUTOR

DR. AGUSTÍN MANUEL DELGADO TORRES

### FECHA

JULIO, 2018



## 1. Resumen

Se plantea la evaluación tecno-económica de una central termoeléctrica, basada en tecnología solar de concentración para su instalación en la isla de Tenerife. Para ello, se calcularán los parámetros necesarios a tener en cuenta para su diseño y puesta en funcionamiento. Con ellos, y un programa de simulación conocido como System Advisor Model, se obtendrán una serie de resultados económicos y energéticos, que se analizarán para comprobar si realmente su diseño tiene posibilidades de éxito.

Las condiciones climáticas tenidas en cuenta para este estudio, corresponden a las recogidas por la estación meteorológica situada en el Aeropuerto Reina Sofía del sur de Tenerife. Los datos que en ella se presentan servirán para obtener los valores de radiación necesarios para la realización del estudio.

Desde el punto de vista de la obtención de la energía, se trata de una tecnología totalmente limpia, un hecho importante si nos basamos en los planes energéticos de la comunidad canaria que existen en la actualidad, los cuales conceden una gran importancia al uso de las fuentes de energía renovable.

La tecnología de captación que se empleará será la de captadores cilindro-parabólicos. Estos constituyen la forma de concentración de radiación solar más utilizada en la actualidad y de su implantación existen precedentes suficientes en el mercado español de energías renovables. Su gran ventaja frente a otras tecnologías, como los captadores Fresnel, los sistemas Dish-Stirling o las centrales de torre, es la posibilidad de almacenar parte de la energía térmica que produce el campo solar. Su funcionamiento detallado se explicará a lo largo del estudio.

*Palabras clave:* System Advisor Model, energía solar de concentración, cilindro parabólico, almacenamiento térmico, temperaturas intermedias entre captadores.

## 1.1. Abstract

This project focuses on the technological and economical study and design of a concentrating solar plant. This facility is thought to be located in Tenerife, Canary Islands. The parameters to design the plant, will be calculated at first and then will be used in the main plant operating simulation. For this last part, specialized software named System Advisor Model was used. It allows the users to simulate power plants based on renewable energies and gives a large feedback of energetic and economical results.

The weather conditions which have been taken into account are referred to those collected by the weather station located in Reina Sofía Airport, in the south of Tenerife. All the data presented help us to obtain the radiation values to accomplish the correct simulation of the plant.

The aim of this work would be to obtain totally clean energy, which is also an important objective of the energetic plans, both at European and at national levels, underlining the importance of renewable energies.

To conclude, if we focus on the technology, this study will make use of parabolic trough collectors. This is one of the main solar radiation concentrating forms nowadays, especially in Spanish renewable energies market. Its great advantage over other systems is the possibility to store a part of the thermal energy produced. This operation will be detailed on the next chapters.

*Keywords:* System Advisor Model, concentrating solar power, parabolic trough, thermal energy storage, intermediate temperatures between collectors.

## 2. Alcance

A continuación se mostrarán los puntos analizados y tenidos en cuenta en este proyecto:

- El impacto energético que supone la instalación de una planta con estas características.
- La utilización de la energía solar de concentración de media temperatura para producción de electricidad por primera vez en Canarias.
- Rendimiento que presenta frente a las tecnologías renovables ya instaladas.
- El incremento de uso de energías renovables destinadas a la producción de electricidad.
- La energía producida anualmente por la instalación.
- El coste que supone su construcción, operación y mantenimiento.
- El coste por kWh de energía eléctrica producida.
- La influencia del bloque de almacenamiento en el diseño de la central.
- El modelado de los cálculos que realiza el programa de simulación para el incremento de temperatura del fluido caloportador en el campo solar.

Los datos y procesos que no se analizarán con este proyecto son:

- El funcionamiento del ciclo de potencia de forma detallada o los rendimientos relacionados con los equipos involucrados. Se dejarán por defecto los valores que ofrece el System Advisor Model (SAM).
- El emplazamiento concreto de la planta.
- Los balances energéticos de todos los procesos que realiza el programa de simulación.
- Explicación de cada uno de los procesos llevados a cabo por SAM para la obtención de resultados de simulación.



### 3. Antecedentes

#### 3.1. Contexto

Actualmente existen diversos planes energéticos tanto a nivel europeo, como a nivel nacional. Si nos ceñimos a nivel continental, la Estrategia Europa 2020 propone una serie de objetivos energéticos para fomentar tres líneas de mejora:

- La reducción de las emisiones de gases que dan lugar al efecto invernadero en un 14% con respecto a los niveles de emisiones del año 2005.
- El aumento de participación de las energías renovables. En términos porcentuales, un incremento de su participación del 20% sobre el consumo de energía final.
- La mejora de la eficiencia energética, que se traduce en el ahorro de 368 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

Estas medidas hacen referencia al plan europeo para el año 2020 [1]. Pero existe otro plan más centrado en el archipiélago canario que trata todos los temas relacionados con las energías renovables y los consumos energéticos. Se trata del EECan25 (Estrategia Energética de Canarias 2015-2025) [2].

En este informe se fijan objetivos como garantizar la suficiente seguridad de suministro mediante la diversificación de las fuentes de energía. Conseguir la mayor penetración posible de las energías renovables, centrándose en el sector eólico y solar especialmente. Contrarrestar las debilidades que presenta Canarias en cuanto a suministro de energía por su condición de región ultraperiférica, ya que se encuentra alejada del continente y en un territorio fragmentado. Por esto se debe fomentar la producción de energía dentro del propio territorio promoviendo así la independencia energética, además de diversificar esta producción mediante el aumento de las energías renovables que se utilizan en la actualidad.

Se estima que todos estos objetivos se deben materializar en el año 2025 bajo los siguientes porcentajes:

- El aumento de la participación de las energías renovables sobre el consumo de energía final desde el 2% existente en el año 2015 al 15% en el 2025.
- En el sector eléctrico, las renovables deben crecer desde el 8% en el año 2015 al 45% en el 2025.

- Las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente se deben haber reducido en un 21% para el año 2025.

En la siguiente gráfica se muestra la potencia instalada en las islas para diversas tecnologías renovables, frente a lo que espera para el año 2025.

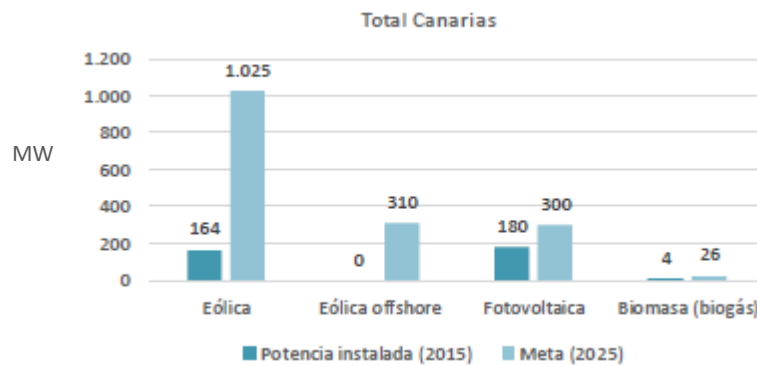


Fig. 1: Potencia instalada en Canarias actualmente y la previsión para 2025. [2]

Como se puede observar, se espera que todas las energías alternativas crezcan en potencia instalada, especialmente la energía eólica.

Esta previsión nos lleva a plantear el presente estudio de diseño de una planta termoeléctrica de cilindros-parabólicos para su instalación en la isla de Tenerife. Si bien es cierto que no existen precedentes de otra planta de concentración de energía solar en el archipiélago, España es un país puntero en la producción de energía mediante estas tecnologías. Esto se puede observar en las numerosas plantas existentes en el sur de la Península, que llevan años en activo con energías limpias.

Este tipo de centrales cuentan con algunas ventajas frente a otras tecnologías instaladas en la isla para la producción de electricidad, como la fotovoltaica. Por un lado, presentan un factor de capacidad superior, lo que implica un mejor uso de la energía disponible.

También cuentan con una característica importante en este sector: el almacenamiento térmico. Se sabe que una de las desventajas de estos sistemas es que dependen del sol para la producción de energía, y este no siempre se puede aprovechar de la misma forma. Esto quiere decir que habrá días en los que será más difícil producir que otros, debido a la presencia de nubes, o en las horas finales del día cuando el sol apenas tiene altura respecto a la superficie de captación, por ejemplo.

Por estas razones, los sistemas de concentración incorporan un bloque de almacenamiento, pues en días en los que el campo solar no sea suficiente para producir toda la potencia térmica que requiere el bloque de potencia, este pueda compensar parte de esa pérdida, durante cierto tiempo, mediante la energía térmica que tiene en sus tanques de almacenamiento.

### **3.2.La captación solar**

La energía procedente del Sol puede aprovecharse de muy diversas formas. Las más destacadas son aquellas que la aprovechan mediante el uso de paneles fotovoltaicos y las de concentración de la radiación. El presente documento se centrará en los sistemas y equipos basados en la concentración de la radiación solar para calentar un fluido. Normalmente se trata de una sal o aceite, que se calienta a elevadas temperaturas (de 150° a 600°) para convertir agua en vapor sobrecalentado que posteriormente se dirige hacia el bloque de potencia donde se produce la electricidad.

Un aspecto destacado a tener en cuenta a la hora de diseñar una instalación de captación de radiación solar es el ángulo de incidencia. Este ángulo depende del tiempo y de la localización, que varían en función de la posición del observador sobre la superficie de la Tierra. Para explicar de forma más extensa qué es y cómo calcular este, y el resto de ángulos se dedicará el siguiente apartado.

#### **3.2.1. Geometría solar, ángulo de incidencia y orientación del campo solar**

Se nombrarán los parámetros de los que dependen los ángulos y se realizará una definición pormenorizada de cada uno.

##### **3.2.1.1.Ángulo horario ( $\omega$ )**

Se conoce este ángulo como aquel que define la rotación de la Tierra alrededor de su eje. Es el ángulo entre la posición del meridiano desde el cual se realiza la medición hasta el meridiano que contiene en su plano al Sol en ese momento (ver figura 2).

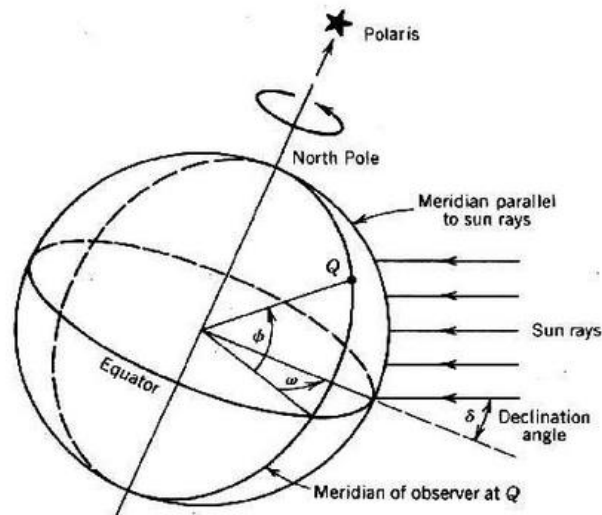


Fig. 2: Ángulo horario [3]

Para obtener el ángulo horario se necesita conocer la hora solar, que incluye una serie de valores necesarios para su cálculo. Para empezar, está la EOT (Equation of Time); o en español, ecuación del tiempo, la cual representa la diferencia entre la hora solar media y la hora solar real en un día determinado del año.

$$EOT = 0,258 \cdot \cos(x) - 7,416 \cdot \sin(x) - 3,648 \cdot \cos(2x) - 9,228 \cdot \sin(2x) \quad (1)$$

Donde  $x = \frac{360 \cdot (N-1)}{365,242}$  (2) y N es el número de día del año desde el día 1 de enero. El resultado de esta ecuación se encuentra en minutos. En la siguiente tabla se muestra cómo calcular N siendo “d” el día del mes.

Por ejemplo, si se quiere calcular qué día del año es el 25 de agosto, se haría lo siguiente: para el mes de agosto la operación a realizar es: el día del mes (d) más 212, que son los días que han pasado en el año hasta el primer día de agosto. El resultado será  $25 + 212 = 237$ . Por tanto, el día 25 de agosto será el día número 237 del año contando desde el 1 de enero.

Tabla 1: Cálculo del día de cada mes.

Mes	Número de día
Enero	d
Febrero	d + 31
Marzo	d + 59
Abril	d + 90
Mayo	d + 120
Junio	d + 151
Julio	d + 181
Agosto	d + 212
Septiembre	d + 243
Octubre	d + 273
Noviembre	d + 304
Diciembre	d + 334

Tabla 2: Eventos solares típicos y su fecha.

Eventos solares	Fecha
Equinoccio de primavera	21 de marzo
Solsticio de verano	21 de junio
Equinoccio de otoño	23 de septiembre
Solsticio de invierno	21 de diciembre

Una vez calculada la EOT, se pasa al cálculo de la hora solar, para lo que se utiliza la ecuación de conversión a hora local.

$$LCT = t_s - \frac{EOT}{60} + LC + D \quad (3)$$

Donde,

- LCT es la hora exacta del lugar donde se quiera conocer la hora solar (Local Time).
- LC es el corrector de longitud.

$$LC = \frac{\text{Longitud local} - \text{Longitud horaria del meridiano estándar}}{15} \quad (4)$$

- D, es igual a 1 hora cuando se encuentra activado el plan de ahorro energético.

De esa ecuación se despeja  $t_s$ , que es la hora solar en horas. Con ese resultado y la siguiente fórmula, se obtendrá el ángulo horario ( $\omega$ )

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (\text{grados}) \quad (5)$$

### 3.2.1.2. Ángulo de declinación ( $\delta$ )

Este ángulo corresponde a aquel que se encuentra entre el plano del Ecuador y una línea que se traza desde el centro de la Tierra hasta el Sol (ver figura 3). El momento del año en el que este ángulo alcanza su mayor valor es el 21 de junio ( $23,45^\circ$ ), también se conoce como solsticio de verano; seis meses más adelante, tiene lugar el solsticio de invierno. Por otro lado, dos veces al año el ángulo de declinación es cero; lo que se conoce como equinoccio y se produce en primavera y en otoño. En la siguiente imagen queda representado este ángulo.

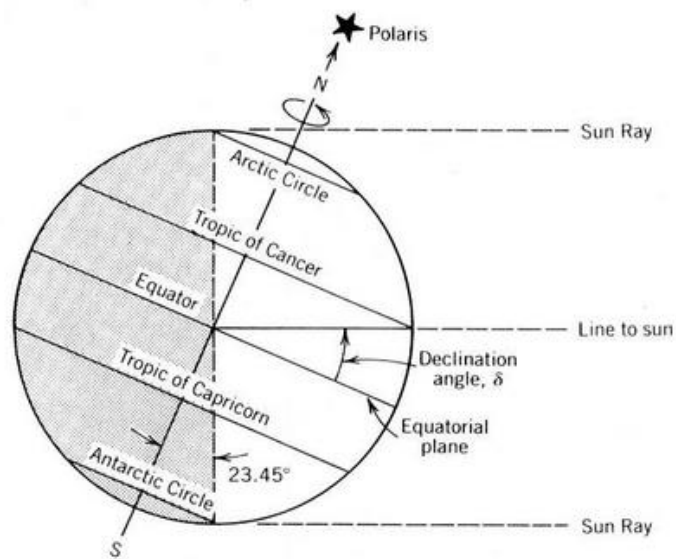


Fig. 3: Ángulo de inclinación. [3]

### 3.2.1.3. Ángulo de latitud ( $\phi$ )

Es el ángulo formado entre el ecuador y la línea trazada desde el centro de la Tierra hasta el punto de la superficie terrestre acerca del cual se desee conocer la latitud (ver figura 4).

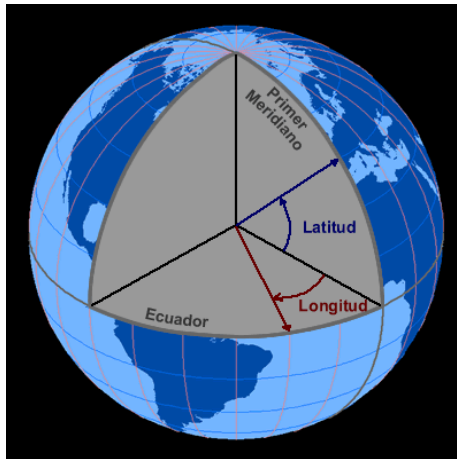


Fig. 4: Ángulo latitud [4]

Se puede concluir en que estos son los ángulos que definen el movimiento de la tierra respecto del sol y que además son los que definen la posición de cualquier punto sobre la superficie de la tierra.

A continuación, se mostrarán los principales ángulos que se encuentran dentro del sistema de referencia del punto estudiado sobre la superficie de la tierra. Ángulo de altura solar, ángulo cenital y ángulo acimutal.

#### 3.2.1.4. Ángulo de altura solar ( $\alpha$ )

Es el formado entre el rayo de sol incidente sobre el punto estudiado y el plano horizontal de ese mismo punto.

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\varphi)) \quad (6)$$

#### 3.2.1.5. Ángulo cenital ( $\theta_c$ )

Corresponde al ángulo complementario del ángulo de altura solar. Es decir, su cálculo se puede resumir en restar a  $90^\circ$  el ángulo de altura solar. Por lo tanto, este ángulo representa aquel situado entre la línea contenida en el rayo procedente del sol y la vertical de la posición del punto estudiado.

$$\theta_c = 90^\circ - \alpha \quad (7)$$

### 3.2.1.6. Ángulo acimutal (A)

Este ángulo representa aquel situado entre la línea que define la orientación Norte o Sur dependiendo del criterio utilizado y la proyección, sobre el plano horizontal del punto de estudio, de la línea contenida en el rayo procedente del sol y utilizado para la medición del ángulo de altura solar.

$$A' = \sin^{-1} \left( \frac{-\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(\alpha)} \right) \quad (8)$$

$$\text{Donde si, } \cos(\omega) \geq \left( \frac{\tan(\delta)}{\tan(\varphi)} \right), \quad A = 180^\circ - A' \quad (9)$$

$$\text{Donde si, } \cos(\omega) \leq \left( \frac{\tan(\delta)}{\tan(\varphi)} \right), \quad A = 360^\circ + A' \quad (10)$$

En la siguiente figura se observarán estos ángulos de una forma más sencilla.

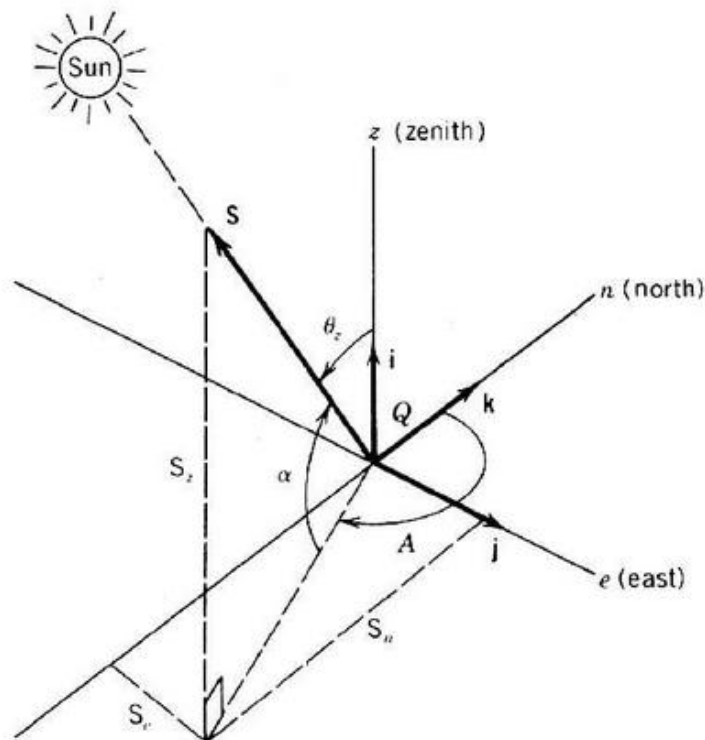


Fig. 5: Ángulo acimutal, de altura y cenital [3].



### 3.3. Sistemas de concentración solar

Después de la explicación del ángulo de incidencia, se realizará una breve explicación del funcionamiento de captación y concentración de la radiación de cada tecnología y se profundizará especialmente en el cilindro-parabólico.

#### 3.3.1. Sistemas de receptor central-centrales de torre

Los sistemas de receptor central o centrales de torre están formadas por dos zonas principales en lo referido a la concentración de la radiación.

En primer lugar, se encuentra el campo de heliostatos, que consiste en un conjunto de espejos colocados estratégicamente para captar la mayor cantidad de energía solar posible durante las horas de luz.

Estos espejos o heliostatos se encuentran colocados sobre una estructura metálica con movimiento en uno o dos ejes, lo que les permite orientarse en función del movimiento del sol. Además, para realizar estos movimientos utilizan un sensor alineado con el Sol que envía las señales a sistema eléctrico del motor para realizar un seguimiento lo más preciso posible.



*Fig. 6: Heliostatos de una central de torre [6]*

Por otro lado, se encuentra la torre. Esta parte de la instalación es aquella hacia la cual se dirigen todos los rayos solares que se reflejan en los heliostatos. Estas torres constan de un receptor que se sitúa normalmente en la parte superior de la torre. Este presenta una alta conductividad térmica, color oscuro y gran resistencia a las altas temperaturas que se llegan a alcanzar. Mediante este receptor se calienta un fluido

caloportador que posteriormente cederá ese calor al agua hasta su vaporización y seguidamente entrará al bloque de potencia.

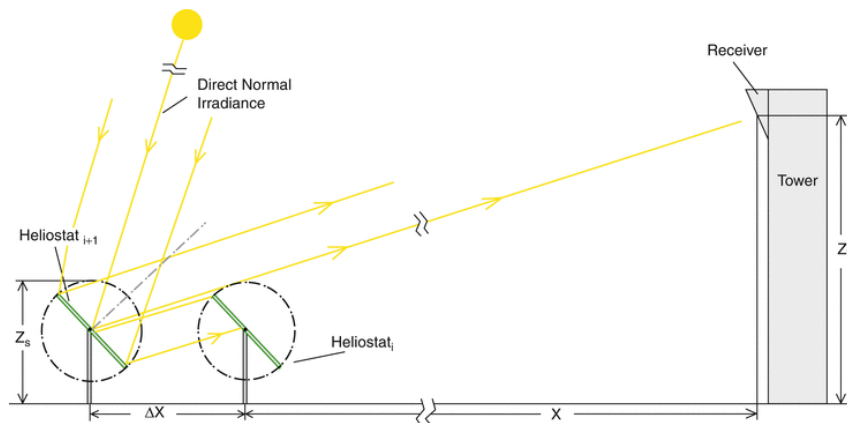


Fig. 7: Ilustración que representa la incidencia de los rayos solares en los heliostatos y su reflexión hacia la torre [6]

Algunos ejemplos de instalaciones de concentración son las siguientes:

Tabla 3: Ejemplos de plantas de concentración con torre de potencia en España.

Central	Localización	Potencia Eléctrica Neta (MW <sub>e</sub> )
Gemasolar Therosolar Plant	Sevilla	19,9
Planta Solar 10	Sevilla	11,02
Planta Solar 20	Sevilla	20



Fig. 8: Imagen aérea de las centrales PS10 y PS20 [6]

### 3.3.2. Captador Fresnel

Este tipo de sistemas están compuestos por una serie de reflectores o espejos planos y alargados, y un receptor también lineal. También cuentan con sistema de seguimiento solar en un eje, lo que les permite captar la cantidad de radiación posible durante las horas de sol.

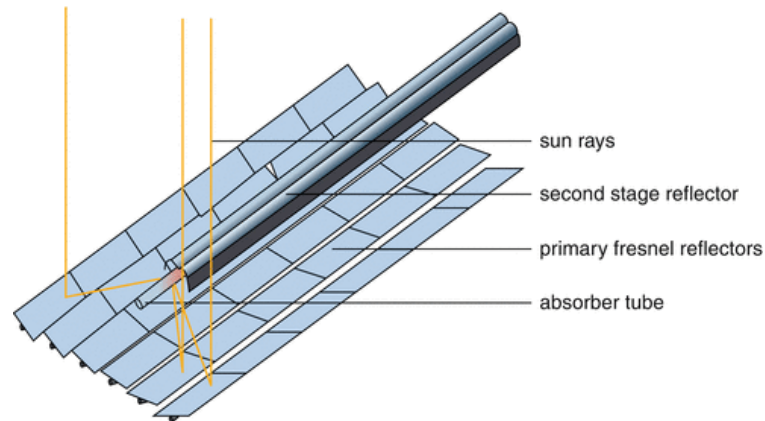


Fig. 9: Ilustración de un reflector Fresnel lineal [7]

El receptor por su parte, es un tubo o conjunto de tubos aislados al vacío donde se reciben todos los rayos reflejados desde los espejos. Al igual que en la anterior tecnología, por el interior del receptor circula un fluido caloportador que se calienta a medida que avanza por él mientras se concentra la radiación.



Fig. 10: Captador Fresnel lineal en la central de Puerto Errado [7]

Ejemplos reales donde se utilice la tecnología de captadores Fresnel son las centrales termoeléctricas de concentración de Puerto Errado 1 y Puerto Errado 2. La primera está diseñada para con una potencia instalada de 1,4 MW, mientras que la

segunda, consta 30 MW instalados. Es la primera central española con esta tecnología que se conecta a la red eléctrica.



Fig. 11: Vista aérea de la central de Puerto Errado [7]

### 3.3.3. Sistemas Dish-Stirling

Se trata de una tecnología de concentración solar con un principio de funcionamiento similar a las anteriores en cuanto a la forma de captar y concentrar la radiación. En este caso, el elemento concentrador de la radiación solar es un disco parabólico formado por un conjunto de espejos que están orientados hacia un único punto donde se concentra toda la radiación.

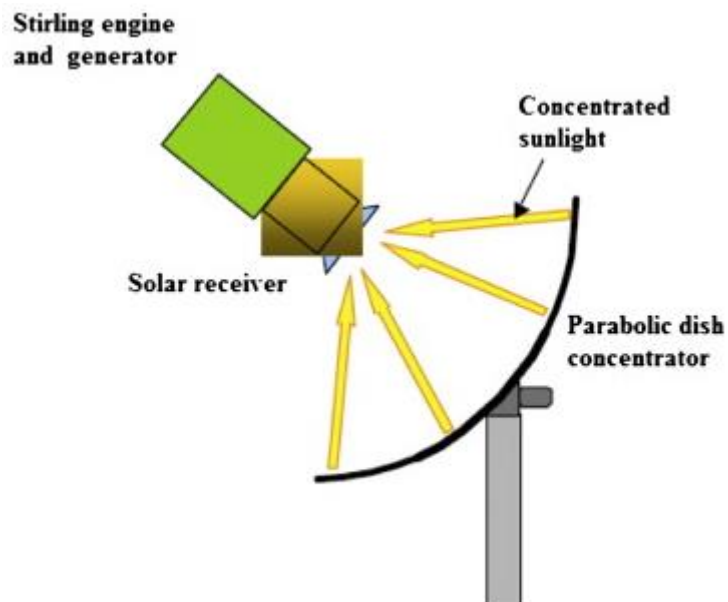


Fig. 12: Ilustración de un disco parabólico con motor Stirling [8]

El receptor absorbe esta radiación, calentando un fluido caloportador que suele ser hidrógeno. A continuación, el fluido se comprime y expande dentro del cilindro de un motor convirtiendo la energía térmica en energía mecánica. El motor Stirling consta de dos pistones: uno en el que se encuentra el fluido a altas temperaturas procedentes de concentración de la radiación; y otro hacia el cual se dirige el fluido después de haber sido comprimido por el pistón (ver figura 13).

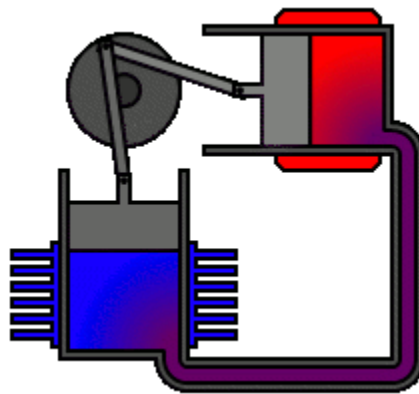


Fig. 13: Ilustración de un motor Stirling [9]

El movimiento circular que tiene lugar consecuencia del movimiento de los pistones, mueve un generador y se produce la electricidad.



Fig. 14: Disco parabólico con motor Stirling [10]



### 3.3.4. Sistemas de concentración de cilindro parabólico

Como se comentó al principio de este apartado, será la tecnología utilizada para la realización del estudio objeto de este trabajo y por ello se realizará una explicación detallada de su funcionamiento, así como de las partes que componen una instalación de este tipo.

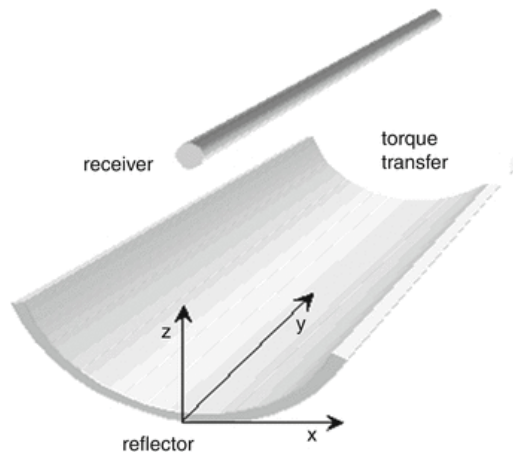


Fig. 15: Ilustración de un captador cilindro-parabólico [11]

El cilindro parabólico es un equipo de concentración de energía solar, cuyo uso principal es el de calentar un fluido portador de calor concentrando la radiación solar en un tubo absorbedor.

#### 3.3.4.1. Descripción detallada y funciones de sus partes:

Las partes principales que componen una instalación de captadores de este tipo son las siguientes:

- Espejo cilindro-parabólico.
- Receptor.
- Sistema de seguimiento solar y movimiento del captador.
- Estructura sobre la que se asienta.
- Fluido caloportador (Heat Transfer Fluid, HTF).
- Almacenamiento de energía térmica (Thermal Energy Storage, TES).
- Bloque de potencia.

### 3.3.4.2. Espejo cilindro-parabólico

De la misma manera que en la torre los espejos se encontraban orientados, aquí también lo están. Estos presentan forma parabólica, como su propio nombre indica. El vidrio que lo forma tiene entre tres y cuatro milímetros de espesor y sobre él, va adherida una fina capa de un material, preferiblemente plata, que posee excelentes propiedades reflectantes. También presentan un revestimiento de cobre y pintura en la parte trasera que sirve como protección y para conservar las propiedades ópticas del espejo.

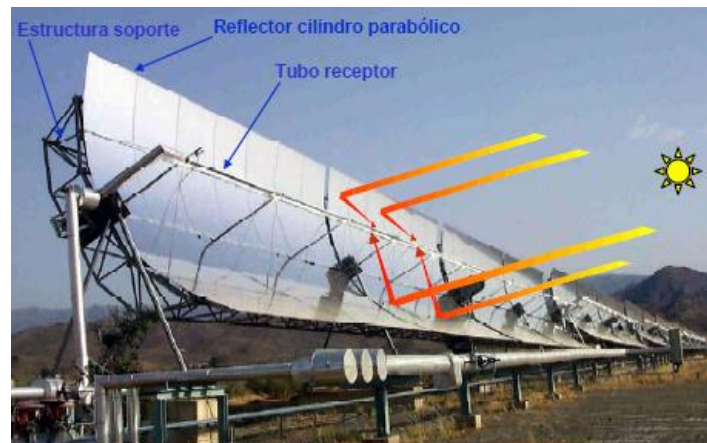


Fig. 16: Cilindro-parabólico [12]

Los captadores están formados por un determinado número de módulos. Dependiendo del modelo utilizado, un captador puede tener un número mayor o menor de módulos y unas dimensiones específicas.

Por otro lado, los captadores se colocan alineados de forma consecutiva en lo que se conoce como lazo o fila con el fin de que el fluido alcance la temperatura necesaria para producir el calor previsto con esa instalación. La longitud de las filas depende de las condiciones climáticas, del fluido portador de calor, del espacio disponible para colocar los captadores y de la temperatura de diseño con la que el fluido debe salir de cada fila del campo solar.



Fig. 17: Lazo o fila de captadores cilindro-parabólicos modelo Eurotrough [11]

Además, el campo está dividido en varias subsecciones como las que se muestran figura 18. Existen varias configuraciones: 2 subsecciones, 4 subsecciones o 6 subsecciones (para utilizar dentro de SAM). El hecho de utilizar un campo de con más o menos secciones, se debe a factores como las limitaciones dimensionales por superficie disponible para la colocación de los captadores.

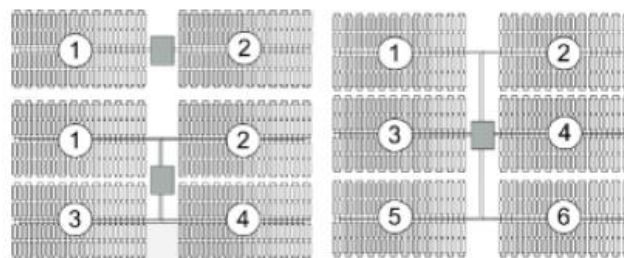


Fig. 18: Secciones en las que se puede dividir el campo solar [13]

En la siguiente lista se mostrarán algunos de los modelos de captadores existentes en el mercado. Como dato destacable, cabe mencionar que la selección del captador hace referencia únicamente al espejo, pero no al receptor o tubo absorbedor, que puede ser de un modelo y fabricantes distintos.



Tabla 4: Algunos modelos de captadores existentes en el mercado [13]

Modelo	Área de apertura (m <sup>2</sup> )	Ancho (m)	Largo (m)	Módulos/Captador
Euro Trough ET150	817,5	5,75	150	12
Luz LS-2	235	5	49	6
Luz LS-3	545	5,75	100	12
Solargenix SGX-1	470	5	100	12
Siemens SunField 6	545	5,776	95,2	8
SkyFuel SkyTrough	656	6	115	8
FLABEG Ultimate Trough RP6	1720	7,53	247	10

### 3.3.4.3.Receptor

El receptor es la parte del cilindro-parabólico donde se concentra toda la radiación reflejada en los espejos del cilindro. Se trata de un tubo metálico con un revestimiento oscuro, que puede ser tanto metálico como cerámico, para conseguir la mayor absorción y la menor emisividad posibles. Además, alrededor del tubo metálico se encuentra un segundo tubo de vidrio. Normalmente, el espacio que separa el tubo absorbedor del tubo protector se encuentra al vacío, ya que es una forma de anular las pérdidas térmicas por convección. Al igual que para los espejos, también existen varios modelos de tubos absorbedor con características propias como tamaño o material.

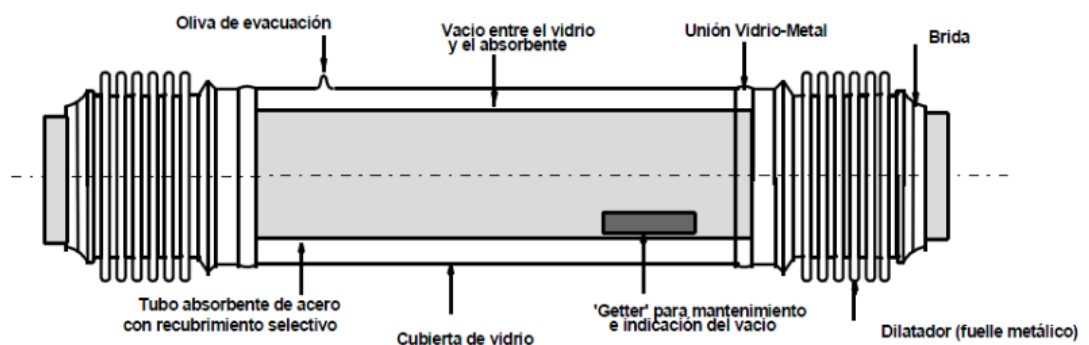


Fig. 19: Ilustración de un tubo absorbedor [5]

Tipos de receptores o absorbedores:

Tabla 5: Algunos modelos de tubos absorbedores o receptores existentes en el mercado [13]

Modelo	Diámetro interior (m)	Diámetro exterior (m)	Recubrimiento (m)
Schott PTR70	0,066	0,07	0,115
Solel UVAC 3	0,066	0,07	0,115
Siemens UVAC 2010	0,066	0,07	0,109
Royal Tech CSO RTUVR 2014	0,066	0,07	0,119
TRX-Solar TRX70-125	0,066	0,07	0,119

Estas son las partes encargadas de la captación, pero falta un tercer aspecto también importante. Se trata del ángulo de incidencia. Es aquel formado entre los rayos del sol incidentes sobre la superficie del captador cilindro parabólico y el vector perpendicular a la superficie del captador, de ahí que se utilice un sistema de seguimiento mediante el cual se consigue que los rayos solares reflejados en el espejo se dirijan siempre perpendicularmente hacia el receptor. Cuanto mayor sea este ángulo, más baja será la radiación que llega al receptor y peor será la producción de calor en el campo.

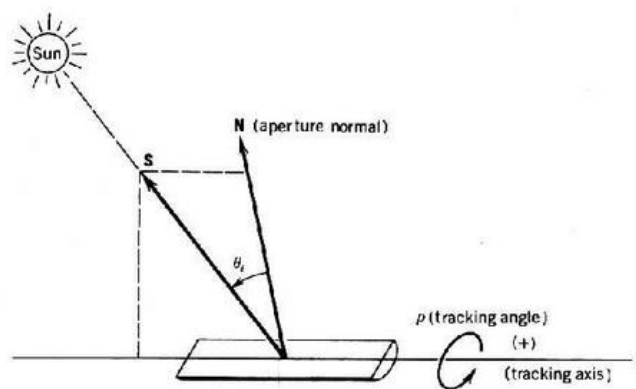


Fig. 20: Ángulo de incidencia [3]

Cabe destacar que, como se observa en la figura, el ángulo de seguimiento  $\rho$ , es distinto al ángulo de incidencia.

#### 3.3.4.4. Sistema de seguimiento solar y movimiento del captador

Los captadores se encuentran en movimiento durante el día siguiendo la trayectoria solar. Para poder llevar a cabo este seguimiento, los equipos constan de un

sistema con un sensor que está alineado con la dirección de incidencia de la radiación solar en cada momento. Para lograr una captación correcta de radiación solar se necesita que la precisión sea aproximadamente de  $0,02^\circ$ . Los sistemas hidráulicos son los más apropiados para realizar el desplazamiento del captador. Destacan por:

- Fuerza suficiente para el desplazamiento.
- Velocidad reducida.
- Sin paradas repentinas al alcanzar la posición programada.
- Resistentes a las condiciones atmosféricas.

### 3.3.4.5.Fluido caloportador

Este fluido es el encargado de transferir el calor a un segundo fluido (mediante un intercambiador de calor) que posteriormente moverá la turbina del bloque de potencia (vapor). En ocasiones, este fluido puede ser directamente el agua que una vez pase a ser vapor sobrecalentado, moverá la turbina sin otro fluido intermediario.

En el caso de este estudio, este fluido será un aceite sintético. A su paso por el campo solar, donde se encuentran los captadores cilindro-parabólicos, alcanzará temperaturas máximas cercanas a los  $400^\circ\text{C}$  y absorberá el calor concentrado en el tubo absorbedor por los espejos. Una vez el fluido sale del campo, pasa por un intercambiador de calor por el cual también circula agua, que se calienta hasta convertirse en vapor sobrecalentado dirigido directamente a la turbina.

Estos son algunos de los fluidos portadores de calor utilizados en este tipo de procesos:

Tabla 6: HTF (Heat Transfer Fluid) más comunes. [13]

Name	Type	Min Optimal Operating Temp °C	Max Optimal Operating Temp* °C	Freeze Point °C	Comments
Hitec Solar Salt	Nitrate Salt	238	593	238	
Hitec	Nitrate Salt	142	538	142	
Hitec XL	Nitrate Salt	120	500	120	
Caloria HT 43	Mineral Hydrocarbon	-12	315	-12 (pour point)	used in first Luz trough plant, SEGS I
Therminol VP-1	Mixture of Biphenyl and Diphenyl Oxide	12	400	12 (crystallization point)	Standard for current generation oil HTF systems
Therminol 59	Synthetic HTF	-45	315	-68 (pour point)	
Therminol 66	?	0	345	-25 (pour point)	
Dowtherm Q	Synthetic Oil	-35	330	n/a	
Dowtherm RP	Synthetic Oil	n/a	330	n/a	

### **3.3.4.6. Almacenamiento de energía térmica (Thermal Energy Storage, TES)**

Existe la posibilidad de diseñar el campo solar con una sección de almacenamiento, como se hará en este estudio. Esto implica que una parte de la producción de calor del campo, ya sea por no ser utilizada por el bloque de potencia o bien por diseño, se dirige hacia unos tanques de almacenamiento del fluido portador de calor donde se mantiene a una temperatura constante previamente establecida.

Este calor se puede almacenar durante distintos periodos que suelen ir de las 2 a las 14 horas en función del modelo de tanque. Este almacenamiento se utiliza en el caso de que la producción de energía térmica del campo solar no sea suficiente para cubrir la demanda del bloque de potencia. Esta situación tiene lugar en las horas finales del día cuando la radiación solar es mucho menor que en las horas centrales y el campo solar no abastece al bloque de potencia por sí solo.

El hecho de utilizar esta tecnología afecta también al coste de producción de la energía incrementándolo o reduciéndolo dependiendo de otros parámetros como el múltiplo solar, aunque esto se explicará en profundidad en el apartado de parametrización.

### **3.3.4.7. Funcionamiento de la planta**

Ahora que se conocen mejor las partes de una planta termo-solar de cilindros-parabólicos, se explicará cuál es su funcionamiento basado en la figura 21 que se muestra a continuación.

En primer lugar, el fluido portador de calor entra al campo solar a una presión determinada gracias a unas bombas especiales, por el inicio de las filas o lazos. A medida que este avanza se va calentando paulatinamente debido a la transferencia de la energía térmica producida al concentrar la radiación solar en el tubo absorbedor. La fila será tan larga y tendrá tantos captadores como haya sido necesario instalar para alcanzar la temperatura deseada.

Una vez realiza el recorrido por el campo solar, el fluido caliente se dirige hacia el bloque de potencia y hacia la sección de almacenamiento térmico (TES). Si la demanda de energía térmica es alta, la mayor parte de la energía irá destinada hacia el

bloque de potencia y la que no se necesite, se enviará hacia los tanques de almacenamiento.

En la sección de almacenamiento existe un intercambiador donde se produce el intercambio de calor entre el fluido que contienen los tanques (sales) y el que procede del campo solar (aceite). Se debe mencionar que estos dos fluidos no tienen por qué ser iguales y, de hecho, normalmente, no suelen serlo, como se observa en la página web del NREL (National Renewable Energy Laboratory) [14], donde se muestran las características de numerosas instalaciones de este tipo.

El fluido de los tanques entra en el intercambiador procedente del tanque frío, que se vacía mientras las sales absorben el calor del fluido procedente del campo solar. Cuando el intercambio de calor se ha producido, el aceite procedente del campo que ha cedido su calor a las sales de los tanques, vuelve hacia el campo solar para calentarse de nuevo y reiniciar el proceso.

En el caso de que la demanda del bloque de potencia fuese mayor a la energía térmica capaz de suministrar el campo por sí mismo, sucedería el proceso inverso. Esto es, el fluido frío (procedente del campo) se dirige hacia el intercambiador de la sección de almacenamiento. Al mismo tiempo, el tanque caliente se empezará a vaciar realizando el intercambio y cediendo calor al fluido que sale del campo solar. A su vez el tanque de fluido frío comenzará a llenarse de nuevo con las sales procedentes del intercambiador que han cedido la energía térmica almacenada durante el día.

Por otro lado, el bloque de potencia es un ciclo Rankine, donde mediante un segundo intercambiador se cede la energía térmica producida al agua para convertirla en vapor sobrecalentado que moverá la turbina del ciclo.

Para finalizar, cabe mencionar que en la figura 21, existe una caldera auxiliar utilizada para aquellos casos en los que se necesite un aporte extra de energía térmica que ni el campo, ni el almacenamiento suministran. Aunque no será analizada en este estudio.

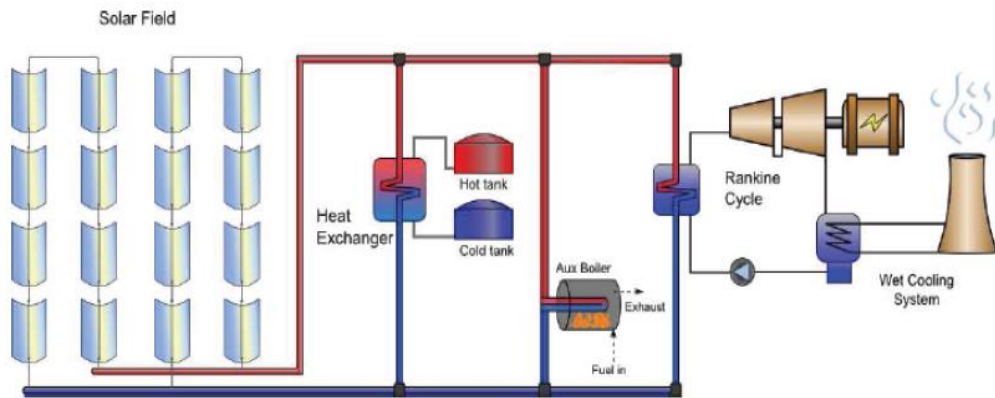


Fig. 21: Esquema de una central termosolar de cilindros-parabólicos. [13]

### 3.3.4.8. Plantas termo-solares de cilindro-parabólico en España

Hablar de plantas de concentración termo-solar, implica hablar de la situación en España, pues es un sector con gran desarrollo. En este momento, existen centrales termo-solares en varias partes del mundo como Estados Unidos, Alemania, el norte de África y especialmente España, que se sitúa como uno de los países punteros en producción eléctrica con plantas de concentración solar. [15]

Las comunidades autónomas del sur de la península como Andalucía, Castilla La Mancha y Extremadura, son los lugares de España que presentan las mejores condiciones para esta actividad, pues disponen de superficie suficiente y sus niveles de radiación solar durante el año son de los más altos, como se observa en el siguiente mapa.

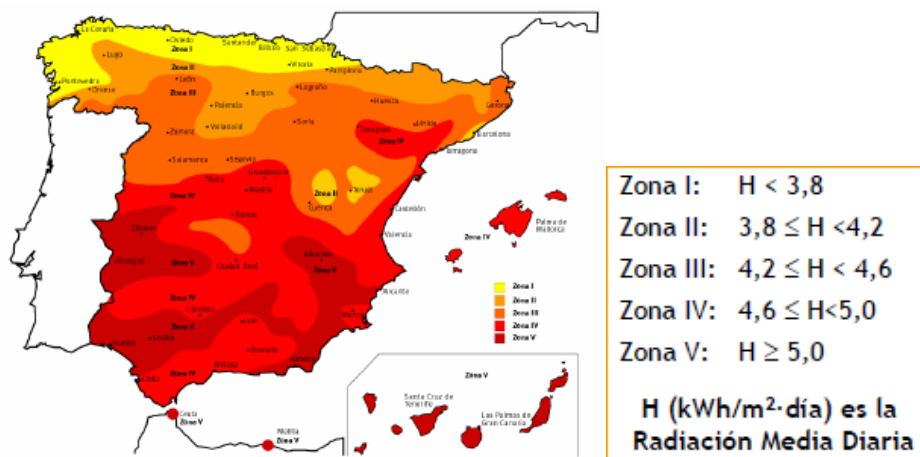


Fig. 22: Mapa de radiación solar en España [15]

Por tanto, es normal que la mayor cantidad de plantas de concentración de energía solar se sitúen en el sur de la Península Ibérica. De hecho, según el estudio técnico [15], entre los años 2007 y 2012 se instalaron en el mundo 456 MW de energías de este tipo, de los cuales 381 MW los producían centrales situadas en el territorio español. Con estos datos se justifica que España se coloque a la cabeza en esta materia.

Algunos ejemplos de centrales termo-solares en España son:

*Tabla 7: Ejemplos de centrales españolas de cilindro-parabólico [14],[15]*

Central	Tecnología	Potencia (MW)
Andasol 1	Cilindro Parabólico	50
Andasol 2	Cilindro Parabólico	50
Puertollano	Cilindro Parabólico	50
Extresol 1	Cilindro Parabólico	50
Alvarado 1	Cilindro Parabólico	50
Solnova 1	Cilindro Parabólico	50
Solnova 3	Cilindro Parabólico	50
PS10	Torre central	11
PS 20	Torre central	20
Puerto Errado 1	Fresnel lineal	1,4

#### 4. Definiciones

Múltiplo solar (SM): se define como la relación entre la potencia térmica producida por el campo solar estudiado y la potencia térmica demandada, en este caso, por el ciclo de potencia. Este parámetro se estudia para condiciones de diseño. Se explicará más adelante en detalle. [15]

Irradiancia directa normal (Gbn): se refiere a la cantidad de radiación solar por unidad de área recibida por una superficie perpendicular a la dirección de los rayos procedentes del sol. Sus unidades son  $W/m^2$  [16].

Área de apertura: aquella superficie referida únicamente al área reflectiva de los captadores y que se proyecta sobre el plano del captador. No se debe confundir con el área total del captador, que se calcularía como el área real de la superficie curva y no de su proyección.

Factor de capacidad: es la relación existente entre la energía que se produce en una central de producción de energía eléctrica durante un periodo de tiempo conocido, que en el caso de este estudio será un año, y la energía eléctrica que se habría producido si la central hubiera trabajado a plena carga en ese mismo periodo. Es decir, la producción anual de energía eléctrica entre la producción máxima que podría producir en condiciones de plena carga. Para una central termosolar que utiliza la tecnología de cilindro parabólico, los porcentajes aceptables para este valor se debe encontrar en el rango de 23-50% [12].

Temperatura de diseño de entrada al lazo o fila: temperatura que presenta el HTF al comienzo de la fila, sean cuales sean las condiciones de radiación y producción de energía térmica en cualquier momento. El valor estándar de esta temperatura son 290°C para una planta de cilindros-parabólicos.

Temperatura de diseño de salida del lazo o fila: temperatura que presenta el HTF al final de la fila, una vez ha absorbido toda la energía térmica reflejada en el espejo y concentrada en el tubo receptor. Esta temperatura suele situarse en torno a los 390°C para una planta de cilindros-parabólicos.



## 5. Programas

La realización de este estudio se ha llevado a cabo mediante un conjunto de programas y software diseñados para la simulación de instalaciones de energías renovables. El programa principal con el que se trabajará es SAM (System Advisor Model) pero también se ha programado con Python para comprobar el modelo de cálculo de una fila de SAM.

### 5.1. System Advisor Model (SAM)

El System Advisor Model es un programa desarrollado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory), el Laboratorio Estadounidense de Energías Renovables.

Se trata de un software dedicado única y exclusivamente a la simulación de instalaciones de energías renovables que incluye centrales termosolares, instalaciones de aerogeneradores, fotovoltaicas o incluso de ciclo combinado. Además, tiene la ventaja de que también incluye una serie de modelos económicos que permiten el cálculo de los costes de producción de la electricidad teniendo en cuenta inversiones iniciales, intereses, deudas, impuestos.

Esta investigación se centrará en la tecnología de una central termosolar, con captación y producción de energía térmica mediante captadores cilindro-parabólicos. Como modelo económico, se ha escogido el *Power Purchase Agreement, Single Owner* (Acuerdo de compra-venta de electricidad con dueño único). Esto nos reportará una gran cantidad de resultados, de los cuales se escogerán algunos, para comprobar la viabilidad y evaluación de una central con esta tecnología.

Por otro lado, hay un conjunto de parámetros que no se pueden introducir sin realizar un estudio previo que demuestre que son los mejores para las condiciones disponibles. Estos parámetros son el múltiplo solar, el almacenamiento térmico, el factor de capacidad y el LCOE (Levelized Cost of Energy) o coste de producción de la electricidad, aunque se incidirá sobre ellos en el apartado de “Parametrización”.

Para esta parte de la investigación, SAM presenta una opción de simulación conocida como “*Parametrics*”, en la que se pueden realizar simulaciones específicas de parámetros de los que no se tiene una información o conocimiento preciso sobre su valor. El funcionamiento de esta parte del programa, requiere la introducción de como mínimo un *input* y un *output*, es decir, una variable de entrada fijada por el usuario, y

una de salida que devuelve el programa. En nuestro caso, no solo se introducirá una variable de entrada y una de salida, sino que como mínimo se introducirán dos variables de entrada y varias de salida, como se explicará más adelante. Una vez se han escogido los valores considerados como óptimos, tanto por coste, horas de almacenamiento y producción de energía térmica y eléctrica, se puede comenzar a simular el proyecto al completo introduciendo las variables calculadas.

Es cierto, que existen otros parámetros que SAM utiliza durante la simulación pero que no se han modificado y se ha dejado el valor por defecto. Por ejemplo, el coste de mantenimiento, rendimiento de los captadores y tubos absorbedores o las características de los fluidos caloportadores (HTF).

La simulación de la planta diseñada se realizará en el panel principal del programa y mostrará tanto resultados numéricos como gráficos. A pesar de que existen multitud de datos relacionados con los rendimientos, costes, flujos máscicos de fluidos portadores de calor, potencias consumidas y producidas o incluso los ángulos que presenta el sol, para el presente estudio se realizará una selección de aquellos que se consideren más relevantes para analizar y que muestren una mayor cantidad de información. Cuando se lleve a cabo el análisis de resultados, se comentarán aquellos que se han seleccionado como más representativos y que permiten estudiar la viabilidad o no de una instalación de este tipo.

## 5.2.Python

Python es un tipo de lenguaje de programación que permite la escritura y ejecución de códigos creados por el usuario.

Una de las características de este lenguaje es que, a la hora de programar, permite cargar funciones, librerías, archivos de texto, etc. que se encuentren en el ordenador. Existen funciones que ahorran al usuario mucho tiempo que emplearía programándolas, así como métodos numéricos, que favorecen la solución de los problemas de forma más rápida y sencilla.

Por otro lado, las librerías permiten un manejo de datos amplísimo, por lo que para su utilización basta con descargar la librería que se desee utilizar en concreto y realizar una llamada desde el *script* del usuario.

En este estudio, Python se ha utilizado para la comprobación del modelo de cálculo en el que se basa el SAM para obtener las temperaturas en los nudos que unen los captadores.

### **5.3. Modelado del proceso de cálculo de las temperaturas en los nudos entre captadores**

Se trata de especificar los cálculos, ecuaciones y condiciones necesarias, así como el modo de operar con esos cálculos de SAM en los que, partiendo de una temperatura inicial del fluido portador de calor al comienzo de la fila, este llega a la temperatura establecida por el usuario cuando sale de la misma. Para ello, se ha implementado un programa en lenguaje Python, que a pesar de ser más sencillo que el modelo utilizado por SAM, se basa en los mismos criterios en el inicio del cálculo. Estos criterios se comentarán en esta misma sección para cada uno de los modelos.

Así se podrá interpretar y visualizar cómo se calcula la temperatura final de salida que establece el usuario en el panel de características del campo solar, además de permitirnos conocer el valor de los incrementos de temperatura, pérdidas de carga o caudales máxicos entre los módulos de captadores.

En primer lugar, se mostrará el procedimiento para hallar las temperaturas intermedias con un incremento de temperatura homogéneo en toda la fila. Esto es, que no importa si se analiza el captador número uno, que el captador “n” de la fila, que el  $\Delta T$  que experimentará el HTF será el mismo.

En segundo lugar, se explicará el procedimiento de cálculo considerado como óptimo. Se tienen en cuenta los rendimientos de los captadores, incrementos de temperatura cada vez menores o pérdidas de carga.

También se analizará el criterio de cálculo seguido por SAM a partir del manual técnico de modelado de la instalación [18].

Por último, se comparará el modelo creado en Python con el que ofrece SAM para comprobar cómo de preciso es nuestro código.

### 5.3.1. Procedimiento 1: saltos de temperatura homogéneos.

Se considerará el salto de temperatura entre los captadores igual en todos los casos. Esto no es cierto del todo, puesto que no existe la misma diferencia entre la entrada y la salida del primer captador, que entre la entrada y salida del último como consecuencia del decrecimiento del rendimiento.

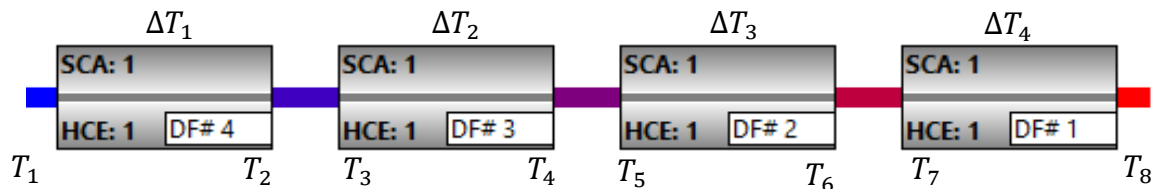


Fig. 23: Esquema de una fila de captadores solares cilindro-parabólicos [13].

En esta figura se muestran los incrementos de temperatura encima de cada captador. La principal característica de este caso de estudio es que la diferencia entre la temperatura de entrada y salida en el captador es constante. Esto significa que siempre se cumple que:

$$\Delta T_1 = \Delta T_2 = \Delta T_3 \dots = \Delta T_n$$

El procedimiento para calcular cuánto se incrementa la temperatura del HTF en cada captador y la temperatura a la salida del captador, necesitará de una serie de datos iniciales. Por ejemplo, si lo que se necesita conocer es el número de captadores a instalar, conociendo la diferencia de temperatura entre el inicio y el final de la fila, se restará esa diferencia entrada-salida, y se dividirá por un incremento de temperatura por captador establecido por el usuario.

$$N = \frac{T_{out} - T_{in}}{\Delta T} \quad (11)$$

De igual forma, si el dato que se conoce es el número de captadores que se disponen para cada fila, el resultado buscado será el incremento de temperatura entre cada uno de los captadores.

$$\Delta T = \frac{T_{out} - T_{in}}{N} \quad (12)$$

Como se puede observar, este procedimiento no es muy preciso, pues no tiene en cuenta la pérdida de rendimiento a medida que la temperatura aumenta, los caudales

másicos, las características del HTF (densidad, viscosidad, punto de ebullición), por lo que serviría para hacer un estudio aproximado o una estimación, pero que no se ajusta del todo a la realidad.

Una forma de adquirir una idea más clara de este proceso es con una representación gráfica, donde figuren el número de captadores y la temperatura de salida del captador (ver figura 24) . Más adelante se comparará con otro de los métodos de cálculo, por el cual estos incrementos difieren para el mismo número de captadores.

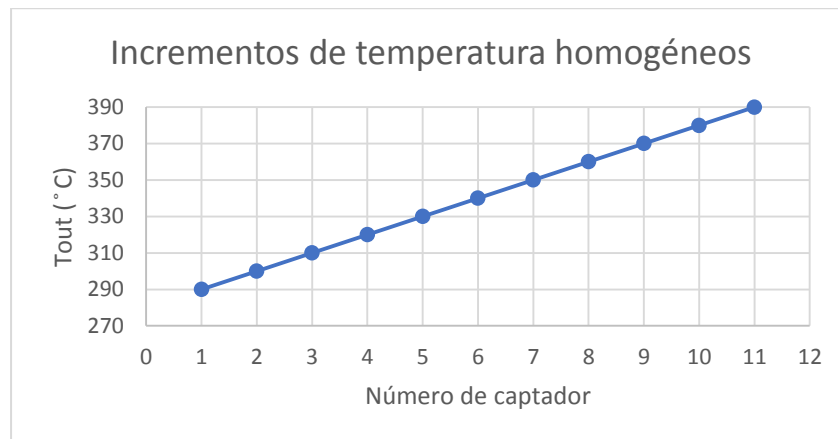


Fig. 24: Incrementos de temperatura homogéneos

Se forma una recta, pues sea cual sea el captador analizado,  $\Delta T$  siempre será igual al del captador anterior. En cambio, en el modelo en el que los incrementos de temperatura son cada vez menores, se esperará una curva.

### 5.3.2. Procedimiento 2: incremento de temperatura decreciente con el número de captadores

A continuación, se explicará el modelo programado en lenguaje Python, que calcula los incrementos de temperatura basándose en parámetros como el rendimiento del captador, los flujos másicos de HTF o las pérdidas de carga en las tuberías.

El código creado pretende realizar el cálculo que se comentó antes, siguiendo un procedimiento más preciso, e involucrando a todos los parámetros que forman parte de la transferencia del calor producido al HTF.

Si bien es cierto que presenta ciertas discrepancias con el modelo presentado por SAM, la base del programa es la misma. El apartado del cálculo seguido por SAM hará referencia a estas características particulares.

El fin de este programa es demostrar que SAM tiene en cuenta el descenso en el rendimiento de los captadores a medida que se avanza por la fila.

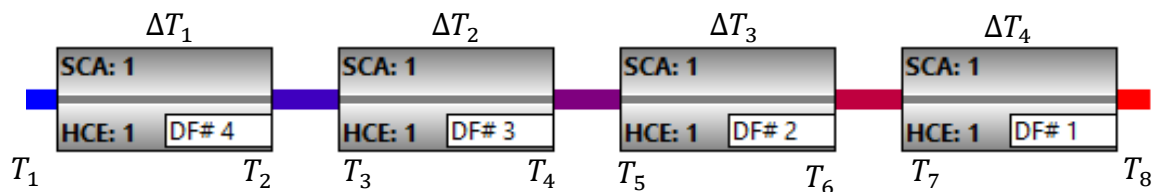


Fig. 25: Esquema de una fila de captadores solares cilindro-parabólicos [13].

Con esta ilustración se pretende dar una explicación más visual del análisis que se va a realizar. Para interpretarlo se comienza por el primer captador de la izquierda. Este es el inicio de la fila y en consecuencia el fluido que se va a calentar aún estará frío, de ahí que el color de la tubería sea azul. A medida que se avanza por la fila, el color de la tubería por la que circula el fluido caloportador se va cambiando a color rojo, lo que significa que el fluido se está calentando.

Por otro lado, encima de cada captador existe un incremento de temperatura. Este representa el ascenso que se producirá en la temperatura debido a la concentración de la radiación solar en el receptor. En resumen, consiste en la diferencia entre la temperatura de entrada a un captador y la de salida de ese mismo captador.

Como se puede observar, los incrementos tienen diferentes subíndices, lo que implica que su valor es diferente. Esta es precisamente una de las consideraciones básicas tenidas en cuenta en este estudio. El motivo será explicado en los párrafos posteriores y su causa principal es el decrecimiento del rendimiento con el incremento de la temperatura.

En cuanto a las temperaturas de entrada y salida de los captadores, es muy importante tener en cuenta que se está asumiendo que la temperatura de salida de un captador va a ser igual a la temperatura de entrada del siguiente captador. Esta es la condición más importante a la hora de realizar el estudio y calcular las temperaturas

intermedias, pues sin ella no se podría obtener su valor. Con esta suposición, se puede afirmar que para el esquema planteado en la figura 25, las siguientes temperaturas son iguales:

- $T_2 = T_3$ .
- $T_4 = T_5$ .
- $T_6 = T_7$
- $T_{n-1,out} = T_{n,in}$ , donde “n” es el número del captador.

Este modelo consiste en analizar, captador por captador, el incremento de temperatura del HTF consecuencia de la concentración de la radiación solar en el receptor. Este incremento se supone que es cada vez menor a medida que se avanza en la fila, aunque se probará mediante el análisis para demostrarlo. Para entenderlo mejor se planteará el siguiente ejemplo:

Se supone que se desea aumentar la temperatura de un fluido. La temperatura inicial son 298 K. Para elevar la temperatura a más 298 K será necesario emplear una energía térmica determinada y existirán unas pérdidas térmicas consecuencia de la transmisión del calor. Estas pérdidas provocan que el rendimiento de la transferencia de energía nunca sea del 100%. Además, el rendimiento irá decreciendo a medida que el incremento de la temperatura se produzca a temperaturas más elevadas, pues cuanto mayor sean las temperaturas antes y después de la transmisión de energía térmica, mayores serán las pérdidas térmicas y por tanto menor será el rendimiento.

Esto provoca también que la producción de calor en cada captador sea cada vez menor, ya que la diferencia de temperaturas es también menor a medida que se avanza por la fila.

Por este motivo, en los captadores del extremo de la fila, el rendimiento será bajo; mientras que en los primeros será más elevado (en torno al 60%).

Al igual que en el modelo anterior, se realizará una representación gráfica del crecimiento de la temperatura frente al avance en la fila de captadores.

En la representación, cabe esperar una curva donde a medida que crece el número de captadores, el aumento de temperatura va a ser cada vez menor.

### 5.3.3. Explicación del modelado del proceso de aumento de temperatura en Python

Para empezar la descripción de este análisis se comenzará por nombrar aquellos datos del problema que se considerarán como conocidos; los que se suponen para poder llevar a cabo la resolución del problema (y que se valorarán para saber si realmente eran una suposición más o menos precisa); y las incógnitas que se plantean.

Datos conocidos:

- La temperatura de entrada al primer colector.
- La radiación solar en un día y hora determinados (punto de diseño).
- Modelo del colector y absorbedor.
- El rendimiento del colector, como una función dada y conocidos sus coeficientes.
- Diámetro del tubo absorbedor.
- Dimensiones del colector.
- Entalpías, densidades, viscosidades y capacidades caloríficas de entrada y salida. Realmente no se conocen, pero al utilizar un método numérico de resolución, las temperaturas se van suponiendo en las diferentes iteraciones que realizará el programa creado.

Datos supuestos:

- Número de Reynolds ( $Re,d$ ) inicial para el primer colector. De este adimensional se extrae el caudal volumétrico. A continuación, se utiliza para calcular el caudal másico que circula por el tubo absorbedor.
- La temperatura de salida de un colector se toma como valor de entrada del siguiente colector. Esta es la suposición más importante y la que permite la realización del cálculo.

El principal problema es que no se conoce la temperatura de salida de cada captador, es decir, el incremento de temperatura que tiene lugar como consecuencia de la producción de calor en el captador. Para empezar a solucionar el problema, se planteará un balance de energía en un solo captador, que tiene como resultado la siguiente ecuación:



$$P_{Q,colector-fluido} = \dot{m}_{HTF} \cdot (h_{out} - h_{in}) = \dot{m}_{HTF} \cdot c_{p,HTF} \cdot (T_{out} - T_{in}) \quad (13)$$

### Cálculo de la temperatura de salida del primer captador

Por medio de esta ecuación, se realizará el cálculo de la temperatura de salida del primer captador de una de las filas. Para ello se aplicará la definición de entalpía, de forma que se sustituye el valor de la misma por el producto entre la capacidad térmica y la integral de la función temperatura a la que se está estudiando el proceso, que en nuestro caso serán la inicial (valor seleccionado por el usuario), y la de salida (la incógnita). Cabe destacar, que el caudal másico se ha obtenido por medio del número de Reynolds en función del diámetro y la densidad del fluido.

$$Re_d = \frac{V \cdot D}{\nu} \quad (14)$$

donde,

- V es la velocidad del fluido en m/s.
- D es el diámetro del tubo absorbedor donde se concentra la radiación reflejada en los captadores.
- $\nu$  es la viscosidad cinemática del fluido en  $m^2/s$ .

Para obtener el caudal másico una vez se haya calculado el valor de la velocidad, se dividirá entre la sección de la tubería. De esta forma, se calcula el caudal volumétrico. Por último, se multiplicará ese resultado por la densidad del fluido a la temperatura estudiada y se obtendrá el caudal másico.

Una vez obtenido este valor, se puede empezar con el cálculo de las temperaturas de salida de cada captador por medio del Método de Newton-Raphson.

Con el fin de simplificar los cálculos, se asumirá un caudal másico inicial y fijo para todo el problema, además de que el hecho de trabajar en régimen estacionario nos impide que este valor de caudal varíe con el tiempo. Por otro lado, se conoce que el calor producido por el captador depende de la radiación solar en cada instante, del área del captador y del rendimiento del mismo. La siguiente ecuación hace referencia al calor producido por el captador:

$$\dot{Q}_{Sol-colector} = A_c \cdot \eta_{global} \cdot G_{b,N} \quad (15)$$

Donde,

- $A_c$  es el área del captador en  $m^2$ .
- $\eta_{global}$  es el rendimiento global del captador.
- $G_{b,N}$  es la irradiancia directa normal.

Se debe tener en cuenta que el área y la radiación son valores conocidos, mientras que el rendimiento del captador será una función que depende de la temperatura de entrada y de salida del captador, junto con otros factores. A continuación se igualarán las ecuaciones (3) y (5) dado que el calor producido en el captador (teniendo en cuenta la pérdidas térmicas y ópticas) es igual al calor transferido al HTF. Se irán obteniendo las temperaturas de salida de cada captador hasta hallar la temperatura de diseño.

En la ecuación anterior, aparece el parámetro de rendimiento global. Este corresponde al conjunto de pérdidas ópticas y térmicas en el captador. Su función, implementada para realizar todos los cálculos, es la siguiente:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{out}}{A_a \cdot G_a} = \eta_0(\theta = 0^\circ) \cdot F_e \cdot K(\theta) - U_a \cdot \left( \frac{\bar{T}_{abs} - T_{amb}}{G_a} \right) \quad (16)$$

Donde,

- $\eta_0(\theta = 0^\circ)$  es rendimiento óptico del captador en incidencia normal.
- $F_e$  es el factor de ensuciamiento del espejo.
- $K(\theta)$  es el modificador del ángulo de incidencia.
- $U_a$  es coeficiente global de pérdidas térmicas del captador cilindro-parabólico.
- $\bar{T}_{abs}$  es la temperatura promedio entre la entrada y salida del absorbedor.
- $T_{amb}$  es la temperatura ambiente.

- $G_a$  es la irradiancia solar sobre la superficie del captador e igual a  $G_{b,N} \cdot \cos(\theta)$ , donde  $G_{b,N}$  es la irradiancia normal

El valor del rendimiento irá decreciendo a medida que se avanza en la fila. El motivo para que esto suceda, es el explicado en párrafos anteriores. A medida que las temperaturas crecen, las pérdidas térmicas son mayores y por tanto se necesita más energía térmica para realizar el incremento temperatura.

Para resolver el problema de una forma más rápida, se utilizarán las librerías CoolProp, que permiten de forma automática, extraer los valores necesarios para las entalpías, densidad, viscosidad y capacidad calorífica del HTF (Heat Transfer Fluid), así como funciones sin necesidad de programarlas desde el inicio.

De esta forma, una vez se conoce la temperatura de salida aproximada del primer captador, se puede comenzar a aplicar el Método de Newton-Raphson mediante esta ecuación:

$$x_{n+1} = X_n + \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (17)$$

Realmente, esta temperatura calculada de forma aproximada (ya que algunos parámetros son supuestos) solo se utilizará como valor inicial para comenzar la iteración en este método. Hay que tener en cuenta que este criterio se basa en la repetición de la siguiente ecuación, hasta reducir el error respecto a la solución anterior en un valor establecido por el usuario.

Después de realizar las iteraciones necesarias para conseguir un error lo suficientemente pequeño, la ejecución del programa concluirá en una temperatura de salida del primer captador. Esta temperatura a su vez, será igual a la temperatura de entrada del siguiente captador. Esta hipótesis es muy importante, ya que es la base para realizar el resto de operaciones con el programa.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, y fijando un número de captadores aproximado (cuantos más captadores existan en la fila, mayor será la temperatura al final de la misma), se podrá obtener el valor de la temperatura de diseño.

### Temperatura a partir del primer captador.

Una vez obtenido el valor de la temperatura del primer captador se procederá a fijar determinados valores. En la función anterior, se había fijado el número de Reynolds para obtener un caudal másico con el que operar en el balance de energía. Pues bien, este adimensional depende de la viscosidad del fluido, y esta, a su vez, depende de la temperatura promedio entre la entrada y salida del colector. Esto significa que el número de Reynolds cambiará a medida que se avanza por la fila, ya que tanto la temperatura de entrada como la de salida serán distintas y cada vez mayores en cada caso.

Para solucionar este problema se propone la creación de una segunda función muy similar a la utilizada para calcular la temperatura de salida del primer captador, pero en esta ocasión fijando como valor conocido y calculado previamente, el caudal másico. La principal característica del diseño en la que va a influir este cálculo, es en las pérdidas de carga generadas a lo largo de la fila.

Una vez fijado este valor, los resultados que se esperan obtener son el calor producido por cada captador, la caída de presión en cada captador, la temperatura de salida y el nuevo número de Reynolds en cada caso.

En resumen, en este caso de simulación, tendremos unos valores fijos que permanecen constantes sea cual sea el número de captadores que formen la fila. Estos datos son:

- El diámetro del tubo absorbedor.
- La longitud del tubo absorbedor.
- El caudal másico.

Mientras que existen otros datos que son dependientes tanto de la temperatura como de la presión:

- Coeficiente de fricción.
- Número de Reynolds.
- Densidad.

### Cálculo de las pérdidas de carga.

Por otro lado, para el cálculo de la caída de presión se ha creado una función que a través de la ecuación de Colebrook-White y la de Darcy-Weisbach que permite calcular, en primer lugar, el coeficiente de fricción que presenta la tubería de acero inoxidable y las pérdidas de carga asociadas al flujo de HTF.

Al igual que en las funciones anteriores se ha utilizado el método de Newton-Raphson para el cálculo de estos parámetros.

El cálculo de estas pérdidas es necesario e importante, pues se necesita conocer el valor de la caída de presión que ha sufrido el fluido desde la entrada por el primer captador hasta la salida por el último. El porqué de su importancia reside en la necesidad de elevar la presión del fluido que circula por el receptor, para asegurar que la caída de presión no provoque un cambio de fase antes de llegar al final de la fila. Supongamos que en una fila existen 25 captadores, y una caída de presión de 4 bar. Si en el principio de la fila se ha colocado una bomba de HTF, que eleve la presión del fluido hasta los 6 bar, no habrá ningún problema de cavitación. En cambio, si está presurizado a presión atmosférica, existirá cavitación y el fluido no llegará al final de la fila.

### Condiciones iniciales de la simulación:

Tabla 8: Condiciones iniciales de simulación en Python

Parámetro	Valor
Temperatura de entrada a la fila	298 K
Modelo de captador	Luz LS-2
Módulos por captador	6
Dimensiones del captador	5 x 49 m <sup>2</sup>
Número de captadores	30
Número de Reynolds inicial	5 · 10 <sup>4</sup>
Irradiancia de diseño	850 W/m <sup>2</sup>
Diámetro del tubo receptor	0,066 m
Temperatura de operación	484 K
Latitud	28,87°

Análisis de resultados de la simulación:

Viscosidad frente al número de captador y viscosidad frente a la temperatura de salida de cada captador: como es de esperar, si la temperatura del HTF aumenta, la viscosidad disminuirá. Por ello, se ha representado esa disminución frente al aumento de temperatura y frente al aumento de captadores.

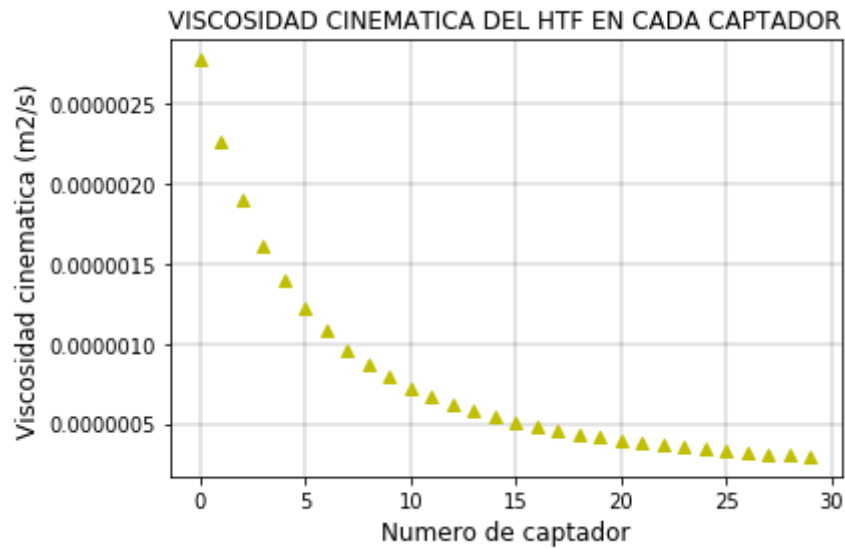


Fig. 26: Representación de la viscosidad frente al número de captadores.

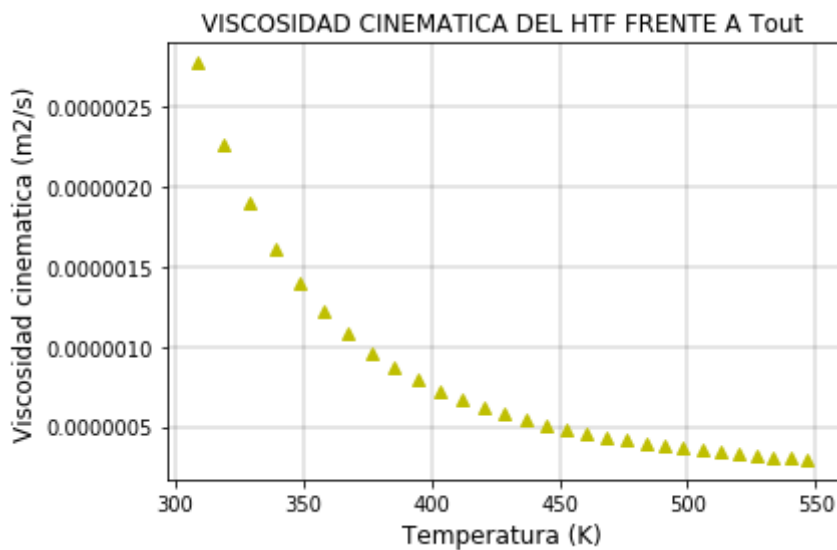


Fig. 27: Representación de la viscosidad frente al aumento de la temperatura.

Temperatura frente a captadores: se muestra la representación gráfica de la evolución del valor de la temperatura según se aumenta el número de captadores. Como ya se comentó en párrafos anteriores, se formará una curva en la cual el aumento de temperatura es cada vez menor a medida que el fluido caloportador avanza por la fila.

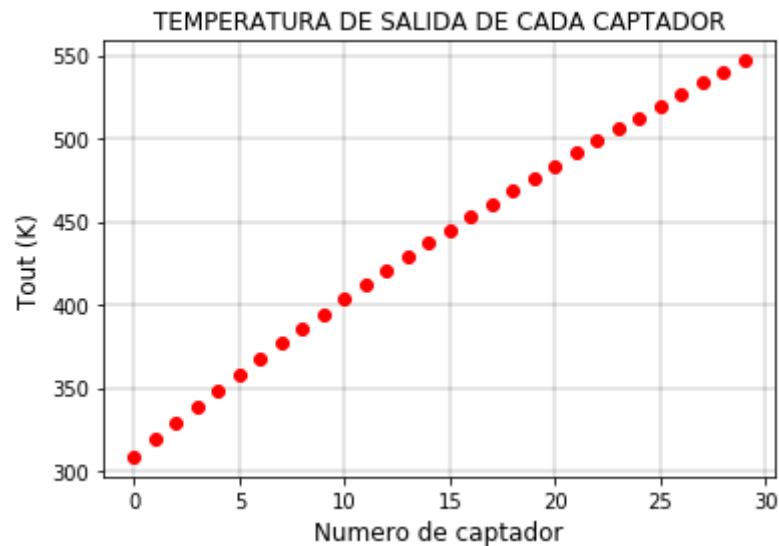


Fig. 28: Temperatura frente a número de captadores.

Rendimiento de cada captador: se produce un decrecimiento progresivo del valor del rendimiento en cada captador. Esto es debido a la peor transmisión del calor a medida que se avanza en la fila, y en consecuencia a medida que aumenta la temperatura. Este es el motivo por el cual en la figura 30 la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida de cada uno de los captadores va siendo cada vez menor.

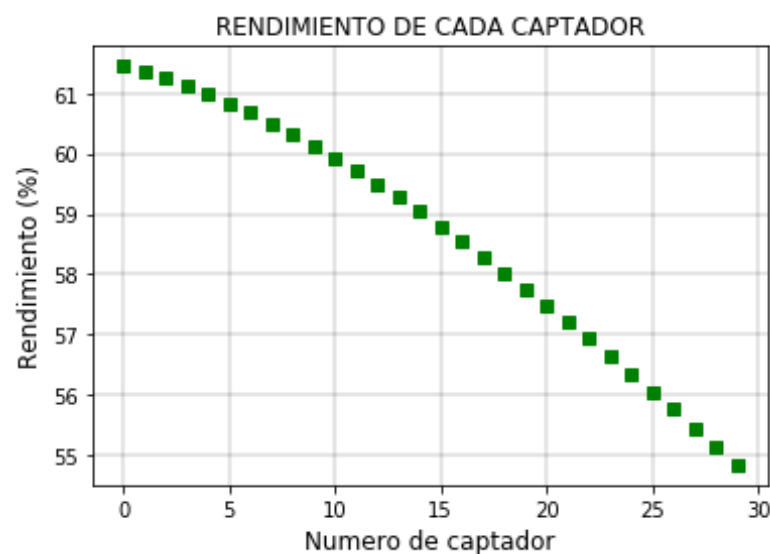


Fig. 29: Rendimiento de cada captador a medida que el HTF avanza por la fila

Diferencia de temperatura entrada-salida frente al número de captadores: si antes se representaba la temperatura a la salida de cada uno de los captadores, ahora se representa el incremento de temperatura que tiene lugar en cada uno. Esta diferencia será cada vez menor. En el primer captador la diferencia es de 10,5 K aproximadamente, mientras que en el último es de 6,5 K.

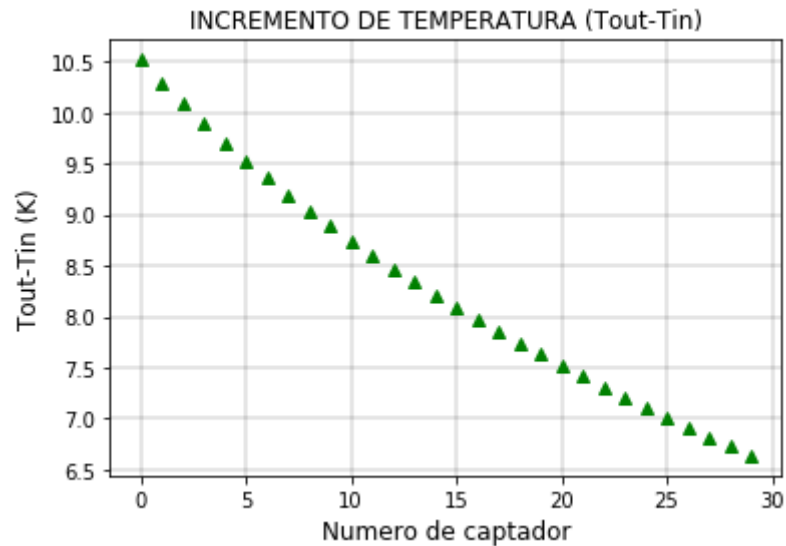


Fig. 30: Diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del captador. A medida que se avanza en la fila, decrece el valor del incremento

Número de Reynolds frente al número de captadores: antes se dijo que inicialmente se fija un Re pero que, en el cálculo de cada captador, este variaría como consecuencia de fijar el valor del caudal másico, y del cambio en la viscosidad del HTF. Lo lógico es que este aumentara conforme se avanza por la fila debido al aumento de la temperatura. Cuanto mayor sea la temperatura, menor será la viscosidad del fluido portador de calor. Por tanto, el resultado obtenido tiene sentido.



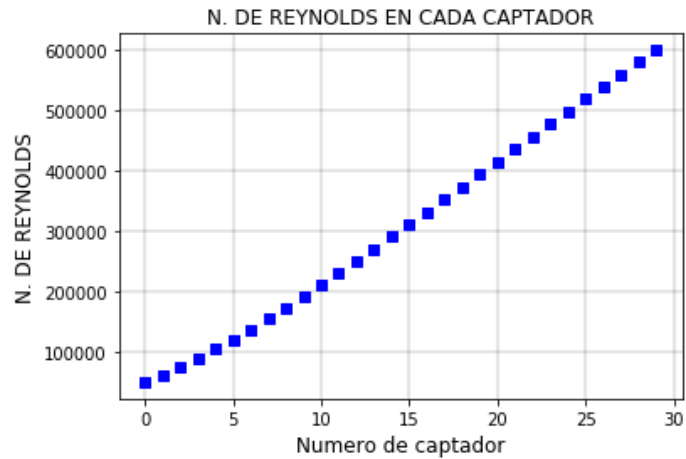


Fig. 31: Representación del número de Reynolds frente al número de captadores.

Por último, se muestra la gráfica del calor producido a medida que se avanza por la fila. Cuantos más captadores se coloquen, mayor será el calor producido por el campo solar. El decrecimiento se debe a que a pesar de que se está asumiendo régimen estacionario (caudal másico de fluido caloportador constante), la diferencia entre la temperatura de entrada y de salida de cada captador es cada vez menor. Esto provoca que al aplicar la ecuación (3), el calor producido sea menor que cuando las diferencias de temperaturas son mayores.

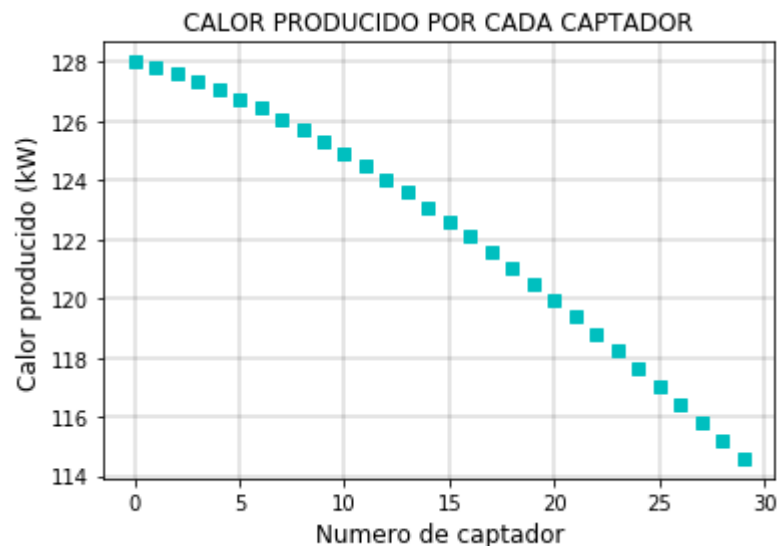


Fig. 32: Calor producido por cada captador.

### 5.3.4. Modelo utilizado por SAM para el cálculo de las temperaturas de salida de cada captador

En primer lugar, se plantea un balance de energía con el que explicar la transferencia de calor desde el sol hacia el fluido de trabajo. Al igual que en las hipótesis consideradas en Python, ha tenido en cuenta que la temperatura se incrementará de forma gradual, llegando un punto en el cual, la temperatura de entrada y salida se encontrarán cercanas y el rendimiento muy bajo.

Por otro lado, considera que cada captador tiene su producción de energía térmica, pérdidas de carga, de temperatura y rendimientos propios. Es decir, asume características de diseño, físicas y dimensionales iguales, pero trabaja con cada equipo de forma individual. Esto significa que se ajusta a las condiciones de trabajo en cada momento, lo que hace que no todos los captadores tengan los mismos rendimientos, temperaturas y otros parámetros de operación.

En cuanto al cálculo de las temperaturas, plantea un balance de energía que es igual al planteado en nuestra simulación. Tiene en cuenta el calor absorbido con sus respectivas pérdidas térmicas, que se producen en el receptor, y las ópticas que se producen en el captador o espejo.

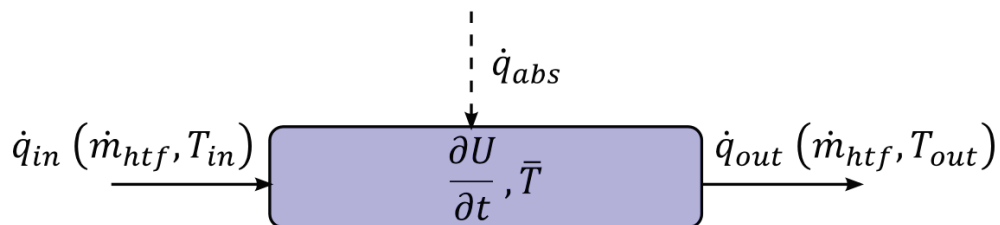


Fig. 33: Diagrama que representa el balance de energía planteado por SAM. [16]

En este balance, asume que la temperatura de salida del HTF de un captador, es igual a la temperatura de entrada al siguiente captador. Esta, de la misma forma que el modelo de cálculo presentado en nuestro programa, es la condición básica en torno a la cual se efectúan el resto de cálculos relacionados con las temperaturas de entrada y salida. En este caso, el balance incluye un nuevo término: la variación de la energía interna en función del tiempo. Por lo que queda con la siguiente forma:

$$\dot{q}_{in} + \dot{q}_{abs} = \frac{\partial U}{\partial t} + \dot{q}_{out} \quad (18)$$

Donde,

- $\dot{q}_{in}$  es la potencia térmica que el fluido presenta a la entrada del captador.
- $\dot{q}_{abs}$  es la potencia térmica que adquiere el fluido consecuencia de la concentración desde el cilindro parabólico.
- $\dot{q}_{out}$  es la potencia térmica que el fluido presenta a la salida del captador.
- $U$  es la energía interna.

Por otro lado, en lugar de utilizar la temperatura como incógnita desde el inicio de los cálculos, la sustituye por la temperatura promedio  $\left(\frac{T_{in} + T_{out}}{2}\right)$  (19). A continuación, se sustituye en el balance de energía, la definición de la energía interna y resuelve la ecuación diferencial, quedando de la siguiente forma:

$$\frac{\partial \bar{T}}{\partial t} = \frac{2 \dot{m}_{htf}(T_{in} - \bar{T}) + \dot{q}_{abs}}{m \cdot c_{htf} + (mc)_{bal,sca}} \quad (20)$$

Al resolver la integral,

$$\bar{T} = \frac{\dot{q}_{abs}}{2 \dot{m}_{htf} \cdot c_{htf}} + C_1 \exp \left[ -\frac{2 \dot{m}_{htf}(T_{in} - \bar{T}) + \dot{q}_{abs}}{m \cdot c_{htf} + (mc)_{bal,sca}} \Delta T \right] + T_{in} \quad (21)$$

En esta ecuación aparecen nuevos términos. En primer lugar,  $C_1$  es la constante que procede de integrar la ecuación anterior. Aplicando las condiciones de contorno pertinentes se obtiene el siguiente resultado:

$$C_1 = \bar{T}_0 - \frac{\dot{q}_{abs}}{2 \dot{m}_{htf} \cdot c_{htf}} - T_{in} \quad (22)$$

En segundo lugar, se encuentra el término  $mc_{bal,sca}$ , que hace referencia a la inercia térmica, que presentan los equipos estudiados.

En cuanto a la obtención de rendimientos nombrados, los calcula de la siguiente forma. El rendimiento óptico incluye varios apartados [18]:

- Error de seguimiento ( $\eta_{track}$ ): tiene en cuenta que el captador no va a realizar un seguimiento perfecto de la posición del sol y que existen ligeros desvíos en el ángulo.
- Errores de geometría del captador ( $\eta_{geo}$ ): incluye desviaciones de la posición del tubo receptor con respecto del foco óptico, defectos en el espejo, malos alineamientos
- Reflectancia del espejo ( $\rho_m$ )
- Suciedad del espejo ( $\eta_{soil}$ )
- Errores generales ( $\eta_{gen}$ ), que incluyen cualquier otro parámetro que produzca pérdidas no contempladas en los apartados anteriores.

Por su parte, el rendimiento térmico, referido únicamente al receptor, incluye todas aquellas pérdidas producidas por conducción, convección o radiación. Estas se producen entre las diferentes capas que conforman el receptor, el aislamiento, la carcasa del tubo o el tubo interior que contiene el fluido.

Los rendimientos ópticos que se han nombrado los utiliza a la hora de calcular el rendimiento óptico total:

$$\eta_{opt}(\theta, \omega_{col}) = \eta_{endLoss}(\theta) \cdot \eta_{shadow}(\omega_{col}) \cdot \eta_{IAM}(\theta) \cdot \eta_{track} \cdot \eta_{geo} \cdot \eta_{soil} \cdot \eta_{gen} \cdot \rho_m \quad (23)$$

En la energía producida:

$$\dot{q}_{inc,sf} = I_{bn} \cdot A_{ap,tot} \cdot \eta_{opt}(\theta, \omega_{col}) \quad (24)$$

Como se ha podido leer en los párrafos anteriores, referidos a la explicación de los distintos modelos que se pueden adoptar a la hora de realizar este tipo de cálculos, existen pequeñas discrepancias entre ellos, pero el criterio básico de cálculo de las temperaturas intermedias es muy similar, por lo que se podría considerar que el modelado se ajusta de forma aproximada al modelo real planteado por SAM.

### 5.3.5. Comparación de resultados Python-SAM

Con la finalidad de comprobar si el programa de modelado de cálculo de temperaturas entre captadores se ajusta a los resultados de SAM, se plantea una prueba donde partiendo de la misma temperatura inicial se obtenga una temperatura al final de la fila similar.

Para llevar a cabo la comprobación se han establecido una serie de condiciones iniciales que son comunes tanto a la simulación realizada con SAM, como en el programa creado en Python:

- Número de captadores.
- Número de módulos por captador.
- Temperatura inicial.
- Modelo del captador.
- Caudal másico de fluido caloportador (HTF) que circula por las tuberías del tubo receptor. Este se mantiene fijo para toda la simulación.
- Dimensiones de los captadores.
- Fluido de trabajo (HTF)
- Irradiancia de diseño.
- Diámetro del tubo receptor por el que circula el HTF.

Los valores de cada una de las características nombradas son los siguientes:

Tabla 9: Características de diseño para el modelado

Característica	Valor numérico
Número de captadores	8
Número de módulos por captador	6
Dimensiones de los captadores	5 x 49 m <sup>2</sup>
Modelo del captador	Luz LS-2
Temperatura inicial	563 K
Caudal másico de fluido caloportador	4,8 kg/s
Fluido caloportador (HTF)	Therminol VP-1
Irradiancia normal de diseño	850 W/m <sup>2</sup>
Diámetro del tubo receptor	0,066 m

Estas características han sido extraídas del propio SAM, que muestra las características de cada equipo empleado. La temperatura inicial de entrada a la fila es un valor que el usuario puede fijar aunque se ha dejado el valor por defecto que presenta SAM (563 K). Lo mismo sucede con la temperatura de salida de la fila. Esta podría ser fijada por el usuario pero también se ha dejado su valor por defecto (663 K).

Una vez establecidas las condiciones de trabajo en SAM, se pasa a la simulación mediante la cual se obtendrán tres resultados:

- La temperatura de entrada a la fila, que coincide con el valor fijado por el usuario en el panel del campo solar de SAM.
- La temperatura de salida de la fila, que debería coincidir o estar muy próxima a la temperatura fijada por el usuario en SAM.
- El caudal másico de HTF que circula por el receptor y que transporta el calor al bloque de potencia o al sistema de almacenamiento. Este es un resultado de simulación de SAM que no se fija por el usuario. Aunque el usuario sí que puede establecer los límites, tanto inferior como superior, para este flujo másico.

Cuando se han obtenido estos resultados se puede configurar el programa creado en Python. Para ello, se utilizarán los datos nombrados en el párrafo anterior, de forma que las condiciones sean lo más parecidas posibles a las establecidas en SAM.

Una vez se ha hecho esto, se puede simular el programa. SAM no permite conocer el valor de las temperaturas intermedias. Con temperaturas intermedias se hace referencia a la temperatura entre dos captadores consecutivos. Solo se conoce la temperatura de salida de la fila, por lo que ese será el valor con el que se comparará para saber cuánto se acerca el programa creado a la simulación realizada con SAM.

Las siguientes representaciones se han creado a partir del código Python y permiten observar cómo la temperatura va incrementando su valor a medida que se avanza por la fila, es decir, sucede lo esperable. Además, los saltos de temperatura que se producen entre cada captador no son los mismos. Esto también es un resultado que se preveía debido a las consideraciones (como el decrecimiento del rendimiento de los captadores) que se tuvieron en cuenta a la hora de modelar el programa. Por ello, aparentemente el programa parece correcto. También se ha incluido la representación

del rendimiento, que justifica la escasa diferencia entre los saltos de temperatura entre captadores.

En primer lugar se muestra la representación del rendimiento de cada captador:

Tabla 10: Rendimiento ofrecido por cada captador en la fila.

Captador	Rendimiento
1	53,54
2	53,02
3	52,50
4	51,97
5	51,44
6	50,91
7	50,38
8	49,84

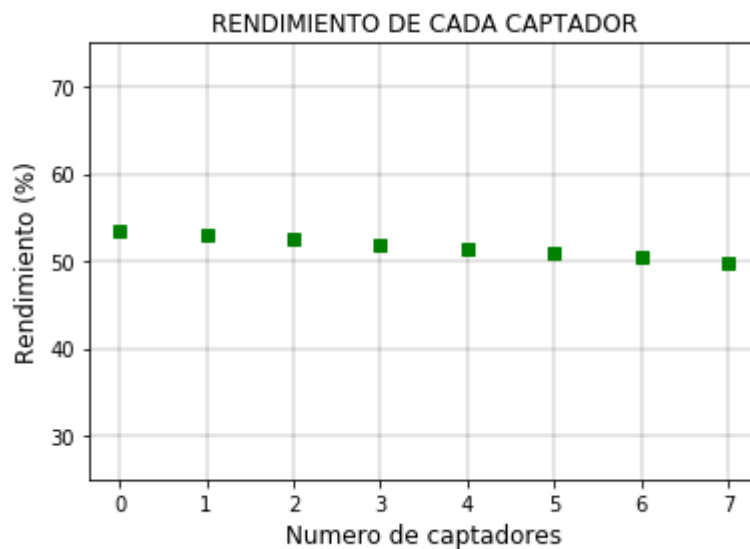


Fig. 34: Decrecimiento del rendimiento con el avance en la fila de captadores.

La caída del rendimiento no es excesiva, ya que en el peor de los casos cae un máximo de un 3,7% respecto de captador inicial. Se puede considerar que es un

resultado aceptable. El porqué de este resultado se debe a que el receptor se encuentra evacuado. Esto significa que se reducen las pérdidas térmicas por convección en gran medida.

Por otro lado, un factor importante es la temperatura inicial a la que se comienza a calentar el HTF, es decir la de entrada a la fila de captadores. Cuanta más alta sea esta temperatura, peor será el rendimiento ya que las pérdidas térmicas aumentan y repercuten directamente sobre este. Si la temperatura inicial hubiera sido más baja, los rendimientos en los primeros captadores serían más elevados de lo que lo son a 563 K.

Tabla 11: Temperaturas de entrada y salida de cada captador.

Número de captador	Temperatura de entrada (K)	Temperatura de salida (K)
1	563	573,16
2	573,16	583,10
3	583,10	592,83
4	592,83	602,34
5	602,34	611,65
6	611,65	620,76
7	620,76	629,66
8	629,66	638,38

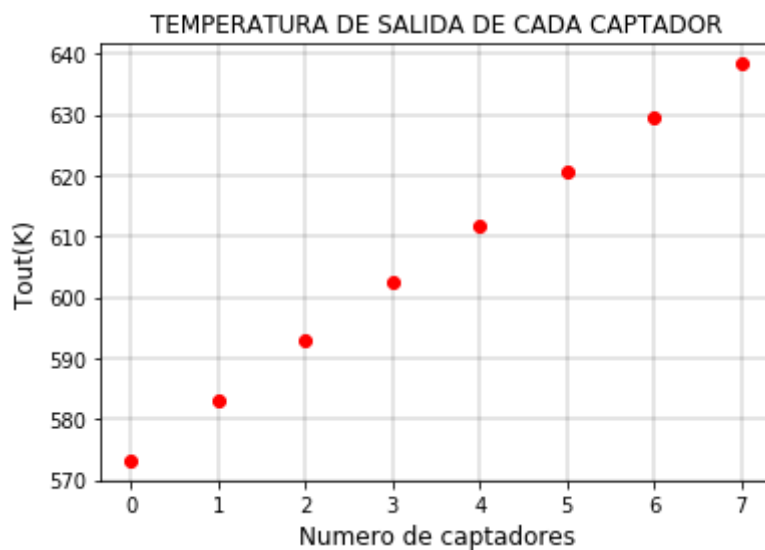


Fig. 35: Temperatura de salida de cada captador frente al número de captadores.



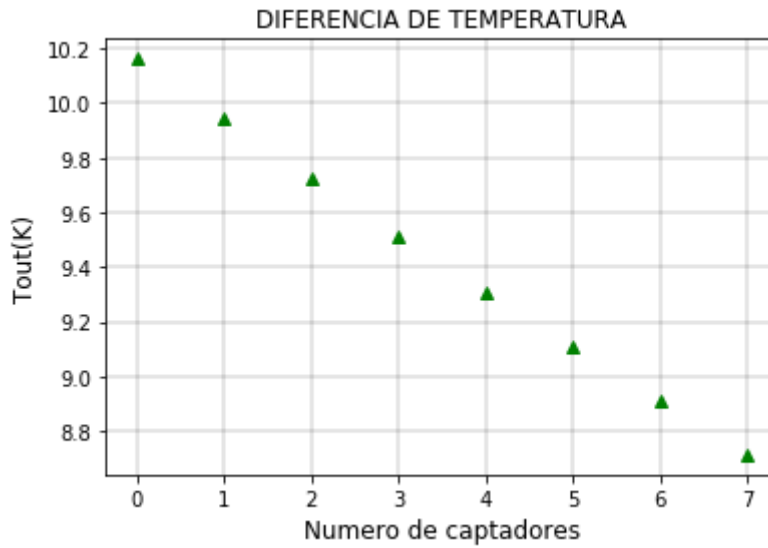


Fig. 36: Diferencia de temperaturas entrada-salida frente al número de captadores.

El resultado mostrado por SAM para la temperatura es el siguiente

	SAM
	Python

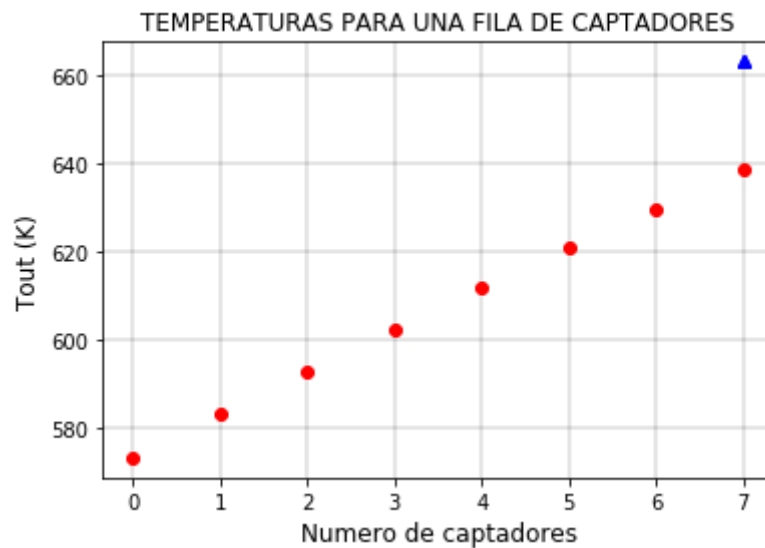


Fig. 37: Temperaturas de salida según Python (rojo) y SAM (azul).

Se observa que existe una diferencia en la temperatura final de salida de la fila entre el resultado que muestra SAM y el calculado por el código programado en Python. En total la diferencia es de 24,62 K entre ambos resultados.

Tabla 12: Resultados finales de cada método de cálculo.

Temperatura calculada con SAM	663 K
Temperatura calculada con Python	638,38 K
Diferencia	24,62 K
Error	3,7%

Esta diferencia de 24,62 K supone un error del código implementado en Python del 3,7% sobre el resultado que se tendría que haber obtenido, lo que se asume como un error aceptable.

Como consecuencia del decrecimiento del rendimiento se produce una caída en la producción de calor a medida que se avanza en la fila. Cuanto peor sea el rendimiento, menor será la producción de calor dado que según la ecuación (), esta producción es directamente proporcional al rendimiento. Además de que el área y la radiación se mantendrán constantes pues se estudian para un punto de diseño en concreto.

Si se suman las producciones de calor de cada punto que corresponde a la producción de cada captador de la fila, se obtendrá la producción total de calor de esa fila que es un resultado que interesa conocer para compararlo con el resultado calculado por SAM.

Por su parte SAM no tiene disponible la opción de mostrar la potencia térmica de una sola fila, pero sí la producción total de calor del campo solar al completo. Por ello se decidió realizar una aproximación para calor el calor producido por una fila. Esta consistía en simular la planta, obtener el calor producido en por el todo el campo y dividirlo entre el número de filas (que es un dato que sí que muestra SAM).

Tabla 13: Producción de calor de cada captador calculado con Python.

Producción de calor por captador (kW)
112,2
111,1
110,0
108,9
107,7
106,6
105,4
104,2

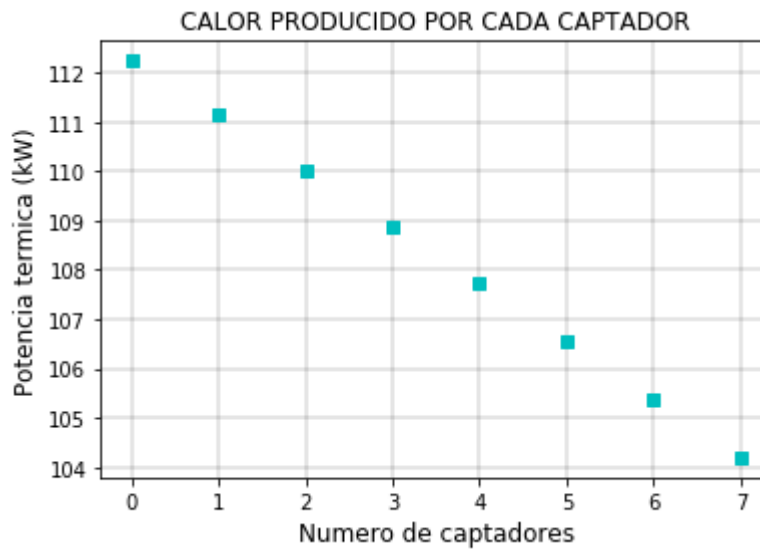


Fig. 38: Calor producido por cada captador en una fila (Python).

Tabla 14: Calor producido por una fila calculado por ambos modelos.

SAM (kW)	Python (kW)
1148,3	866,1

Esta es la diferencia entre el cálculo del calor producido con cada método. El error es bastante superior que para el resultado de la temperatura de salida de la fila, pero hay que tener en cuenta que en el caso de la producción de potencia térmica

calculada por SAM, se hizo una aproximación que no tiene por qué ajustarse del todo al valor real de producción de una fila.

Esta aproximación consistía en dividir el calor producido por el campo solar en total para las condiciones de diseño, entre el número de filas que SAM había estimado que necesitaba un campo solar con las características introducidas manualmente. Cabe mencionar que se utilizaron los mismos parámetros de diseño escogidos para la simulación final de la planta. Estos parámetros se encuentran tanto en este apartado, como en el de “Resultados”.

## 6. Parametrización

En el presente apartado se explicará de forma detallada el proceso de obtención de los parámetros básicos que comprenden el dimensionado de la central a diseñar.

En primer lugar, se comentará el modelo económico considerado a la hora de diseñar la central. Este aspecto es muy importante, pues de él dependerán los costes de producción de la energía, la inversión inicial necesaria o cómo se distribuyen los beneficios obtenidos de la operación de la planta.

En el apartado de dimensionado de parámetros, se mostrarán las variables físicas a tener en cuenta en una central de este tipo. Especialmente las relacionadas con el campo solar, que es la materia principal de este estudio. Entre estos parámetros destacan el múltiplo solar, el almacenamiento térmico, la orientación del campo o el área ocupada por el propio campo de captadores. Además, también figurarán los datos en los que se basan las representaciones gráficas existentes, con los resultados para la isla de Tenerife, así como una explicación al detalle del proceso mediante el cual se ha llegado a ellas.

En resumen, se explicará el modelo económico por el que se rige el estudio, se comentarán todas y cada una de las variables y parámetros necesarios para diseñar una planta termosolar y se mostrarán las representaciones estándar con una explicación paso por paso.

### 6.1. Modelo económico

PPA (*Power Purchase Agreement*) o Acuerdo de Compra-venta de Electricidad

Modelo económico en el que un vendedor y comprador se comprometen a vender y comprar la electricidad producida por el primero durante el periodo de tiempo que se establezca en el contrato firmado.

En el caso de este proyecto se ha seleccionado un acuerdo de compraventa de electricidad de tipo “dueño único”. Esto significa que toda la infraestructura relacionada con la construcción de la planta, mantenimiento y producción de electricidad, corre a cargo de una única entidad. El hecho de que sea un único dueño no implica que no haya



El diagrama presentado cuenta con una serie de elementos que representan las diferentes entradas y salidas de capital con las que contaría un modelo de PPA con dueño único. En la parte superior, aparecen dos figuras, una representa al propietario de la instalación que realiza la inversión y a la izquierda el prestamista, si fuera necesario.

En segundo lugar, se encuentra la empresa proyectista, que como se nombró en párrafos anteriores, es aquella a la que recurre el inversor para construir y explotar su instalación. De este nivel, deriva otro apartado: el capital entrante debido a ventas de electricidad, y de él a su vez surgen otros dos. Uno referente a los gastos de operación de la planta y otro referente al pago de impuestos. Además, una parte de los beneficios se destinan a pagar la deuda si es que la hay. Una vez descontados todos los pagos a realizar se obtiene un beneficio total. Ese es el capital que recupera el inversor por la producción de la electricidad mediante su planta termosolar.

Una vez se conoce el funcionamiento del PPA, se pasa a definir el parámetro que define el coste de producción de la energía, tanto en este, como en cualquier modelo económico relacionado con la producción de electricidad.

Este parámetro económico se define en inglés como “*Levelized Cost Of Energy (LCOE)*”, y es aquel que mide el coste de producción de la energía en un periodo de tiempo determinado. En su cálculo, tiene en cuenta el coste desde la inversión inicial para la construcción de instalaciones, hasta el gasto de fuel (no es en este caso) o mantenimiento que se realiza, y lo compara con la energía que se produce en ese mismo periodo.

Este resultado, permite al diseñador de la planta estimar si su instalación será factible o no. Las unidades típicas en las que se presenta son €/kWh o €/MWh. También tiene en cuenta factores como la existencia de un área de almacenamiento de energía térmica dentro de la central, el múltiplo solar o el factor de capacidad de la misma.

En el presente estudio, este valor se utilizará para definir el múltiplo solar, las horas de almacenamiento y el factor de capacidad. SAM cuenta con un apartado dentro de la interfaz del programa destinado al cálculo de este coste, aunque dado que este no es un estudio económico en su totalidad, se utilizarán los valores por defecto de SAM pero desmarcando todas las casillas referidas a impuestos federales que solo se aplican a Estados Unidos.

Una forma de cálculo simplificada para el LCOE que ofrece es la siguiente:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (25)$$

Donde  $I_t$  es la inversión, incluyendo la financiación en el año  $t$ .

$M_t$  son los costes de operación y mantenimiento en el año  $t$ .

$F_t$  es el gasto de fuel en el año  $t$ .

$E_t$  es la electricidad producida durante el año  $t$ .

$r$  es la tasa de descuento aplicado por el uso o deterioro.

$n$  la vida, en años, para los que se está calculando el LCOE.

## 6.2. Múltiplo solar

Se trata de un parámetro que relaciona la producción de potencia térmica del campo solar con la demanda de potencia térmica del bloque de potencia. Es un parámetro fundamental a la hora de dimensionar el campo solar, pues de él depende el área de apertura del mismo y en consecuencia la producción de potencia térmica.

$$SM = \frac{\dot{Q}_{SF,out,dc}}{\dot{Q}_{load,dc}} \quad (14)$$

Donde:

$\dot{Q}_{SF,out,dc}$  es la producción de potencia térmica del campo solar en condiciones de diseño.

$\dot{Q}_{load,dc}$  es la demanda térmica del bloque de potencia.



Normalmente el incremento del múltiplo solar da lugar a un incremento de la energía eléctrica producida, ya que cuanto más energía térmica se produzca en el campo más se podrá utilizar en el bloque de potencia o guardar en el almacenamiento.

De la misma manera, el aumento del múltiplo solar también provoca una disminución del coste de producción de la energía (LCOE). Esta afirmación se cumple hasta cierto punto, pues llega un momento en el que aunque la energía producida en el campo sea muy elevada, el coste de producción no se reducirá más. De hecho, no solo no se reducirá, sino que aumentará de nuevo. Esto se observa en las representaciones obtenidas con SAM para distintas configuraciones de planta que fueron simuladas y que figuran en este trabajo en el apartado de resultados. En ellas se muestran los resultados para una serie de valores del múltiplo solar con diferentes duraciones del almacenamiento.

Se debe mencionar que a pesar de que un campo solar grande conlleva elevadas producciones de electricidad, también genera unos costes elevados de instalación y operación. Por ello, no siempre es apropiado contar con un campo muy extenso, si la producción excede la demanda eléctrica o si los costes de instalación hacen que la inversión inicial sea demasiado elevada.

El manual técnico de SAM [13] muestra tres características principales que un campo solar debe presentar para ser óptimo:

- Maximizar la cantidad de tiempo en un año que el campo solar genera la suficiente energía térmica para hacer trabajar al bloque de potencia a la capacidad programada.
- Minimizar los costes de instalación y operación.
- Hacer uso efectivo y eficiente sistema de almacenamiento térmico (TES) y del sistema de apoyo mediante combustibles fósiles.

A través de este estudio se analizarán un amplio número de combinaciones de almacenamientos y múltiplos solares para adecuar la central que se pretende diseñar a las características climáticas, económicas y de producción de energía eléctrica.

### 6.3. Dimensionado

Para realizar el dimensionado de un campo solar se necesitan una serie de parámetros que se calculan o se estiman antes de realizar una simulación. Es cierto que existen valores típicos para todos los parámetros, pero el problema es que cada lugar tiene unas condiciones propias y no se deberían utilizar valores típicos si se quiere obtener una simulación precisa y lo más cercana a la realidad posible. De esta forma, la simulación se puede utilizar como un estudio real para conocer las posibilidades que Tenerife tiene de albergar unas instalaciones de energías renovables de este tipo.

En este estudio se ha escogido un valor de potencia neta en la turbina igual a 49,50 MW. 50 MW es una de las potencias más comunes que se suelen instalar en este tipo de centrales termosolares. Este dato es observable en la tabla 7 que figura en anteriores secciones donde se recogen la localización, tipo de tecnología y potencia instalada en diferentes centrales de este tipo.

Se debe incidir en que el valor de la potencia neta en la turbina se ha seleccionado en base a otras centrales que utilizan la misma tecnología de captación y concentración solar. Este valor no ha sido optimizado para las condiciones de Tenerife específicamente, lo que significa que cabe la posibilidad que otras potencias presenten mejores resultados en cuanto a costes, producción o consumos.

Por otro lado, mediante la opción “*Parametrics*” de la aplicación mencionada SAM, se pueden llevar a cabo estudios pormenorizados para conocer los valores óptimos de trabajo de los que hablamos. Con esta opción se han elaborado una serie de representaciones gráficas que permiten obtener los valores óptimos de los parámetros fijando determinadas condiciones.

Un ejemplo podría ser el de fijar el coste mínimo de producción de la electricidad, es decir el mínimo LCOE, junto con un porcentaje máximo de energía térmica disipada anualmente.

Para el estudio que se realiza por medio de este trabajo, se han construido representaciones del LCOE, el múltiplo solar y el porcentaje de energía disipada para una serie de horas de almacenamiento de energía térmica. Entendiendo la energía disipada como aquella que produce el campo y que ni el bloque de potencia, ni el bloque de almacenamiento necesitan porque tienen cubierta su demanda. También se

engloba dentro de este término el calor perdido debido a las transferencias del mismo en intercambiadores o en el transporte del fluido caloportador.

A continuación, se mostrará una tabla, a modo de resumen, que recoge las principales características de diseño de la planta.

Tabla 15: Datos generales de inicio en el diseño de la planta.

Aspectos Generales	
Tecnología	Cilindro-Parabólico
Latitud	28.0444700
Longitud	-16.5724900
Modelo Económico	PPA (Dueño Único)
Campo Solar	
Modelo de Captador	EuroTrough ET150
Longitud del Captador	12,5 m
Ancho del Captador	5,75 m
Módulos por Captador	12
Modelo de tubo Receptor	Schott PTR70
Diámetro Interior	0,066 m
Fluido HTF	Therminol VP-1
Temperatura de entrada a la fila	290°C
Temperatura de salida de la fila	390°C
Orientación	Norte-Sur
Bloque de Potencia	
Potencia Bruta de Diseño	55,0 MW
Potencia Neta de Diseño	49,5 MW
Almacenamiento Térmico	
Tanques de Fluido Frío	1
Tanques de Fluido Caliente	1
Horas de almacenamiento	6
Fluido HTF de almacenamiento	Hitec Solar Salt

Las simulaciones tienen la siguiente estructura:

1. Introducción de las condiciones climáticas necesarias mínimas para que el programa logre realizar la simulación. Para ello, la herramienta Meteonorm dispone de una base de datos climáticos con las condiciones del aeropuerto Reina Sofía del Sur de Tenerife.

Se debe incidir en que el manejo de estos datos requiere la adaptación a un formato CSV que el programa logre entender.

2. Establecer como irradiancia de diseño  $850 \text{ W/m}^2$  [19].
3. A la hora de definir la orientación del campo solar, se ha decidido que el eje se oriente de Norte a Sur siguiendo el criterio nombrado en [3] y [5]. Además la energía producida en esta orientación es mayor que si se instalan de Este a Oeste. Para ello, se debe establecer un ángulo acimutal igual a  $0^\circ$  en SAM. La inclinación de los captadores también permanecerá igual a  $0^\circ$ . Si introdujéramos un ángulo acimutal de  $90^\circ$ , entonces el eje de giro de los captadores estaría orientado de Este a Oeste.
4. Fijar el valor de diseño de la potencia demandada por el bloque de potencia en 55 MW brutos.
5. Las dimensiones de los tanques de almacenamiento. Por defecto SAM muestra una altura de 20 metros. El diámetro es una variable que cambia en función de las horas de almacenamiento. Dado que se están utilizando diferentes duraciones del almacenamiento, el valor del diámetro irá cambiando a medida que realiza la simulación de cada configuración. Estos son los diámetros y los consiguientes volúmenes para cada duración:

Tabla 16: Diámetro de los tanques y volumen en función de las horas de almacenamiento.

TES (H)	Diámetro del tanque (m)	Volumen ( $\text{m}^3$ )
2	31,31	4179,4
4	23,07	8358,8
6	28,25	12538,2
8	32,62	16717,6
10	36,47	20897,0
12	39,96	25076,4

6. Se introducen las variables independientes con las que se quiere trabajar. En este caso, se fijaron valores del múltiplo solar de 1,5 a 4,5 en intervalos de 0,5 y el número de horas de almacenamiento térmico en tiempos de 2, 4, 6, 8, 10 y 12 horas.
7. Se fijan los resultados que se desean obtener de la simulación. Son la energía térmica producida por el campo solar durante un año, la energía térmica

disipada por el campo en el mismo periodo y el LCOE real (este no tiene en cuenta la inflación). Para el cálculo del porcentaje en tanto por uno de energía disipada respecto de la producida, basta con dividir el total de energía térmica disipada entre la energía térmica producida con cada múltiplo solar y horas de almacenamiento. Todos los cálculos posteriores a la simulación, se realizan con el programa Excel.

Lo que se ha conseguido construir es una representación estándar que sirve para calcular los parámetros nombrados anteriormente fijando uno de ellos, para una instalación de cilindros-parabólicos con las condiciones climáticas de Tenerife. En las tablas existentes en el apartado de resultados, se mostrarán los valores obtenidos de la simulación pormenorizada, con diferentes tiempos de almacenamiento y diferentes múltiplos solares.

## **7. Resultados**

Los resultados de la parametrización incluyen todas aquellas simulaciones previas realizadas con el programa, que definen el funcionamiento bajo las condiciones preestablecidas. Cabe destacar, que esta parte contiene una gran cantidad de información, pues recoge un total de 42 configuraciones de planta distintas entre las cuales se seleccionará aquella que se considere más adecuada bajo los criterios explicados en el epígrafe de “Resultados de la simulación completa de la planta” y con base en las gráficas presentadas.

En segundo lugar, este último epígrafe mencionado contendrá los resultados finales de simulación de la planta. Esto implica que esos resultados hacen referencia a una configuración ya seleccionada y que se ajusta lo más posible a los criterios que se mencionarán. Una vez obtenidos esos resultados, se analizarán para valorar las condiciones de producción de electricidad, costes, mantenimiento o inversiones que resultan de la utilización de una planta de captadores cilindro-parabólicos en Tenerife.

### **7.1.Resultados de la parametrización**

A continuación se muestran las tablas 17-22, que contienen los resultados representados en las figuras 40-51 y que han sido obtenidas siguiendo el procedimiento explicado en el apartado de “Dimensionado”. Seguidamente se explicará el significado de los resultados representados y se mostrará una explicación a modo de manual, acerca de cómo interpretar la representación. En teoría, todas las representaciones se podrían utilizar para obtener la configuración de una planta, bajo las condiciones mencionadas en la parametrización, sin necesidad de tener que volver a calcular otra vez todos los parámetros.

Tabla 17: Almacenamiento de 2 horas.

SM	TES	FACTOR DE CAPACIDAD	LCOE (cent €/kWh)	PERDIDO (MWh <sub>t</sub> )	PRODUCIDO (MWh <sub>t</sub> )	RATIO
1,5	2	21,0	21,9	4456	334316	0,013
2	2	25,6	20,5	27454	423008	0,065
2,5	2	28,0	21,2	68562	498544	0,138
3	2	29,2	22,6	117879	561603	0,210
3,5	2	29,9	24,2	173077	619731	0,279
4	2	30,4	25,9	231975	674149	0,344
4,5	2	31,3	27,2	292789	722047	0,405

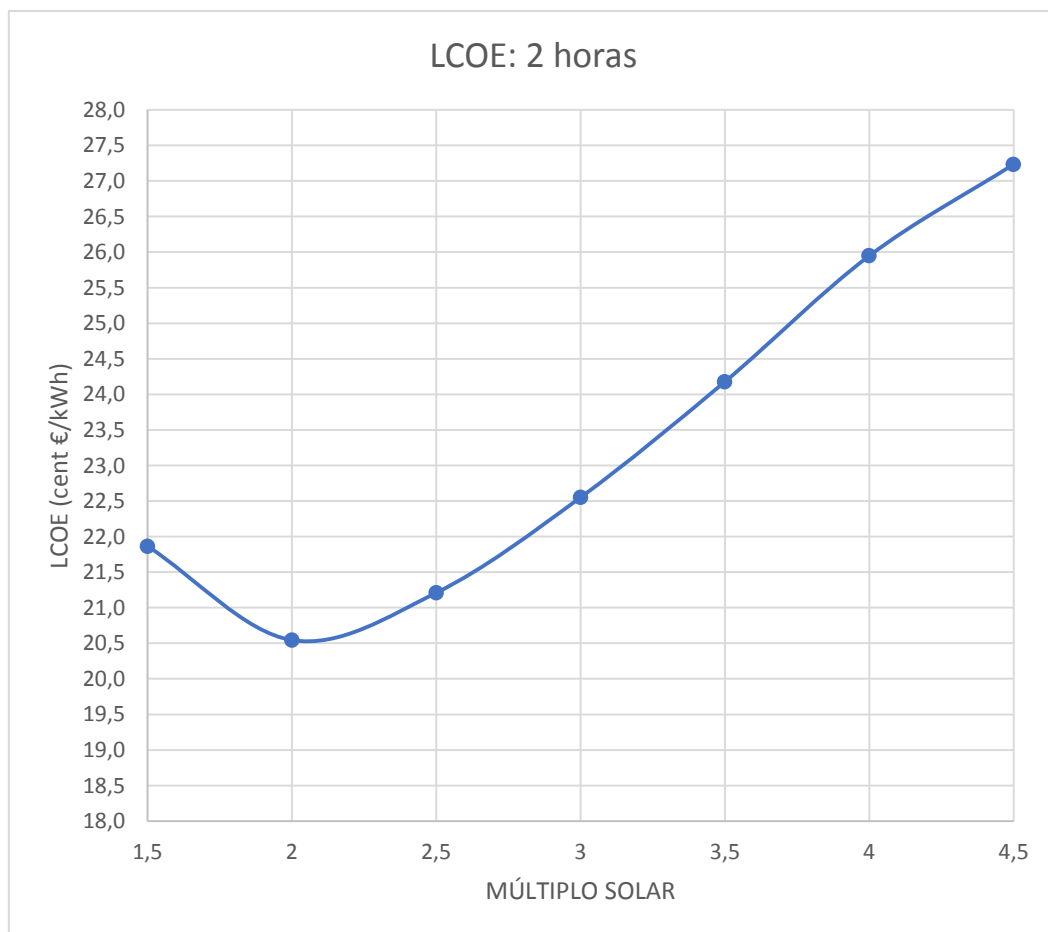


Fig. 40: representación del LCOE para 2 horas de almacenamiento.

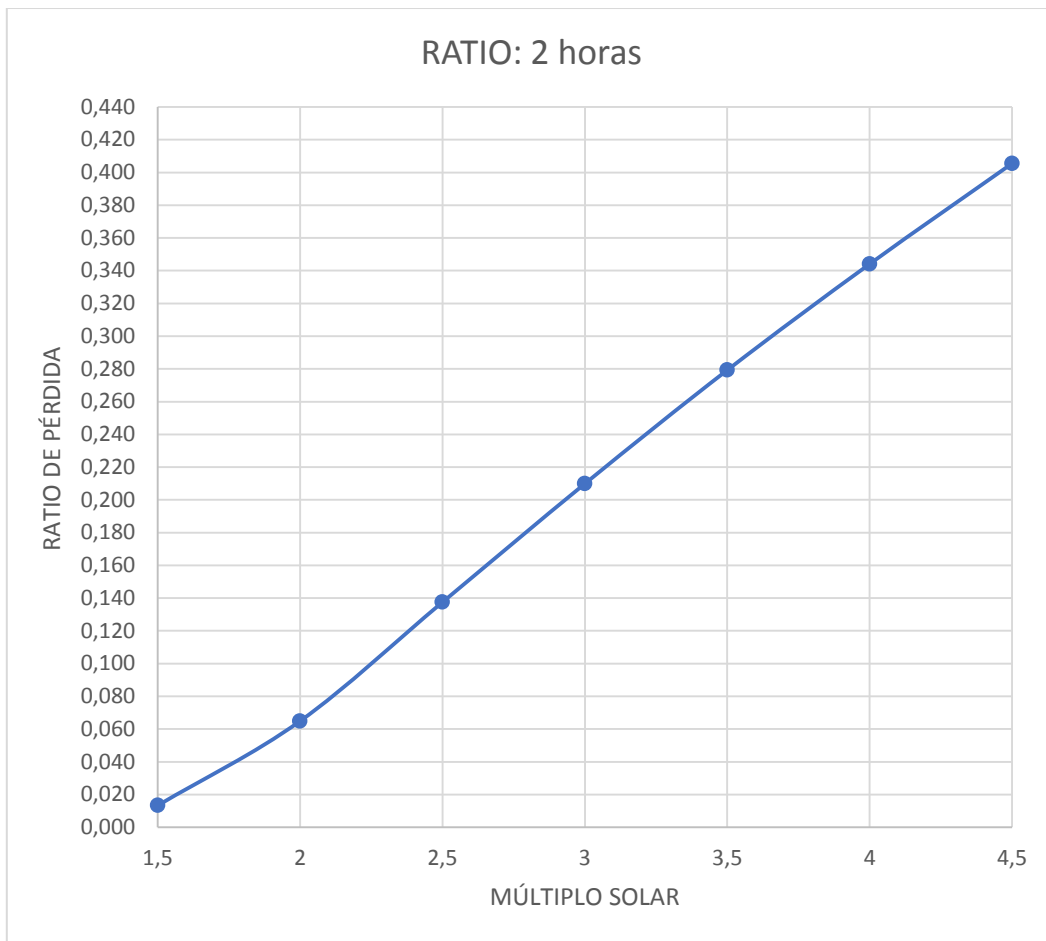


Fig. 41: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 2 horas de almacenamiento.



Tabla 18: Almacenamiento de 4 horas.

SM	TES (H)	FACTOR DE CAPACIDAD	LCOE (cent €/kWh)	PERDIDO (MWh <sub>t</sub> )	PRODUCIDO (MWh <sub>t</sub> )	RATIO
1,5	4	21,7	23,2	602	337991	0,002
2	4	27,7	20,6	15175	434368	0,035
2,5	4	31,6	20,2	46827	517936	0,090
3	4	33,5	21,0	89914	586262	0,153
3,5	4	34,6	22,2	140842	648187	0,217
4	4	35,3	23,6	196737	705332	0,279
4,5	4	36,5	24,6	255247	755191	0,338

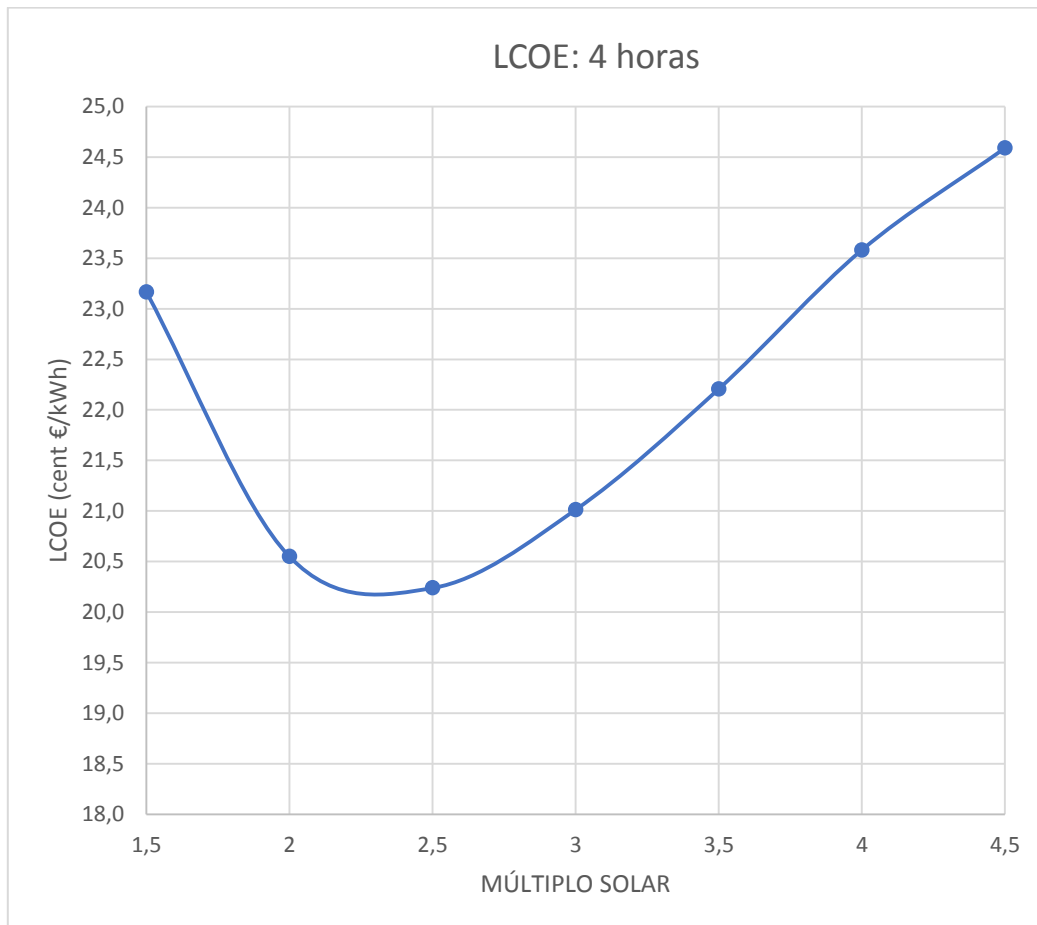


Fig. 42: representación del LCOE para 4 horas de almacenamiento.

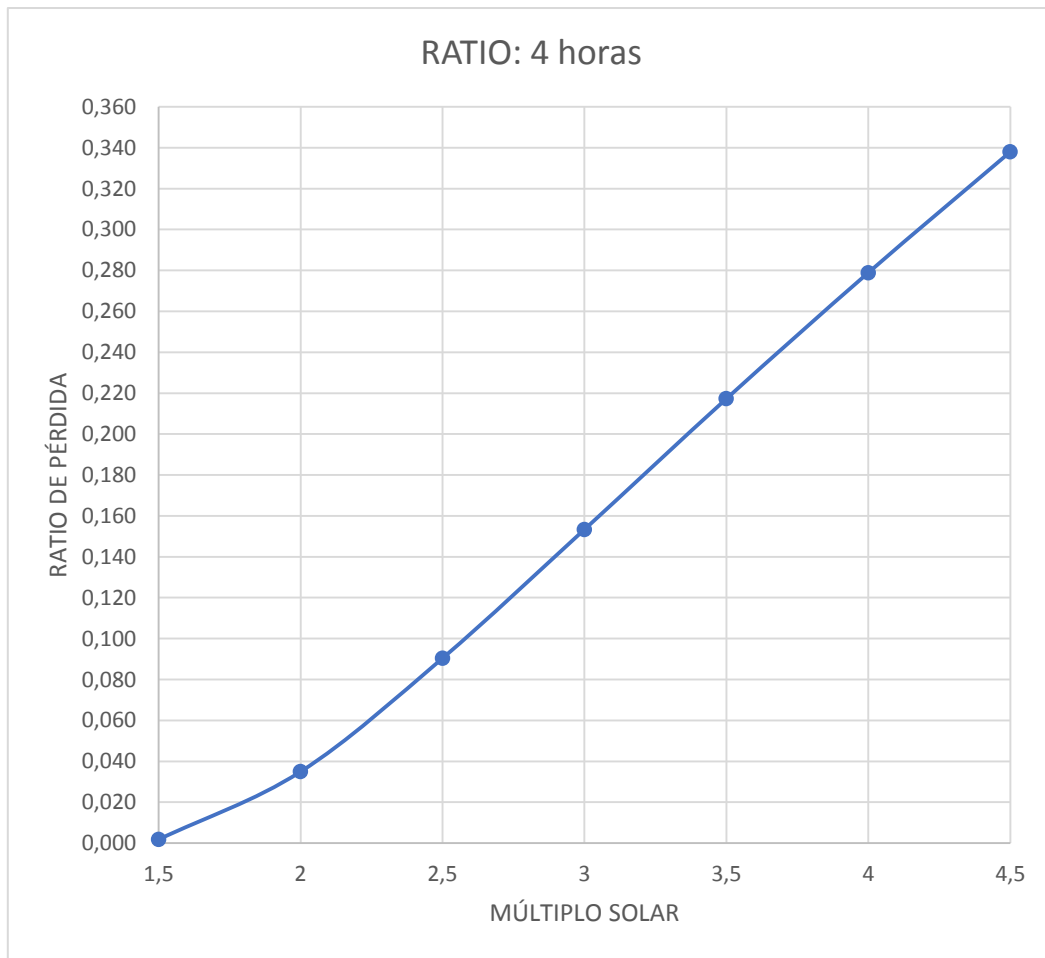


Fig. 43: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 4 horas de almacenamiento.

Tabla 19 Almacenamiento de 6 horas.

SM	TES (H)	FACTOR DE CAPACIDAD	LCOE (cent €/kWh)	PERDIDO (MWh <sub>t</sub> )	PRODUCIDO (MWh <sub>t</sub> )	RATIO
1,5	6	21,8	25,1	0	338602	0,000
2	6	29,1	21,1	7155	441903	0,016
2,5	6	34,2	20,0	31208	532223	0,059
3	6	37,1	20,2	66804	606735	0,110
3,5	6	38,8	21,0	113108	672493	0,168
4	6	39,8	22,0	165666	732561	0,226
4,5	6	41,3	22,8	220897	785351	0,281

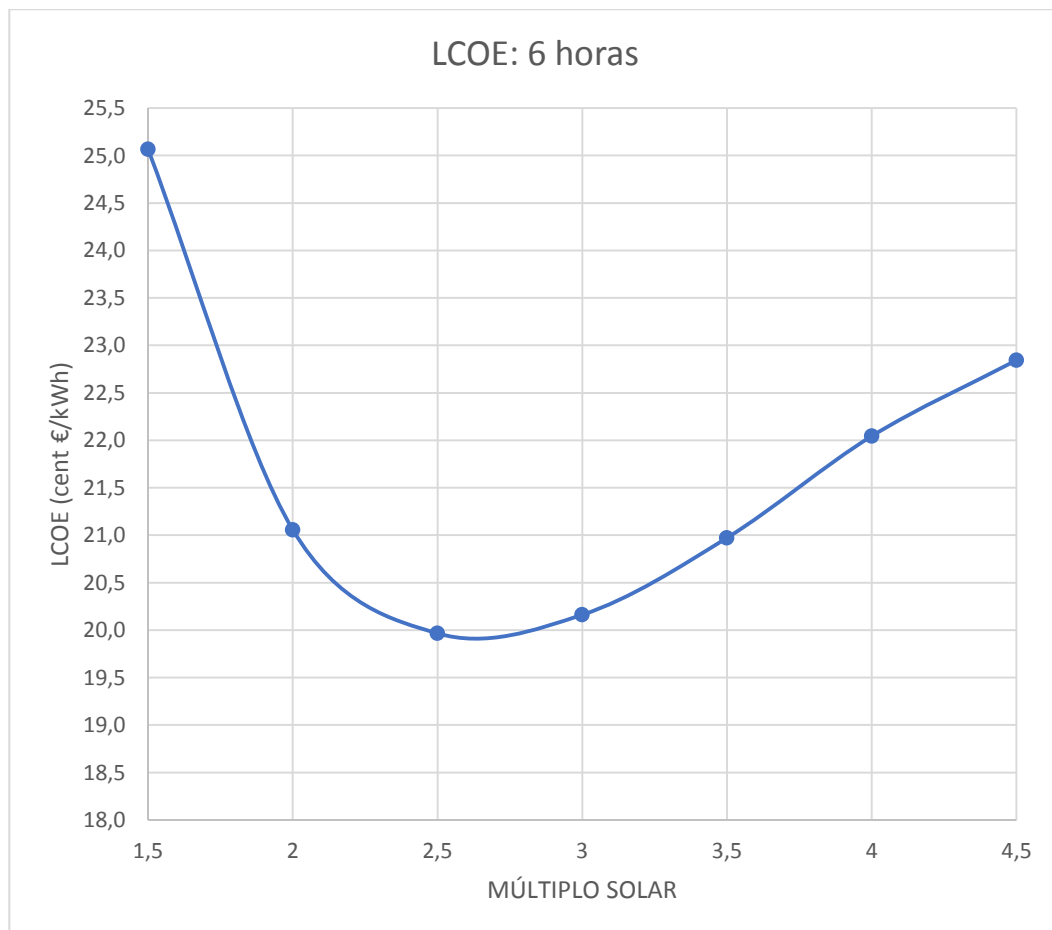


Fig. 44: representación del LCOE para 6 horas de almacenamiento.

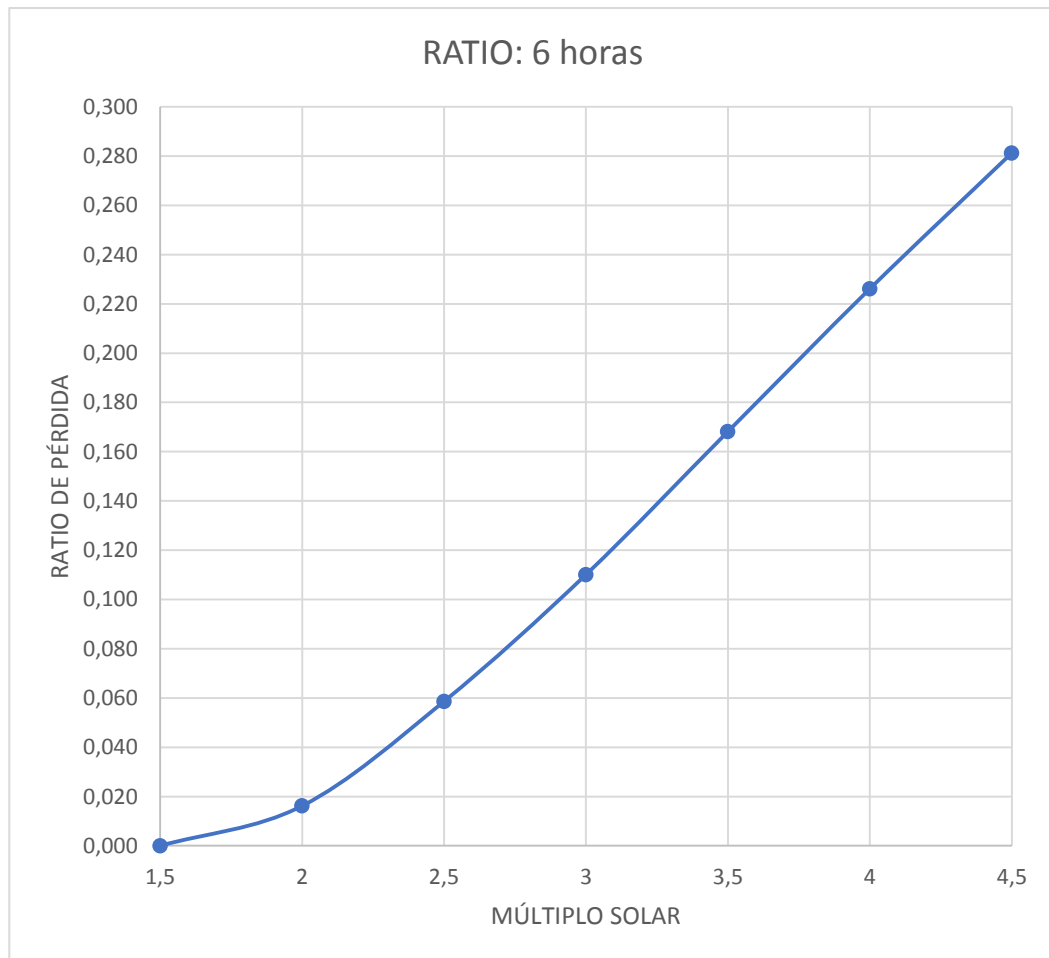


Fig. 45: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 6 horas de almacenamiento.

Tabla 20: Almacenamiento de 8 horas.

SM	TES (H)	FACTOR DE CAPACIDAD	LCOE (cent €/kWh)	PERDIDO (MWh <sub>t</sub> )	PRODUCIDO (MWh <sub>t</sub> )	RATIO
1,5	8	21,7	27,1	0	338613	0,000
2	8	30,0	21,9	2151	446732	0,005
2,5	8	36,1	20,1	19816	542801	0,037
3	8	40,0	19,8	48910	623067	0,078
3,5	8	42,4	20,2	88857	693935	0,128
4	8	44,0	21,0	137185	757459	0,181
4,5	8	45,7	21,6	189836	812412	0,234

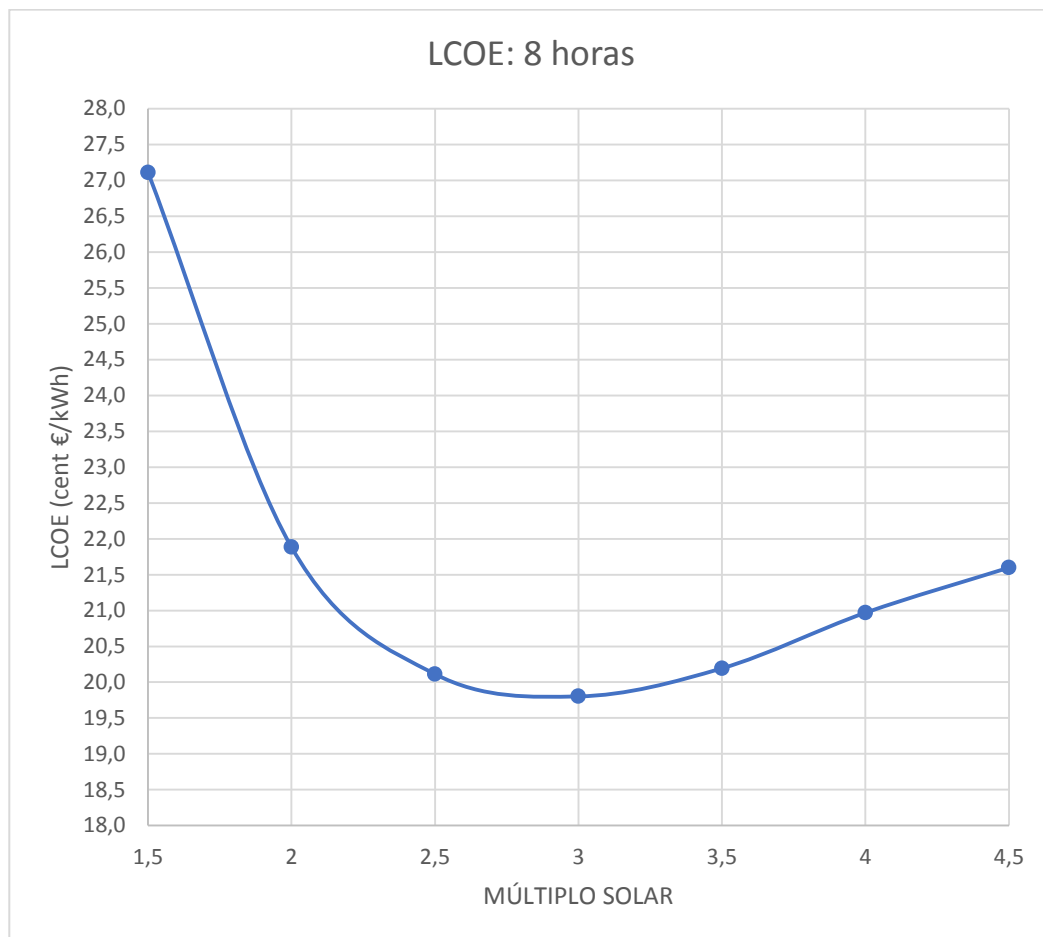


Fig. 46: representación del LCOE para 8 horas de almacenamiento.

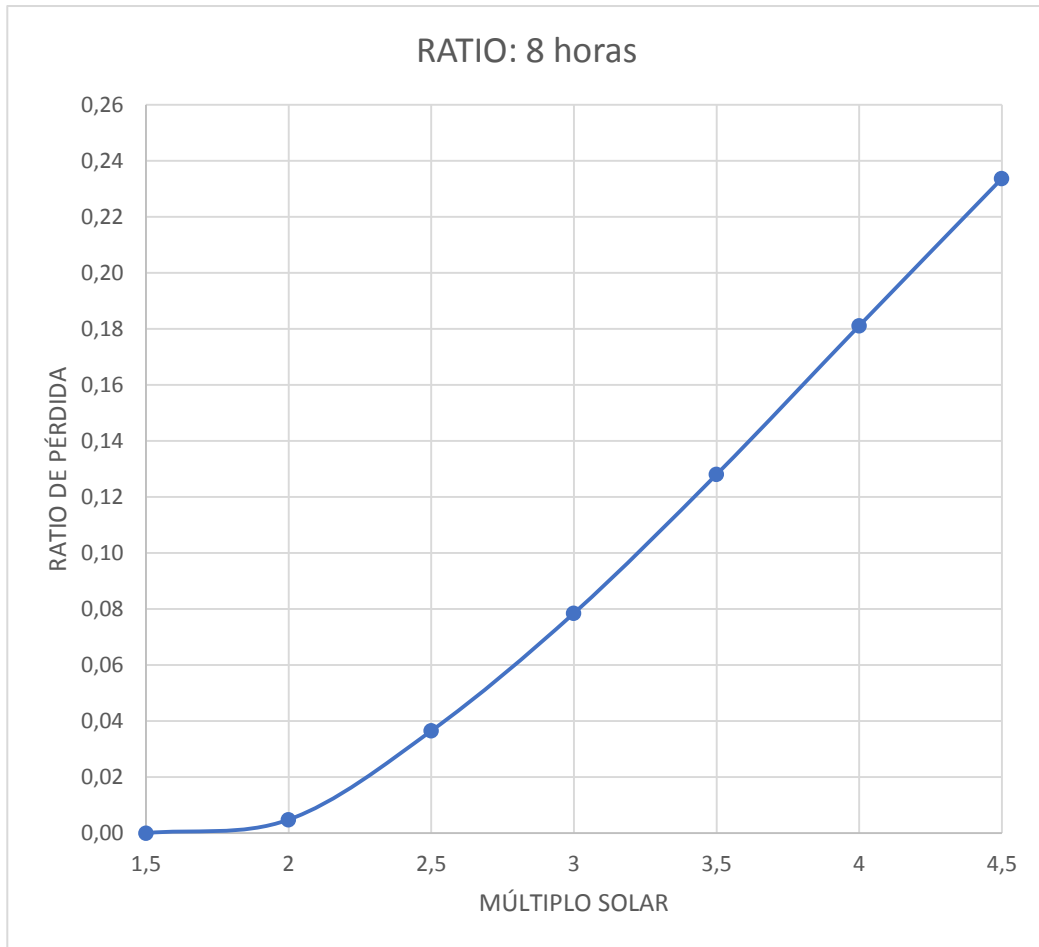


Fig. 47: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 8 horas de almacenamiento.

Tabla 21: Almacenamiento de 10 horas.

SM	TES (H)	FACTOR DE CAPACIDAD	LCOE (cent €/kWh)	PERDIDO (MWh <sub>t</sub> )	PRODUCIDO (MWh <sub>t</sub> )	RATIO
1,5	10	21,7	29,2	0	338625	0,000
2	10	30,3	23,1	276	448574	0,001
2,5	10	37,5	20,5	11215	550950	0,020
3	10	42,3	19,8	34971	635993	0,055
3,5	10	45,6	19,8	68947	711987	0,097
4	10	47,8	20,2	112209	779516	0,144
4,5	10	49,9	20,7	161020	837587	0,192

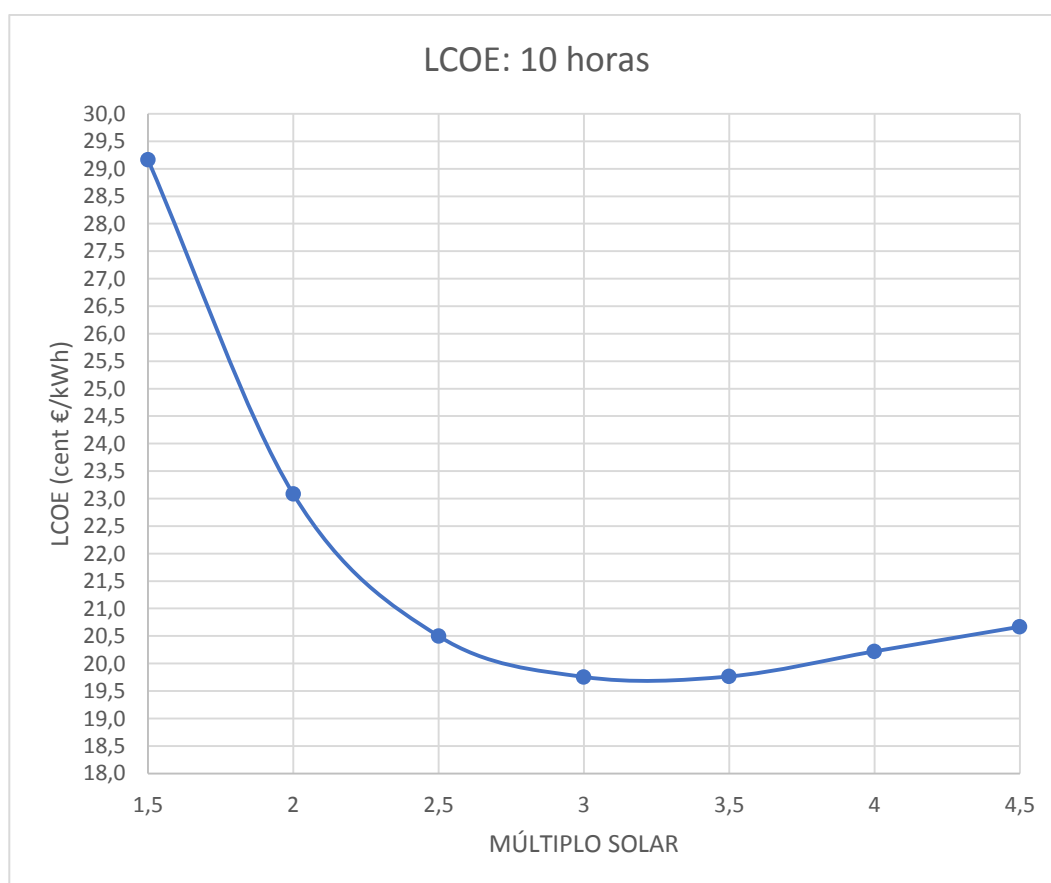


Fig. 48: representación del LCOE para 10 horas de almacenamiento.

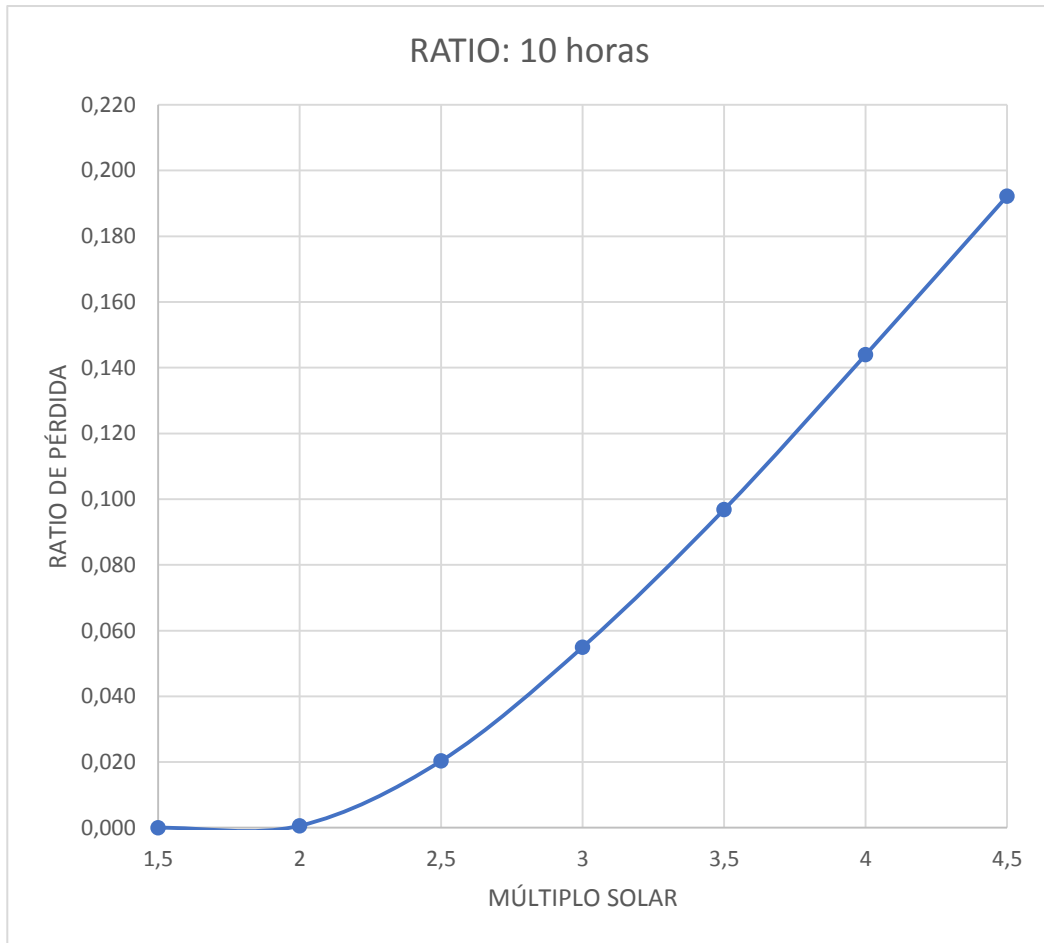


Fig. 49: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 10 horas de almacenamiento.



Tabla 22: Almacenamiento de 12 horas.

SM	TES (H)	FACTOR DE CAPACIDAD	LCOE (cent €/kWh)	PERDIDO (MWh <sub>t</sub> )	PRODUCIDO (MWh <sub>t</sub> )	RATIO
1,5	12	21,6	31,2	0	338642	0,000
2	12	30,3	24,5	0	448844	0,000
2,5	12	38,6	21,1	5082	556825	0,009
3	12	44,1	19,9	23708	646523	0,037
3,5	12	48,1	19,6	52461	727217	0,072
4	12	51,0	19,8	90237	799345	0,113
4,5	12	53,6	20,0	134837	860723	0,157

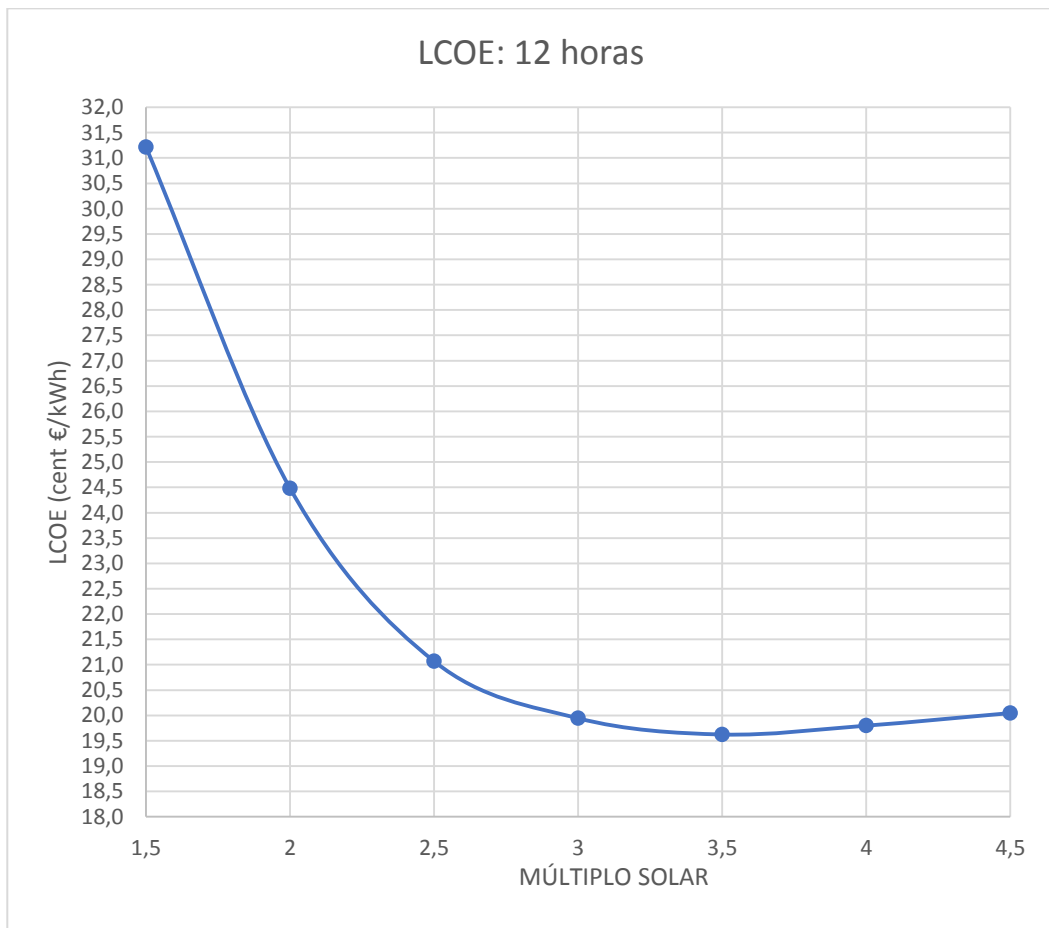


Fig. 50: representación del LCOE para 12 horas de almacenamiento.

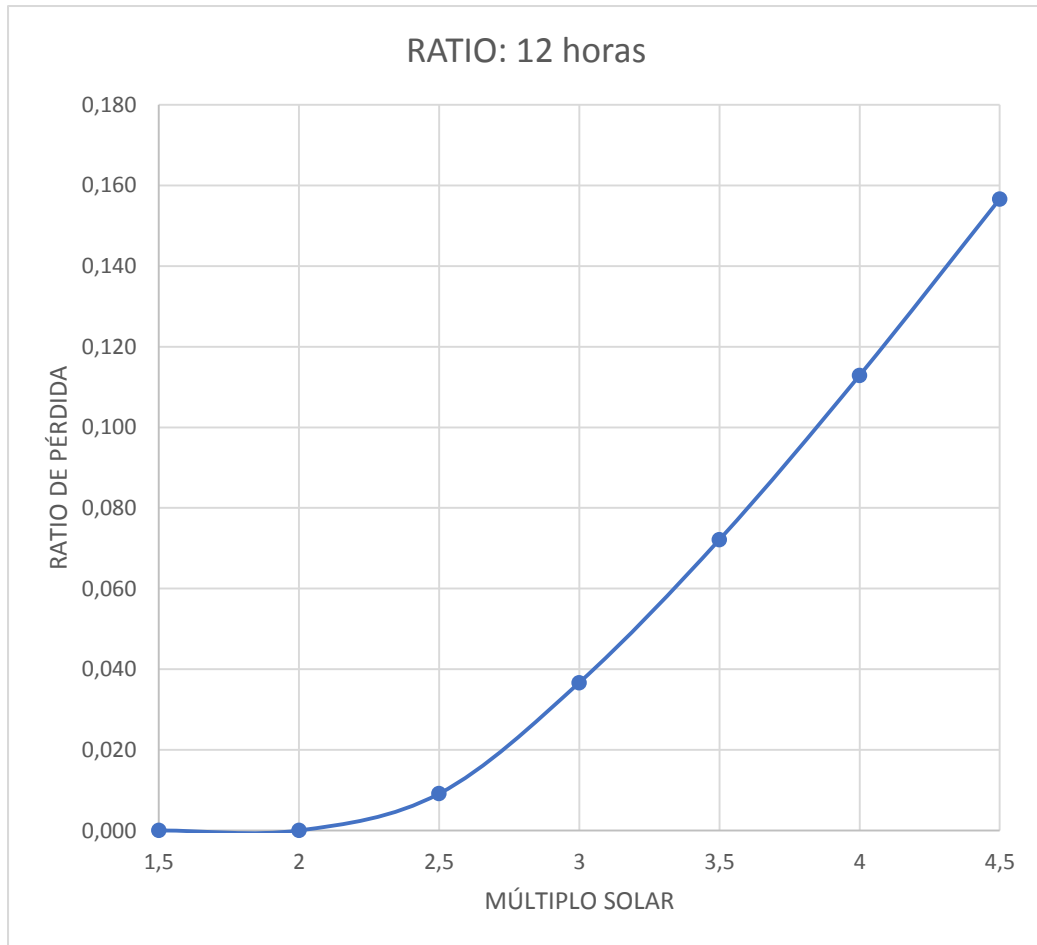


Fig. 51: representación del energía térmica disipada en tanto por uno para 12 horas de almacenamiento.

Estas son las representaciones correspondientes a los datos mostrados en las tablas tanto para el LCOE, como para el ratio de pérdida de energía térmica. El LCOE representado hace referencia al coste de la energía sin tener en cuenta la inflación, pues se trata un valor que puede variar a lo largo del año y no es un dato decisivo a la hora de analizar los resultados.

A medida que el múltiplo solar aumenta, la producción de energía eléctrica también crece y el coste de producción de la energía debería reducirse. En cambio, se debe tener en cuenta que llega un momento en el que por mucho que aumente el múltiplo solar, no existirá una reducción en el coste de producción de la energía. Lo esperado para este tipo de representaciones es que se forme una línea de tendencia del LCOE con un mínimo para un valor del múltiplo solar y a continuación vuelva a crecer de nuevo. Esto se puede observar en [20], por lo que a primera vista los resultados obtenidos son los esperados.

Por su parte la relación de energía térmica pérdida/producida también sigue la trayectoria esperada. Cuanta más energía térmica se produzca, más se va a disipar para un número fijo de horas de almacenamiento. Si el múltiplo solar es bajo y la duración del almacenamiento también lo es, entonces las pérdidas serán reducidas o incluso nulas. En cambio, si se está utilizando un múltiplo solar elevado (gran producción de energía térmica en el campo solar) para las mismas horas disponibles de almacenamiento, la disipación de energía térmica será mucho mayor, ya que ni el bloque de potencia, ni el de almacenamiento son capaces de utilizarla.

Por ejemplo para valores extremos, con 2 horas de almacenamiento y un múltiplo solar de 4,5, la energía térmica perdida representa cerca del 40% de la energía producida. Sin embargo, para configuraciones con más horas de almacenamiento (12 horas, por ejemplo), la disipación que tiene lugar no llega al 16% de la energía térmica producida para el mismo valor del múltiplo solar.

Para el caso de este estudio en concreto, se ha calculado el múltiplo solar para un límite de energía térmica disipada del 3%, obteniendo como resultado el múltiplo solar, el factor de capacidad y el LCOE asociado.

A continuación en la figura 52, se representa el factor de capacidad frente al múltiplo solar, por lo que una vez se conozca este último, ya se puede obtener de forma directa el factor de capacidad.

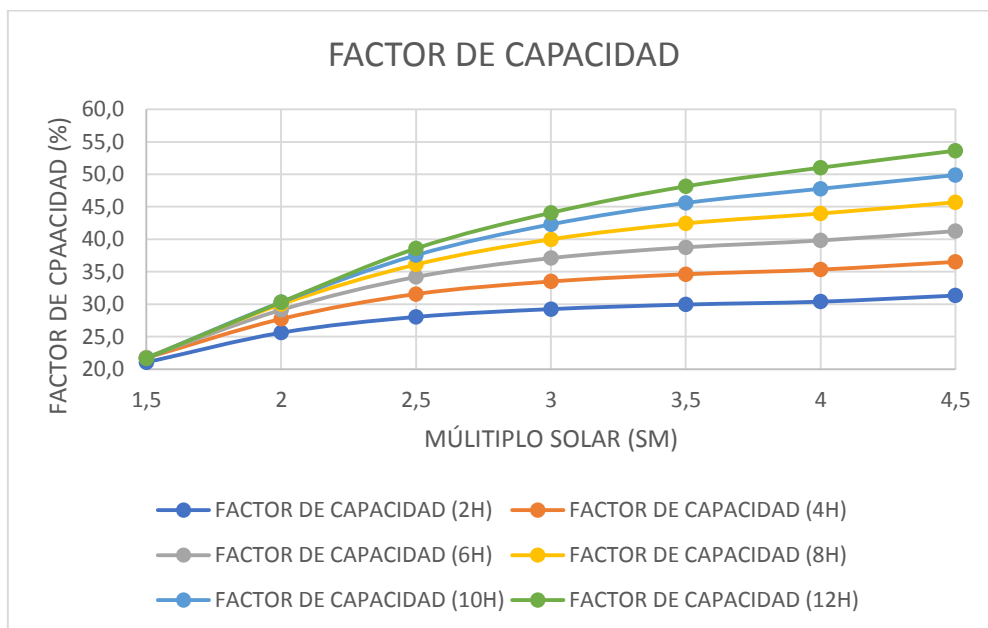


Fig. 52: Factor de capacidad frente al múltiplo solar

Partiendo de estos resultados iniciales, se extraerán los valores definitivos para diseñar la planta.

## 7.2. Interpretación y uso de las representaciones gráficas

Se selecciona un porcentaje de disipación máxima de energía térmica del 3% como se mencionó antes, disponiendo de unos tanques de almacenamiento de 6 horas, por ejemplo. Pues bien, como se han fijado dos variables (almacenamiento y ratio de pérdida de energía), se recurre directamente a la representación de 6 horas y se entra a la gráfica por el eje izquierdo, concretamente por 0,03 (correspondiente al porcentaje igual al 3%) y se traza una línea recta y perpendicular al eje hasta la curva de ratio de pérdida. Cuando se crucen, se traza una línea vertical desde ese punto hacia el eje de abscisas, obteniéndose un múltiplo solar.



Fig. 53: Demostración del cálculo del múltiplo solar

Con ese valor del múltiplo solar (2,2 aproximadamente), se acude a la gráfica de 6 horas de almacenamiento, pero para el caso del LCOE y se realiza el mismo proceso.

En este caso, lo que se obtiene es el coste de la energía con un resultado igual 20,40 céntimos de euro.

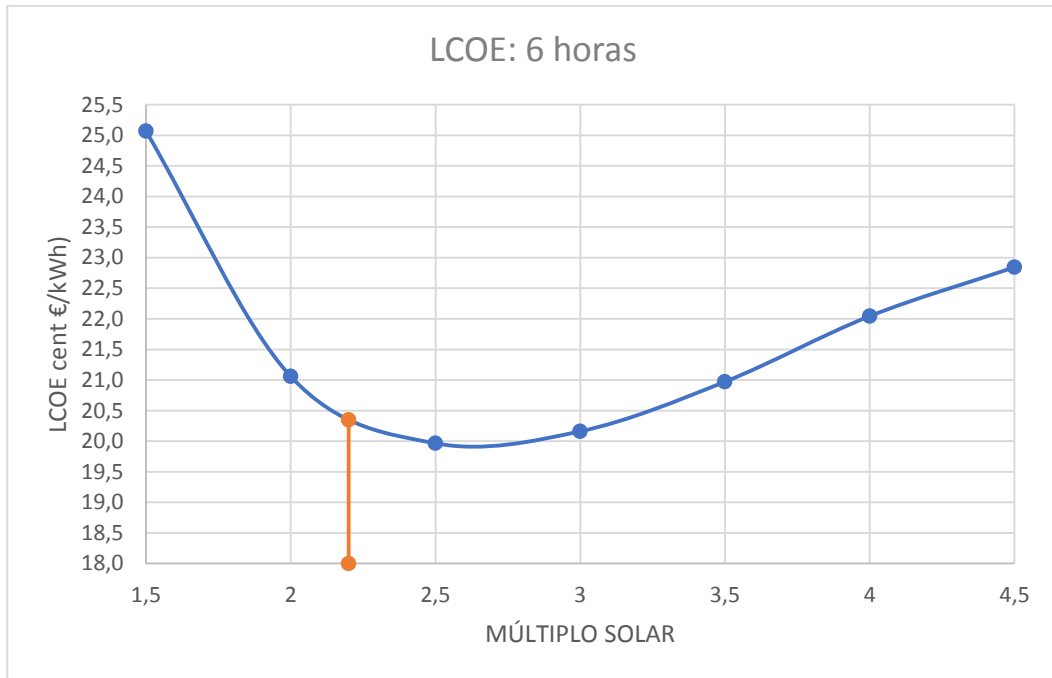


Fig. 54: Demostración del cálculo del LCOE

Por último, mediante la representación del factor de capacidad a 6 horas de almacenamiento y siguiendo el proceso utilizado en los dos casos anteriores, se extrae el valor para el factor de capacidad. Este resultado es igual 31,5%.

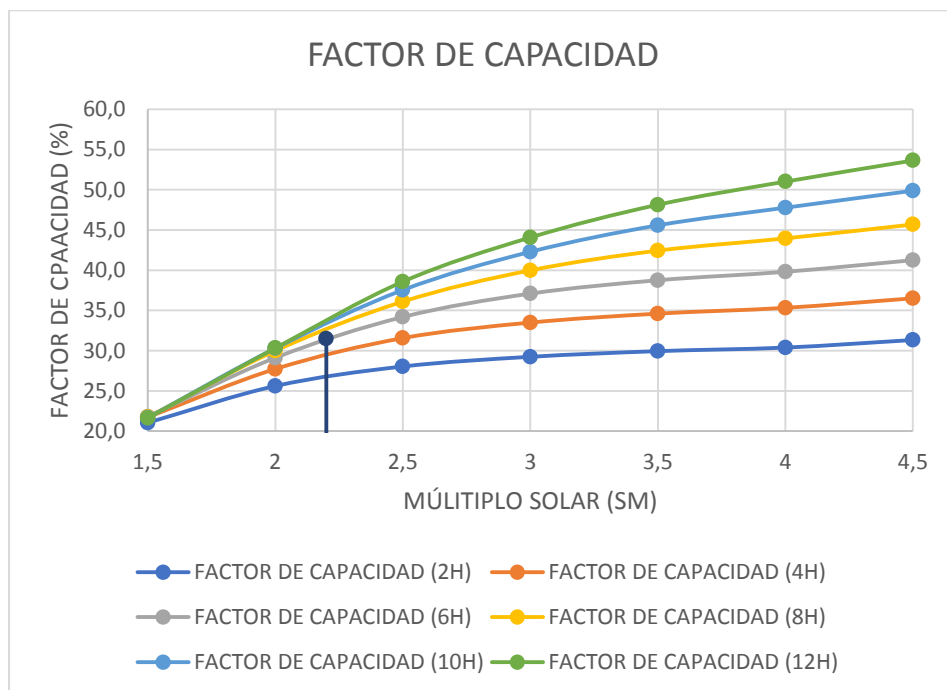


Fig. 55: Demostración del cálculo del factor de capacidad

Con estos resultados ya estaría diseñada la planta. Aunque en este estudio se han realizado otras simulaciones y se ha seleccionado la configuración final en base a más criterios comentados en el apartado de “Resultados”.

### 7.3.Resultados con límite de disipación de potencia térmica igual al 3%

En las tablas 23 y 24, se muestran los resultados a partir de los cuales se seleccionarán las variables de diseño con las que se realizará la simulación definitiva. En ellas, aparecen los valores de múltiplo solar asociados a cada línea de tendencia de las figuras que representan el ratio de pérdida y que cumplen con el criterio de disipación máxima de energía térmica igual a 0,03. Esos múltiplos solares se obtendrían siguiendo el procedimiento explicado en la parte de “Interpretación y uso de las representaciones gráficas”.

Con esos valores, se vuelve a SAM y se realizan todas las simulaciones, pero con los múltiplos solares que cumplen con la condición del 3%. De esta forma, se consiguen acotar los resultados, pasando de 42 configuraciones existentes en el inicio de la parametrización a 6 configuraciones. Entre estas configuraciones que han quedado se elegirá solamente una, atendiendo a los criterios que se comentarán posteriormente. Estos no son solo energéticos, sino también económicos, relacionados con el terreno ocupado y con el consumo de agua anual de la propia central.

Tabla 23: Resultados de las configuraciones que cumplen la limitación del 3% de energía térmica disipada.

RESULTADOS ENERGÉTICOS Y DIMENSIONALES								
SM	TES (H)	LCOE (cent €/kWh)	Electricidad Neta (MWh <sub>e</sub> )	Electricidad Bruta (MWh <sub>e</sub> )	Consumo agua anual (m <sup>3</sup> )	Área de apertura (m <sup>2</sup> )	Área del campo (m <sup>2</sup> )	Área total (m <sup>2</sup> )
1,67	2	25,3	104298	121570	18747	425100	1109000	1331000
1,94	4	20,6	122926	143237	21631	490500	1279000	1534000
2,2	6	20,3	142363	163839	24515	555900	1449000	1740000
2,42	8	24,6	157370	182916	26823	608220	1586000	1902000
2,66	10	20,1	176981	203503	29707	673620	1756000	2108000
2,9	12	24,3	193587	222815	32302	732480	1910000	2295000

Tabla 24: Resultados de costes desglosados de las configuraciones de la Tabla 8 en el mismo orden.

COSTES						
SM	TES(H)	Campo solar + HTF (€)	TES (€)	Bloque de potencia (€)	Total(€)*	Energía total anual (MWh <sub>e</sub> )
1,67	2	73.820.392	16.608.178	52.302.985	219.285.683	100126
1,94	4	85.177.375	33.216.357	52.302.985	260.106.495	118009
2,2	6	96.534.358	49.824.533	52.302.985	300.676.901	136669
2,42	8	105.619.945	66.432.713	52.302.985	337.672.743	151075
2,66	10	116.976.929	83.040.893	52.302.985	378.243.440	169902
2,9	12	127.198.214	99.649.066	52.302.985	417.025.545	185843

(\*): Como se puede observar, el valor del coste total no es igual al de la suma de los costes desglosados que figuran en la tabla. Esto se debe a que en ella no se han incluido los costes de mantenimiento o del plan de contingencia entre otros.

Para fijar un criterio de selección de las variables definitivas, se compararán cuatro parámetros que tienen un peso destacado en el diseño de este tipo de plantas. Los límites de trabajo se han establecido gracias a las representaciones mostradas en el apartado de parametrización. Criterios:

1. El coste de la energía (LCOE) que refleja el precio que se deberá asumir para poder producir un kWh de energía eléctrica.
2. La inversión inicial que se debe realizar para construir la planta y ponerla en funcionamiento.
3. La energía anual producida frente a la demandada.
4. El consumo de agua anual.

Se deberá encontrar aquella configuración, cuyos parámetros se encuentren lo más equilibrados posible. No tendría sentido, diseñar una instalación en la que la se produjeran grandes cantidades de energía, si la demanda no es lo suficientemente alta como para aprovecharla, partiendo de la base de que ya existen otras fuentes de energía, como las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles. Además, a pesar de que disminuiría el coste de producción de la energía, se requeriría un campo solar muy extenso y ello subiría el precio de la inversión inicial exponencialmente.

Por tanto, teniendo en cuenta que la demanda de electricidad en Tenerife es de 3.626.184 MWh anuales [21], de los cuales 269.315 MWh son producidos por energías renovables, se estima que con la instalación de esta planta se elevaría esa producción en

aproximadamente un 60%, lo que se traduce en la producción de 163.839 MWh<sub>e</sub> más de energía eléctrica bruta anualmente

Para obtener este resultado el campo solar simulado constaba de un múltiplo solar de 2,2 puntos. Su significado es que el campo produce una energía térmica 2,2 veces mayor a la demandada por el bloque de potencia. La energía térmica restante, se almacena en los tanques destinados a ello. También mediante la simulación, se concluyó en que el tamaño de tanque que menos pérdidas de energía térmica producía (máximo un 3% del cociente producida/perdida) era el de 6 horas de almacenamiento.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que cuanto mayor sea el múltiplo solar, mayor tendrá que ser el campo de espejos y por tanto la superficie ocupada por la instalación. En este caso en concreto, el área ocupada por el campo es de 1.449.000 m<sup>2</sup>.

Por último, en términos económicos, el coste de producción de la energía se situaría en 20,3 cents. €/kWh y una inversión inicial de 300.676.901 millones de euros. Es cierto que si se seleccionase un sistema de almacenamiento de 10 horas y múltiplo solar de 2,66, la producción bruta de electricidad sería mayor (203.503 MWh<sub>e</sub> anuales) y el coste de producción menor (LCOE=20,1 cents. €/kWh), lo que aparentemente es el escenario ideal. Pero tiene un inconveniente principal: el coste de la inversión inicial. En el caso seleccionado era aproximadamente de 300 millones de euros. Bajo esta configuración sería de 378.243.440 millones de euros lo que significa un aumento bastante considerable frente a la configuración anterior (+21%).

En la tabla 25 se muestra la configuración final seleccionada:

Tabla 25: Resultados de la parametrización.

Parámetro	Valor
LCOE*	20,3 cent €/kWh
Múltiplo Solar	2,2
Horas de Almacenamiento	6
Área de Apertura **	555.900 m <sup>2</sup>
Área Total del Campo solar	1.449.000m <sup>2</sup>

(\*): La conversión de dólares a euros se ha hecho con los datos para el día treinta de abril de dos mil dieciocho (30/04/2018): 1 € equivale a 1,2093 \$



(\*\*): El área de apertura corresponde solo y únicamente al área ocupada por los espejos que presentan los captadores solares. Esto representa una parte de toda la instalación de la planta, pero no incluye los espacios entre captadores, equipos de apoyo como bombas o el propio bloque de potencia.

También existen otros factores que pueden tener menos peso aparentemente, pero que son igual de importantes para el diseño de la planta, como el consumo de agua que realiza la central durante su operación y mantenimiento. Si el almacenamiento es de 6 horas y el múltiplo solar de 2,2, el consumo de agua es de 24.515 m<sup>3</sup> al año.

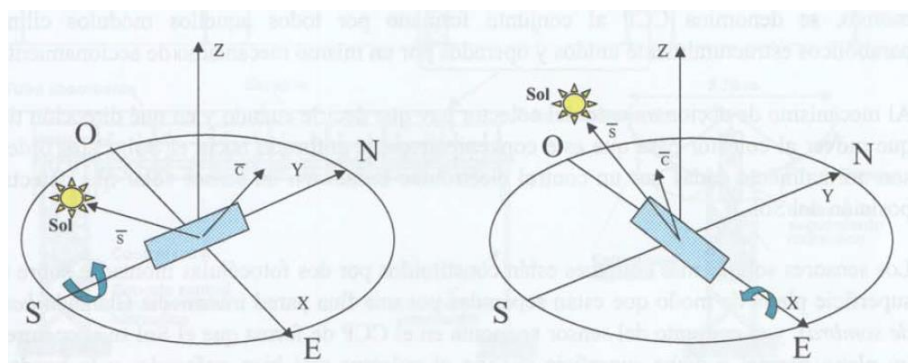
#### 7.4. Resultados de la simulación completa de la planta

Una vez fijados los parámetros comentados en el apartado anterior, se realiza mediante SAM la simulación al completo de la central termosolar diseñada. El programa nos ofrecerá una amplia variedad de resultados, de los cuales se seleccionarán aquellos que resulten más interesantes de analizar.

Los resultados de simulación irán acompañados de representaciones gráficas que ayudarán a tener una visión más allá de la que pueden ofrecer simplemente los números.

##### 7.4.1. Electricidad producida en función de la orientación

El eje de giro de los captadores debe estar orientado en dirección Norte-Sur o Este-Oeste. Se ha realizado la simulación de la planta para las dos situaciones, obteniéndose una mayor producción de energía eléctrica en el caso de orientación Norte-Sur. La siguiente figura muestra las dos orientaciones consideradas.



8. Fig. 56: Posibles orientaciones del campo solar [5].

Estos son los resultados mensuales y anuales que se han obtenido con cada orientación. Se observa que la orientación Norte-Sur produce más de 20.000 MWh<sub>e</sub> que la orientación Este-Oeste.

Tabla 26: Producción de energía eléctrica bruta en orientación N-S y E-O

Mes	Orientación Norte-Sur (MWh <sub>e</sub> )	Orientación Este-Oeste (MWh <sub>e</sub> )
Ene.	7.254	10.158
Feb.	10.925	11.470
Mar.	16.636	13.614
Abr.	15.528	11.318
May.	14.701	10.507
Jun.	18.004	13.034
Jul.	20.291	14.880
Ago.	19.012	13.715
Sep.	15.179	12.077
Oct.	13.008	12.946
Nov.	6.352	8.370
Dic.	6.949	10.754

Tabla 27: Producción total de energía eléctrica bruta

Energía eléctrica anual total en cada orientación	
Orientación Norte-Sur (MWh <sub>e</sub> )	Orientación Este-Oeste (MWh <sub>e</sub> )
163.839	142.842

La producción de energía eléctrica es mayor cuando los ejes de giro se orientan N-S, debido a que en esta última se producen grandes pérdidas debidas a las sombras que producen unos captadores sobre otros, entre otros factores. En la figura 57 se observará también esa diferencia.

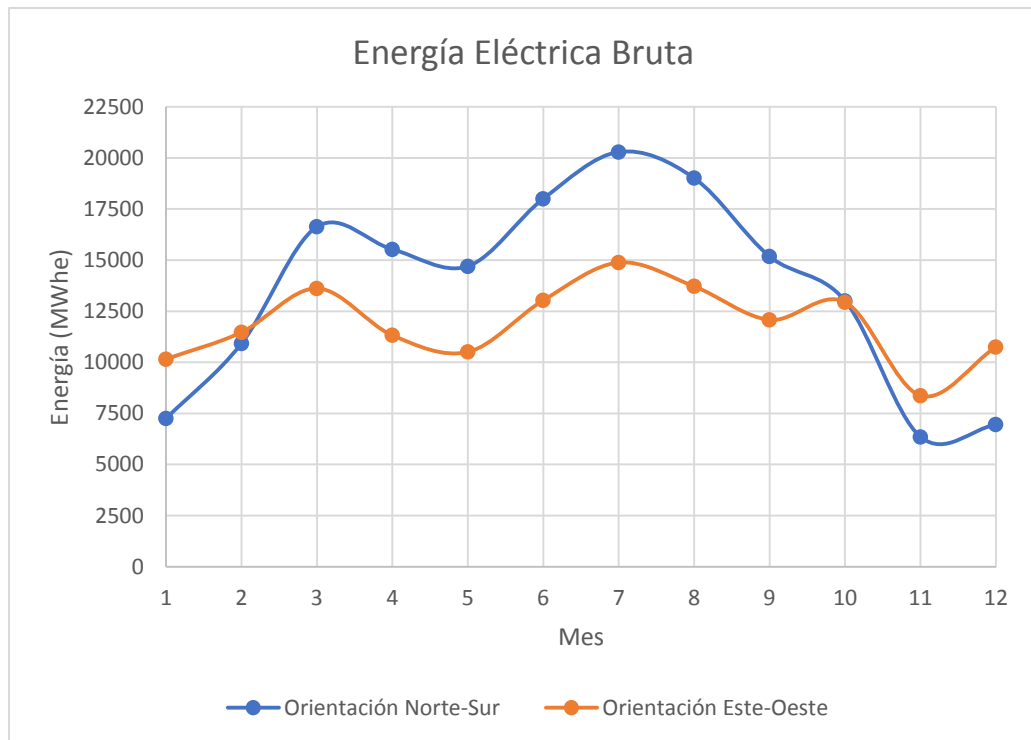


Fig. 57: Energía bruta producida en función de la orientación del campo.

Por otro lado, basándonos en estas mismas gráficas se puede observar que la producción máxima de electricidad coincide, como era de esperar, con los meses de junio, julio y agosto, que son aquellos en los que se registran mayores niveles de radiación solar y durante mayor cantidad tiempo. El mínimo que se produce en el mes de mayo, se debe a que fue un mes de baja radiación solar para los valores típicos que se suelen alcanzar en esas fechas. Lo normal hubiera sido que la línea de tendencia siguiese la misma línea ascendente que el resto de valores.

### 7.4.2. Energía térmica producida y disipada a lo largo de un año

Se muestra la energía térmica producida por el campo solar frente a la energía térmica disipada. Cada representación hace referencia al mes del año que figura en su parte superior. El eje de ordenadas indica los MWht producidos o disipados en función de la línea de tendencia que se esté observando. Mientras el eje de abscisas representa las 24 horas del día. Como es de esperar, tanto en las primeras horas del día, como en las últimas, la producción de energía es nula.

Al analizar las gráficas en detalle, se observa que la producción de energía es bastante más elevada en los meses de verano que en los meses de invierno. Esto se debe a que el valor de la irradiancia ( $G_b = G_{b,N} \cdot \cos(\theta_i)$ ) en estos meses es inferior a la existente en verano consecuencia del crecimiento del ángulo de incidencia. Las diferencias de producción de energía térmica pueden llegar a superar los 100 MWht entre enero y julio o entre julio y diciembre.

En segundo lugar, la energía térmica disipada es mayor en los meses en los que la producción es también mayor. Esto se debe a que en los meses de baja producción se aprovecha toda la energía producida en el campo, ya sea para producción directa de energía eléctrica mediante el bloque de potencia, o bien para enviar a los tanques de almacenamiento. De hecho, en enero, noviembre y diciembre, la disipación de energía es nula.

A través de la figura 58 se consigue tener una idea más visual de la energía térmica producida frente a la disipada a lo largo de un año.

Numéricamente, los valores que dan lugar a estas representaciones son los siguientes.

Tabla 28: Potencia térmica producida y disipada mensualmente

	Thermal power produced by the field (MWh <sub>t</sub> )	Dumped thermal energy (MWh <sub>t</sub> )
Jan	20858.7	0
Feb	30899.6	36.6306
Mar	48123.4	1918.55
Apr	45804.6	2294.22
May	43247.9	1955.25
Jun	51886.4	1737.11
Jul	60673.6	3206.09
Aug	55353.7	1685.38
Sep	44829	1951.44
Oct	36957.3	137.044
Nov	19245	0
Dec	21102.6	0

Color	Representación
	Energía térmica producida
	Energía térmica disipada

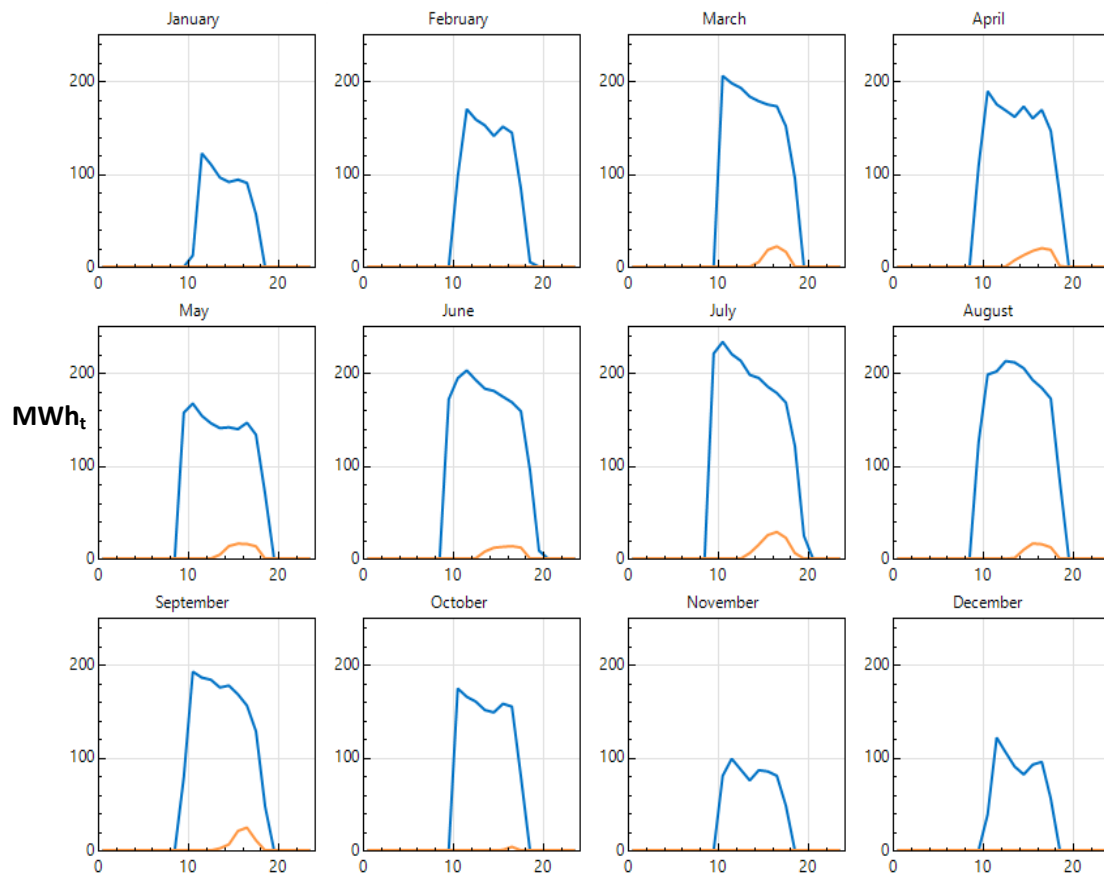


Fig. 58: Potencia térmica producida y disipada media diaria para cada mes.

### 7.4.3. Intercambio de masas entre los tanques caliente y frío a lo largo de un año

Continuando con el análisis del comportamiento de la planta mensualmente, resulta interesante conocer la masa de sales que contienen los tanques fríos y calientes en cada momento del día. Cabe recordar que en un principio es el tanque frío el que se encuentra lleno de sales fundidas y solo comienza a vaciarse cuando el aceite procedente del campo solar, llega a la temperatura diseñada y se dirige al intercambiador de calor del sistema de almacenamiento. Esto puede producirse por la propia configuración de la planta que hace que siempre una parte del caudal de aceite se derive hacia el almacenamiento, o bien porque el bloque de potencia no es capaz de aprovechar más energía térmica para la producción de electricidad.

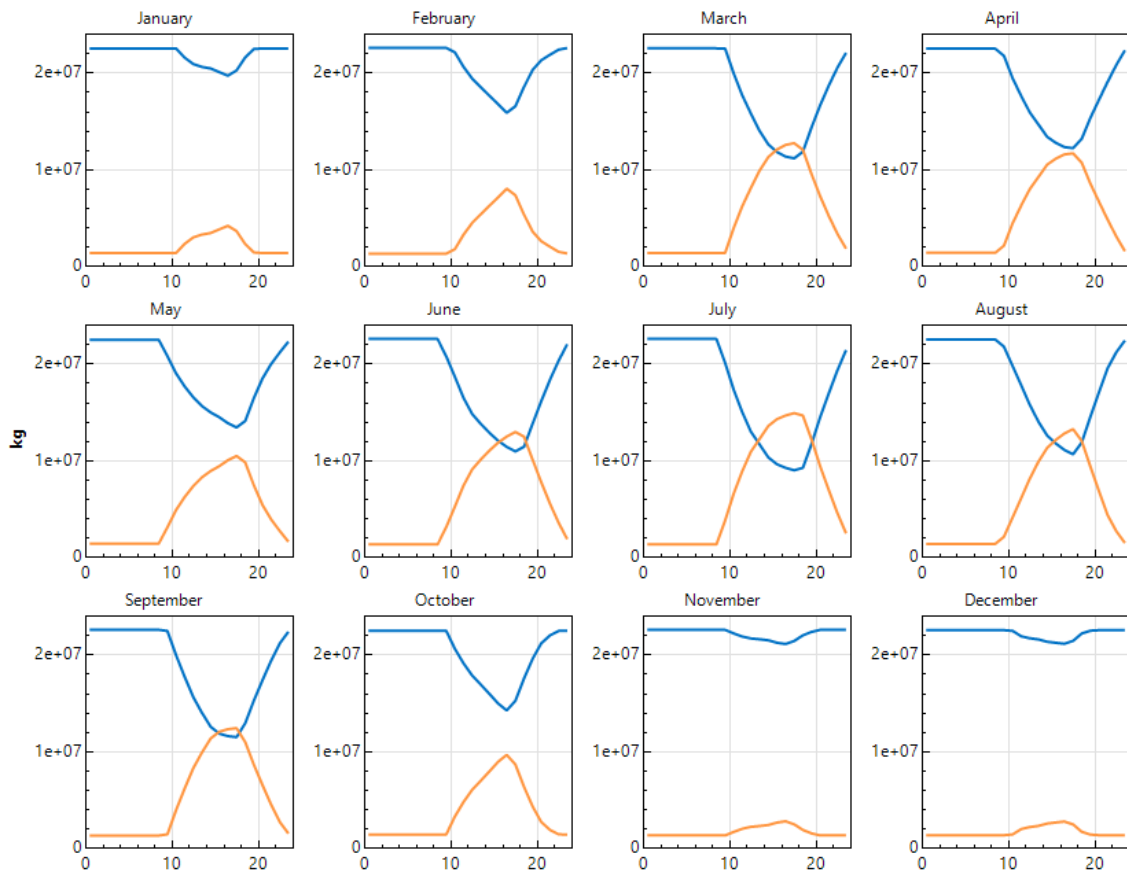


Fig. 59: Masa media diaria de sales fundidas en cada tanque de almacenamiento para cada mes

Color	Representación
	Masa en el tanque frío
	Masa en el tanque caliente

En las representaciones, las líneas azules hacen referencia al tanque frío, mientras que las líneas naranjas al tanque caliente. Se observa que las líneas de tendencia del tanque frío y caliente son simétricas. Las tendencias seguidas son las esperables, ya que cuando el tanque frío se empieza a vaciar de sales fundidas, estas se dirigen primero hacia el intercambiador y luego hacia el tanque de sales calientes, por lo que la masa total de sales fundidas del sistema de almacenamiento es constante. Si el tanque frío descarga sus sales, la masa en el tanque caliente aumentará; de la misma forma que si se vacía el tanque caliente, será la masa de sales del tanque frío aumentará. La masa de sales que hay en cada tanque y en cada momento del día, depende de la demanda del bloque de potencia, de la producción de energía térmica del campo y de la propia configuración de la instalación.

Se aprecia que el sistema de almacenamiento empieza a trabajar prácticamente siempre a la misma hora, es decir, cuando comienza la captación de radiación solar y la producción de energía térmica. Al igual que sucedía en la gráfica de la energía producida/disipada, existen meses en los que el intercambio de sales entre un tanque y otro es menor que otros. Estos meses en los que es menor, coinciden con aquellos en los que la producción y disipación de energía térmica es menor también. Como se dijo anteriormente, cuando hay poca producción la fracción de fluido caloportador que sale del campo solar hacia el almacenamiento es menor que cuando la producción es más elevada, pues la mayor parte se dirige hacia el bloque de potencia.

Otro resultado interesante es la hora de descarga de sales del tanque caliente hacia el tanque frío. Si el tanque caliente contiene sales y la demanda de energía térmica del bloque de potencia es superior a la que el campo es capaz de producir, este se vacía enviando las sales calientes hacia el intercambiador del sistema de almacenamiento. En el intercambiador, se produce la transferencia de calor entre las sales calientes y el aceite procedente del campo solar que no alcanzó la temperatura suficiente.

Esto suele suceder en las últimas horas de sol, es decir, al final de la tarde. Pero no se produce siempre a la misma hora. En invierno, el sol se pone más temprano, por lo que la descarga del tanque caliente hacia el tanque frío se realiza en torno a las 16 horas aproximadamente. Esta teoría es aplicable a los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre. En cambio, en el resto de meses la descarga del tanque caliente se realiza en torno a las 18 horas, pues el sol se pone más tarde. Por ello en las

representaciones la línea de tendencia naranja correspondiente al tanque caliente decrece en las horas finales de la tarde.

Cuanto mayor sea la masa de sales fundidas almacenadas en el tanque caliente, más horas se puede prolongar el apoyo del sistema de almacenamiento al campo solar. Esto depende directamente de la producción de energía térmica en las horas en las que la radiación es mayor, que es cuando se almacena en el tanque. En los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre se consigue que la planta continúe funcionando por encima de la media noche. Por lo que este tipo de sistemas de almacenamiento supone una gran ventaja frente a otros sistemas que no cuentan con ninguno.

#### **7.4.4. Potencia térmica dirigida al sistema de almacenamiento procedente del campo solar**

Siguiendo el mismo criterio de interpretación de las figuras anteriores, se vuelve a reconocer fácilmente que en los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre la potencia térmica cedida al sistema de almacenamiento es bastante reducida. En cambio, en el resto de meses la energía cedida es mucho mayor debido a que la producción del campo solar es mucho mayor y el bloque de potencia no necesita todo ese calor.

En los meses en los que se alcanza la mayor producción, se aprecia que la línea de tendencia comienza en la parte negativa del eje. Esto implica que el tanque de almacenamiento caliente aún se está vaciando y por tanto sirviendo de apoyo al campo solar. Aquellas zonas de la representación que se mantienen prácticamente constantes representan los periodos de tiempo en los que no se produce cesión de calor al sistema de almacenamiento.

El primer crecimiento observable en la gráfica representa la cesión de potencia térmica al sistema de almacenamiento. A continuación prosigue un tramo en el que la línea de tendencia adquiere pendiente negativa, lo que significa que la potencia térmica que se está destinando hacia el bloque de almacenamiento es cada vez menor. Los tramos a los que se hace referencia son aquellos que estando en la parte positiva del eje de ordenadas tienen pendiente negativa, es decir, aquellos que decrecen por encima del eje de abscisas. Cuando estos tramos cortan con el eje de abscisas indican que la



aportación de potencia térmica del campo solar al sistema de almacenamiento ha terminado.

Sin embargo, la línea de tendencia sigue decreciendo. Esto representa la cesión (desde el momento en el que se cruce el eje de abscisas) de potencia térmica del fluido caliente almacenado hacia el fluido caloportador que sale del campo solar. Es decir, tiene lugar el proceso inverso. Al principio del día el campo solar produce potencia térmica y parte de ella se dirige al intercambiador del sistema de almacenamiento para ser almacenada. Cuando el campo solar no es capaz de abastecer al bloque de potencia por sí solo, las sales calientes almacenadas comienzan a salir del tanque caliente cediendo la potencia térmica necesaria para alcanzar la temperatura diseñada.

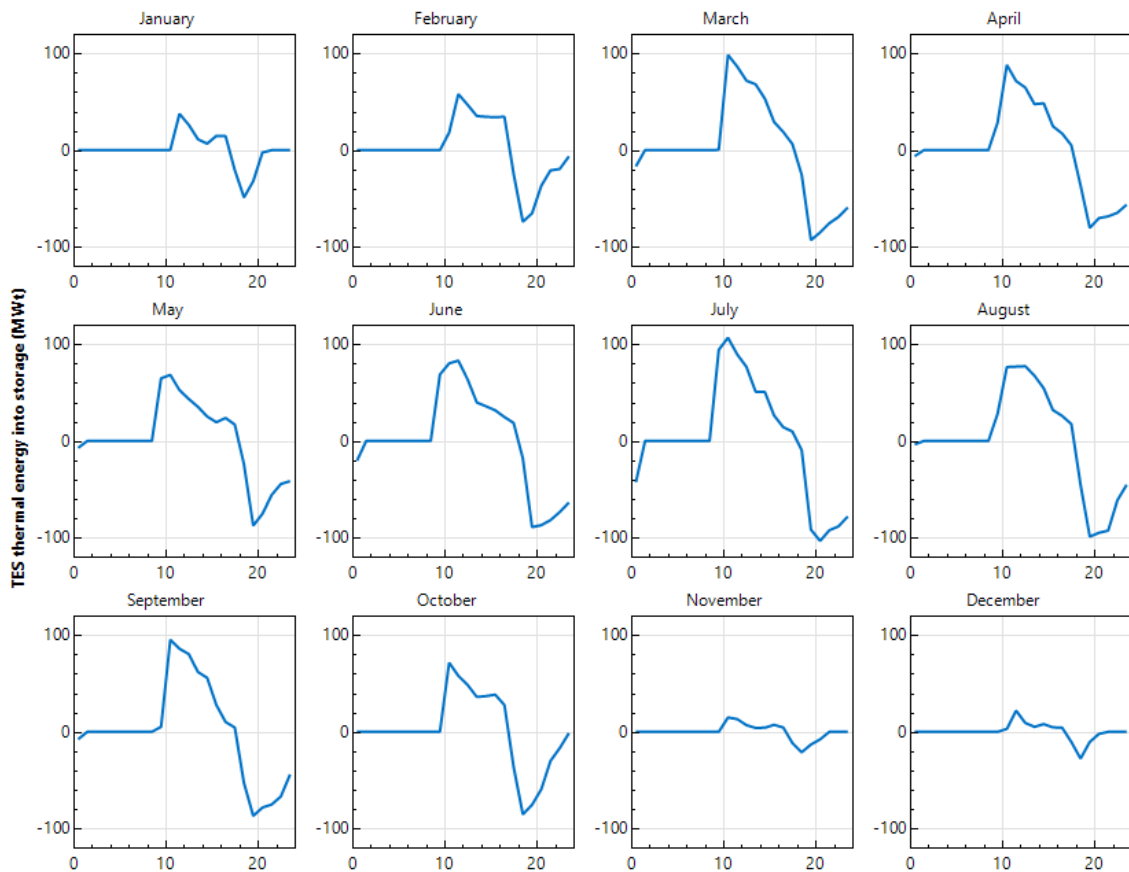


Fig. 60: Potencia térmica media diaria producida en el campo solar y destinada al sistema de almacenamiento para cada mes

#### 7.4.5. Potencia eléctrica bruta producida con varios tiempos de almacenamiento

La potencia eléctrica bruta que se produzca no solo depende de la producción del campo solar. Como ya se comprobó, el sistema de almacenamiento supone un apoyo de gran peso a la hora de producir electricidad con tecnologías de concentración solar. En las siguientes representaciones se observa cómo aumenta el tiempo de trabajo de la planta progresivamente a medida que crece la duración del almacenamiento térmico. Las representaciones incluyen duraciones de almacenamiento de 0, 2, 4, 6, 8, 10 y 12 horas, de forma que el cambio entre la producción de la primera simulación y de la última será considerable.

La principal diferencia se observa en la hora de finalización de la producción de energía eléctrica. En la siguiente tabla se recogen las horas (aproximadas) de finalización de la producción para los distintos casos.

Tabla 29: Horarios de finalización de producción de la planta en función del número de horas de almacenamiento

Duración del almacenamiento (horas)	Hora de finalización de la producción
0	20:00
2	21:00
4	23:00
6	1:00
8	3:00
10	5:00
12	7:00

La influencia del sistema de almacenamiento es clara. Cuanto mayor sea la duración disponible, mayor será el tiempo de producción ininterrumpida de la planta. Se debe tener en cuenta, que no siempre interesa tener un almacenamiento muy grande, ya que esto dependerá del uso que se le vaya a dar a la instalación. No es lo mismo si se emplea para apoyar a otras centrales térmicas en picos de demanda, que si se utiliza como la principal fuente de producción de energía eléctrica para abastecer una

población. También dependerá de la potencia instalada, del múltiplo solar utilizado en el diseño de la planta o de la disipación máxima de potencia que se ha establecido.

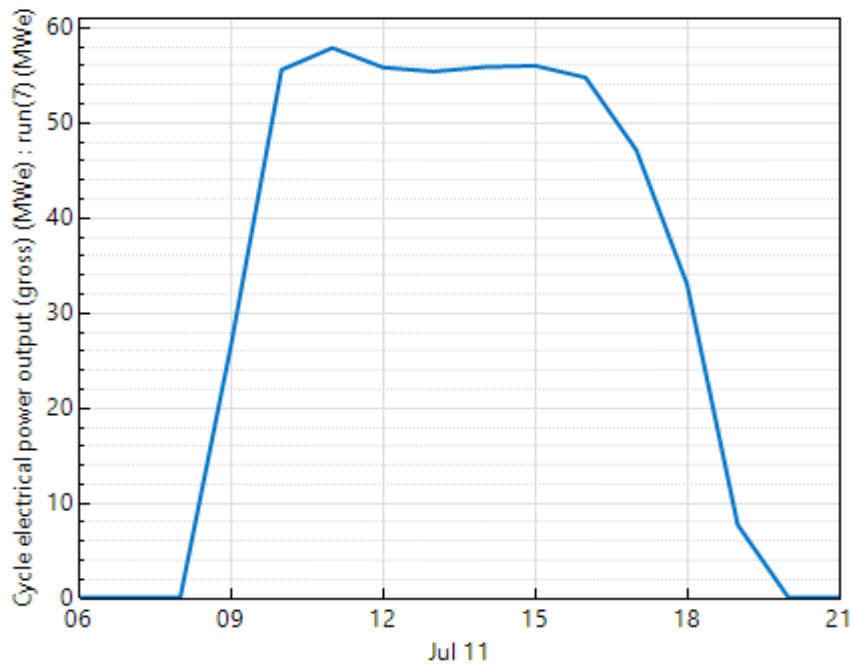


Fig. 61: Potencia eléctrica bruta para 0 horas de almacenamiento

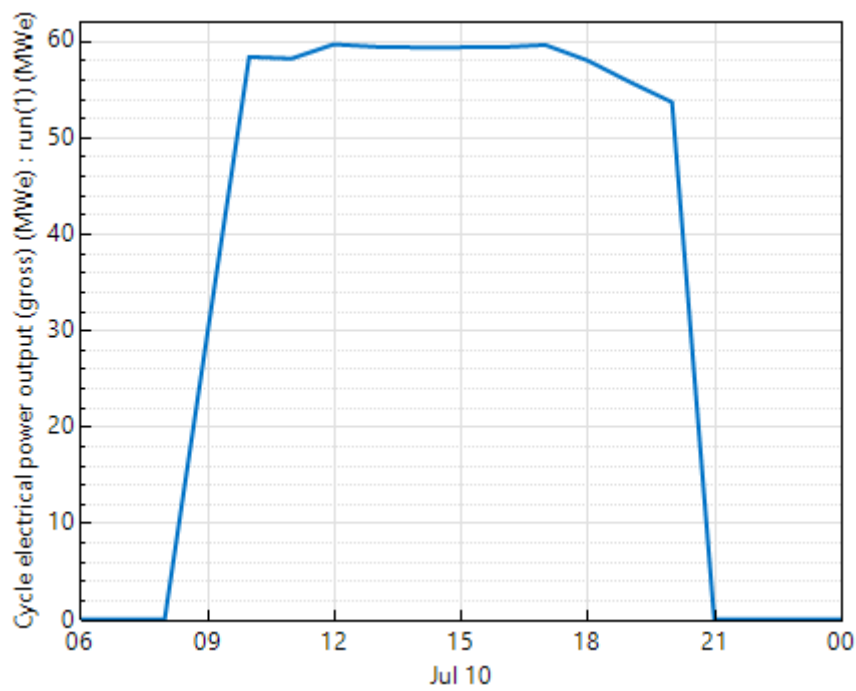


Fig. 62: Potencia eléctrica bruta para 2 horas de almacenamiento

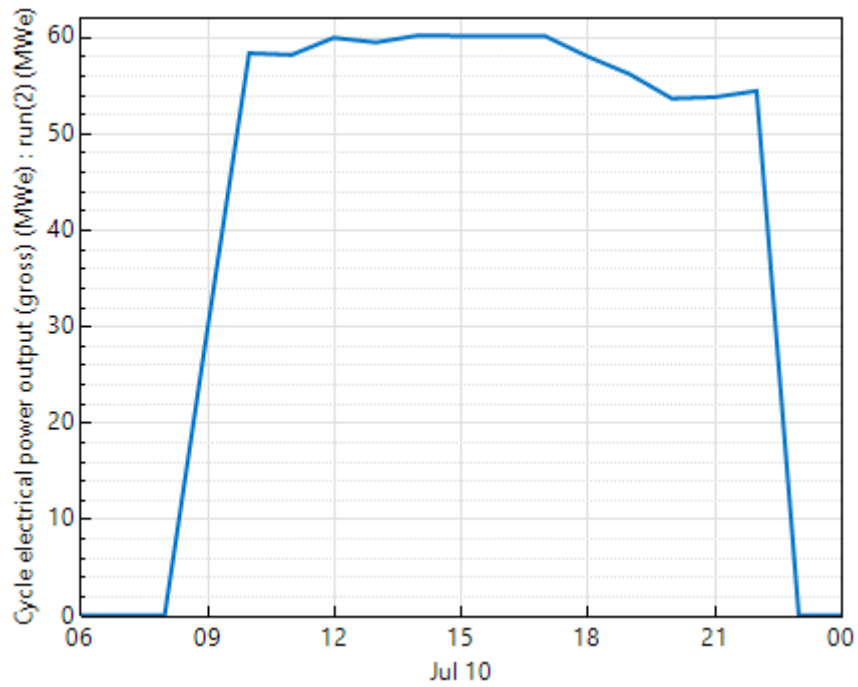


Fig. 63: Potencia eléctrica bruta para 4 horas de almacenamiento

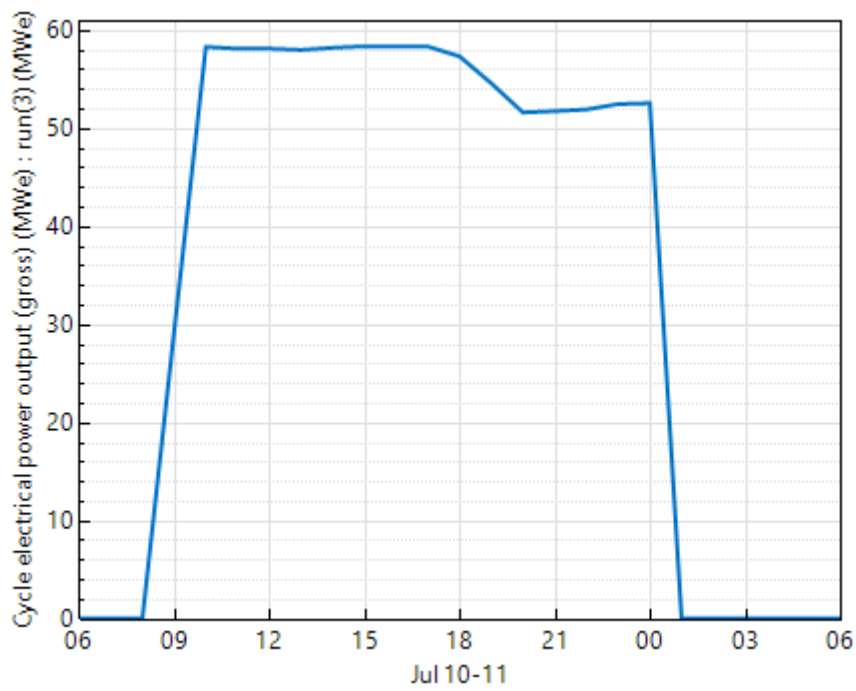


Fig. 64: Potencia eléctrica bruta para 6 horas de almacenamiento

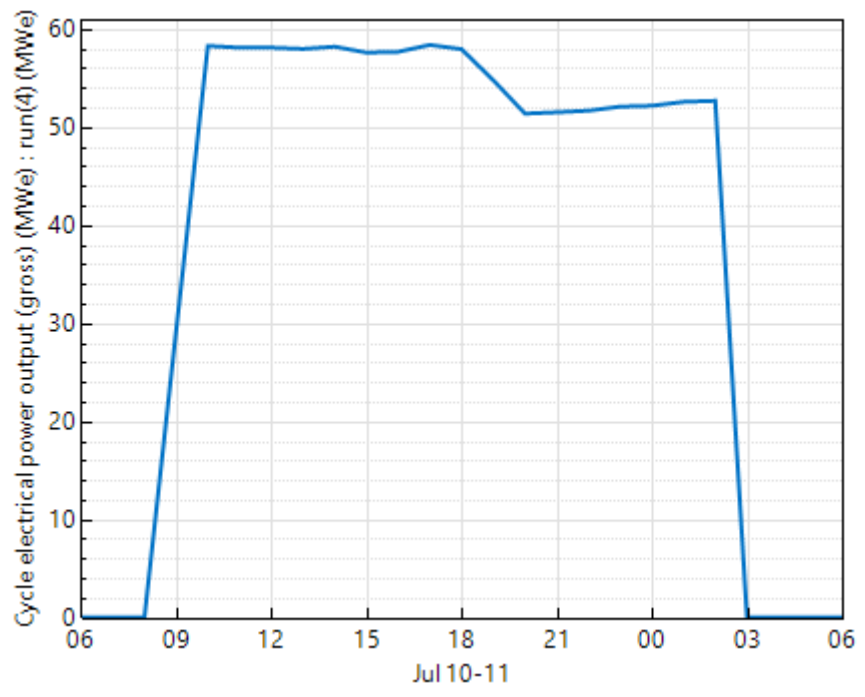


Fig. 65: Potencia eléctrica bruta para 8 horas de almacenamiento

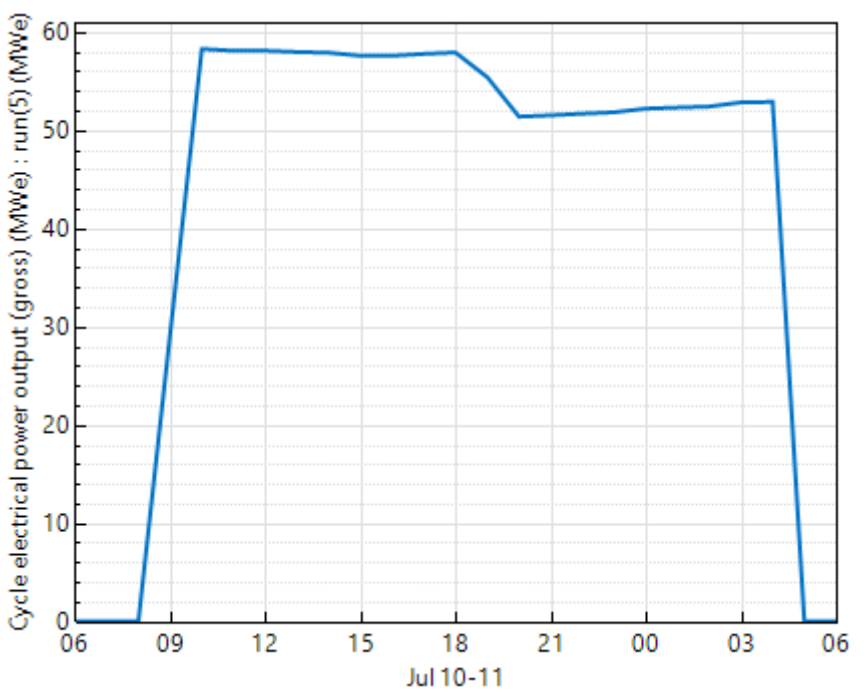


Fig. 66: Potencia eléctrica bruta para 10 horas de almacenamiento

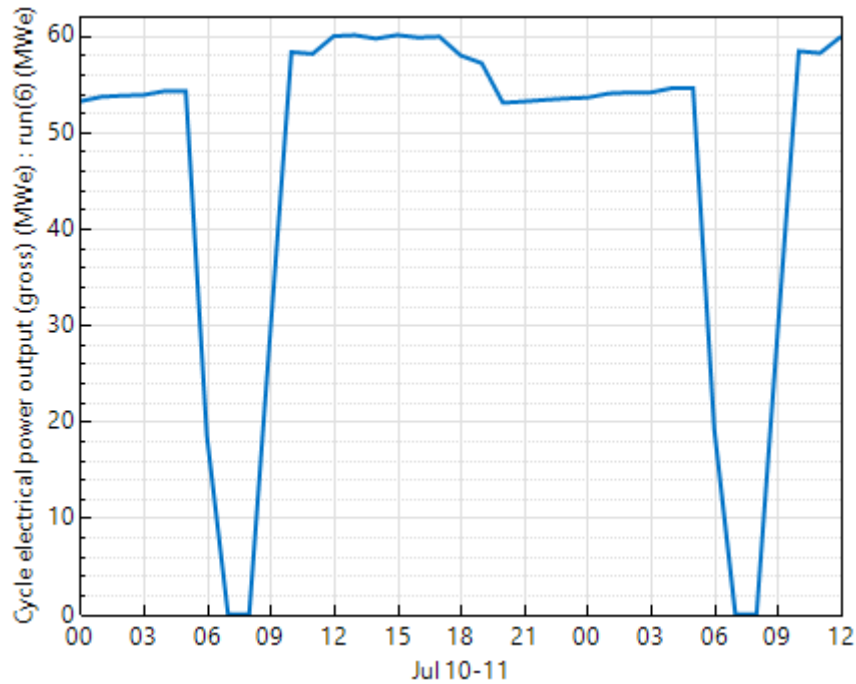


Fig. 67: Potencia eléctrica bruta para 12 horas de almacenamiento

Se han superpuesto todas las representaciones mostradas para hacer visibles esas diferencias en la producción de electricidad, siendo la configuración de 0 horas de almacenamiento la que menos electricidad produce y la de 12 horas la configuración que más produce.

Es necesario tener en cuenta también que cuanto mayor sea el almacenamiento, mayor debe ser el múltiplo solar, pues se necesita un campo solar que cubra la demanda del bloque de potencia y a la vez abastezca de energía térmica al sistema de almacenamiento. Como se comentó en secciones anteriores, el múltiplo solar es la relación entre la energía térmica producida por el campo solar y la demandada por el bloque de potencia, por lo que si la demanda del bloque es la misma, pero aumenta la duración del almacenamiento la producción del campo solar deberá ser mayor.

Todos estos factores hacen que el coste de producción de la energía sea menor, el problema es que la inversión inicial es considerablemente superior, como se aprecia en la tabla 24. El aumento del campo solar supone la instalación de más espejos, conducciones, superficie de terreno y mayores costes de mantenimiento. Así como un incremento del consumo de agua anual.

Como se puede observar, se alcanza una potencia bruta de casi 60 MWe cuando lo diseñado fueron 55 MWe. El motivo de esta discrepancia en el resultado de la simulación no se conoce con certeza, ya que previamente fueron desactivadas aquellas opciones relacionadas con las sobrepotencias permitidas en la turbina. Aun así no se ha conseguido entender el porqué de este resultado y por ello se ha decidido dejar tal y como lo muestra SAM.

Color	Múltiplo Solar	TES (H)
Yellow	1	0
Blue	1,67	2
Orange	1,94	4
Dark Red	2,20	6
Dark Green	2,42	8
Light Green	2,66	10
Pink	2,90	12

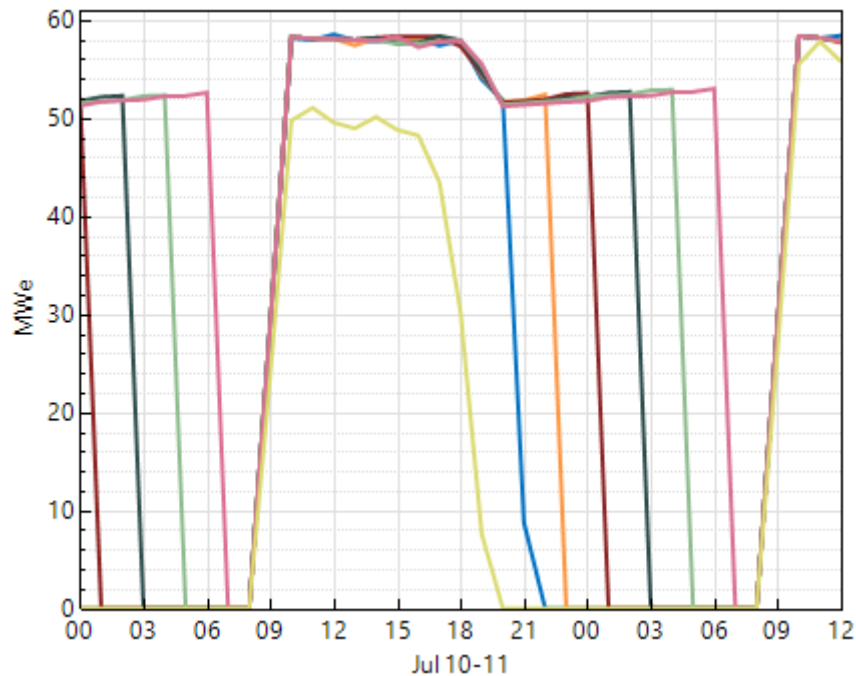


Fig. 68: Representación de todas las gráficas anteriores superpuestas. Cuanto mayor es el almacenamiento, más tiempo se prolonga la actividad de la planta

### 7.4.6. Energía eléctrica bruta, neta y consumida por las bombas del campo solar

Se muestra la representación en detalle del mes de julio que incluye solo las bombas del fluido caloportador del campo solar y a su vez se incluye otra gráfica que contiene el resto de pérdidas eléctricas que tienen lugar en la planta pero que no suponen una pérdida significativa de electricidad.

En la segunda representación se muestran las pérdidas eléctricas menos significativas de la planta que son:

- Consumos de las bombas del sistema de almacenamiento y del bloque de potencia.
- Consumos de los motores del sistema de movimiento de la estructura de los cilindros-parabólicos para el seguimiento solar.
- Consumos eléctricos en periodos de parada de la planta.
- Consumos eléctricos de operación del condensador.

Color	Representación
Blue	Producción de potencia eléctrica bruta
Orange	Producción de potencia eléctrica neta
Red	Consumo eléctrico de las bombas del campo solar

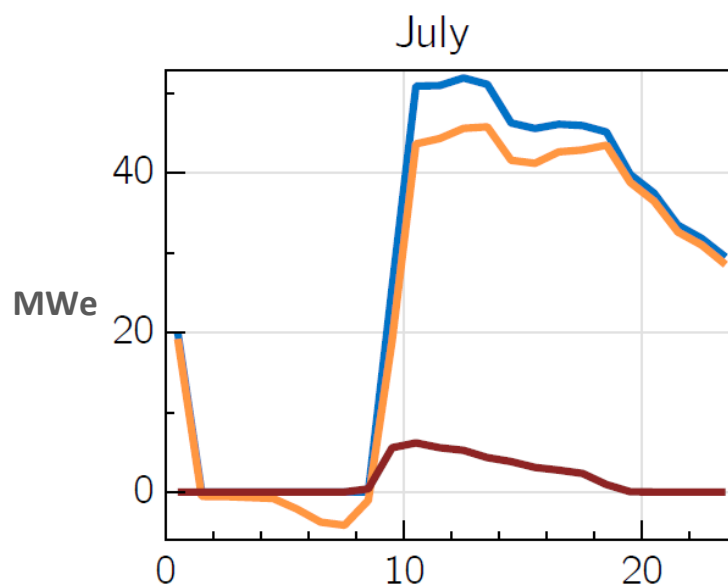


Fig. 69: Potencia eléctrica bruta, neta y consumo de las bombas del campo solar mensualmente (valores medios diarios)



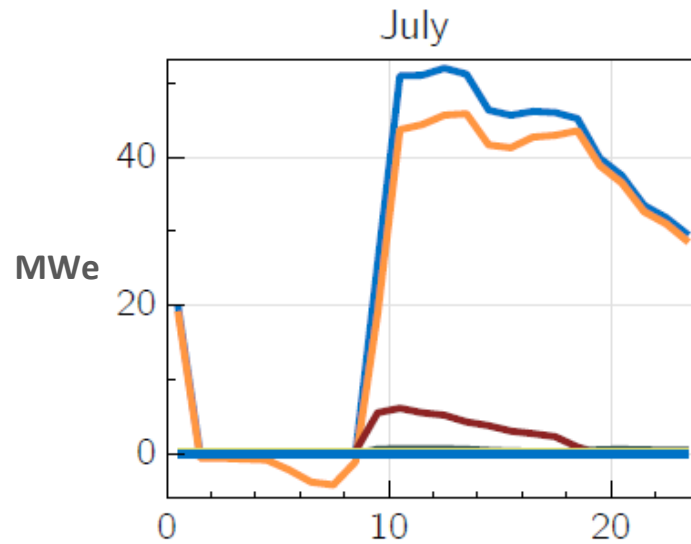


Fig. 70: Potencia eléctrica bruta, neta, consumo de las bombas del campo solar y pérdidas eléctricas de otros equipos de la planta mensualmente (valores medios diarios)

La potencia eléctrica producida a lo largo de un año se presenta en las siguientes representaciones. En ellas no figuran los consumos de los equipos complementarios a los principales.

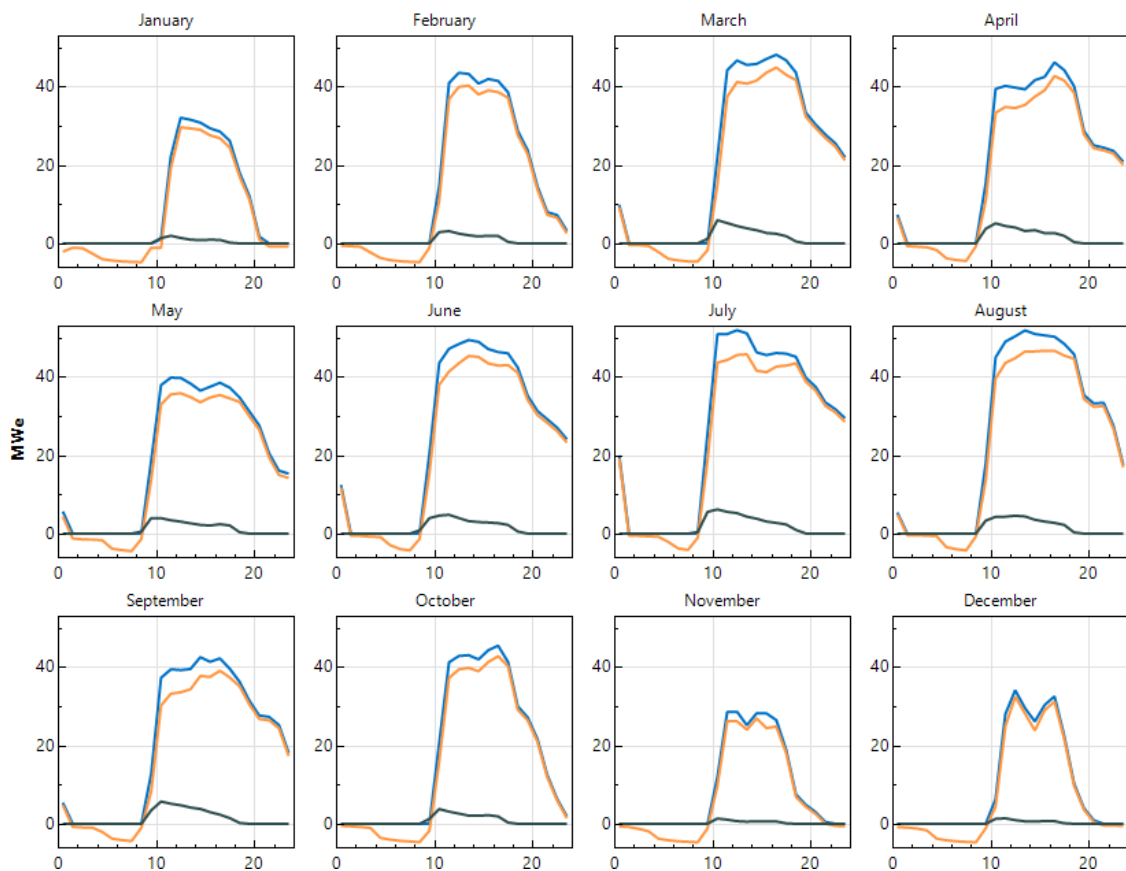


Fig. 71: Potencia eléctrica bruta, neta y consumo de las bombas del campo solar mensualmente (valores medios diarios)

### 7.4.7. Potencias térmicas producidas y consumidas

Se presentan los resultados para la potencia térmica incidente y la potencia térmica incidente después de aplicar el coseno del ángulo de incidencia. Además se muestran los resultados de la potencia térmica producida, la potencia térmica perdida en el receptor y la potencia térmica que se dirige directamente al bloque de potencia. Todo ello partiendo de la potencia incidente.

Color	Representación
	Potencia térmica incidente
	Potencia térmica incidente después del coseno
	Potencia térmica producida
	Potencia térmica dirigida al ciclo de potencia
	Potencia térmica perdida en el receptor

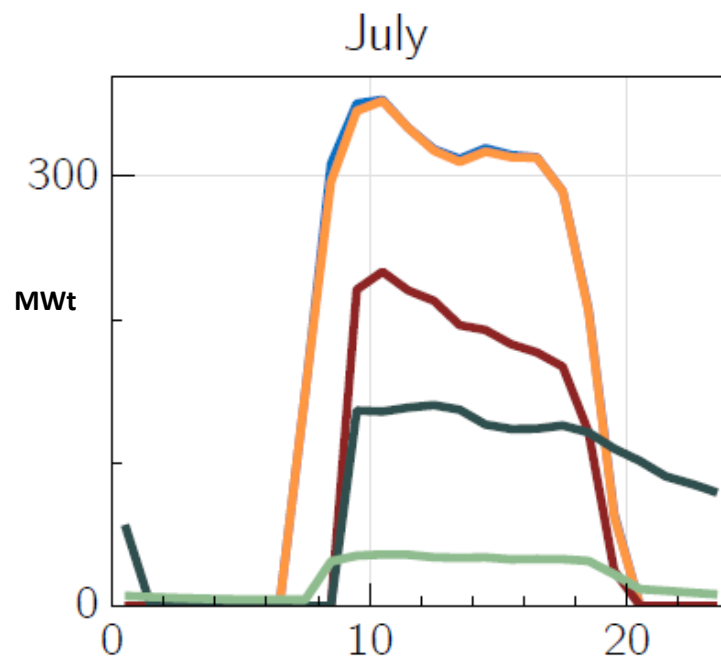


Fig. 72: Potencias térmicas incidente, producida, después del coseno, dirigida al ciclo de potencia y pérdida en el tubo absorbedor (valores medios diarios)

Al igual que en los casos anteriores, también se incluye el conjunto de las representaciones mensuales con estos mismos resultados.

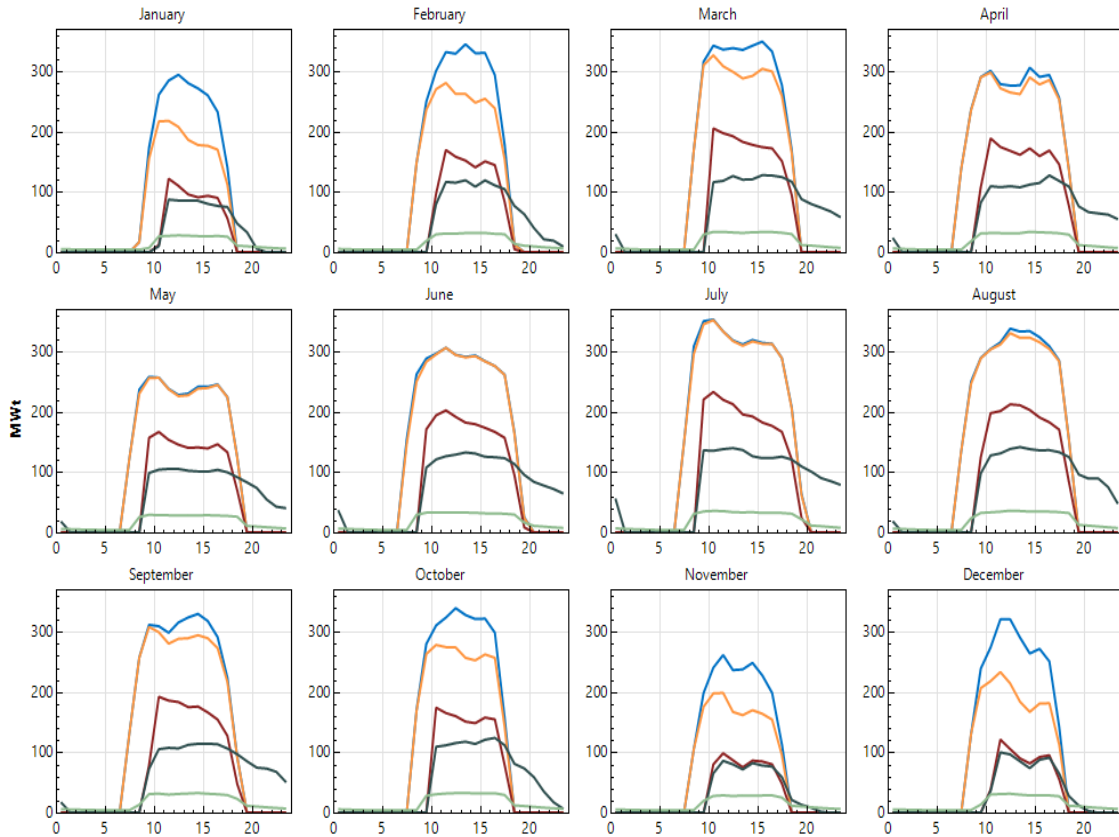


Fig. 73: Potencias térmicas incidente, producida, después del coseno, dirigida al ciclo de potencia y pérdida en el tubo absorbedor para cada mes (valores medios diarios)

Se observa el efecto de la posición solar en cada mes del año. En los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre se aprecia que el ángulo de incidencia es mayor y da lugar a pérdidas por coseno también más considerables. En cambio, en el resto de meses del año en ángulo formado entre el sol y la línea normal a la superficie del espejo del captador es muy pequeño y produce que su coseno sea prácticamente igual a uno. Esto da lugar a una potencia térmica incidente después del coseno muy similar a la potencia incidente antes de aplicar el coseno. Se entiende que SAM ha calculado la potencia térmica incidente con la ecuación (15) que tiene en cuenta:

- La irradiancia directa normal.
- El rendimiento del captador.
- El área del captador.

#### 7.4.8. Resultados generales de simulación

Los resultados de simulación aparecen en esta tabla resumen donde figuran los resultados más destacados y que se explicarán seguidamente.

Tabla 30: Resumen de los resultados obtenidos de la simulación de la planta.

Parámetro	Valor
Energía Eléctrica Anual	136.668.752 kWh
Conversión Bruta-Neta	86,90%
Factor de Capacidad	31,50%
Consumo de Agua	24.515 m <sup>3</sup>
Área del Campo Solar	1.449.000 m <sup>2</sup>
Área Total	1.740.000 m <sup>2</sup>
Precio de PPA (real)	23,0 cent €/kWh
Incremento anual PPA	1,00%
LCOE (nominal)	21,2 cent €/kWh
LCOE (real)	20,3 cent €/kWh
Coste total	300.676.900 €

En primer lugar, se encuentra la energía eléctrica neta producida en el primer año, que es igual a 136.668.752 kWh. El siguiente resultado es el factor de conversión de energía bruta en energía neta. Esto significa que el 86,9% de la energía eléctrica producida es utilizable, mientras que el 13,1% restante es la que se emplea en alimentar las bombas del campo solar, bloque de potencia o la temperatura del fluido portador de calor por encima del límite mínimo admisible.

El factor de capacidad por su parte, es igual al 31,5% lo que implica la central está trabajando en ese porcentaje sobre la capacidad total a la cual podría hacerlo en condiciones de plena carga a lo largo de un año. Aunque no parezca una cifra muy destacable, si se compara con los valores típicos de este parámetro en esta tecnología, 31,5% es un porcentaje aceptable, pues este puede variar en el rango de 23% al 50% [12].

Por otro lado, la superficie ocupada por el campo solar, teniendo en cuenta los captadores y los espacios entre captadores, es de 1.449.000 m<sup>2</sup>. Si a ello se le suma el espacio ocupado por el bloque de potencia, el área total de la instalación asciende hasta los 1.740.000 m<sup>2</sup>. Al comparar este valor con otras plantas con características similares como Andasol-1, se observa que tienen una superficie ocupada de similar tamaño (2.000.000 m<sup>2</sup>). Cabe la posibilidad de que el dato mostrado para el área total no sea de todo ajustado a la realidad, pues simplemente se ha asumido un incremento de área del

20% sobre el valor individual del campo solar. Este valor está basado en el que incremento que SAM muestra por defecto, aunque se ha reducido. Parecía excesivo otorgar una superficie mayor teniendo en cuenta que otras centrales de la isla en su conjunto, ocupan una superficie menor a este 20%. Por ejemplo, se ha llevado a cabo una medición estimada de la superficie ocupada por la central térmica de Granadilla, y el resultado fue de aproximadamente 120.000 m<sup>2</sup>.

Analizando los resultados relacionados con el análisis económico y la viabilidad de la planta, figura un precio de venta al comprador de 23,0 céntimos €/kWh. El programa de simulación SAM, tiene por defecto un incremento anual de este precio del 1%, que se ha dejado sin modificar para simular la planta.

Otro resultado importante, es el precio o coste que debe asumir la entidad explotadora de la central diseñada por producir la electricidad. Esto es el LCOE. En la tabla aparecen tanto el resultado nominal, donde se tiene en cuenta la inflación, como el real, que no la tiene en cuenta. Este coste es igual a 20,3 céntimos €/kWh.

Por otro lado, se encuentra el consumo de agua anual que tendría la planta. Como se comentó al inicio de este estudio, la condición de territorio aislado y con ausencia de fuentes naturales de agua dulce que presenta Tenerife, hace más complicado el suministro de agua para el mantenimiento de la planta. Este es otro de los motivos por los cuales tampoco sería viable el diseño de una instalación, cuyo coste de producción de la energía fuera menos costoso, a costa de aumentar la superficie ocupada por el campo solar. Un incremento del campo supone un aumento del consumo de agua hasta los 29.706 m<sup>3</sup> (para el caso con múltiplo solar de 2.66 y 10 horas de almacenamiento térmico), esto supone un gasto de 5.191 m<sup>3</sup> (un 17,4% más). Por ello, se ha preferido trabajar con un campo solar y una producción de electricidad menor, pero a cambio, que el consumo de agua sea más reducido.

Por último, el coste total de la construcción y puesta en marcha de esta instalación es de 300.676.900 €. Este es el otro factor diferencial con la central mencionada en el caso anterior. Lo cierto es que volviendo sobre la misma idea del caso anterior con el consumo de agua, sucede algo similar con la inversión inicial. El hecho de que el coste de producción sea menor para una planta con una producción mayor tiene sentido y podría, perfectamente, ser un criterio fundamental a la hora de decantarse por una configuración de planta frente a otra. El problema, es que producir más electricidad, requiere un campo solar de producción de energía térmica de mayor tamaño. Esto influye de manera directa sobre el coste de inversión inicial. En concreto,

se produce un aumento de casi 78 millones de euros más, por lo que se necesitaría una entidad mucho más potente o un préstamo mucho más elevado, lo que lleva a unas retribuciones mucho menores en el corto plazo. En términos de energía, supondría un aumento desde los 136.668 MWh anuales a los 169.902 MWh anuales. Si nos basamos en las previsiones de plan EECan25, el 60% de aumento energía eléctrica producida con energías renovables que se propone en este estudio, se considera como suficiente para ser la primera central de concentración del archipiélago.

## 8. Conclusiones

La realización de este trabajo tenía por objetivo, el estudio de una planta termosolar bajo las condiciones climáticas de Tenerife. Se seleccionó el cilindro-parabólico como tecnología de captación y concentración, pues al tratarse de un primer estudio, se creyó conveniente utilizar la tecnología más común dentro del sector.

La utilización de una bibliografía verificada y de planes energéticos, tanto europeos como nacionales, han permitido que el proyecto tenga una base sobre la que se construyen el resto de hipótesis, cálculos y diseños planteados y no sea una mera simulación de la cual no se puede describir su impacto.

Se han calculado qué condiciones debería cumplir un proyecto de central termosolar. Estas hacen referencia a la producción de energía térmica por parte del campo solar, la producción de energía eléctrica en el bloque de potencia, los fluidos más apropiados para el campo solar, las horas de almacenamiento térmico y el fluido contenido en los tanques.

El programa utilizado SAM, ha hecho que estos cálculos que requieren una gran cantidad de consideraciones y balances, se hayan simplificado en gran medida. Las aplicaciones que posee el programa, permitieron trabajar con una gran cantidad de datos para obtener los parámetros que mejor se ajustaban a los intereses señalados en los resultados.

Por otro lado, la existencia de artículos relacionados con este tema, ha permitido comparar los resultados obtenidos con investigaciones y estudios verificados, para comprobar si se mantienen las tendencias normales en cuanto a coste de producción de la energía y energía eléctrica producida. Y así ha sido, lo que nos lleva a pensar que los cálculos han sido programados de forma aparentemente correcta.

El modelado de las temperaturas realizado ha sido satisfactorio. Se ha explicado el procedimiento llevado a cabo para calcular las temperaturas intermedias y a la vez ha permitido entender y demostrar qué procesos realiza SAM para calcular las longitudes de las filas o lazos.

Por último, el estudio hace que el autor adquiera unos conocimientos relacionados con un área de trabajo propio de la Ingeniería Mecánica como las centrales

termosolares. Además de hacer uso de programas utilizados por profesionales para la realización de simulaciones y el modelado de los procedimientos básicos llevados a cabo por ese mismo software que permiten al usuario entenderlos.



## 8.1. Conclusions

The aim of this project was the study of a thermal solar plant, under the weather conditions of Tenerife. The parabolic trough was selected as the solar concentrating technology, because it was believed that it would be better to use the most common equipment in the area for an initial study.

The deployment of verified references and European energetic plans, as well as national ones, has allowed the project to have foundations on which hypothesis, calculations and designs are based. Otherwise, it would be impossible to analyze the impact of the simulation and results obtained.

They have been calculated what conditions should accomplish a project for a thermal solar plant. These conditions will influence the production of thermal energy of the solar field, the electrical production of the power block, the most appropriated fluids for the solar field, the number of thermal energy storage (TES) hours and the fluid contained inside the storage tanks.

SAM has made the calculations, which require a huge quantity of considerations and balances, easier and simpler. The applications included in the software allow us to work with a large data to obtain the parameters which could better adjust to the interests indicated in the results.

On the other hand, the availability of papers related with the topic has been quite important to compare the results with verified investigations and studies, in order to prove the normal tendencies of the energy production costs, for example. And that is what has happened, which make us to think that the calculations have been programmed apparently in a correct way.

The intermediate temperatures' modelling has been satisfactory. It has been explained the process carried out in order to calculate the temperatures between collectors and at the same time it has helped to understand and demonstrate what processes SAM is carrying to calculate the number of collectors in a single loop.

In the end, the study makes the author to acquire knowledges related with one of the work areas of a Mechanical Engineer as the thermal solar plants. In addition to the use of professional software for realistic simulations and the modelling of the basic procedures realized by it, in order to understand the working philosophy of the program.

## 9. Referencias

- [1] Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020. Recurso online:  
[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es)
- [2] Estrategia Energética de Canarias 2015-2025: Documento Preliminar, Estudio Técnico, Gobierno de Canarias, junio 2017
- [3] W. Stine, M. Geyer, *Power from the Sun* [online]. Disponible en:  
<http://powerfromthesun.net/>
- [4] Recurso online: <http://www.sergioperezarq.com/como-entender-una-carta-solar/>
- [5] E. Zarza Moya, “Generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólicos,” Tesis doctoral, Proyecto Direct Solar Steam (DISS), Plataforma Solar de Almería, Almería, 2003.
- [6] S. Alexopoulos, B. Hoffschmidt, “Concentrating receiver Systems (Solar Power Tower),” *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Ed. Springer, New York, NY, 2012, pp. 2349-2388
- [7] A. Häberle, “Linear Fresnel Collectors,” *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Ed. Springer, New York, NY, 2012, pp. 6031-6037
- [8] M. Abbas, B. Boumeddane, N. Said, A. Chikouche, “Dish Stirling technology: A 100 MW solar power plant using hydrogen for Algeria,” *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 36, pp. 4305-4314, Feb 2011.
- [9] Artículo de motor Stirling. Disponible en:  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Motor\\_Stirling](https://es.wikipedia.org/wiki/Motor_Stirling)
- [10] Plataforma Solar de Almería. Disponible en:  
<https://www.psa.es/es/instalaciones/discos/distal1.php>
- [11] E. Lüpfert, “Parabolic Trough Solar Technology,” *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Ed. Springer, New York, NY, 2012, pp. 7619-7629
- [12] D. Martínez Plaza, “Tecnologías solares de alta y muy alta temperatura,” Plataforma Solar de Almería, Feb. 2006
- [13] *System Advisor Model (SAM)*, National Renewable Energy Laboratory, Manual Técnico, United States, 2017.
- [14] Concentrating Solar Projects, NREL, National Renewable Energy Laboratory:  
<https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>
- [15] Evaluación del Potencial de Energía Solar Termoeléctrica, Estudio Técnico. PER 2011-2020, IDAE.

- [16] A. M. Delgado Torres, “Evaluación energética mediante simulación de sistemas solares con captadores solares cilindro-parabólicos,” Dpto. de Ingeniería Industrial, Universidad de La Laguna, Sep. 2017
- [17] Vaisala: <https://www.vaisala.com/en/industries-innovation/renewable-energy-and-weather>
- [18] M. J. Wagner, P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Tech. Rep. NREL/TP-5500-51825, Jun. 2011.
- [19] M. Mendelsohn, C. Kreycik, L. Bird, P. Schwabe, K. Cory, “Financial Structure on the Cost of Solar Energy”, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Tech. Rep. NREL/TP-6A20-53086, Mar. 2012.
- [20] M.J. Montes, A. Abánades, J.M. Martínez-Val, M. Valdés, “Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat fluid transfer in the parabolic trough collectors,” *Solar Energy*, vol. 83, pp. 2165-2176, Sep. 2009
- [21] *Anuario Energético de Canarias 2016*, Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, Gobierno de Canarias, diciembre 2017

### **Bibliografía complementaria**

- S. Fortuin, G. Stryi-Hipp, “Solar Collectors, Non-concentrating,” *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Ed. Springer, New York, NY, 2012, pp. 9449-9468
- C. Serrano Ruiz, “Análisis termoeconómico de una central termosolar de torre con sales fundidas,” Trabajo de fin de grado, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2015.
- A. M. Patnode, “Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants,” Tesis doctoral, University of Wisconsin-Madison, Wisconsin, 2006.
- OHL: <http://www.ohlindustrial.com/proyectos/planta-termosolar-30-mw-puerto-errado-2-murcia/>
- Instituto Canario de Estadística, ISTAC: [www.gobiernodecanarias.org/istac/](http://www.gobiernodecanarias.org/istac/)
- REE (Red Eléctrica de España): [www.ree.es](http://www.ree.es)

## 10. Anexo I

Se muestra el *script* programado mediante Python explicado en el apartado “Modelado del proceso de cálculo de temperaturas en los nudos entre captadores”:

```
import math
from scipy import optimize
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
IST_PT1={"Company":"Industrial Solar Technologies","Collector name":"PT-1
Parabolic Concentrator","Collector type":"PTC",
"Aperture width [m]":2.3,"Lenght [m]":6.1,"Aperture area [m2]":14.03,"Focal
length [m]":0.8,
"Efficiency curve type":"SANDIA DNI-type",
"Efficiency parameters):(0.7625,-6.836e-05,0.1468,1.672e-03),
"IAM parameters):(1,0.0003178,-3.985e-05),
"Source":"Industrial Solar Technology Parabolic Trough Solar Collector Test
Results. V. E. Dudley, 1995, p. 12 OJO: los datos de apertura y distancia focal se
han actualizado a la fuente de Fernández García"}

LS2={"Company":"LUZ","Collector name":"SEGS LS-2","Collector type":"PTC",
"Aperture width [m]":5.0,"Lenght [m]":7.8,"Aperture area [m2]):(5*49),"Focal
length [m]":1.40,
"Efficiency curve type":"SANDIA DNI-type",
"Efficiency parameters):(0.733,-7.276e-05,0.00496,6.91e-04),
"IAM parameters):(1.0,-3.512e-04,-3.137e-05),
"Source":"SEGS LS-2 Solar Collector Test Results. V. E. Dudley, 1994, p. 13-15;
OJO: los datos de apertura y distancia focal se han actualizado a la fuente de
Fernández García"}

Pin=2500000

PTCcollectors={"PT-1 Parabolic Concentrator":IST_PT1,"SEGS LS-2":LS2}

def PTCproduction(collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=100.0):
```

```

if PTCcollectors[collectorname]["Efficiency curve type"]=="SANDIA DNI-
type":
    #CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA DE RENDIMIENTO DEL CAPTADOR
    #Modificador por ángulo de incidencia (el ángulo de incidencia debe
suministrarse en grados:
    a,b,c=PTCcollectors[collectorname]["IAM parameters"]
    K=(a*math.cos(math.radians(theta)) + (b*theta) + (c*math.pow(theta,2)))
    #Curva de rendimiento del captador:
    A,B,C,D=PTCcollectors[collectorname]["Efficiency parameters"]
#    print a,b,c
#    print A,B,C,D
    #Creación del vector donde se guardarán los valores del rendimiento del
captador
    PTCefficiency_value=(theta)
    PTCopticalefficiency_value=(theta)
    #Cálculo del rendimiento del captador en tanto por uno elemento a elemento
    #for i in (0,len(PTCefficiency_value)):

if GbN<=GbN_threshold:
    PTCefficiency_value=0.0
    PTCopticalefficiency_value=0.0
else:
    PTCefficiency_value=(K*(A+B*(Top-Tamb)))-(C*((Top-Tamb)/GbN))-
(D*(math.pow((Top-Tamb),2)/GbN))
    PTCopticalefficiency_value=(K*(A+B*(Top-Tamb)))
if PTCefficiency_value<0.0:
    PTCefficiency_value=0.0
    PTCopticalefficiency_value=0.0
    #Cálculo de la potencia térmica producida por unidad de área de apertura
    Qt_specific_value=(PTCefficiency_value*GbN)

return PTCefficiency_value,PTCopticalefficiency_value

```

```
#####
#####
from CoolProp.CoolProp import PropsSI
#Primera temperatura calculada aproximando las propiedades y temperaturas de
entrada
def Tout0(Tin,Re,d,collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=100.0):
    A=PTCcollectors[collectorname]["Aperture area [m2]"]
    print A
    print
    PTCproduction(collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=100.0)[1]
    m=(Re*PropsSI('V','T',(Tin+Top)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')*math.pi*(d/4))
    print 'caudal l', m
    #print m, PropsSI('V','T',Tin,'P',101325,'INCOMP::TVP1')
    cp=PropsSI('C','T',(Tin+Top)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')
    #print m, PropsSI('V','T',Tin,'P',101325,'INCOMP::TVP1'), cp,Re

Top_ini=(Tin+((PTCproduction(collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshol
d=100.0)[1]*GbN*A)/(m*cp)))
    return Top_ini

Top=484 #temperatura de operacion
Tin=298 #temperatura de entrada a la fila
Re=5*10**4
d=0.066
collectorname ="SEGS LS-2"
Tamb=298.15
GbN=850
theta=28.87
GbN_threshold=100.0
Top_ini=Tout0(Tin,Re,d,collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=100.0
)
print Top_ini
#####función solo para el primer colector
```

```

def
f(Tout,Tin,Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold):#♣cuidado:cambie
Top por Top_ini. Puede estar mal
    #print args

#Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=args[0],args[1],args[2],args[
3],args[4],args[5],args[6]
    A=PTCcollectors[collectorname]["Aperture area [m2]"]
    hin=PropsSI('H','T',Tin,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')
    hout=PropsSI('H','T',Tout,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')

enerprod=(A*GbN*PTCproduction(collectorname,Tout,Tamb,GbN,theta,GbN_thre
shold)[0])
    #print hin,hout,Tout
    m1=(Re*PropsSI('V','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')*math.pi*(d/4))
    #print
PTCproduction(collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=100.0)[0]
    return (enerprod)-(m1*(hout-hin))
    #####error en Qt specific
#NN=f(Top,Tin,Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold)
#print NN
#print Tin

Tout=optimize.newton(f,Top_ini,args=(Tin,Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,Gb
N_threshold),maxiter=1000)
print "Temperatura de salida del captador 1:",Tout
#####
#####
#Cálculo solo para la temperatura y caudal masico del primer captador. A partir de
ahi empieza el bucle.

#####COEFICIENTE DE FRICCION#####

k = 0.015 #rugosidad

```

```
f0=0.03 #coeficiente de fricción inicial

def friction(fr,k,d,Re):
    a=(k/(d*3.7))
    b=(2.51/(Re*math.sqrt(fr)))
    c=(1/(math.sqrt(fr)))
    return (2*math.log10(a+b)+c)

fr = optimize.newton(friction,f0,args=(k,d,Re),maxiter=800)
print "coeficiente de fricción",fr
#####
#PERDIDAS DE CARGA#

def pcarga(fr,d,k,collectorname,Tout):
    #f=friction(f,k,d,Re)
    #print f
    L=PTCcollectors[collectorname]["Lenght [m]"]
    dens=PropsSI('D','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')
    m1=(Re*PropsSI('V','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')*math.pi*(d/4))
    return ((fr*L*8*(m1/dens)**2)/(9.81*(math.pi**2)*d**5))*dens*9.81
    #(fr*Re_nuevo*(m1**2)*8*L)/(dens*(math.pi**2)*(d**5)) cambio la formula

#prueba=pcarga(fr,d,k,collectorname,Tout,Re_nuevo)
#print "prueba de perdida de carga", prueba
#####

#funcion a partir del segundo colector.

def
f(Tout,Tin,Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold):#♣cuidado:cambie
Top por Top_ini. Puede estar mal
    #print args
```



```

#Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=args[0],args[1],args[2],args[
3],args[4],args[5],args[6]
A=PTCcollectors[collectorname]["Aperture area [m2]"]
hin=PropsSI('H','T',Tin,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')
hout=PropsSI('H','T',Tout,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')

enerprod=(A*GbN*PTCproduction(collectorname,Tout,Tamb,GbN,theta,GbN_thre
shold)[0])
#print hin,hout,Tout

m1=(Re*PropsSI('V','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')*math.pi*(d/4))#no
hay por qué cambiar el valor de la presión si este va a ser un valor fijo.
#print
PTCproduction(collectorname,Top,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold=100.0)[0]
return (enerprod)-(m1*(hout-hin))
###error en Qt specific
#Pin=2500000
def
f2(Tout,Tin,m1,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold):#cuidado:cambie
Top
A=PTCcollectors[collectorname]["Aperture area [m2]"]

per_car= pcarga(fr,d,k,collectorname,Tout)
Pout=Pin-per_car

Re_nuevo=(4*m1)/(PropsSI('V','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')*math.pi
*d)
#print Pout
hin=PropsSI('H','T',Tin,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')
hout=PropsSI('H','T',Tout,'P',Pout,'INCOMP::TVP1')

enerprod=(A*GbN*PTCproduction(collectorname,Tout,Tamb,GbN,theta,GbN_thre
shold)[0])

```

```

return (enerprod)-(m1*(hout-hin))

m1=(Re*PropsSI('V','T',Tout,'P',Pin,'INCOMP::TVP1')*math.pi*(d/4))
#print "caudal nuevo",m1

N=np.arange(30)
print "numero de captadores", len(N)
print 'caudal', m1
#print Top_ini
fichero=open('Resultados.txt','w')
#fich=open('plot.txt','w')
#vec=open('vec.txt','w')
Tout=optimize.newton(f,Top_ini,args=(Tin,Re,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,Gb
N_threshold),maxiter=1000)#primer valor del contador
#print Tout
#Pout=1000000
prueba_i,prueba_viscosidad=[],[]
for i in np.arange(0,len(N)):#el caudal esta fijado
    fichero.write(str(i))
    fichero.write(' ')
    fichero.write(str(Tin))
    fichero.write(' ')

Tout=optimize.newton(f2,Tout,args=(Tin,m1,d,collectorname,Tamb,GbN,theta,Gb
N_threshold))

    fichero.write(str(Tout))
    fichero.write(' ')
# Pin=1000000
per_car= pcarga(fr,d,k,collectorname,Tout)
Pout=Pin-per_car
Re_nuevo=(4*m1)/(PropsSI('V','T',Tout,'P',Pout,'INCOMP::TVP1')*math.pi*d)
fr=optimize.newton(friction,f0,args=(k,d,Re_nuevo),maxiter=500)
per_car=pcarga(fr,d,k,collectorname,Tout)

```

```

fichero.write(str(Re_nuevo))
fichero.write(' ')
fichero.write(str(fr))
fichero.write(' ')
fichero.write(str(per_car))
fichero.write(' ')
fichero.write(str(m1))
fichero.write('\n')
plt.plot(i,Tout,'ro')
# plt.plot(i,(Tout-Tin),'g^')
Q=m1*PropsSI('C','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pout,'INCOMP::TVP1')*(Tout-Tin)
# plt.plot(i,Q/1000,'cs')
# plt.plot(i,Re_nuevo,'bs')
#
plt.plot(i,PropsSI('V','T',Tout,'P',Pout,'INCOMP::TVP1')/PropsSI('D','T',Tout,'P',Pout,'INCOMP::TVP1'),'y^')
#
plt.plot(Tout,PropsSI('V','T',Tout,'P',Pout,'INCOMP::TVP1')/PropsSI('D','T',Tout,'P',Pout,'INCOMP::TVP1'),'y^')
#plt.plot(i,per_car,'bo')
rendi=PTCproduction(collectorname,Tout,Tamb,GbN,theta,GbN_threshold)[0]
# plt.plot(i,rendi*100,'gs')
# plt.plot(Tout,Pin,'gs')
# plt.ion()
# plt.plot(Tout,Pout,'ys')
prueba_i.append(i)

prueba_viscosidad.append(PropsSI('V','T',(Tin+Tout)/2,'P',Pout,'INCOMP::TVP1'))
Tin=Tout
Pin=Pout
i=i+1
plt.title("CALOR PRODUCIDO POR CADA CAPTADOR", fontsize="large")
plt.xlabel('Numero de captador', fontsize="large")

```

```
plt.ylabel('Calor producido (kW)', fontsize="large")
plt.grid(which='major', linestyle='-', linewidth='0.2', color='k', zorder=0.0)
#estoy cogiendo para las perdidas de carga un reynolds fijo. No es real, regimen
estacionario(?)
#print                                     "Captador=",i,"Tin=",Tin,"Tout=",
Tout,"Re=",Re_nuevo,"P.Carga=",per_car
print prueba_i,prueba_viscosidad
#plt.plot(prueba_i,prueba_viscosidad)

fichero.close()
```