



Grado en Ingeniería Eléctrica

2020

Trabajo Fin de Grado

Simulación de un campo solar de concentradores cilindroparabólicos con Python

Francisco José Munuera Pérez

Tutor

Rubén Barbero Fresno

ETS de Ingenieros, UNED



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento - No Comercial - Sin Obra Derivada**

RESUMEN

Palabras clave: Energía solar de concentración; Python; Campo solar

DEDICATORIA

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.	1
1.1. Objetivo	1
1.2. Estructura de la memoria	2
1.3. Concentradores cilindroparabólicos	2
1.3.1. El concentrador cilindroparabólico	3
1.3.2. El tubo absorbedor o receptor	3
1.3.3. El sistema de seguimiento	3
1.3.4. El fluido caloportador	5
2. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS TEÓRICOS UTILIZADOS	6
2.1. Modelo de rendimiento térmico de 4ºOrden para caracterización de un sistema de captación solar	6
2.2. Modelo de Primer Orden	11
2.3. Modelo simplificado	12
2.4. Aplicabilidad de los modelos	12
3. MODELADO DEL CAMPO SOLAR.	14
3.1. Metodología seguida para el modelado del campo solar	14
3.2. Sistemas físicos y Clases para el modelado del campo solar	14
3.2.1. Clases derivadas de Model: Clase ModelBarbero4thGrade, ModelBarbero1stGrade y ModelBarberoSimplified.	15
3.2.2. HCE, Heat Collector Element.	18
3.2.3. SCA, Solar Collector Assembly	24
3.2.4. Loop.	26
3.2.5. Subfield, subcampo solar	27

3.2.6. Solarfield, campo solar	28
3.2.7. Clase Fluid y sus clases hijas, FluidCoolProp y FluidTabular	28
3.2.8. Clases Weather, FieldData y TableData	33
3.3. Algoritmo de simulación	34
3.3.1. Simulación tipo simulation	37
3.4. Validación por comparación con otra herramienta de simulación	38
3.4.1. Configuración de las simulaciones	38
3.4.2. Resultados de la validación	46
3.5. Aplicación para el análisis paramétrico	47
3.5.1. Rendimiento del HCE en función de la radiación normal directa, <i>DNI</i> . . .	52
3.5.2. Rendimiento del HCE en función de la temperatura de entrada	53
4. ANÁLISIS DEL MODELO APLICADO A UN CENTRAL SOLAR TERMO- ELÉCTRICA REAL	57
4.1. Descripción de la simulación de la central solar termoeléctrica	57
4.1.1. Resultados de la simulación.	58
BIBLIOGRAFÍA	59

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Esquema del receptor empleado para el modelo. Fuente:[3]	7
3.1	Densidad en función de la temperatura.	30
3.2	Viscosidad dinámica en función de la temperatura.	30
3.3	Conductividad térmica en función de la temperatura.	31
3.4	Entalpía en función de la temperatura.	31
3.5	Temperatura en función de la entalpía.	31
3.6	Configuración SAM. Seleccción del archivo de datos meterorológicos	40
3.7	Configuración SAM. Campo solar	40
3.8	Configuración SAM. Configuración del SCA SenerTrough I a partir del modelo EuroTrough ET150	41
3.9	Configuración SAM. Configuración del HCE UVAC 3 con vacío	42
3.10	Configuración de la simulación. Selección del tipo de simulación, fichero de datos y lugar de emplazamiento.	43
3.11	Configuración de la simulación. Configuración del campo solar, núme- ro de subcampos, lazos, configuración de los lazos, valores nominales y asistente para relacionar los identificadores de las columnas del archivo de origen de datos con los que maneja el programa.	44
3.12	Configuración de la simulación. Selección y configuración del fluido ca- loportador	45
3.13	Configuración de la simulación. Selección del modelo de SCA y configu- ración	45
3.14	Configuración de la simulación. Selección del modelo de HCE y configu- ración	46

3.15 Caudal másico calculado por SAM y por el código Python para el día 17/07/2009	48
3.16 Temperatura de entrada y de salida calculadas por SAM y por el código Python para el día 17/07/2009	48
3.17 Potencia térmica calculada por SAM y por el código Python para el día 17/07/2009	49
3.18 Caudal másico calculado por SAM y por el código Python para el día 17/06/2009	49
3.19 Temperatura de entrada y de salida calculadas por SAM y por el código Python para el día 17/06/2009	50
3.20 Potencia térmica calculada por SAM y por el código Python para el día 17/06/2009	50
3.21 Rendimiento térmico en función de DNI para diferentes modelos de HCE	52
3.22 Rendimiento térmico en función de la temperatura de entrada del HTF para diferentes modelos de HCE	54

ÍNDICE DE TABLAS

3.4	51
3.5	Rendimiento en función de la radiación normal incidente para distintos modelos de HCE	52
3.6	Rendimiento en función de la temperatura de entrada del HTF para dife- rentes modelos de HCE	53

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivo

El propósito principal de este Trabajo Final de Grado (TFG) es profundizar en el conocimiento del funcionamiento de un campo solar de concentradores cilindroparábólicos (CCP) mediante el desarrollo de una herramienta de simulación programada en Python 3. Para ello, se ha partido del modelo teórico desarrollado en su Tesis Doctoral por el profesor de la Universidad Nacional de Educación a Distancia (UNED), el Dr. Rubén Barbero Fresno y se ha empleado una metodología basada en el paradigma de la programación orientada a objetos (POO). El desarrollo de este trabajo ha supuesto un reto personal por la necesidad de adquirir habilidades en el manejo de diferentes herramientas antes desconocidas para mí, como el lenguaje de programación Python 3 y sus diferentes librerías para el cálculo científico (Numpy) y el tratamiento de datos (Pandas). Finalmente, todo el código se encuentra publicado y accesible a través de GitHub y se puede interactuar con la versión final del código de simulación a través de un Notebook Jupyter.

Los resultados obtenidos son compatibles con los datos de generación de un campo solar real dentro de las limitaciones que los diferentes modos de operación y eventos impredecibles (paradas de planta para mantenimiento, disparos por avería, etc. . .) introducen en el proceso. En este proyecto solo se aborda la simulación del sistema del campo solar, el único sistema dentro del alcance del modelo teórico de partida. Para la simulación de planta sería necesario el desarrollo de modelos para gran número de sistemas como por ejemplo, los generadores de vapor, almacenamiento térmico, turbina, sistemas auxiliares de bombeo, sistemas de tratamiento de agua, torre de refrigeración, etc. . . No obstante, la metodología seguida permite que en el futuro este proyecto pueda ser ampliado de forma sistemática con la incorporación de nuevas clases de objetos que aprovechen los métodos de entrada y salida ya programados para interactuar con ellos. En todo caso, se han empleado valores de rendimientos estimados para los principales subsistemas de planta con el fin de ofrecer una estimación de la energía eléctrica finalmente vertida a la red.

1.2. Estructura de la memoria

Esta memoria se estructura en 6 capítulos y un anexo con el código fuente.

En este primer capítulo se describen los objetivos del TFG y se ofrece una introducción a las características de los concentradores cilindroparábolicos. El segundo capítulo presenta el modelo teórico de partida y se detallan las ecuaciones que describen los sistemas que más adelante serán modelados. El tercer capítulo aborda el modelado de los diferentes sistemas necesarios para la caracterización del campo solar. En el cuarto capítulo se procede a la validación por comparación con otra herramienta de simulación y se presentan los resultados de algunos análisis paramétricos. En el quinto capítulo se acomete la simulación ajustada a los datos de una planta real y se comparan los resultados de la simulación con los datos disponibles de dicha planta.

Finalmente, el sexto capítulo se dedica a presentar conclusiones y se realizan algunas propuestas de desarrollo futuro.

1.3. Concentradores cilindroparábolicos

Existen principalmente cuatro tecnologías para el aprovechamiento de la radiación solar directa en sistemas térmicos: concentrador cilindro parabólico CCP, central de torre, concentrador frestnel y disco parabólico. La tecnología de central de torre y la de CCP son las que cuentan en la actualidad con una mayor madurez y gran número de centrales en operación y en construcción en todo el mundo [1]. En España actualmente hay medio centenar de centrales CCP en operación [2], alguna de ellas desde hace más de una década, quedando probado que el estado del arte y la madurez de la tecnología garantizan el correcto funcionamiento del sistema. Este tipo de sistema presenta un alto grado de replicabilidad, modularidad y aprovechamiento del terreno. Desde el punto de vista económico, esta tecnología también resulta muy favorable ya que los costes de inversión y operación han sido comercialmente probados, al menos, para los sistemas termoeléctricos.

En un CCP pueden distinguirse cuatro elementos principales: el reflector o concentrador, el tubo absorbedor, el sistema de seguimiento y el fluido caloportador.

1.3.1. El concentrador cilindroparabólico

Un CCP consiste en una superficie a modo canal de sección parabólica que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbedor colocado en la línea focal del paraboloide. Dentro de los diferentes sistemas de concentración solar pertenece al grupo de los concentradores lineales, al igual que los sistemas de concentración tipo Fresnel y al contrario que los sistemas de concentración de torre central o de discos parabólicos, en cuyo caso estaríamos hablando de sistemas de concentración puntuales. Por el tubo absorbedor se puede hacer circular algún fluido que se calentará debido a la radiación incidente sobre el tubo. Se trata de una transformación directa de energía luminosa en energía térmica con una buena eficiencia y que puede alcanzar temperaturas de hasta 675 K.

1.3.2. El tubo absorbedor o receptor

A lo largo del eje focal del concentrador se instala una conducción por la que circula un fluido caloportador o transmisor del calor (HTF por sus siglas en inglés, Heat Transfer Fluid). Esta conducción está compuesta en realidad por una serie de elementos tubulares denominados Heat Collector Element, HCE. Los HCE consisten en tubo de acero con una envolvente de vidrio de tal forma que en el proceso de fabricación se ha dejado extraído el aire que queda entre ambos (región anular o annulus). De esta forma se reducen las pérdidas de calor por convección a través de la región anular. La soldadura vidrio-metal y unos elementos denominados getters que absorben, hasta cierto punto, algunas moléculas que puedan filtrarse a la región anular durante la vida de operación del HCE permiten que éste cuente con pérdidas reducidas de calor mientras no se produzca la rotura del vidrio o la saturación de dichos getters.

1.3.3. El sistema de seguimiento

Para que se produzca la concentración de la radiación solar incidente ésta debe ser perpendicular al eje que pasa por el foco y la base de la parábola. La primera consecuencia es que solo puede aprovecharse plenamente la componente normal de la radiación solar incidente (DNI). Dado que el Sol varía su posición relativa al concentrador continuamente,

el conjunto reflector-tubo absorbedor está montado sobre una estructura que pueda girar sobre un eje con el fin de seguir la trayectoria solar a lo largo del día. Salvo instalaciones especiales en laboratorios, no se emplean seguidores a dos ejes por la dificultad técnica que acarrearía desarrollar este tipo de estructuras. Las plantas solares cuyo objetivo es maximizar el vertido anual de energía eléctrica a la red cuentan con una orientación de su eje de seguimiento Norte-Sur, lo cual lleva a que exista una importante diferencia entre la generación en los meses de verano y los meses de invierno, siendo mayor en los primeros. Si lo que se persigue es obtener una producción más estable a lo largo del año, la orientación más adecuada del eje sería Este-Oeste.

El sistema de seguimiento más empleado consiste en mover la estructura del colector con un grado de libertad en torno a un eje (ver Figura 6). Se ha demostrado que la complejidad de los colectores con movimiento basado en dos ejes es tal que no permite su rentabilidad debido a los costes de mantenimiento.

El eje de giro se suele orientar en dirección Norte-Sur o en dirección Este-Oeste (Figura 7). Para nuestro dimensionado hemos optado por una orientación Norte-Sur. En caso de tener una demanda continuada y estable de potencia a lo largo de todo el año, la orientación Este-Oeste es más interesante ya que, pese a que el computo anual de energía térmica producida es menor, la potencia térmica útil proporcionada por un colector con esta orientación presenta menores diferencias entre invierno y verano. Por otro lado, cuando lo que interesa es producir la mayor cantidad de energía posible, por ejemplo en el caso de las centrales productoras de electricidad, resulta más interesante la orientación Norte-Sur. En nuestro caso ocurre que tenemos una mayor demanda en verano que en invierno, por lo que una orientación Norte-Sur nos proporcionará una buena cobertura de la demanda energética a lo largo de todo el año. La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico, dependiendo en muchos casos de las dimensiones y el peso de los elementos del colector. Para abaratar costes se suele emplear un mismo mecanismo para mover varios módulos.

El control del movimiento se puede llevar a cabo de forma autónoma, en el propio colector, dotándolo de algún dispositivo para detectar la posición del Sol en el cielo. Otra opción es emplear algoritmos matemáticos que calculan la posición del Sol para cada momento del día, en cualquier día del año. Una vez calculada la posición solar, se mueve el

colector hasta colocarlo correctamente orientado. Este método requiere algún sistema para conocer la posición exacta del colector. Lo normal es emplear un codificador angular. Dado que el colector solar se encuentra en movimiento, las conexiones del tubo absorbedor con las tuberías de entrada y salida de éste deben permitir el giro en los puntos de unión. Para esto se emplean conexiones flexibles y juntas rotativas combinadas adecuadamente. El coste de estos elementos es también elevado por lo que la elección de una configuración adecuada puede suponer un importante ahorro de costes en la instalación y el mantenimiento.

1.3.4. El fluido caloportador

El rango de temperatura ideal para trabajar con colectores cilindro parabólicos es de 425 K a 675 K. Para temperaturas superiores las pérdidas térmicas son altas y para temperaturas inferiores hay otros colectores más económicos (colectores de placa plana y colectores de tubo de vacío). El tipo de fluido a emplear depende de la temperatura de trabajo. El agua desmineralizada es una buena opción para temperaturas inferiores a los 450 K. A mayor temperatura es preferible el aceite sintético debido a que no aumenta tanto su presión. Nosotros emplearemos aceite sintético Santotherm VP-1. Este aceite puede trabajar bien hasta los 672 K pero tiene un punto de congelación de 285 K. Para nosotros no supondrá un problema dado que podremos emplear un sistema de apoyo auxiliar para mantener el aceite recirculando a una temperatura adecuada cuando la radiación solar no permita sobrepasar esta temperatura de congelación.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS TEÓRICOS UTILIZADOS

2.1. Modelo de rendimiento térmico de 4º Orden para caracterización de un sistema de captación solar

El modelo de partida desarrollado en [3] tiene un caracter general que permite que sea aplicado a receptores térmicos de radiación solar de cualquier tecnología, tanto para concentradores cilindroparabólicos como para conentradores lineales Fresnel o receptores de torre central. En este trabajo nos centramos en los aspectos relativos a los CCP y a continuación revisaremos las características del modelo para este tipo concreto de receptores.

Para el desarrollo del modelo, se parte de un receptor consiste en un tubo desnudo de diámetro D_{ro} (m) y longitud L (m). Una de las claves del modelo está en encontrar unos parámetros equivalentes, ε_{ext} y h_{ext} , denominados *emisividad equivalente de la superficie exterior del tubo* y *coeficiente de transferencia de calor convectivo equivalente* respectivamente, que permiten ajustar el comportamient de un HCE real, con cubierta de vidrio, al modelo de tubo desnudo. Estos coeficientes deben hallarse previamente a partir de datos de laboratorio. A lo largo del desarrollo del modelo se realizan ciertas aproximaciones para las que se aportan justificaciones que no repetiremos ahora, pero que pueden encontrarse en el texto original. Como primera aproximación se considera que el receptor absorbe radiación de manera uniforme a través de toda su superficie. Igualmente se desprecia la transerencia de calor en la dirección axial.

El esquema propuesto parte del balance energético del receptor, ec.(2.1)

$$\dot{q}''_{perd}(x) = \dot{q}''_{abs} - \dot{q}''_u(x) \quad (2.1)$$

donde \dot{q}''_{perd} es la energía perdida para una sección a una distancia x de la entrada al receptor, \dot{q}''_{abs} es la radiación absorbida y \dot{q}''_u es la energía útil . En la Fig.2,1 vemos una representación del modelo donde el sentido de flujo de la energía viene indicado por las flechas.

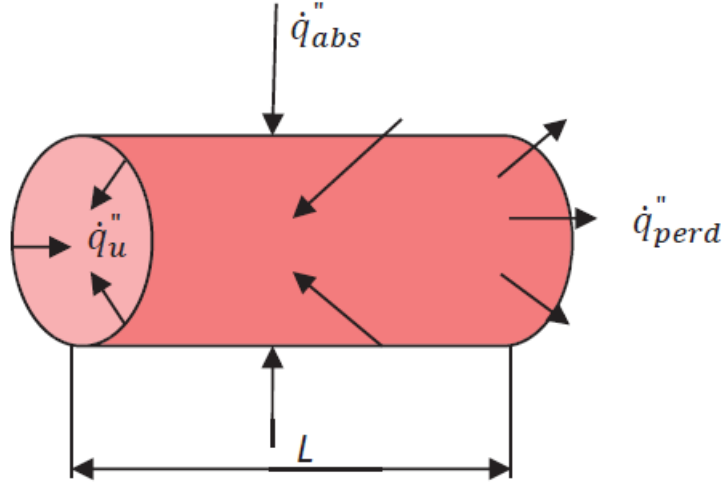


Fig. 2.1. Esquema del receptor empleado para el modelo. Fuente:[3]

La expresión para el cálculo de la radiación absorbida se muestra en la ec.(2.2).

$$\dot{q}''_{abs} = \eta_{opt}(\theta) \cdot Cg \cdot DNI \cdot \eta_{sombras} \cdot \eta_{bordes} \quad (2.2)$$

El rendimiento óptico η_{opt} , las pérdidas geométricas η_{bordes} y las pérdidas por sombras, $\eta_{sombras}$ son valores conocidos o que pueden calcularse para cada momento en función de la geometría del receptor y la disposición de los concentradores en el campo solar. Cg es el factor de concentración y también es conocido a partir de la geometría del conjunto concentrador-receptor. Finalmente, DNI es la radiación normal incidente. La ec.(2.3) permite hallar al calor transferido desde el tubo absorbedor a temperatura T_{ro} , al fluido térmico a temperatura T_f :

$$\dot{q}''_u(x) = U_{rec} \cdot [T_{ro}(x) - T_f(x)] \quad (2.3)$$

donde U_{rec} es el coeficiente global de transferencia de calor hacia el interior, cuya expresión se muestra en la ec.(2.4):

$$U_{rec} = \frac{1}{\frac{1}{h_{int}} + \frac{D_{ro} \cdot (\frac{D_{ro}}{D_{ri}})}{2 \cdot k_{rec}}} \quad (2.4)$$

Como aproximación se considera que U_{rec} es constante a lo largo de la longitud del tubo ($W/m^2 \cdot K$). D_{ro} y D_{ri} son el diámetro exterior e interior (m) respectivamente del

tubo absorbedor. h_{int} es el coeficiente de transferencia de calor convectivo hacia el interior ($W/m^2 \cdot K$) y k_{rec} es conductividad del material del receptor, en ($W/m \cdot K$)

Para las pérdidas se calculan mediante la ec.(2.5) de calor se tendrá en cuenta un término radiativo, con temperaturas de 4^o grado y otro convectivo de 1^{er} grado.

$$\dot{q}''_{perd}(x) = \sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot (T_{ro}^4(x) - T_{ext}^4) + h_{hext} \cdot (T_{ro}(x) - T_{ext}) \quad (2.5)$$

donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann ($5.67 \times 10^{-8} W/m^2K^4$), ε_{ext} es la emisividad del tratamiento superficial exterior y h_{hext} es el coeficiente de convección exterior. Estas dos últimas constantes son características de cada receptor y variables, por ejemplo, en función de las condiciones de degradación del recubrimiento selectivo o del viento exterior. Deben ser halladas experimentalmente en laboratorio.

La última ecuación necesaria es la ec.(2.6), donde se calcula el incremento de temperatura que experimenta el fluido considerando despreciables los cambios en energía cinética y un calor específico constante, c_p ($J/Kg \cdot K$). Denominando $T_f(x)$ a la temperatura del fluido en la sección a distancia x de la entrada y T_{fe} a la temperatura del fluido a la entrada, tenemos:

$$\pi \cdot D_{ro} \cdot x \cdot \dot{q}''_{abs} \cdot \eta(x) = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_f(x) - T_{fe}) \quad (2.6)$$

En esta última ecuación aparece el rendimiento integral hasta una sección a una distancia x de la entrada, $\eta(x)$. Finalmente, a partir del rendimiento local, dado por la ec.(2.7) podemos calcular el rendimiento integral mediante la ec.(2.8).

$$\eta_x(x) = \frac{\dot{q}''_u(x)}{\dot{q}''_{abs}} \quad (2.7)$$

$$\eta(x) = \frac{\int_0^x \eta_x(x) dx}{\int_0^x dx} \quad (2.8)$$

donde desarrollando $\eta_x(x)$ según la ec.(2.9):

$$\eta_x(x) = \eta(x) + \eta'(x) \cdot x \quad (2.9)$$

y normalizando la distancia a la unidad con la variable adimensional $x^* = x/L$, obtenemos la ecuación integral ec.(2.10):

$$\eta(x^*) = 1 - \frac{\int_0^{x^*} \dot{q}''_{perd}(dx^*) \cdot dx^*}{\dot{q}''_{abs} \cdot dx^*} \quad (2.10)$$

La resolución de esta ecuación requiere un largo desarrollo en el que se introducen nuevos factores característicos del sistema y que puede encontrarse en la obra de referencia, por lo que la omitiremos aquí. Pese a la complejidad de la expresión final obtenida, que dificulta extraer conclusiones de manera directa, el modelo incorpora todos los parámetros característicos del sistema y lo hace manteniendo su sentido físico. A partir de la solución se puede obtener una expresión para el modelo local (rendimiento en una sección determinada del absorbedor) y una expresión para el modelo de colector completo, es decir, un rendimiento integral a lo largo de todo el absorbedor. Esta última es la que nos interesa. A continuación se presenta la ecuación del Modelo de 4º Orden completo del colector en la ec.(2.11) y sucesivamente las ecuaciones que definen sus parámetros:

$$\eta(x^*) = \frac{\eta_0 \cdot g'(Z)}{1 - g'(Z)} \cdot \frac{1}{NTU \cdot x^*} \cdot \left(e^{\frac{1-g'(Z)}{g'(Z)} \cdot NTU \cdot x^*} - 1 \right) - \frac{\eta_0^2 \cdot g''(Z)}{6 \cdot g'(Z)} \cdot NTU^2 \cdot x^{*2} - \frac{\eta_0^3 \cdot g'''(Z)}{24 \cdot g'(Z)} \cdot NTU^3 \cdot x^{*3} \quad (2.11)$$

$$\eta_0 = 1 - (f_1 \cdot Z + f_2 \cdot Z^2 + f_3 \cdot Z^3 + f_4 \cdot Z^4) \quad (2.12)$$

$$Z = \eta_0 + \frac{1}{f_0} \quad (2.13)$$

$$f_0 = \frac{\dot{q}''_{abs}}{U_{rec} \cdot (T_{fe} - T_{ext})} \quad (2.14)$$

$$g(Z) = -\left(1 + \frac{1}{f_0}\right) + (1 + f_1) \cdot Z + f_2 \cdot Z^2 + f_3 \cdot Z^3 + f_4 \cdot Z^4 \quad (2.15)$$

$$g'(Z) = 1 + f_1 + 2 \cdot f_2 \cdot Z + 3 \cdot f_3 \cdot Z^2 + 4 \cdot f_4 \cdot Z^3 \quad (2.16)$$

$$g''(Z) = 2 \cdot f_2 \cdot Z + 6 \cdot f_3 \cdot Z + 12 \cdot f_4 \cdot Z^2 \quad (2.17)$$

$$g'''(Z) = 6 \cdot f_3 + 24 \cdot f_4 \cdot Z \quad (2.18)$$

$$g^{IV}(Z) = 24 \cdot f_4 \quad (2.19)$$

$$f_1 = \frac{4 \cdot \sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot T_{ext}^3 + h_{ext}}{U_{rec}} \quad (2.20)$$

$$f_2 = 6 \cdot T_{ext}^2 \cdot \left(\frac{\sigma \cdot \varepsilon_{ext}}{U_{rec}} \right) \cdot \left(\frac{\dot{q}''_{abs}}{U_{rec}} \right) \quad (2.21)$$

$$f_3 = 4 \cdot T_{ext} \cdot \left(\frac{\sigma \cdot \varepsilon_{ext}}{U_{rec}} \right) \cdot \left(\frac{\dot{q}''_{abs}}{U_{rec}} \right)^2 \quad (2.22)$$

$$f_4 = \left(\frac{\sigma \cdot \varepsilon_{ext}}{U_{rec}} \right) \cdot \left(\frac{\dot{q}''_{abs}}{U_{rec}} \right) \quad (2.23)$$

Para la resolución de este modelo es preciso conocer previamente diferentes parámetros, muchos de los cuales pueden obtenerse directamente de las características físicas y materiales con los que está construido el HCE. De especial importancia son ε_{ext} y h_{ext} pues son dos coeficientes que de forma global vienen a caracterizar las pérdidas energéticas del receptor. Para obtener las ecuaciones que los caracterizan se parte de la expresión del coeficiente global de pérdidas al exterior dada por la ec.(2.24) de la siguiente forma:

$$U_{ext} = h_{hext} + \sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot (T_{ro}^2 + T_{ext}^2) \cdot (T_{ro} + T_{ext}) \quad (2.24)$$

Tal y como se ha indicado al comienzo de este capítulo, es necesario realizar ensayos de laboratorio bajo diferentes condiciones de viento (W_{spd}) y temperatura exterior (T_{ext}) para obtener el flujo de calor de pérdidas y calcular así dos expresiones del tipo

$\varepsilon_{ext}(T_{ext}, W_{spd})$ y $h_{ext}(T_{ext}, W_{spd})$. Para este trabajo se emplean los valores obtenidos en [3] a partir de [4], [5] y [6].

A partir de este modelo de 4º Orden se realiza un desarrollo que permite obtener dos modelos simplificados de colector completo: el Modelo de Primer Orden y el Modelo Simplificado.

2.2. Modelo de Primer Orden

La ec.(2.25) presenta el Modelo de Primer Orden. Para llegar a ella resuelve la ec.(2.12) depreciando monomios a partir de segundo grado, con lo que se puede sustituir el rendimiento a la entrada del absorbedor, η_0 , por su valor aproximado dado en la ec.(2.26):

$$\eta(x^*) = \left[1 - \frac{\dot{q}_{crit}''}{\dot{q}_{abs}''} \right] \cdot \frac{1}{NTU_{perd} \cdot x^*} \cdot \left(1 - e^{-NTU_{perd} \cdot F'_{crit} \cdot x^*} \right) \quad (2.25)$$

$$\eta_0 = F'_{crit} \cdot \left[1 - \frac{\dot{q}_{crit}''}{\dot{q}_{abs}''} \right] \quad (2.26)$$

En esta ecuación se han reagrupado variables en diferentes términos que cuentan con sentido físico. De este modo, se definen:

$$\dot{q}_{crit}'' = \sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot (T_{fe}^4 - T_{ext}^4) + h_{hext} \cdot (T_{fe}^4 - T_{ext}^4) \quad (2.27)$$

$$U_{crit} = 4 \cdot \sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot T_{fe}^3 + h_{hext} \quad (2.28)$$

\dot{q}_{crit}'' y U_{crit} son valores de referencia en el estudio del comportamiento del colector pues cuando \dot{q}_{abs}'' y U_{rec} se aproximan a ellos el rendimiento del colector se hace nulo. Por otra parte, F'_{crit} se asemeja al parámetro empleado en el modelo desarrollado por Hottel y Whillier en [7].

$$F'_{crit} = \frac{1}{\frac{4 \cdot \sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot T_{fe}^3}{U_{rec}} + \frac{h_{hext}}{U_{rec}} + 1} = \frac{1}{\frac{U_{crit}}{U_{rec}} + 1} \quad (2.29)$$

El Modelo de Primer Orden presenta la ventaja de que el cálculo de $\eta(x^*)$ es explícito, con la reducción del coste computacional que esto conlleva. Por otro lado, también

nos ofrece una forma de calcular un valor aproximado del rendimiento a la entrada del colector, η_0 .

2.3. Modelo simplificado

Si se desarrolla por Taylor la función exponencial del Modelo de Primer Orden, se trunca por el segundo término y se sustituye \dot{q}_{abs}'' por su expresión en función de DNI se obtiene la ec.(2.30) para el cálculo del rendimiento total en el receptor mediante el Modelo Simplificado:

$$\eta_T = F'_{crit} \cdot \left[1 - \frac{\dot{q}_{crit}''}{\dot{q}_{abs}''} \right] = \frac{F'_{crit}}{Cg} \cdot \left[Cg \cdot IAM \cdot \cos(\theta) \cdot \eta_{opt,pico} \cdot \eta_{sombras} \cdot \eta_{bordes} - \frac{h_{ext} \cdot (\bar{T}_f - \bar{T}_{ext})}{DNI} - \frac{\sigma \cdot \varepsilon_{ext} \cdot (\bar{T}_f^4 - \bar{T}_{ext}^4)}{DNI} \right] \quad (2.30)$$

Esta ecuación es más parecida a la encontrada en otros modelos de diferentes autores, como por ejemplo en [7] o [8], pero con dependencia de T^4 lo cual tiene mayor sentido físico al esperarse que las pérdidas radiativas sean dominantes en situaciones de media y alta concentración.

2.4. Aplicabilidad de los modelos

Aunque en el caso del Modelo de 4º Orden no se ha realizado ninguna simplificación para la resolución de la ecuación característica, sí que se han hecho las siguientes consideraciones que limitan su aplicación: * Se ha considerado que los parámetros característicos U_{rec} , ε_{ext} , h_{ext} y Cp son constantes a lo largo de toda la longitud del receptor. Se considerará que esto es aceptable para longitudes inferiores a 100 m tal y como se indica en el desarrollo del modelo. * Se supone uniformidad del flujo de radiación sobre el tubo absorbedor. Para tecnología CCP se acepta esta hipótesis. * La caracterización de los tubos absorbedores empleados en CCP es compatible con el desarrollo del modelo basada en un tubo desnudo (para los que posteriormente se emplearán unos coeficientes de transmisión de calor adecuados para los tubos con cubierta de vidrio). * La suposición de fluido incompresible en la que se desprecia el término de pérdida de carga y de energía cinética sobre el término energético es adecuada para plantas que operan con aceite térmico dado

que los circuitos están presurizados para mantener en todo momento el fluido en estado líquido y los caudales de operación tienen un número de Reynolds medio. * El flujo puede suponerse uniforme en el interior del tubo absorbedor. * Dada la longitud real del tubo absorbedor en una planta CCP, puede despreciarse el efecto de transmisión de calor longitudinal.

Según lo visto, el modelo resulta aplicable a la simulación de un campo solar de concentradores cilindroparábolicos bajo las condiciones normales de operación. Por otro lado, la simulación se realizará también para el cálculo con intervalos horarios en los que se supondrá condiciones estacionarias de planta y se descartarán aquellos periodos de arranque y parada o cambios abruptos en los que las inercias propias del sistema y la intervención de los operadores de planta producirían que el comportamiento instantáneo no se correspondiese con el simulado.

El Modelo de Primer Orden presenta mayores restricciones, especialmente en los rangos de operación aceptables (no deben ser próximos a los valores críticos definidos en la ec.(2.28) y (2.27)), siendo sus resultados algo menos precisos en general.

El Modelo Simplificado solo es válido además para longitudes de receptor más reducidas.

3. MODELADO DEL CAMPO SOLAR

3.1. Metodología seguida para el modelado del campo solar

El software desarrollado se basa en el paradigma de Programación Orientada a Objetos (POO) donde, a grandes rasgos, cada sistema físico se define como un objeto perteneciente a una Clase con la capacidad de recibir información, manipularla de acuerdo a unas reglas propias del sistema y devolver información.

Una de las principales ventajas de esta metodología es la modularidad, de tal forma que se puede ir desarrollando jerárquica, progresiva e independientemente cada uno de los sistemas para después interconectarlos. Posteriormente se puede modificar el comportamiento de alguno de estos objetos reprogramando la Clase a la que pertenece sin que esto afecte de forma drástica al resto de objetos del modelo. Es una técnica escalable y que permite definir diferentes grados de intervención al usuario final, desde interactuar con cada objeto como si de una caja negra se tratase hasta modificar el comportamiento del sistema introduciendo sus propios métodos en las clases.

Por todas estas razones, el modelado mediante POO resulta muy interesante para la simulación de sistemas en el ámbito de la ingeniería y ha sido el elegido para el desarrollo del código de este TFG

3.2. Sistemas físicos y Clases para el modelado del campo solar

En los siguientes apartados iremos describiendo el campo solar desde el punto de vista de su comportamiento físico, los subsistemas que lo componen y definiremos las Clases que se deben programar para modelar cada uno de estos subsistemas. Pero en primer lugar introduciremos alguna terminología.

Se denomina HCE a cada uno de los tubos absorbedores de unos 4 m de longitud con envolvente de vidrio propia que, soldados uno tras otro, forman la tubería sobre la que se concentra la radiación solar. Estos tubos vienen preensamblados en grupos 3 para acelerar el proceso de construcción, de tal forma que pueden colocarse sobre una sección

de concentrador denominada SCE (Solar Collector Element) de unos 12 m de longitud.

Un conjunto de SCE que se mueven solidariamente entre ellos pero con capacidad de movimiento independiente de otro conjunto de SCEs se denomina SCA (Solar Collector Assembly). El tubo absorbedor montado en cada SCA está unido mediante uniones móviles al tubo absorbedor del siguiente SCA o a las tuberías de entrada y salida del lazo. El SCA es, por tanto, la unidad mínima de seguimiento solar.

FIGURA LAZO - SCA

Un conjunto de SCAs con su tubo absorbedor conectado en serie constituye un lazo. Cada lazo consta de un número suficiente de SCAs para garantizar que, bajo condiciones de diseño, el fluido caloportador alcanza la temperatura deseada a la salida del lazo, es decir, se produce el salto térmico necesario. Si la temperatura en el SCA sobrepasa la máxima permitida, el SCA puede desenfocar parcial o totalmente con el fin de dejar de concentrar radiación sobre el tubo absorbedor.

Un subcampo o sección es un conjunto de lazos conectados en paralelo, de tal forma que se espera que el caudal que circula por cada uno de sus lazos sea el mismo. El subcampo cuenta con válvulas de regulación de caudal a su entrada, por lo que constituye la unidad mínima de control de caudal en el campo solar. En algunas ocasiones cada lazo tiene capacidad de regulación de su caudal de forma constante. En ese caso se podría decir que cada lazo actúa como un subcampo con un único lazo, pero esto no es lo habitual.

Finalmente, el campo solar está formado por un conjunto de subcampos. El fluido caloportador frío entra en el campo solar y se distribuye por cada uno de los subcampos, donde se vuelve a distribuir equitativamente entre los lazos. En los lazos, el HTF se calienta y retorna a una tubería que lo conduce a la salida del subcampo, donde finalmente el HTF procedente de todos los subcampos se mezcla y se trasporta, a lo largo de una tubería denominada colector caliente, hasta el punto de consumo.

3.2.1. Clases derivadas de Model: Clase ModelBarbero4thGrade, ModelBarbero1stGrade y ModelBarberoSimplified

Se emplean clases derivadas de la Clase Model para implementar los diferentes modelos empleados para calcular el rendimiento y para simular, por tanto, el funcionamiento

de cada HCE. Es en cada una de estas clases donde se desarrolla el algoritmo que, a partir de los parámetros físicos que definen al HCE, las variables que definen el estado del HTF que circula por él y las condiciones de operación, resuelve las ecuaciones definidas en el modelo y nos permite conocer las condiciones del HTF a la salida de cada HCE.

Clase ModelBarbero4thOrder

La instancia de esta clase recibe como valores de entrada un referencia a una instancia de un HCE del cual va a calcular su rendimiento, una referencia a la instancia del HTF que se está empleando y valores de condiciones meterológicas de radiación, temperatura y velocidad del viento. El HCE debe estar inicializado previamente con los valores de caudal másico, temperatura y presión de entrada y el flujo de calor absorbido q_{abs} .

El procedimiento de cálculo implementado en el método *calc_pr()* es el siguiente (los parámetros que se obtienen mediante métodos propios de las instancias del HCE y del HTF se explican en los apartados correspondiente más adelante):

- Estimación de la temperatura de pared exterior del tubo absorbedor T_{ro} según la ec.(3.1) a partir del coeficiente de transmisión de calor al interior U_{rec} y del flujo de radiación abosorbido por el tubo absorbedor, \dot{q}_{abs}'' , a partir de la instancia del HCE. Para el primer HCE del lazo se asume un rendimiento inicial $\eta = 1$ pero para los siguientes se emplea el rendimiento del HCE anterior, con lo cual se acelera un poco el proceso de convergencia por partirse de un valor previsiblemente más próximo.

$$T_{ro} = T_f + \eta \cdot \frac{\dot{q}_{abs}''}{U_{rec}} \quad (3.1)$$

- Cálculo del flujo de pérdidas \dot{q}_{perd}'' mediante la ec.(2.5) incrementado con las pérdidas a través de los soportes que sujetan el tubo absorbedor, $\dot{q}_{perd,soportes}$. Las pérdidas en los soportes se modelan mediante la ec.(3.15) que se explica en el apartado correspondiente a la clase HCE.
- Cálculo de los parámetros de funcionamiento \dot{q}_{crit}'' , U_{crit} y NTU para el HCE con la temperatura de pared calculada previamente según las ecuaciones (2.27) y (2.28) respectivamente.

- Cálculo de los coeficientes f_1 , f_2 , f_3 y f_4 mediante las ecuaciones (2.20) a (2.23) y cálculo de f_0 mediante la ec.(2.14).
- Se resuelve la ec.(2.12) con de forma iterativa mediante Newton-Raphson para calcular η_0 . Como valor inicial se calcula η_0 a partir de la ec.(2.26) del Modelo de 1^{er} Orden.
- Con el valor de η_0 obtenido se calculan los valores de Z , $g'(Z)$, $g''(Z)$ y $g'''(Z)$ dados por las ecuaciones (2.13) a (2.18).
- Finalmente, se calcula el rendimiento $\eta(x^*)$ según la ec.(2.11), la temperatura de pared exterior T_{ro} y se comparan con los valores iniciales. Si las diferencias son superiores a cierto margen configurable se vuelve a realizar otra iteración hasta conseguir la convergencia, pero previamente a cada iteración se recalculan todos los pasos anteriores empleando la temperatura de pared del tubo absorbedor calculada con el nuevo rendimiento.

Para el primer HCE del lazo se emplea como temperatura del fluido T_f la temperatura del HTF a la entrada del HCE. Para los siguientes HCEs del lazo se incrementa la temperatura de entrada con la mitad del salto de temperatura que experimentó el HCE anterior.

Una vez finalizado el proceso iterativo, la instancia del HCE actualiza sus valores de rendimiento, temperatura y presión de salida del HTF, quedando totalmente definido su punto de funcionamiento. Las condiciones de temperatura y presión a la salida del HCE serán las de entrada del HCE siguiente.

Al calcular el rendimiento integral para toda la longitud del HCE estamos haciendo coincidir el tamaño de la malla de integración con la longitud física real del HCE. Se ha comprobado que la reducción de la malla no aumenta de forma apreciable la precisión de los cálculos y en cambio sí supone un coste computacional importante. Por el contrario, una forma de acelerar el proceso de simulación consiste en considerar artificialmente que la longitud del HCE es mayor que la real. Se trata de aumentar el tamaño de la malla de integración para reducir el número de cálculos. En este trabajo se seguirá, al igual que en **1022085/7TD8VTGL**, el criterio de no superar un tramo de HCE superior a 100 m propuesto en **1022085/CYH3NJEG**.

Clases `ModelBarbero1stOrder` y `ModelBarberoSimplified`

El cálculo del rendimiento que realizan estas dos clases es idéntico al del Modelo de 4º Orden hasta el momento de llegar al proceso iterativo, punto en el cual se calcula el rendimiento térmico directamente mediante las ecuaciones (2.25) y (2.30) respectivamente.

3.2.2. HCE, Heat Collector Element

Físicamente, un HCE es un tubo de acero con una envolvente de vidrio de tal forma que entre el tubo de acero y la envolvente queda un espacio en el que se ha practicado el vacío. Por el interior del tubo circula el fluido caloportador (HTF, Heat Transfer Fluid) que aumenta su energía térmica al recibir el calor procedente de las paredes interiores del tubo. El tubo recibe durante el proceso de fabricación un recubrimiento selectivo que mejora sus propiedades físicas para absorber la radiación solar. De cara a modelar el funcionamiento del HCE como elemento responsable de calentar el HTF de forma compatible con el Modelo físico desarrollado se define la clase HCE que consta de los siguientes atributos:

- `tin`: Temperatura de entrada del HTF (K)
- `pin`: Presión de entrada del HTF (Pa)
- `massflow`: Caudal másico del HTF (Kg/s)
- `qabs`: Potencia calorífica absorbida (W/m^2)
- `qlost`: Potencia calorífica perdida (W/m^2)
- `qlost_brackets` = Potencia calorífica perdida a través de los soportes del HCE (W/m^2)
- `pr`: Rendimiento global del HCE ()
- `pr_opt`: Rendimiento óptico del conjunto HCE + SCA ()
- `tou`: Temperatura de salida del HTF (K)
- `pout`: Presión de salida del HTF (Pa)

[FIGURA ESQUEMA CLASE HCE]

Con estos parámetros el comportamiento del HCE queda totalmente caracterizado en el sistema desde el punto de vista del proceso de generación. Estos atributos (pueden entenderse como variables) están relacionados entre sí según las reglas que aplique cada modelo.

Ya hemos visto, al hablar de la Clases para los modelos, cómo un objeto (instancia) de la clase HCE puede ser procesada por otra instancia de la clase del modelo para simular su comportamiento. Es necesario que la instancia del HCE pase los siguientes parámetros al modelo:

- k_{rec} , conductividad térmica de la pared del receptor. Se ha empleado la ec.(3.2) válida para el acero inoxidable 321H:

$$k_{rec} = 0,0153 \cdot (t - 273,15) + 14,77 \quad (3.2)$$

- h_{int} , coeficiente de transferencia de calor convectivo hacia el interior. Para el cálculo se emplea la ec.(3.3) donde Nu_G es el número de Nusselt obtenido mediante la correlación de Gnielinski dada en la ec.(3.4), D_{ri} es el diámetro interior del tubo absorbedor y k_f es la conductividad térmica a la temperatura del fluido:

$$h_{int} = \frac{Nu_G \cdot k_f}{D_{ri}} \quad (3.3)$$

$$Nu_G = \frac{\left(\frac{C_f}{2}\right) \cdot (Re_{D_{ri}} - 1000) \cdot Pr_f}{1 + 12,7 \cdot \left(\frac{C_f}{2}\right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left(Pr_f^{\frac{2}{3}} - 1\right)} \cdot \left(\frac{Pr_f}{Pr_{ri}}\right)^{0,11} \quad (3.4)$$

- U_{rec} , coeficiente de transmisión de calor al interior. Viene dado por la ec.(2.4) comentada previamente.
- q_{abs}

$$\dot{q}_{abs}'' = \eta_{opt}(\theta) \cdot Cg \cdot DNI \cdot \eta_{sombras} \cdot \eta_{bordes} \quad (3.5)$$

Cada uno de los parámetros de esta ecuación se obtiene de la siguiente manera:

- DNI es la irradiancia normal directa cuyo valor se lee para cada fecha de cálculo de la simulación.
- Cg es el factor de concentración geométrica, definido genéricamente para sistemas de concentración como el cociente entre el área de apertura del concentrador, A_c y el área de apertura del receptor, A_r . Hemos considerado como efectiva toda el área del receptor, no solo aquella donde se concentra la radiación ya que supondremos que el flujo se reparte uniformemente por toda la superficie de tubo absorbedor. De esta manera, el factor de concentración geométrica para un colector cilindroparabólico es, según la ec.(3.6):

$$Cg = \frac{a}{\pi D_{ro}} \quad (3.6)$$

donde a es la apertura de la parábola del concentrador y D_{ro} es el diámetro exterior del tubo absorbedor.

- $\eta_{opt}(\theta)$, rendimiento óptico. Este parámetro depende del ángulo de incidencia θ y se obtiene a partir del rendimiento óptico pico, $\eta_{opt,peak}$ y del modificador del ángulo de incidencia, IAM según la ec.(3.7):

$$\eta_{opt}(\theta) = \eta_{opt,peak} \cdot IAM \cdot \cos(\theta) \quad (3.7)$$

Para calcular $\eta_{opt,peak}$ empleamos la expresión dada en la ec.(3.8). La ecuación para IAM se ofrece en la sección correspondiente al modelado del SCAA por ser un valor característico de este componente.

$$\eta_{opt,peak} = \alpha \cdot \tau \cdot \rho \cdot \gamma \quad (3.8)$$

Los parámetros F_0 , F_1 y F_2 los ofrece cada fabricante para su concentrador. El IAM es una propiedad del SCA y por tanto la instancia del HCE hace una llamada al método `get_IAM` de su SCA asociado, aquel en el que está montado, para recibir su valor.

Igualmente, en la ec.(3.8) los parámetros ρ (reflectividad del concentrador) y γ (fracción solar), son parámetros del SCA y deben obtenerse de la instancia de SCA asociada al

HCE. α es la absorptividad del receptor y τ es la transmisividad del vidrio envolvente del tubo absorbedor. En ambos casos se trata de parámetros configurables que se introducen con el resto de características del HCE en el archivo de configuración de la simulación.

- η_{bordes} contabiliza las pérdidas debidas a que en una pequeña porción del tubo absorbedor del SCA no se produce concentración debido al ángulo de incidencia. Un tramo del tubo absorbedor, que puede implicar desde solo un tramo del primer HCE hasta a varios HCEs, tendrá un flujo de radiación nulo, o muy bajo. El tramo de tubo absorbedor que queda sin concentración (L_{bordes} se calcula mediante la ec.(3.9) a partir de la distancia focal, f_l y de ángulo de incidencia θ :

$$L_{bordes} = \frac{f_l}{\tan(\theta)} \quad (3.9)$$

A partir de este valor el código calcula que fracción del HCE o cuantos HCEs quedan inutilizados y les asigna un rendimiento nulo.

*[REVISAR MÉTODO DE CÁLCULO] $\eta_{sombras}$ es un valor que se calcula en base a la porción del concentrador que se encuentra afectado por sombras debido a que la distancia de separación entre lazos está acotada. En disposiciones de lazos habituales con eje seguimiento Norte-Sur estas sombras solo aparecen a primera y última hora del día. Su cálculo exacto requeriría conocer totalmente la disposición de cada lazo, pero una aproximación suficiente se puede obtener mediante la ec.(3.10):

$$\eta_{sombras} = \frac{\sin(\alpha_s) \cdot D_L}{A_c} \quad (3.10)$$

Una vez que la instancia del modelo ha concluido el cálculo, el HCE ya puede cacular cuál será la temperatura de salida del HTF, t_{out} , que aparece implícita en la ec.(3.11):

$$\Delta H = \dot{m} \cdot \int_{t_{in}}^{t_{out}} Cp(t)dt \quad (3.11)$$

donde ΔH es el incremento de entalpía del H, pues hemos considerado que se trata de un fluido incompresible y también se ha despreciado la participación de energía cinética.

Previamente se debe calcular ΔH según la ec.(3.12):

$$\Delta H = \dot{q}_{abs}'' \cdot \eta \cdot \pi \cdot d_{ro} \cdot L \cdot \gamma_L \cdot \gamma_g \quad (3.12)$$

La ec.(3.11) puede resolverse por métodos numéricos si el calor específico C_p del fluido se ha obtenido a partir de un polinomio. En el caso de que se disponga de una función que proporcione la temperatura del fluido en función de la entalpía $T(H)$, como ocurre si se usa *CoolProp*, se puede calcular su valor directamente como $T_{out} = T(H_{out})$.

Se introducen el *factor de longitud efectiva*, γ_L y *factor de interceptación geométrica*, γ_g para tener en cuenta la reducción de la longitud *activa* del HCE debido a los fuelles en los extremos del HCE y al sombreado del escudo térmico en las uniones de HCEs. Un valor típico para ambos factores está comprendido entre 0,96 y 0,97 **1022085/XAQ9AM5E**. En el caso de que el calor absorbido sea nulo, la temperatura de salida será inferior a la de entrada y el valor $\Delta H < 0$. En este caso, no existe reducción de la longitud efectiva del absorbedor y la energía perdida se calcula según la ec.(3.13) pues a lo largo de toda la superficie del HCE se experimentan pérdidas energéticas:

$$\Delta H = \dot{q}_{perd}'' \cdot \eta \cdot \pi \cdot d_{ro} \cdot L \quad (3.13)$$

- ε_{ext} , emisividad equivalente de la superficie exterior del receptor. La emisividad equivalente empleada por el modelo depende de la temperatura de pared exterior del tubo y se emplea la ec.(3.14) para calcularla:

$$\varepsilon = A_0 + A_1 \cdot (t_{ro} - 273,15) \quad (3.14)$$

Se corrige ligeramente su valor en función de la velocidad del viento, incrementando su valor un 1 % con un viento de 4 m/s y un 2 % para viento de 4 m/s. Los coeficientes A_0 y A_1 son los que se ofrecen en **1022085/7TD8VTGL**.

- h_{ext} , coeficiente de transferencia de calor convectivo equivalente al exterior. Su valor puede considerarse nulo para el caso de un HCE con vacío en su espacio anular. En **1022085/7TD8VTGL** se ofrecen las ecuaciones para diferentes combinaciones de

recubrimiento, Black-Chrome o Cermet y conservación o no del vacío, obtenidas mediante simulación CFD (Computational Fluid Dynamics) por su autor para un modelo unidimensional del HCE.

- $\dot{q}_{perd,soportes}$, pérdidas a través de los soportes que sujetan en HCE. Se hace uso de la ec.(3.15) propuesta en **1022085/CYH3NJEG**:

$$\dot{q}_{perd,soportes} = n \cdot \frac{\sqrt{P_b \cdot k_b \cdot A_{cs,b} \cdot \bar{h}_b \cdot (T_{base} T_{ext})}}{L} \quad (3.15)$$

donde P_b es el perímetro de la sección del soporte, $A_{cs,b}$ es la sección transversal de la unión entre el brazo y el tubo absorbedor, K_b es la conductividad térmica del acero empleado en el brazo, \bar{h}_b es el coeficiente de transmisión de calor por convección medio hacia el exterior, T_{base} es la temperatura de la zona de conexión entre los brazos y el tubo absorbedor, L es la longitud del colector y n es el número de soportes por colector.

La Clase HCE también nos proporciona algunos métodos necesarios para el trabajo de procesamiento de la información, asignación y recuperación de valores de los atributos. Otro aspecto importante es que cada instancia de la clase HCE tiene un atributo de tipo ‘diccionario’, en el que a modo de lista de pares clave-valor va a recibir aquellos parámetros que posteriormente serán empleados por el Modelo. Los diferentes autores que han elaborado modelos para los HCE no siempre utilizan los mismos parámetros ni idénticos identificadores. Al emplear un diccionario se facilita la tarea de implementación de nuevos Modelos, sin que sea necesario cambiar los atributos de la clase en cada ocasión. Entre los parámetros que se pasan al HCE durante la creación de su instancia están su absorptividad solar α_{solar} , la transmisividad del vidrio τ y su reflectividad ρ .

En el caso de la planta simulada se ha utilizado un HCE fabricado por Solel cuyos parámetros se guardan en una librería en formato JSON. Parte de los datos de cada HCE de la librería se han extraído de los archivos de configuración de SAM (System Advisor Model), el software de referencia para la simulación de plantas de energías renovables. No obstante, el modelo no hace uso de todos ellos y, en cambio, se precisa de algún dato más para realizar la simulación. Estos parámetros son almacenados en el diccionario *parameters*. El programa desarrollado permitiría, en principio, modelar cada HCE con unos parámetros diferentes, es decir, que cada HCE se comportase de forma diferente

al resto. Esta funcionalidad puede ser interesante para el estudio de comportamiento del campo solar cuando se dispone de estadísticas adecuadas sobre cómo evoluciona en el tiempo y se distribuye en el campo solar cada parámetro, lo cual hace que no todos los lazos se comporten de igual manera. El inconveniente es que el tiempo de cálculo aumenta notablemente al tener que simularse cada lazo independientemente.

Finalmente, un HCE es un elemento que ocupa una determinada posición dentro del SCA (Solar Collector Assembly). Más adelante se verá que, para determinadas simulaciones, el orden que ocupa dentro de la fila de HCEs y el propio SCA al que pertenece, pueden ser datos necesarios a la hora de estudiar su comportamiento. Por este motivo cada HCE mantiene una referencia al SCA al que pertenece y guarda información sobre su posición relativa dentro de él.

- `sca`: Una referencia al objeto que representa el SCA en el cual el HCE está montado.
- `hce_order`: Un número entero, indicando la posición relativa del HCE dentro del SCA.

3.2.3. SCA, Solar Collector Assembly

Un SCA es una estructura compuesta por una serie de reflectores que concentran la radiación solar sobre los HCE. Desde el punto de vista operativo, un SCA cuenta con capacidad de movimiento independiente respecto al resto de SCAs de la planta, por lo que es la unidad mínima de control de enfoque o desenfoque de la radiación solar en el campo solar. La clase SCA nos permite modelar cada SCA teniendo en cuenta las propiedades de los reflectores (reflectividad, suciedad de los espejos, precisión del movimiento de seguimiento solar, etc.)

En plantas de colectores cilindroparábolicos lo más frecuente es que el sistema de seguimiento tenga su eje de rotación alineado en la dirección Norte-Sur con el fin de hacer un seguimiento Este-Oeste de la trayectoria solar a lo largo del día. No obstante, una configuración con eje Este-Oeste también puede ser interesante en algunos casos y el modelo también permite esta configuración.

Dentro del campo solar, cada HCE debe pertenecer a un SCA. El primer HCE del SCA recibe el fluido caloportador procedente de otro SCA o de las tuberías colectoras

de HTF frío. El último HCE del SCA entrega el HTF más caliente al siguiente SCA o a las tuberías colectoras de HTF caliente a la salida del lazo.

El SCA cuenta con un método para el cálculo del modificador por ángulo de incidencia. Hemos considerado que el SCA mantendrá en todo momento un ángulo de seguimiento β óptimo con el fin de minimizar el ángulo de incidencia. En este caso, el IAM se calcula según la expresión dada por la ec.(3.16)

$$IAM = F_0 + F_1 \cdot \frac{\theta}{\cos(\theta)} + F_2 \cdot \frac{\theta^2}{\cos(\theta)}, \forall \theta \in (0^\circ, 80^\circ) \quad (3.16)$$

Algunos fabricantes incluyen un factor $\cos(\theta)$ en la expresión del IAM , por lo que no deberá incluirse entonces en la ecuación del rendimiento total del HCE. En nuestro caso, para el UVAC 3 de Solel empleado en la simulación, no es así.

Otro valor que debe ofrecernos la clase que modela al SCA es la *fracción solar* o *factor de interceptación*, que permite estimar la tasa entre la radiación solar que alcanza al reflector y la que posteriormente incide realmente sobre el tubo absorbedor. Su valor se obtienen según la ec.(3.17) como producto de una serie de factores:

$$\gamma = \eta_{geométrico} \cdot \eta_{seguidor} \cdot \eta_{suciedad} \cdot \eta_{disponibilidad} \quad (3.17)$$

El factor geométrico $\eta_{geométrico}$ depende de las imperfecciones geométricas de conjunto reflector-absorbedor como pequeñas desviaciones en la curvatura de los espejos o la deformación de la estructura. El factor de precisión del seguidor $\eta_{seguidor}$ permite considerar los errores de seguimiento del mecanismo de movimiento del reflector. El factor de suciedad $\eta_{suciedad}$ se refiere a las pérdidas de reflectividad debidas a acumulación de polvo en los espejos. En realidad, si no se ha considerado un equivalente para el polvo acumulado en la superficie del vidrio del HCE, este factor debería computarse dos veces, pues la merma de radiación se produce tanto en el espejo, como radiación solar no reflejada, como en la envolvente de vidrio, al disminuir su transmisividad. Finalmente, el factor de disponibilidad $\eta_{disponibilidad}$ considera las pérdidas que ocasionalmente se puedan producir por averías del sistema de concentración.

El SCA, como sistema responsable del seguimiento solar, también cuenta con un método para ofrecernos información sobre el ángulo de incidencia β en el plano de apertura

del reflector. Las expresiones generales pueden encontrarse en **1022085/95AM6AQN**. En nuestro caso hemos recurrido a la librería *pvl-lib-python* **1022085/GUC54R5I** desarrollada en Sandia National Laboratories para obtener los valores del ángulo de incidencia y la posición solar para cada fecha del año y según las coordenadas geográficas del lugar donde se realiza la simulación.

3.2.4. Loop

Un Loop o lazo es un conjunto de SCAs conectados en serie de tal forma que el HTF que entra frío al lazo experimenta un salto térmico cuando transita por él. El sistema de control ajusta el estado de enfoque o desenfoque de cada SCA en el lazo con el fin de conseguir que la temperatura de salida sea la de consigna. Por motivos de económicos, el caudal de HTF no suele ser regulable a nivel de lazo, pues obligaría a instalar una válvula de control en cada uno de ellos y por tanto todos los lazos de un mismo subcampo suelen tener un caudal muy parecido. Se ha desarrollado también una Clase Subfield para dar cuenta del conjunto de lazos que pertenecen a un mismo subcampo y, por tanto, pueden variar su caudal de forma independiente de los lazos de otro subcampo. En un campo solar suele haber varios subcampos que pueden regular su caudal independientemente. Los casos más extremos serían el de un campo solar con un único subcampo, en el que todos los lazos pertenecen al mismo subcampo y en el otro extremo, un campo solar con tantos subcampos como lazos tiene, de tal forma que cada lazo es el único en su subcampo y por tanto cada lazo puede regular su caudal independientemente.

Cada lazo del campo solar es modelado mediante una instancia de la clase Loop. Cada instancia mantiene referencias al subcampo al que pertenece y a los SCA que contiene. Atributos importantes de estas instancias serán el caudal de HTF en el lazo, las temperaturas y presiones de entrada y salida del HTF y el rendimiento completo del lazo.

El código permite trabajar de dos formas, bien calculando y ajustando el caudal requerido para conseguir una temperatura de HTF determinada o bien fijando el caudal de HTF y calculando qué temperatura de salida tendría el HTF. En caso de que esta temperatura de salida supere el máximo permitido (un valor configurable) el código considera que se producirá un desenfoque en el SCA en que se alcance esta temperatura y el HTF dejará de calentarse. En este caso se suele decir que se produce un vertido de energía o

desaprovechamiento de la radiación existente. El código permite contabilizar esta energía desaprovechada por cada lazo durante estas situaciones.

La Clase PrototypeLoop hereda de la Clase Loop sus principales métodos y atributos pero supone una pequeña variación de una instancia o lazo definido por Loop ya que se trata de un lazo "típico" o "promedio", que presenta una configuración constructiva idéntica a la del resto de lazos de la planta pero no pertenece a ningún subcampo solar. Este lazo especial o prototipo se empleará cuando queramos realizar un estudio paramétrico del comportamiento del lazo, no de la planta, y también para realizar una simulación mucho más rápida cuando asumamos la hipótesis de que todos los lazos de la planta se comportan de igual manera. Esta aproximación es la que se hace en aplicaciones como SAM, donde no se simulan todos los lazos para modelar el campo solar, sino que se simula solo un lazo y el resultado se obtiene multiplicando el caudal de salida de este lazo por el número de lazos que forman la planta.

3.2.5. Subfield, subcampo solar

Un subcampo es un conjunto de lazos en los que se considera que el HTF se repartirá equitativamente. Cada subcampo dispone de una válvula de control de caudal a su entrada y representa el mayor grado de control de caudal de HTF que se puede alcanzar en el campo solar. Un campo solar suele contar con varios subcampos y cada uno de ellos, a su vez, cuenta con varios lazos.

La Clase Subfield mantiene referencias a los lazos que lo constituyen, es decir, a cada una de las instancias que representan un lazo. También mantiene referencia al campo solar al que pertenece y cuenta con métodos para calcular cuál será la temperatura de salida del HTF del subcampo solar una vez que el caudal de salida de cada lazo se haya mezclado con el del resto de lazos. Nótese que aunque se supone que todos los lazos del subcampo tienen el mismo caudal másico la temperatura de salida de cada uno de ellos puede ser diferente y, por tanto, la energía aportada por cada lazo también lo será.

3.2.6. Solarfield, campo solar

El campo solar alberga el conjunto de subcampos y, por tanto, todos los lazos de la instalación. Se trata del objeto que en última instancia queremos modelar con el fin de conocer cómo será el comportamiento de la planta solar y su rendimiento anual. A la hora de definir el campo solar para el modelo es necesario conocer cuántos subcampos contiene, cuántos lazos hay en cada subcampo, qué configuración tiene cada lazo (número de SCAs en cada lazo y número de HCEs en cada SCA). También es importante conocer la distancia entre lazos con el fin de estimar el sombreado que se produce a primera y última hora del día.

El Clase Solarfield también recibe una serie de valores nominales para los que se ha realizado un diseño óptimo del sistema, como las temperaturas y presiones de entrada y salida del HTF, las temperaturas máximas y mínimas tolerables por razones de seguridad, el caudal nominal (normalmente se suele dar este caudal por lazo y el caudal del campo solar será la suma de todos ellos), el caudal mínimo (existe cierta limitación tanto por la velocidad mínima de las bombas como por otras cuestiones operativas que desaconsejan que el HTF circule por debajo de este límite).

Cuando se crea una instancia de la Clase Solarfield, ésta recibe los datos de configuración que se ha pasado para la simulación y lanza el proceso de construcción que genera, en base a esa configuración, los diferentes subcampos, lazos, SCAs y HCEs que forma en campo solar.

3.2.7. Clase Fluid y sus clases hijas, FluidCoolProp y FluidTabular

Para modelar el HTF (Heat Transfer Fluid) se ha creado una Clase Fluid. Las propiedades del HTF pueden obtenerse mediante funciones polinómicas con coeficientes constantes calculados experimentalmente o desde librerías preexistentes como CoolProp. Por ese motivo, según se opte por un método u otro, se han creado las subclases FluidCoolProp y FluidTabular. No obstante, se ha comprobado que el número de tipos de HTF que existen en la librería FluidCoolProp no es muy grande, limitándose a Therminol VP-1, Syltherm 800. No se encuentra en esta librería el aceite Dowtherm A, que es el que se emplea en la planta cuyos datos se han empleado para el desarrollo de esta herramien-

ta. Pero el mayor inconveniente reside en que CoolProp devuelve valores solo dentro del rango de temperaturas de uso válidas según el fabricante.

Este rango es demasiado estricto y se producen problemas debido a la devolución de valores no numéricos, especialmente cuando se está calculando la temperatura teórica de salida del HTF cuando hay sobrecalentamiento. Por este motivo se ha hecho uso mayoritariamente de la clase FluidTabular, con funciones polinómicas con coeficientes calculados a partir de los datos ofrecidos por los fabricantes. La clase Fluid sus clases hijas ofrecen métodos para calcular la densidad, viscosidad cinemática, número de Reynolds, calor específico, conductividad térmica y entalpía en función de la temperatura y la presión. También ofrecen un método para calcular la temperatura del fluido en función de la entalpía y la presión, considerando entalpía cero para líquido saturado según ASHRAE a una temperatura de 285.856 K.

La planta emplea como fluido caloportador Dowtherm-A, de Dow Chemical. Para el modelado sería necesario conocer una serie de parámetros en función de la temperatura y la presión, pero en una planta termosolar se debe trabajar siempre con el fluido en estado de líquido saturado y se ha comprobado que la variación de estos parámetros con la presión es despreciable, por lo que todos pueden expresarse a partir de un polinomio de mayor o menor grado en función exclusivamente de la temperatura. También se ha obtenido una curva para calcular la temperatura del líquido saturado en función de su entalpía.

- $\rho(T)$: Densidad, (kg/m^3) .
- $\mu(T)$: Viscosidad dinámica, $(Pa \cdot m)$.
- $k_T(T)$: Conductividad térmica, $(W/m \cdot K)$.
- $C_p(T)$: Calor específico a presión constante, $J/Kg \cdot K$.
- $H(T)$: Entalpía específica, J/Kg .
- $T(H)$: Temperatura, (K) , considerando $H=0$ a $T_{ref} = 285,86K$

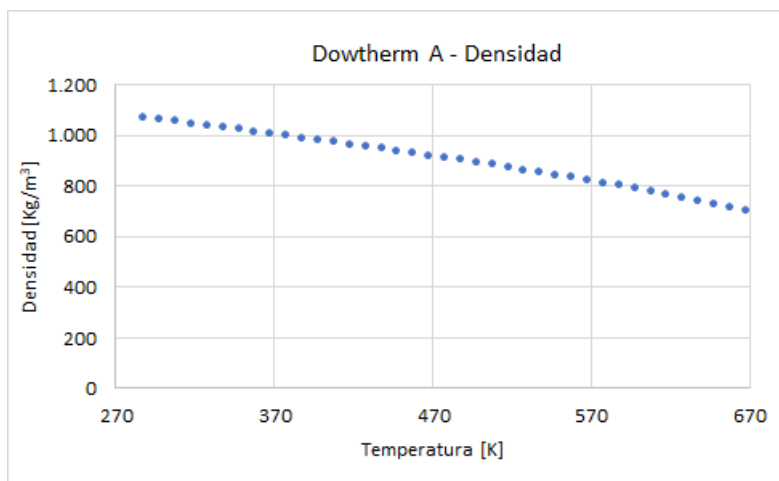


Fig. 3.1. Densidad en función de la temperatura.

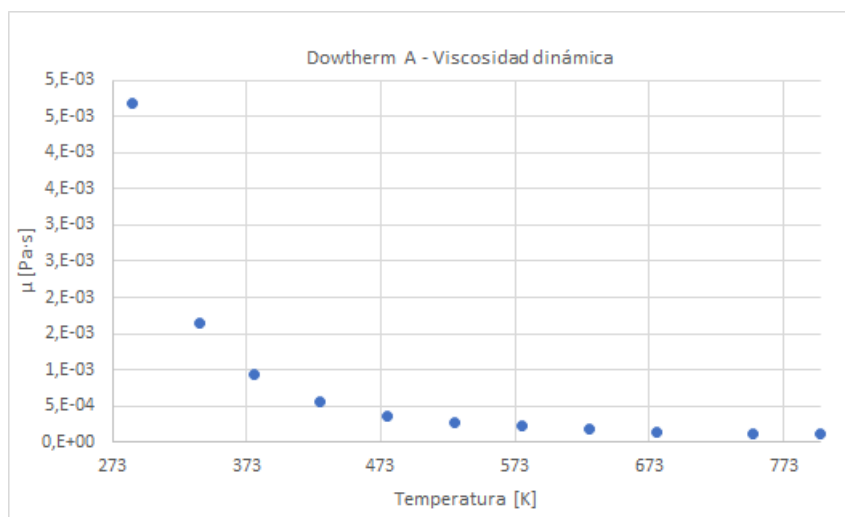


Fig. 3.2. Viscosidad dinámica en función de la temperatura.

La fórmula general para cada uno de estos parámetros es del tipo de la ec.(3.18):

$$parametro(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3 + a_4 \cdot T^4 + a_5 \cdot T^5 + a_6 \cdot T^6 + a_7 \cdot T^7 + a_8 \cdot T^8 \quad (3.18)$$

En las siguientes figuras pueden verse los diferentes parámetros del Dowtherm-A en función de la temperatura.

Para el caso del Dowtherm-A se han obtenido los coeficientes de los polinómios que caracterizan cada parámetro a partir de **1022085/C5UIUT2V** y se han contrastado las curvas con los datos ofrecidos en **1022085/LB9BTEXK**. En el caso de la viscosidad cinemática se ha detectado que el polinomio de 8º grado que se optiene con los coeficientes de la primera referencia presenta una gran desviación y crecimiento asintótico para tem-

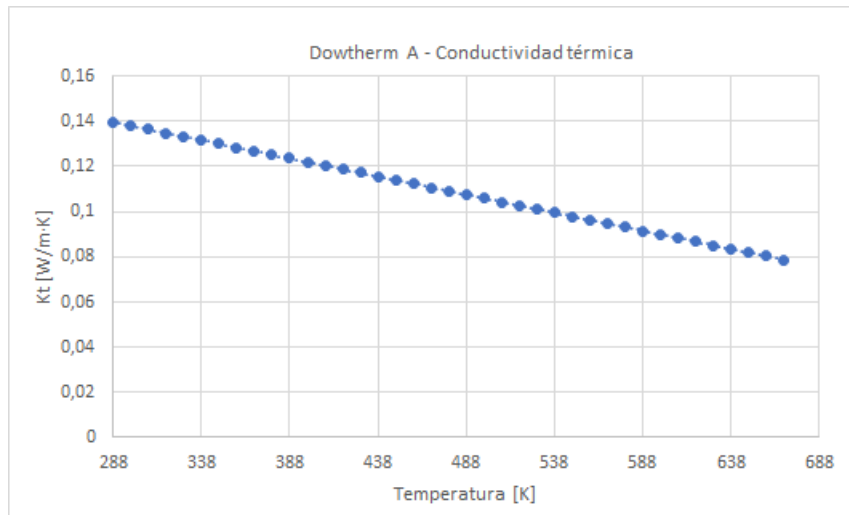


Fig. 3.3. Conductividad térmica en función de la temperatura.

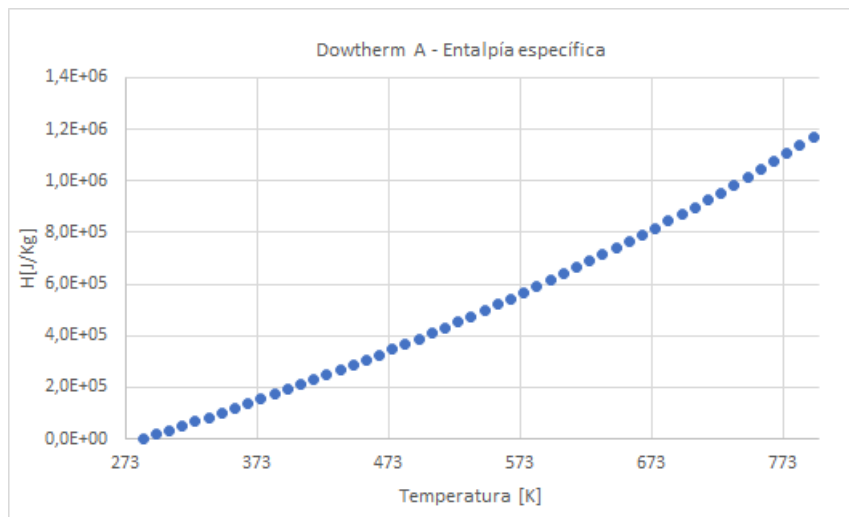


Fig. 3.4. Entalpía en función de la temperatura.

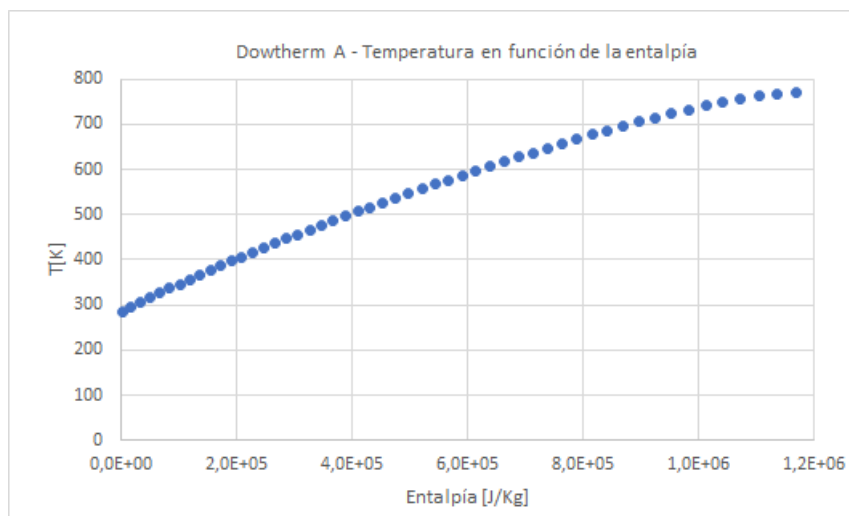


Fig. 3.5. Temperatura en función de la entalpía.

peraturas ligeramente superiores a la máxima de operación del fluido. Con el fin de poder flexibilizar el proceso de cálculo y que no se produzcan desbordamientos se ha ajustado un nuevo polinomio tras extender los datos de la viscosidad dinámica hasta unos 450 °C aproximadamente según la tendencia observada en el último tramo de la curva $\mu(T)$. De esta forma se obtiene un nuevo polinomio, con mejor comportamiento en este rango extendido.

El mismo procedimiento se ha empleado para obtener los polinomios característicos del fluido Therminol VP-1, aunque en este caso los polinomios se han ajustado a partir de una lista de valores sacada de la librería CoolProp. Pese a que el programa de simulación permite que durante el tiempo de ejecución se obtengan los parámetros citados a través de esta librería, existe una limitación debido al rígido margen de temperaturas con el que esta librería trabaja para cada fluido y esto provoca que para valores de temperatura ligeramente superiores al rango de operación ofrecido por fabricante no se devuelva ningún valor. Esto resulta en problemas en tiempo de ejecución si algún lazo alcanza una temperatura superior a los 397°C (398°C en el caso de Syltherm 800) . Aunque superar esta temperatura no es recomendable, es algo que puntualmente ocurre durante la operación de la planta. Además, una forma calcular la energía desaprovechada por desenfoque sería a partir de la temperatura que hubiera alcanzado el lazo de no haberse producido el desenfoque y calculando posteriormente su entalpía. Esta aproximación, que sería imposible en la vida real debido a la degradación del HTF e incluso al daño del propio sistema por las sobrepresiones que se producirían, facilita el cálculo de la energía desaprovechada en cada momento. Se ha supuesto que las curvas de los parámetros se mantienen bien ajustadas siempre y cuando la sobret temperatura alcanzada no sea excesiva (en las simulaciones realizadas no se ha superado más del 10 % de la temperatura máxima de operación recomendada por el fabricante). Por estos motivos, para este trabajo se han empleado siempre los valores de los parámetros obtenidos a partir de los polinomios y no de CoolProp.

A continuación, en la siguiente tabla, se muestran los coeficientes para Dowtherm A:

Coeficientes de los polinomios de ajuste para Dowtherm A

	$C_p(T)$	$\mu(T)$	$\rho(T)$	$k_T(T)$	$H(T)$	$T(H)$
a_0	-2,363E+03	1,583E+00	1,492E+03	1,856E-01	-6,511E+05	2,853E+02
a_1	3,946E+01	-2,338E-02	-3,332E+00	-1,600E-04	4,121E+03	6,207E-04

	$C_p(T)$	$\mu(T)$	$\rho(T)$	$k_T(T)$	$H(T)$	$T(H)$
a_2	-1,702E-01	1,504E-04	1,248E-02	5,913E-12	-1,235E+01	-1,822E-10
a_3	3,904E-04	-5,489E-07	-2,968E-05	0	2,771E-02	-1,423E-16
a_4	-4,422E-07	1,242E-09	3,444E-08	0	-2,776E-05	3,316E-22
a_5	1,979E-10	-1,781E-12	-1,622E-11	0	1,106E-08	-1,753E-28
a_6	0	1,581E-15	0	0	0	0
a_7	0	-7,941E-19	0	0	0	0
a_8	0	1,728E-22	0	0	0	0

Para el caso del Therminol VP-1 los coeficientes son los siguientes:

Coeficientes de los polinomios de ajuste para Therminol VP-1

	$C_p(T)$	$\mu(T)$	$\rho(T)$	$k_T(T)$	$H(T)$	$T(H)$
a_0	2,881E+02	1,487E+00	1,403E+03	1,486E-01	-2,923E+05	2,924E+02
a_1	5,875E+00	-2,186E-02	-1,613E+00	9,755E-06	3,910E+02	6,424E-04
a_2	-6,857E-03	1,400E-04	2,138E-03	-1,780E-07	2,076E+00	-3,396E-10
a_3	4,844E-06	-5,092E-07	-1,931E-06	3,524E-12	1,811E-03	2,587E-16
a_4	6,960E-20	1,148E-09	-9,610E-21	-7,572E-25	-1,089E-05	-1,066E-22
a_5	-2,780E-23	-1,642E-12	3,864E-24	2,948E-28	2,274E-08	0,000E+00
a_6	0,000E+00	1,454E-15	0,000E+00	0,000E+00	-2,667E-11	0,000E+00
a_7	0,000E+00	-7,286E-19	0,000E+00	0,000E+00	1,788E-14	0,000E+00
a_8	0,000E+00	1,583E-22	0,000E+00	0,000E+00	-5,284E-18	0,000E+00

3.2.8. Clases Weather, FieldData y TableData

Estas clases implemetan métodos adecuados para la adquisición de datos desde diferentes tipos de ficheros, en concreto:

- Clase Weather para ficheros .tmy con datos meteorológicos (Weather Files). En estos ficheros solo hay datos meteorológicos como radiación normal incidente (DNI), temperatura de bulbo seco, y datos de geográficos del emplazamiento (Site), como latitud, longitud y altitud. A partir de estos datos se pueden realizar simulaciones para ver cuál sería el comportamiento de la planta con estas condiciones.

- Clase `FieldData` para ficheros `.csv` con datos recogidos de alguna planta (Field Data Files). Estos ficheros contienen datos meteorológicos recogidos por las estaciones de planta y también datos de instrumentación de planta, en concreto, temperaturas y presiones de entrada y salida al campo solar y los diferentes subcampos y también caudales máscicos en los subcampos. Los encabezados de cada columna probablemente serán identificadores o tags propios de cada planta, por lo que es necesario indicar al programa a qué dato corresponde cada tag. Esto se puede hacer en el fichero de configuración de la simulación. Con estos datos se puede simular el comportamiento del campo solar para caudal teórico requerido pero también comprobar cuál sería el rendimiento del campo solar operando con el caudal real de planta. Los datos obtenidos podrán después compararse con los reales de funcionamiento de planta. A este tipo de simulaciones las denominaremos ‘benchmark’.
- Clase `TableData` para ficheros `.csv` empleados en simulaciones distintas, por ejemplo para el estudio del rendimiento de un lazo en función de diferentes valores de q_{abs} .

Clases Site

La Clase Site (Emplazamiento), contiene la información relativa al lugar donde está ubicada la planta. Los datos de latitud, longitud y altitud son importantes a la hora de calcular la trayectoria solar para cada fecha. Nos ofrece un método para calcular la posición del sol en cada fecha del año en base a los parámetros que almacenan las coordenadas geográficas.

3.3. Algoritmo de simulación

En este apartado se describe como puede desarrollarse un código a partir de las Clases implementadas y comentadas anteriormente con el fin de realizar diferentes tipos de simulaciones. Para ello, se continua con la filosofía de POO y se crea desarrolla la clase `SolarFieldSimulation`.

El objetivo que nos proponemos es simular el comportamiento de un campo solar bajo unas determinadas condiciones. Puesto que estas condiciones varían a lo largo del día, se emplearán ficheros de datos en formato tabular que cuentan con una columna índice para

la fecha y hora indicadas. Con el fin de poder reaprovechar el trabajo realizado durante el trabajo de configuración de la simulación, se emplea un archivo en formato JSON que recoge todos los parámetros necesarios. En resumen, la instancia de `SolarFieldSimulation` recibe realiza los siguientes pasos:

- Lee el archivo de configuración de la simulación y almacena los parámetros necesarios.
- Crea una instancia de la Clase `Site` con información sobre la ubicación de la planta.
- Crea una instancia para el almacenamiento de los datos del fichero en formato tipo tabla. En función de si el fichero es de tipo meteorológico (TMY2 o TMY3) o es un fichero en formato CSV creará una instancia de la clase `Weather` o `FieldData` respectivamente. Los datos cargados se almacenan en un `DataFrame` de la librería `Pandas` denominado *datasource*.
- Crea una instancia para el modelado del HTF a partir de la Clase `FluidCoolProp` si los datos se van a tomar desde la librería externa `CoolProp` o de la Clase `FluidTabular` si se le pasan los factores de los polinomios que permiten calcular cada parámetro del fluido.
- Crea una instancia `SolarField` a partir de los parámetros de configuración de campo solar.
- Crea una instancia `BaseLoop` a partir de los parámetros de configuración de lazo.

A partir de aquí, la instancia de `SolarFieldSimulation` ya dispone de lo necesario para realizar la simulación del campo mediante su método *runSimulation()*.

El tipo de simulación que se realiza depende del tipo de datos de que se disponga y de lo que se seleccione en el archivo de configuración:

- Simulación tipo *simulation*: En este caso, el caudal del lazo se recalculará en un proceso de convergencia hasta conseguir que la temperatura de salida del lazo sea la temperatura consignada.

- Si el tipo de datos del que se dispone no tiene datos reales de planta, la instancia *datasource* será de tipo Weather y solo se cuenta con datos meteorológicos (DNI , T_{ext} , velocidad del viento y presión atmosférica), por lo que la temperatura de entrada a los lazos será la nominal
 - Si el tipo de datos del que se dispone sí cuenta con datos reales de planta que permitan conocer las temperaturas de entrada a los lazos (como es nuestro caso), la simulación utilizará estas temperaturas a la hora de ajustar los caudales al salto térmico necesario.
- Simulación tipo *benchmark*: En este caso se debe disponer obligatoriamente de datos reales de planta, pues la simulación utiliza las temperaturas de entrada a los lazos y los caudales reales para calcular cuál será la temperatura de salida. Posteriormente, en los archivos de salida de datos, se puede comparar la temperatura real de salida del lazo con la calculada y de esta forma estimar si ha habido desenfoque y por tanto, desaprovechamiento de la energía solar. Hay que tener en cuenta en los datos que disponemos podemos encontrar situaciones en las que el lazo alcanza su temperatura de consigna pero es posible que se estuviera realizando un ajuste de enfoque-desenfoco (ya que el caudal no es regulable a nivel de lazo). En ese caso, es interesante saber qué temperatura hubiera alcanzado el HTF de no haberse producido el desenfoque y, por tanto, poder calcular la energía solar que no se ha aprovechado por no poder introducir mayor caudal en el lazo.

A la hora de realizarse cada una de estas simulaciones puede darse el caso de que se haya configurado la opción *fastmode=True*. En este caso se considera que todos los lazos de la planta se comportan como el lazo típico, modelado mediante la Clase BaseLoop. En caso contrario, la simulación se realizará para cada lazo del campo, lo cual solo tiene sentido si los lazos o sus componentes cuentan con diferentes valores en sus parámetros.

Una vez que el método *runSimulation()* ha procesado todas las filas seleccionadas del DataFrame *datasource*, los datos calculados que se han ido añadiendo al DataFrame son volcados a un archivo CSV para su posterior análisis.

3.3.1. Simulación tipo simulation

Tal y como se ha mencionado, en este caso se simula la planta de tal forma que se calcula el caudal necesario en cada lazo con el fin de que se alcance la temperatura de consigna o nominal. En este tipo de simulación solo son necesarios los datos meteorológicos y los valores nominales de temperatura y presión de entrada y salida. Los valores exactos de la presión no son necesarios y basta con seleccionar presiones suficientemente altas para que garanticen el estado de líquido saturado del HTF en todo momento. Las propiedades del HTF en estado de líquido saturado no dependen significativamente de la presión.

Los datos meteorológicos se pueden leer de un fichero en formato TMY2, TMY3 o CSV convenientemente etiquetado. Si además se dispone de los datos de temperatura de entrada del HTF al campo solar se emplearán éstos en lugar del valor nominal, por lo que el salto térmico necesario se calculará partiendo de la temperatura real de entrada.

El programa calcula el rendimiento del lazo base o de cada lazo (según se haya seleccionado o no la opción *fastmode*) ajustando iterativamente el caudal hasta que la temperatura de salida sea la consignada. Durante las horas nocturnas el caudal es fijo e igual al mínimo recomendado, tal y como ocurre en plantas reales.

Simulación tipo benchmark

En este tipo de simulación el caudal viene marcado por el caudal real de planta, por lo que para este tipo de simulación es obligatorio disponer de los datos reales. Al emplearse un caudal fijo, la temperatura alcanzada por el HTF en la simulación no tiene porqué coincidir con la temperatura real. Dependiendo de si el valor obtenido es mayor o menor que el real se pueden sacar las siguientes interpretaciones: * Si la temperatura calculada es menor que la real podemos interpretar que la simulación ha sobredimensionado las pérdidas en la configuración de la planta. Pueden corregirse algunos parámetros o introducir un factor multiplicativo. * Si la temperatura calculada es mayor que la real puede deberse a que se han infravalorado las pérdidas, lo cual se podría corregir ajustando los valores de estas en el archivo de configuración, pero también puede deberse a que el campo real estaba realizando desenfoques parciales para reducir la energía captada. En ese caso, la energía no aprovechada se puede calcular como la diferencia entre la entalpía del HTF a

la temperatura de salida simulada menos su entalpía a la temperatura de salida real.

3.4. Validación por comparación con otra herramienta de simulación

Con el fin realizar una primera validación de nuestro código, compararemos en primer lugar los valores obtenidos para una determinada configuración de campo con los que se obtienen mediante System Advisor Model (SAM, [9]), un software de reconocido prestigio muy empleado en el sector de las energías renovables. Las posibilidades de SAM van mucho más allá del alcance de nuestro código, pudiendo realizar el modelado no solo de sistemas de energía solar de concentración sino también de sistemas fotovoltaicos, geotérmicos, mareomotrices, eólicos, de biomasa por ejemplo. Dentro de los sistemas de energía solar térmica de concentración, ofrece la posibilidad de modelar centrales de las cuatro principales tecnologías ya comentadas y a su vez, de diversas variedades. SAM realiza también el análisis económico y financiero del proyecto basándose principalmente en la generación eléctrica que se espera generar. Por este motivo, SAM tiene en cuenta el acoplamiento del campo solar con el bloque de potencia a la hora de realizar la simulación. Esto hace que no podamos comparar directamente nuestro programa con los modelos de SAM para generación eléctrica, pues los ajustes que hace SAM afectan al comportamiento del campo, introduciendo limitaciones de caudal de HTF y de potencia térmica transferida al bloque de potencia, desenfoques en el campo, rampas de arranque e inercias del sistema que quedan fuera de nuestro alcance. En cambio, SAM también cuenta con un módulo para la simulación de un sistema de generación de calor para proceso industrial (IPH, Industrial Process Heat) basado en el modelo Físico que emplea para la simulación de plantas CCP. Emplearemos este módulo para comparar los resultados de SAM con nuestro simulador tal y como ese explica a continuación.

3.4.1. Configuración de las simulaciones

Para que una simulación realizada con el módulo IPH de SAM sea comparable a la nuestra indicaremos que no existe almacenamiento térmico para evitar procesos de mezcla de HTF a diferentes temperaturas que se producirían en ese caso. También indicaremos que el sumidero térmico tiene capacidad elevada, lo que, en principio, nos obligaría a seleccionar un tamaño de campo solar muy grande. Para que el tamaño de campo solar

sea igual al del campo que queremos simular indicaremos a SAM que las condiciones de radiación solar nominales son mucho más elevadas que las que se alcanzarán en cualquier momento el año ($2000\text{W}/\text{m}^2$). De este modo conseguimos que el dimensionado que hace SAM del campo solar sea igual que el nuestro (120 lazos), pero que no se produzca desenfoque en ningún momento. Es decir, con SAM extraemos del campo solar toda energía posible, al igual que hace nuestro simulador.

Puesto que solo modelamos el campo, no tenemos a priori ninguna información sobre la temperatura de retorno del HTF frío desde el intercambiador donde cede su energía al sumidero térmico. Con el fin de que la comparación sea lo más ajustada posible, aprovecharemos los datos de temperatura de HTF frío que se obtienen de la simulación de SAM como datos de entrada para nuestra simulación. De esta forma, en ambas simulaciones el salto térmico se realiza desde el mismo punto de partida. Además, indicaremos a SAM que no existe inercia térmica en tuberías y concentradores y prescindiremos del cálculo de pérdidas térmicas en las primeras.

Respecto al fluido caloportador, SAM nos permite seleccionar entre una serie de fluidos preconfigurados. Seleccionaremos Therminol VP-1 pues también podemos simular este fluido con nuestro programa.

Realizaremos la simulación para un año completo. Contamos con los datos meteorológicos del año 2007 en formato TMY3. En la Fig.3.6 se puede ver la pestaña de configuración de SAM para seleccionar el origen de datos meteorológicos.

La versión de SAM utilizada ha sido la *"2020.2.29, 64 bit, updated to revision 1"*. En la Fig.3.7 podemos ver la pestaña de configuración del campo solar.

Los SCA, modelo SenerTrough I diseñado por Sener, se han parametrizado de la siguiente manera a partir del modelo EuroTrough ET150:

- Longitud: 148,5 m.
- Apertura: 5,77 m.
- Distancia Focal: 2,1 m.
- Coeficientes del IAM: $F_0 = 1$, $F_1 = 0,0506$, $F_2 = -0,1763$.
- Precisión del seguidor: 0,99.

SAM 2020.2.29: D:\1_TFG\sam test\test 1 sam - simulación\SAM VP1 - 2007 - TODOS LOS MODELOS.sam

File Add EMP-VP1 EMP-VP1 STORAGE FIS-VP1 FIS-VP1 STORAGE IPH IPH STORAGE

IPH Trough, No financial

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Thermal Storage

System Control

Solar Resource Library

The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter: Name

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
imperial_ca_32.835205_-115.572398_psmv3_60_tmy	32.85	-115.58	-8	-20	72911	NSRDB
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
2016_60_tmy3	39.1	-3.16	0	651	-	-
Aste Cener 090917	39.1667	-3.26667	1	649	83480	-

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

C:\Users\paco\0_TFG\csenergy\weather_files

Add/remove weather file folders... Refresh library

Download Weather Files

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library: Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

☒ One location ☐ Multiple locations ☐ Legacy data (advanced)

Type a location name, street address, or latitude and longitude Default TMY file Download and add to library...

[For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Fig. 3.6. Configuración SAM. Seleccción del archivo de datos meterorológicos

IPH Trough, No financial

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Thermal Storage

System Control

Design Point Parameters

Solar Field

Design point DNI W/m²

Target solar multiple

Target receiver thermal power MWt

Loop inlet HTF temperature °C

Loop outlet HTF temperature °C

Heat Sink

Heat sink power MWt

Pumping power for HTF through heat sink kW/kg/s

Model piping through heat sink? ☐

Length of piping through heat sink m

Choose Number of Loops

Thermal Energy Storage

Hours of storage at design point hours

System Summary

Actual number of loops

Total aperture reflective area m²

Actual solar multiple

Actual field thermal output MWt

Fig. 3.7. Configuración SAM. Campo solar

IPH Trough, No financial	
Location and Resource	
System Design	
Solar Field	
Collectors (SCAs)	
Receivers (HCEs)	
Thermal Storage	
System Control	

Design Point Parameters	
Solar Field	Heat Sink
Design point DNI <input type="text" value="2520"/> W/m ²	Heat sink power <input type="text" value="300.00"/> MWt
Target solar multiple <input type="text" value="2.5"/>	Pumping power for HTF through heat sink <input type="text" value="0.55"/> kW/kg/s
Target receiver thermal power <input type="text" value="750.00"/> MWt	Model piping through heat sink? <input type="checkbox"/>
Loop inlet HTF temperature <input type="text" value="293"/> °C	Length of piping through heat sink <input type="text" value="0.0"/> m
Loop outlet HTF temperature <input type="text" value="393"/> °C	<input type="button" value="Choose Number of Loops"/>
	Thermal Energy Storage
	Hours of storage at design point <input type="text" value="0"/> hours
System Summary	
Actual number of loops <input type="text" value="120"/>	Actual solar multiple <input type="text" value="2.51"/>
Total aperture reflective area <input type="text" value="392,400.0"/> m ²	Actual field thermal output <input type="text" value="752.41"/> MWt

Fig. 3.8. Configuración SAM. Configuración del SCA SenerTrough I a partir del modelo Euro-Trough ET150

- Precisión geométrica: 0,98.
- Disponibilidad: 0,99.
- Reflectividad: 0,935.
- Limpieza: 0,98.

En la Fig.3.8 puede verse una captura de pantalla de la pestaña de configuración del tipo de SCA en SAM. En la Fig.??, puede verse la pestaña correspondiente a la configuración de HCE. En este caso el modelo empleado es el UVAC 3, de Solel, con los siguientes parámetros:

- Logintud: 4,05 m.
- Factor de longitud efectiva, γ_L : 0,96.
- Factor de interceptación geométrica, γ_g : 0,96.
- Diámetro interior del tubo absorbedor, d_{ri} : 0,066 m.
- Diámetro exterior del tubo absorbedor, d_{ro} : 0,070 m.
- Diámetro interior de la envolvente de vidrio, d_{gi} : 0,115 (m)
- Diámetro exterior de la envolvente de vidrio, d_{go} : 0,121 (m)
- Rugosidad interior: 0,000045 m.
- Factor de emisividad, A_1 : 0,000206.
- Factor de emisividad, A_0 : 0,0430.
- Absortibidad solar del receptor: 0,96.
- Transmisividad del vidrio: 0,96.

IPH Trough, No financial

Location and Resource

System Design

Solar Field

Collectors (SCAs)

Receivers (HCEs)

Thermal Storage

System Control

Solar Field Design Point

Single loop aperture	3,270 m ²	Actual number of loops	120
Loop optical efficiency	0.772	Total aperture reflective area	392,400 m ²
Total loop conversion efficiency	0.761	Actual solar multiple	2.51
Total required aperture, SM=1	156,456 m ²	Actual field thermal output	752,415 MWt
Required number of loops, SM=1	48	Loop inlet HTF temperature	293 °C
Total tracking power	60,000 W	Loop outlet HTF temperature	393 °C

Solar Field Parameters

Row spacing	16.25 m
Header pipe roughness	4.57e-05 m
HTF pump efficiency	0.85
Piping thermal loss coefficient	0 W/m ² -K
Wind stow speed	25 m/s
Receiver startup delay time	0 hr
Receiver startup delay energy fraction	0 -
Collector startup energy	0 kWhe/sca
Tracking power per SCA	125 W/sca
Number of field subsections	1
Allow partial defocusing	Simultaneous <input checked="" type="checkbox"/>

Heat Transfer Fluid

Field HTF fluid	Therminol VP-1	Edit...
Field HTF min operating temp	12 °C	
Field HTF max operating temp	400 °C	
Freeze protection temp	50 °C	
Min single loop flow rate	1.7 kg/s	
Max single loop flow rate	20 kg/s	
Min field flow velocity	0.6 m/s	
Max field flow velocity	8.3 m/s	
Header design min flow velocity	2 m/s	2 m/s
Header design max flow velocity	10 m/s	10 m/s

Collector Orientation

Collector tilt	0 deg	Tilt: horizontal=0, vertical=90	Stow angle	170 deg
Collector azimuth	0 deg	Azimuth: equator=0, west=90	Deploy angle	10 deg

Mirror Washing

Water usage per wash	0.7 L/m ² .aper.
Washes per year	12

Plant Heat Capacity

Hot piping thermal inertia	0 kWh/K-MWt
Cold piping thermal inertia	0 kWh/K-MWt
Field loop piping thermal inertia	0 Wh/K-m

Land Area

Solar field area	273 acres	Non-solar field land area multiplier	1.1	Total land area	300 acres
------------------	-----------	--------------------------------------	-----	-----------------	-----------

Single Loop Configuration

The specification below is only for one loop in the solar field.
Usage tip: To configure the loop, choose whether to edit SCAs, HCEs or defocus order. Select assemblies by clicking one or dragging the mouse over multiple items. Assign types to selected items by pressing keys 1-4.

Number of SCA/HCE assemblies per loop: 4 ☒ Edit SCAs ☐ Edit HCEs ☐ Edit Defocus Order

SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1	SCA: 1
HCE: 1 DF# 4	HCE: 1 DF# 3	HCE: 1 DF# 2	HCE: 1 DF# 1

Simulate >

Parameters

Stochastic

P50 / P90

Macros

Fig. 3.9. Configuración SAM. Configuración del HCE UVAC 3 con vacío

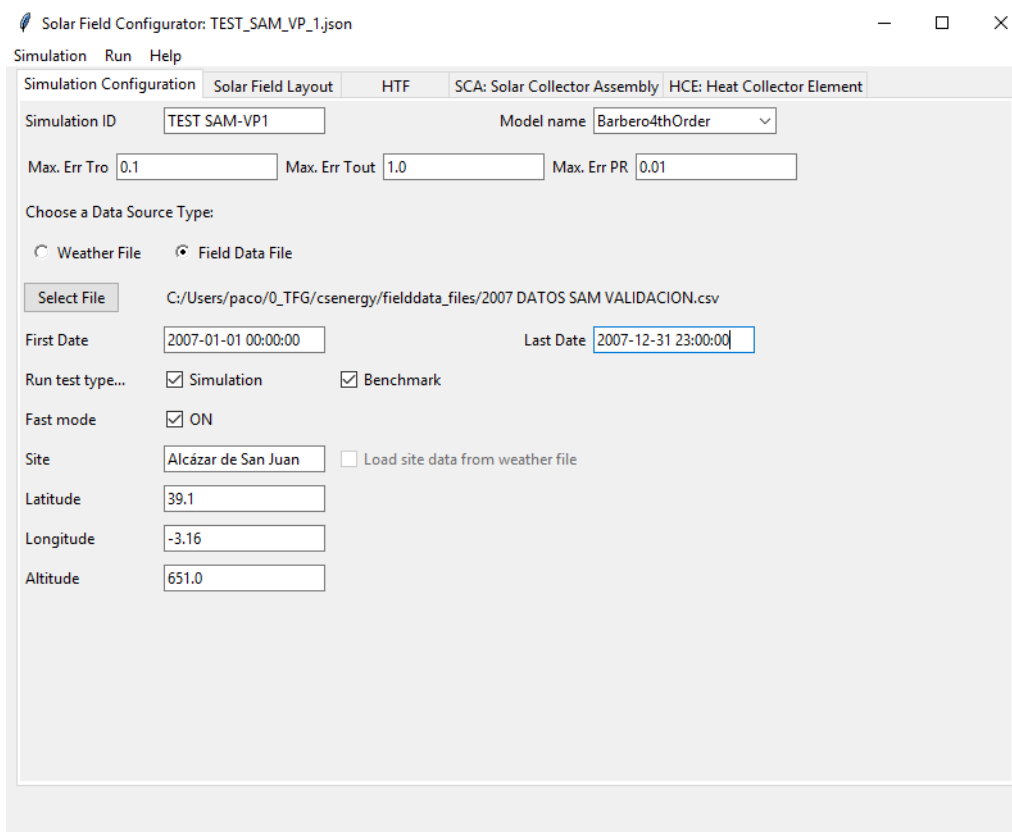


Fig. 3.10. Configuración de la simulación. Selección del tipo de simulación, fichero de datos y lugar de emplazamiento.

- Valor mínimo del número de Reynolds recomendado: 2400.
- Distancia de separación entre brazos de soportación: 4,05 m.

Se ha considerado que todos los HCE del campo se encuentran en buen estado de vacío.

Para la configuración de la simulación con nuestro código se debe crear un archivo en formato JSON con el que se le pasa toda la información necesaria. Con el fin de facilitar la creación de este archivo de configuración se ha desarrollado una sencilla interfaz que sirve de guía durante el proceso. En la Fig.3.10 se muestra la primera pantalla de la interfaz de configuración. El archivo de origen de datos incluye los mismos datos meteorológicos que se han empleado para SAM y, además, los datos de temperatura de entrada del HTF al campo solar que ha generado SAM en la simulación IPH. También emplearemos el caudal calculado por SAM para compararlo con el que calcula nuestro simulador.

La configuración del campo solar es similar a la de SAM. Con el fin acelerar el proceso

Solar Field Configurator: TEST_SAM_VP_1.json

Simulation Run Help

Simulation Configuration Solar Field Layout HTF SCA: Solar Collector Assembly HCE: Heat Collector Element

Solar Field Name: ASTE 1B

Rated Tin [K]: 566.15 Rated Tout [K]: 666.15

Rated Pin [Pa]: 2000000.0 Rated Pout [Pa]: 1600000.0

Tmin [K]: 288.0 Tmax [K]: 673.0

Loop Rated massflow [Kg/s]: 4.0 Loop minimum massflow [Kg/s]: 1.7

Row Spacing [m]: 16.25 Tracking Axis (1: N-S, 2: E-W): ☒ Tracking Axis N-S ☐ Tracking Axis E-W

SCAs per Loop: 4 HCEs per SCA: 2

SUBFIELD NAME	NUMBER OF LOOPS	COLUMN	TAG #	TAG
1 NO	120	1 NetPower		NetPower
		2 SB.NO.a.tin		SB.NO.a.tin
		3 SB.NO.a.tout		SB.NO.a.tout
		4 SB.NO.a.pin		SB.NO.a.pin
		5 SB.NO.a.pout		SB.NO.a.pout
		6 DNI		DNI
		7 Wspd		Wspd
		8 DryBulb		DryBulb
		9 Pressure		Pressure
		10 SB.NO.a.mf		SB.NO.a.mf
		11 GrossPower		GrossPower
		12 AuxPower		AuxPower

Insert Delete Open TAGS wizard Load TAGs

Fig. 3.11. Configuración de la simulación. Configuración del campo solar, número de subcampos, lazos, configuración de los lazos, valores nominales y asistente para relacionar los identificadores de las columnas del archivo de origen de datos con los que maneja el programa.

de simulación, consideraremos que hay 2 HCEs en cada SCA. Es decir, cada HCE tiene una longitud de 72,9 m, que está por debajo del límite de 100 m que nos hemos impuesto como criterio de validez del tamaño de malla para el modelo unidimensional. El caudal mínimo de recirculación en cada lazo es de 1,7 kg/s. La temperatura de salida deseada es de 393 °C (666,15 K).

El fluido caloportador Therminol VP-1 se configura tal y como puede verse en la Fig.3.12. Los coeficientes se cargan desde una librería donde los hemos guardado previamente tras su obtención según se indicó en el apartado 3.2.7.

Finalmente, en las figuras 3.13 y 3.14 puede verse la configuración del tipo de SCA y HCE respectivamente.

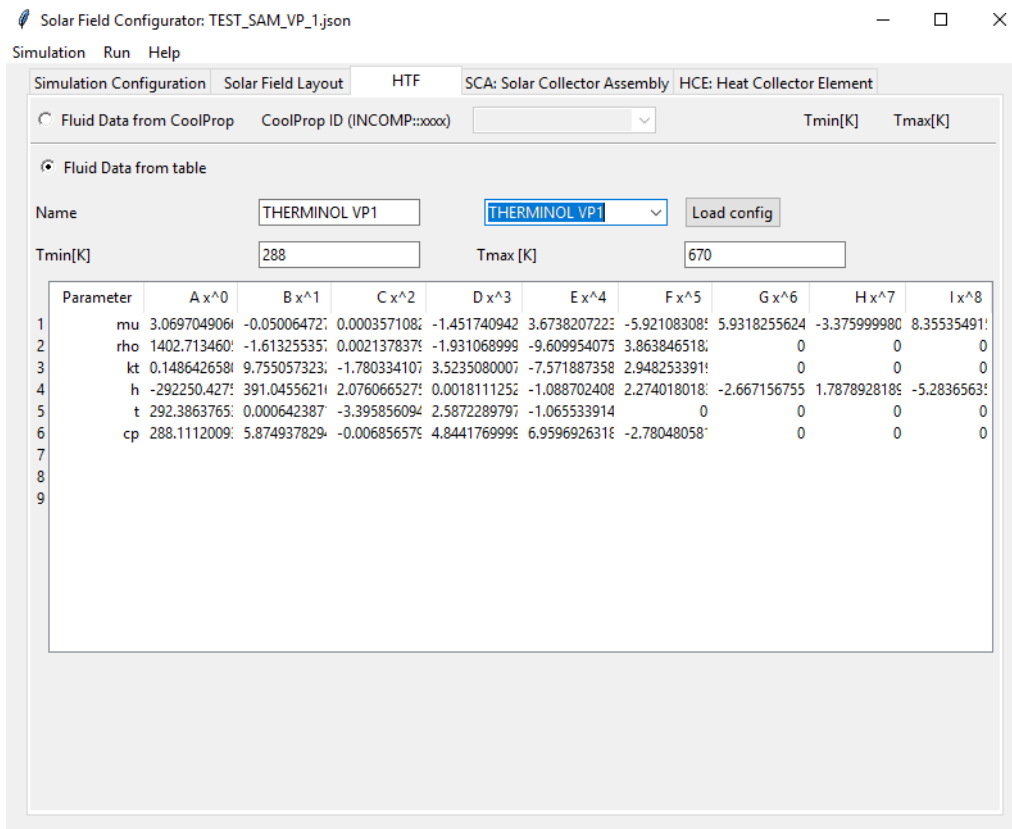


Fig. 3.12. Configuración de la simulación. Selección y configuración del fluido caloportador

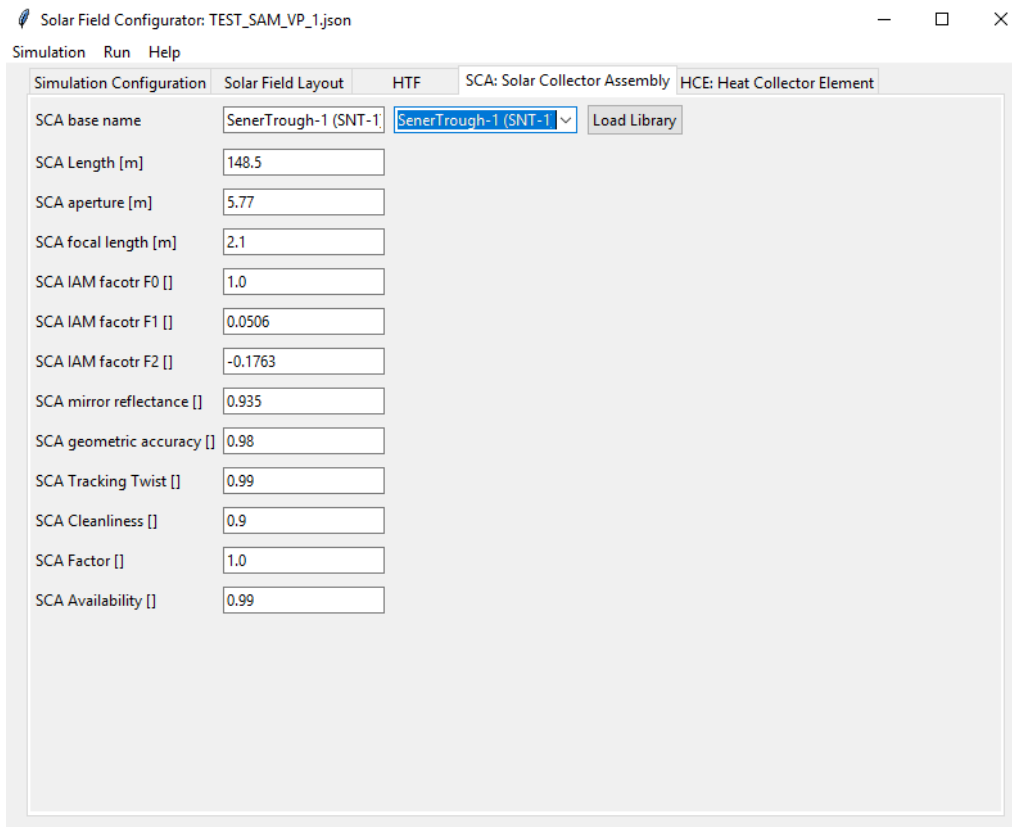


Fig. 3.13. Configuración de la simulación. Selección del modelo de SCA y configuración

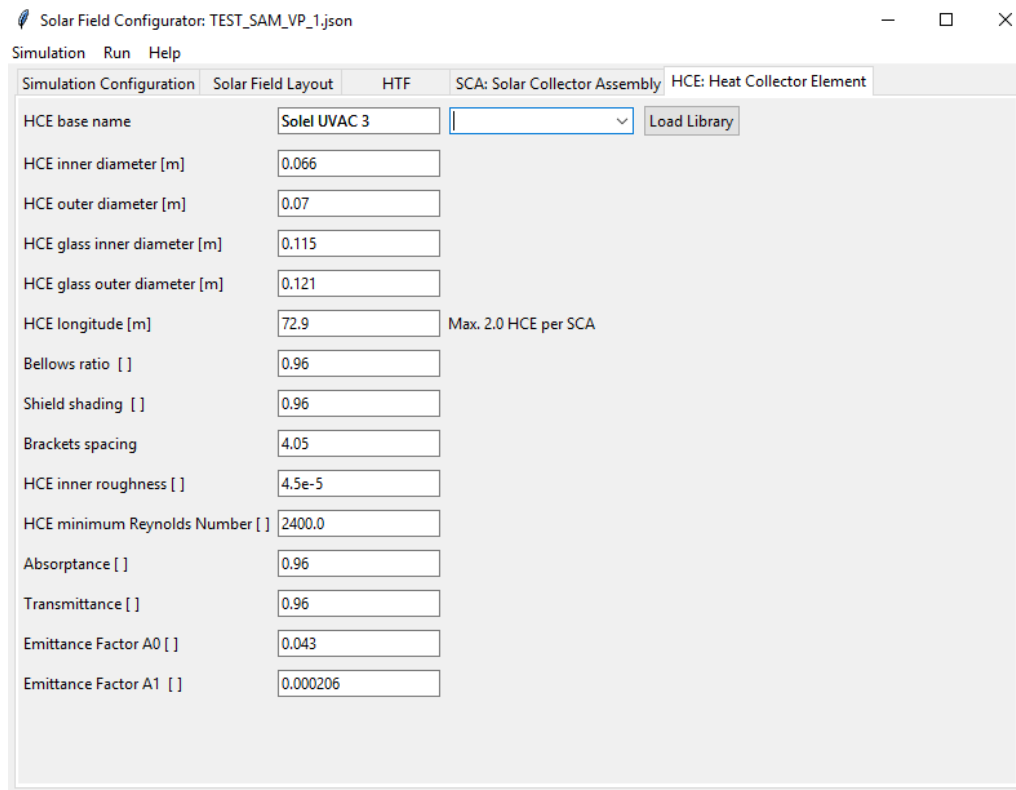


Fig. 3.14. Configuración de la simulación. Selección del modelo de HCE y configuración

3.4.2. Resultados de la validación

Una vez que tenemos configurado SAM y nuestro programa de la misma manera ejecutamos SAM sobre un archivo con los datos meteorológicos de un año y en valores horarios, en concreto se trata de los datos del año 2009 que se emplearon para el estudio y anteproyecto de construcción de las plantas.

En el campo solar de 120 lazos, con una superficie total de captación de 392400 m^2 la energía anual incidente es de 792,1 GWh, que se ve reducida a 686,4 GWh debido a que el ángulo de incidencia es distinto de cero (efecto coseno).

En la Tabla ?? se muestran los valores calculados por SAM y los que obtenemos con nuestro código. SAM denomina 'Receiver thermal power incident' a la radiación solar que finalmente alcanza al fluido caloportador, es decir, la radiación solar incidente menos las pérdidas ópticas. Este valor es equivalente a lo que nosotros hemos venido denominando 'potencia absorbida, $\cdot q_{abs}$ '.

Valores anuales	SAM	Código Python
Potencia absorbida (GWh/año)	477,0	491,2
Rendimiento óptico	0,6948	0,7156
Pérdidas térmicas (GWh/año)	63,5	73,4
Rendimiento térmico	0,8668	0,8505
Energía evacuada	411,6	418,8

Comprobamos que existe una ligera desviación en el rendimiento óptico anual (2,9 %) y en el rendimiento térmico anual (1,9 %). El origen de esta desviación se encuentra en la dificultad de adaptar exactamente la configuración de nuestra simulación a la de SAM pues no todos los parámetros son equivalentes en ambos casos. Por otro lado, por tratarse de valores anuales, existe una acumulación de pequeñas desviaciones que se producen entre ambas simulaciones, principalmente a primera y última hora del día y durante jornadas de gran inestabilidad en la radiación.

Nos fijaremos ahora en el comportamiento para varios días del año. Hemos seleccionado un día de gran estabilidad y buena radiación solar y otro día menos estable y con peores condiciones. En las figuras 3.15 a 3.16 podemos ver la evolución del caudal, la temperatura y la potencia térmica en ambas simulaciones para el día 17 de julio (buenas condiciones de radiación y estabilidad). En las figuras 3.18 a 3.19 podemos ver la evolución para el día 17 de junio, con peores condiciones tal y como se aprecia por los altibajos que presentan las curvas a lo largo del día. En todas las gráficas se ha representado DNI en el eje secundario.

3.5. Aplicación para el análisis paramétrico

Una vez que hemos confirmado que nuestro código es una herramienta válida para la simulación de un campo solar real nos proponemos a continuación aprovecharlo para realizar algunos análisis del comportamiento de los componentes del campo solar bajo diferentes condiciones o con diferentes configuraciones. Este tipo de análisis es de especial utilidad durante la fase de diseño, cuando deben seleccionarse los diferentes componentes con el fin de alcanzar unos objetivos de rendimiento o potencia generada.

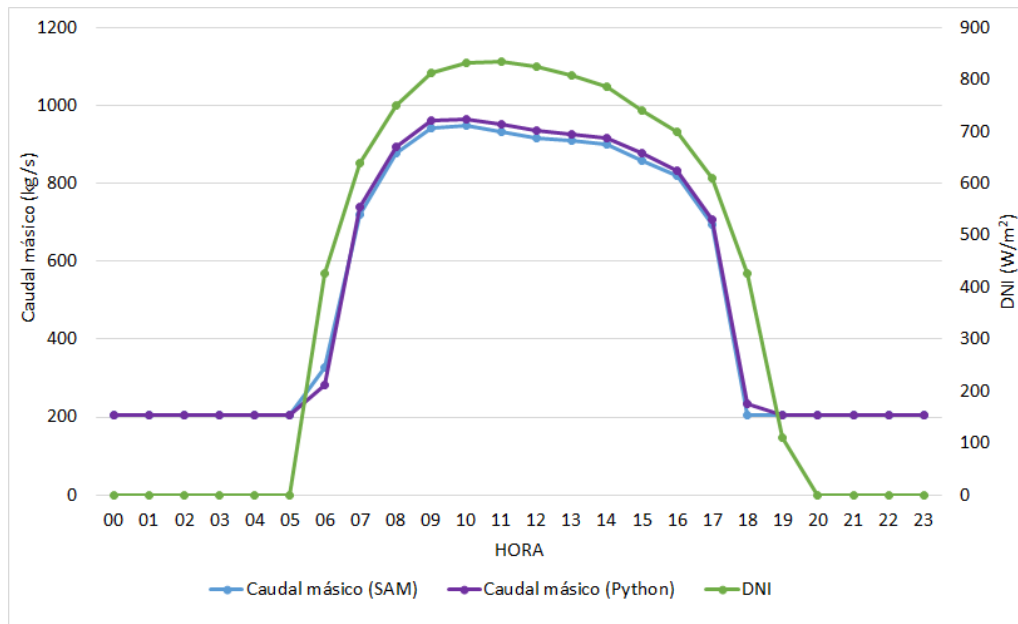


Fig. 3.15. Caudal másico calculado por SAM y por el código Python para el día 17/07/2009

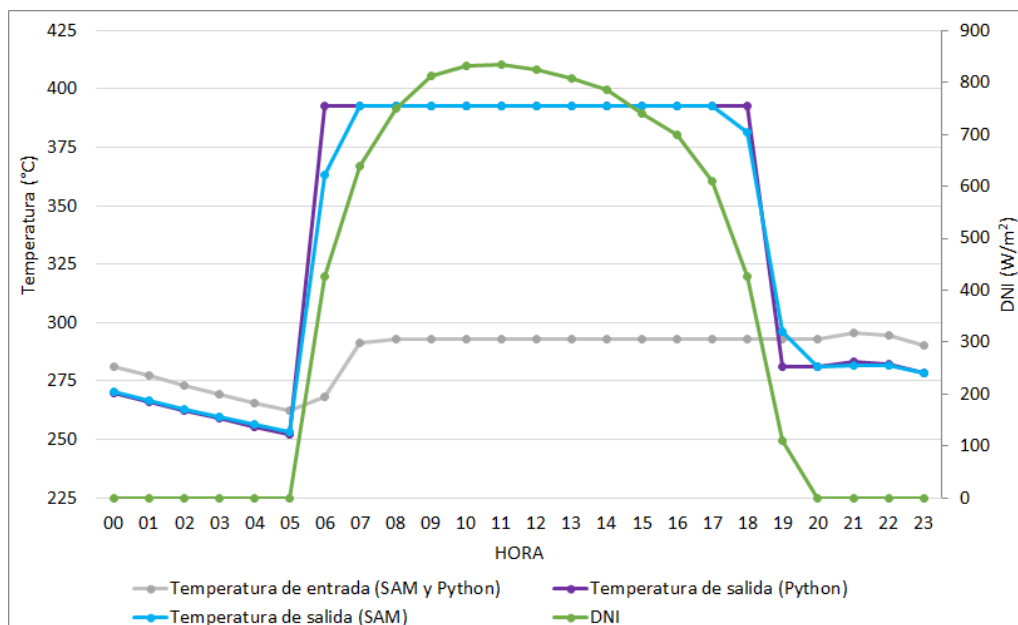


Fig. 3.16. Temperatura de entrada y de salida calculadas por SAM y por el código Python para el día 17/07/2009

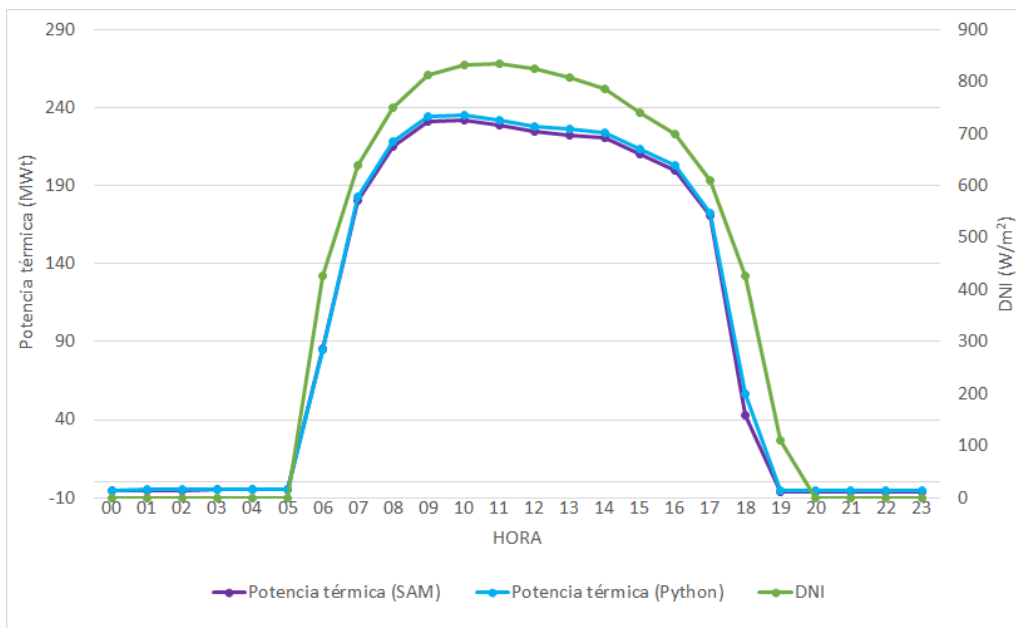


Fig. 3.17. Potencia térmica calculada por SAM y por el código Python para el día 17/07/2009

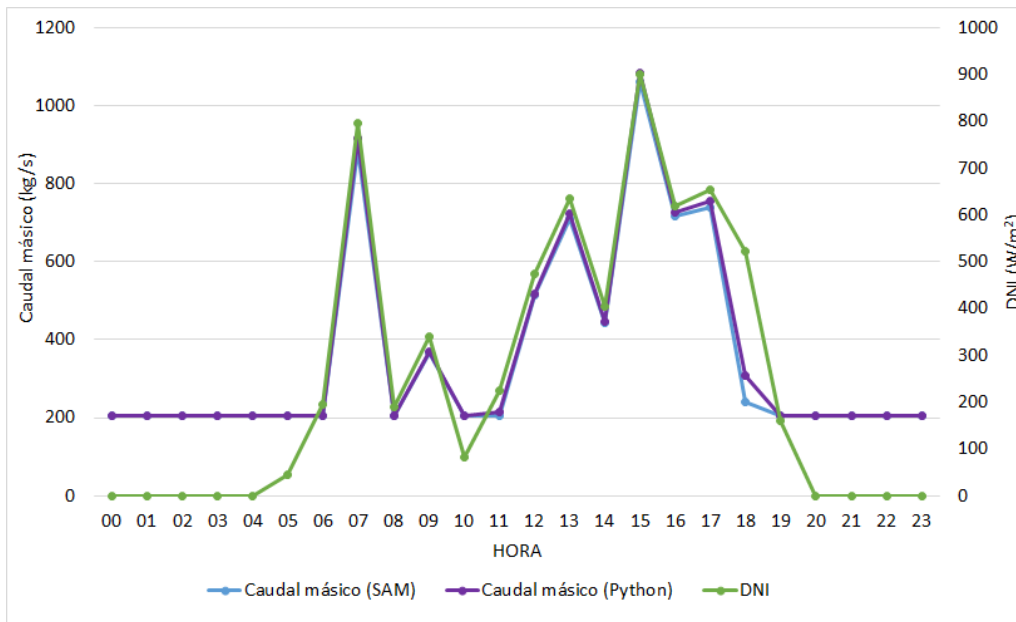


Fig. 3.18. Caudal másico calculado por SAM y por el código Python para el día 17/06/2009

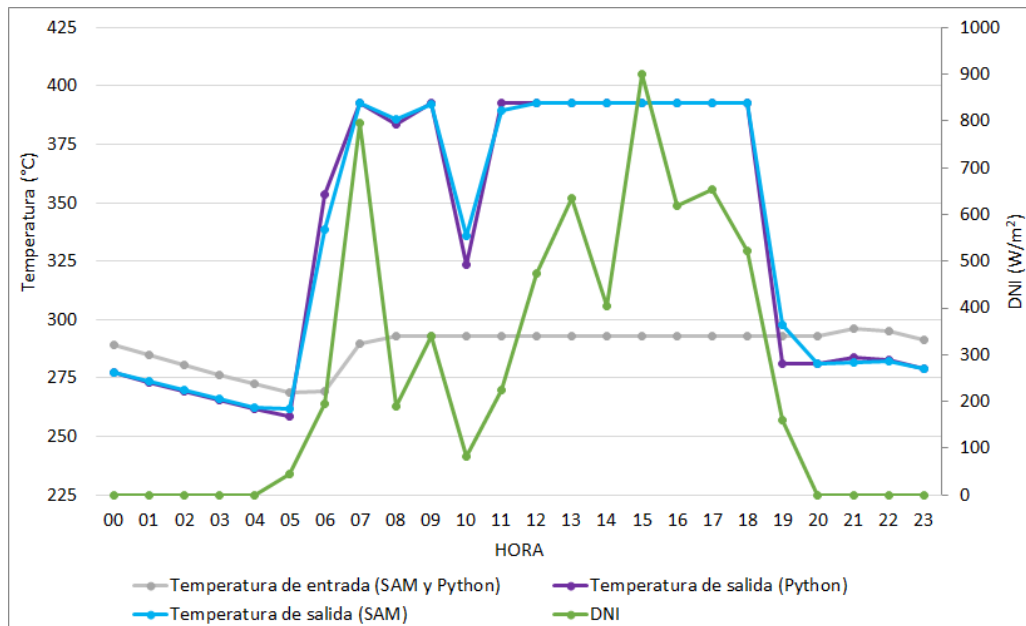


Fig. 3.19. Temperatura de entrada y de salida calculadas por SAM y por el código Python para el día 17/06/2009

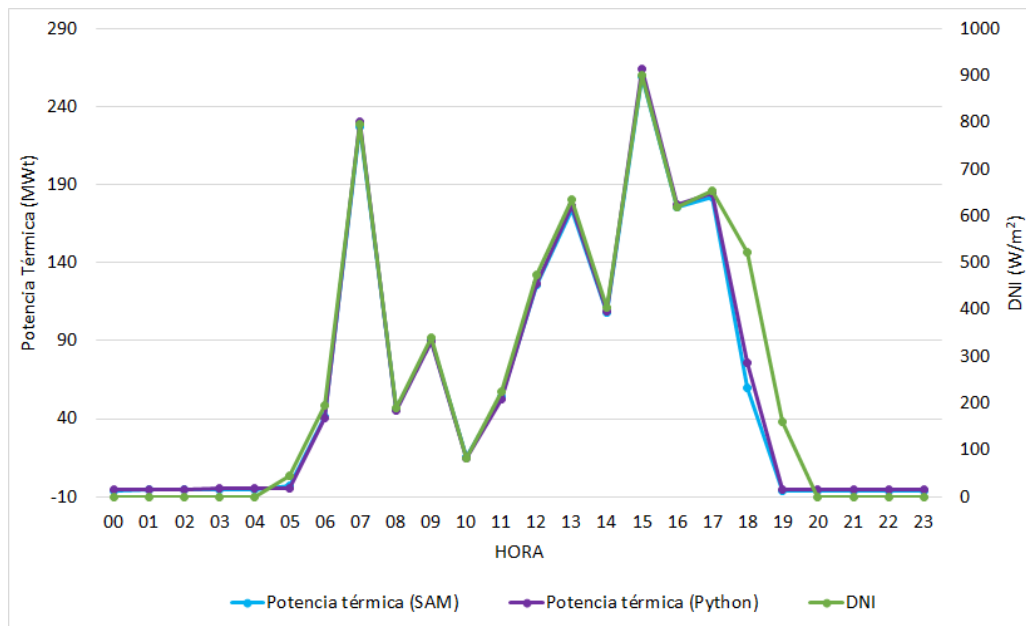


Fig. 3.20. Potencia térmica calculada por SAM y por el código Python para el día 17/06/2009

Fecha	DNI (S, P) (W/m^2)	Caudal (S) (Kg/s)	Caudal (P) (Kg/s)	T_{in} (S, P) ($^{\circ}C$)	T_{out} (S) ($^{\circ}C$)	T_{out} (P) ($^{\circ}C$)	Pot. Térmica (S) (MWt)	Pot. Térmica (P) (MWt)
0:00	0	204,0	204,0	289,3	277,5	277,4	-6,0	-5,5
1:00	0	204,0	204,0	284,8	273,5	273,3	-5,8	-5,3
2:00	0	204,0	204,0	280,6	269,6	269,3	-5,5	-5,1
3:00	0	204,0	204,0	276,5	265,9	265,5	-5,3	-5,0
4:00	0	204,0	204,0	272,5	262,3	261,8	-5,1	-4,8
5:00	45	204,0	204,0	268,8	262,0	258,4	-3,2	-4,7
6:00	194	204,0	204,0	269,2	338,7	353,3	41,5	40,3
7:00	795	885,8	916,9	289,7	392,7	392,9	227,1	230,5
8:00	189	204,0	204,0	292,8	385,9	383,5	46,1	44,9
9:00	339	366,8	367,7	292,9	392,2	392,9	90,0	89,7
10:00	81	204,0	204,0	293,0	336,0	323,7	15,6	14,7
11:00	225	204,0	215,4	293,0	389,6	392,9	53,8	52,5
12:00	473	514,8	518,7	293,0	392,6	392,9	125,8	126,4
13:00	634	711,7	722,5	293,0	392,5	392,9	174,1	176,1
14:00	403	442,9	445,2	293,0	392,5	392,9	108,4	108,5
15:00	899	1059,6	1082,5	293,0	392,7	392,9	259,6	263,9
16:00	619	716,1	727,6	293,0	392,7	392,9	175,4	177,4
17:00	654	740,2	755,1	293,0	393,0	392,9	181,9	184,1
18:00	522	241,7	309,5	293,0	392,7	392,9	59,4	75,4
19:00	160	204,0	204,0	293,0	297,8	280,9	-6,5	-5,6
20:00	0	204,0	204,0	293,0	281,0	280,9	-6,2	-5,6
21:00	0	204,0	204,0	296,2	281,6	283,8	-6,4	-5,7
22:00	0	204,0	204,0	295,3	282,4	282,9	-6,4	-5,7
23:00	0	204,0	204,0	291,1	279,1	279,1	-6,1	-5,6

TABLA 3.4

$DNI(W/m^2)$	Schott PTR70	Schott PTR70 2008	Solel UVAC 2	Solel UVAC 3	SkyTrough DSP	ASE (HEMS08)	NREL#6
100	0,521	0,728	0,521	0,638	0,837	0,818	0,834
200	0,757	0,862	0,757	0,816	0,917	0,907	0,916
300	0,837	0,907	0,837	0,876	0,944	0,938	0,943
400	0,876	0,930	0,877	0,907	0,958	0,953	0,957
500	0,900	0,944	0,900	0,925	0,966	0,962	0,965
600	0,917	0,953	0,917	0,937	0,971	0,968	0,971
700	0,928	0,959	0,928	0,945	0,975	0,972	0,975
800	0,937	0,964	0,937	0,952	0,978	0,976	0,978
900	0,943	0,968	0,943	0,957	0,980	0,978	0,980
1000	0,948	0,971	0,949	0,961	0,982	0,980	0,982

TABLA 3.5. Rendimiento en función de la radiación normal incidente para distintos modelos de HCE

3.5.1. Rendimiento del HCE en función de la radiación normal directa, DNI

En la tabla 3.5 se resumen las principales características de algunos de los modelos de HCE más instalados hasta nuestros días. Los datos de ε_{ext} son los ofrecidos por [3].

En la 3.21 se muestra gráficamente cómo evoluciona el rendimiento con el aumento de DNI . Se aprecia como los modelos de última generación presentan un buen comportamiento incluso con bajas radiaciones.

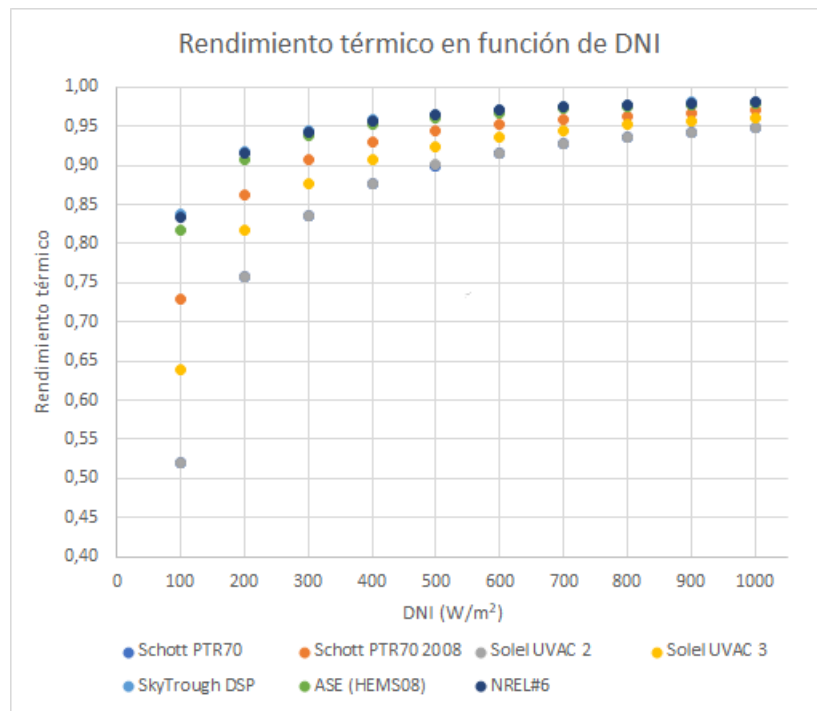


Fig. 3.21. Rendimiento térmico en función de DNI para diferentes modelos de HCE

3.5.2. Rendimiento del HCE en función de la temperatura de entrada

$T_m(^{\circ}C)$	Schott PTR70	Schott PTR70 2008	Solel UVAC 2	Solel UVAC 3	SkyTrough DSP	ASE (HEMS08)	NREL#6
473	0,975	0,986	0,974	0,982	0,993	0,993	0,993
483	0,972	0,985	0,971	0,980	0,992	0,992	0,992
493	0,969	0,983	0,969	0,978	0,991	0,990	0,991
503	0,966	0,981	0,965	0,976	0,990	0,989	0,990
513	0,963	0,979	0,962	0,973	0,988	0,988	0,988
523	0,959	0,977	0,958	0,970	0,987	0,986	0,987
533	0,955	0,975	0,955	0,967	0,986	0,984	0,985
543	0,951	0,973	0,951	0,964	0,984	0,982	0,984
553	0,946	0,970	0,946	0,960	0,982	0,980	0,982
563	0,942	0,967	0,942	0,956	0,980	0,978	0,980
573	0,937	0,964	0,937	0,952	0,978	0,976	0,978
583	0,931	0,961	0,931	0,947	0,976	0,973	0,975
593	0,925	0,957	0,926	0,943	0,974	0,970	0,973
603	0,919	0,953	0,920	0,938	0,971	0,967	0,970
613	0,912	0,949	0,914	0,932	0,968	0,963	0,967
623	0,905	0,945	0,907	0,926	0,965	0,960	0,964
633	0,898	0,941	0,900	0,920	0,962	0,956	0,961
643	0,890	0,936	0,892	0,913	0,958	0,951	0,957
653	0,881	0,931	0,884	0,906	0,955	0,947	0,954
663	0,872	0,925	0,876	0,898	0,951	0,942	0,949
673	0,863	0,919	0,867	0,890	0,946	0,937	0,945
683	0,853	0,913	0,858	0,882	0,942	0,931	0,941

TABLA 3.6. Rendimiento en función de la temperatura de entrada del HTF para diferentes modelos de HCE

El archivo de configuración completo resultante en formato JSON es el siguiente:

```

1  \{
2    "simulation": \{
3      "ID": "TEST 2007 IPH",
4      "datatype": 2,
5      "simulation": true,
6      "benchmark": true,
7      "fastmode": true,
8      "filename": "2007 IPH LOOP TEMP.csv",
9      "filepath": "C:/Users/paco/0_TFG/csenergy/fielddata_files/",
10     "first_date": "2007/01/31 00:00",
11     "last_date": "2007/12/31 23:00"\},
12   "model": \{
13     "name": "Barbero4thOrder",

```

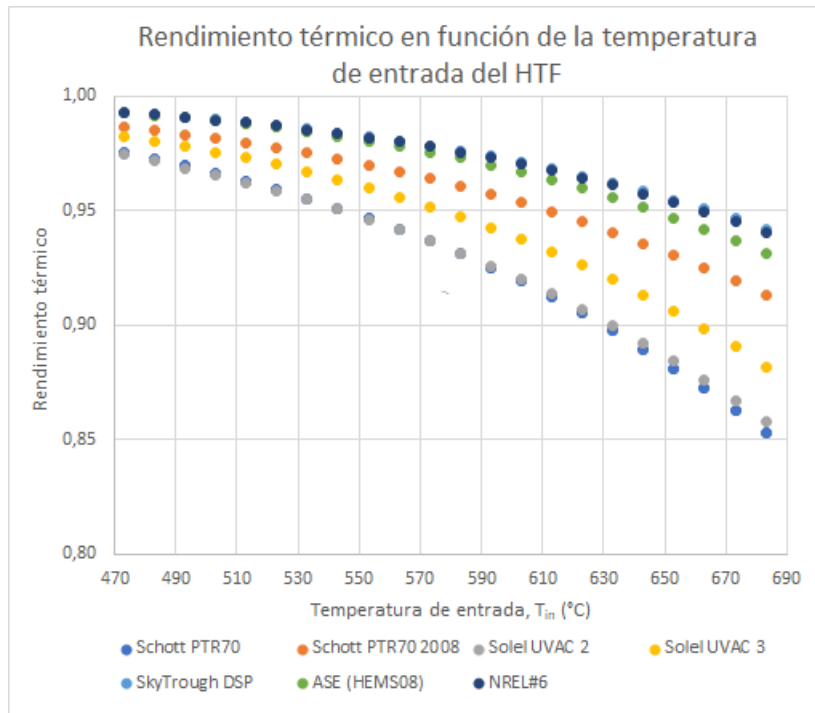


Fig. 3.22. Rendimiento térmico en función de la temperatura de entrada del HTF para diferentes modelos de HCE

```

14     "max_err_t": 0.1,
15     "max_err_tro": 0.1,
16     "max_err_pr": 0.01\},
17 "site": \{
18     "name": "Alc\'azar de San Juan",
19     "latitude": 39.1,
20     "longitude": -3.16,
21     "altitude": 651.0\},
22 "loop": \{
23     "scas": 4,
24     "hces": 2,
25     "rated_tin": 566.15,
26     "rated_tout": 666.15,
27     "rated_pin": 2000000.0,
28     "rated_pout": 1600000.0,
29     "tmin": 288.0,
30     "tmax": 673.0,
31     "rated_massflow": 4.0,
32     "min_massflow": 1.7,
33     "row_spacing": 16.25,

```

```

34   "Tracking Type": 1\},
35   "SCA": \{
36     "Name": "SenerTrough-1 (SNT-1)",
37     "SCA Length": 148.5,
38     "Aperture": 5.77,
39     "Focal Len": 2.1,
40     "IAM Coefficient F0": 1.0,
41     "IAM Coefficient F1": 0.0506,
42     "IAM Coefficient F2": -0.1763,
43     "Track Twist": 0.99,
44     "Geom.Accuracy": 0.98,
45     "Reflectance": 0.935,
46     "Cleanliness": 0.98,
47     "Factor": 1.0,
48     "Availability": 0.99\},
49   "HCE": \{
50     "Name": "Solel UVAC 3",
51     "Length": 72.9,
52     "Bellows ratio": 0.96,
53     "Shield shading": 1.0,
54     "Absorber tube inner diameter": 0.066,
55     "Absorber tube outer diameter": 0.07,
56     "Glass envelope inner diameter": 0.115,
57     "Glass envelope outer diameter": 0.121,
58     "Min Reynolds": 2400.0,
59     "Inner surface roughness": 4.5e-05,
60     "Envelope transmittance": 0.965,
61     "Absorber emittance factor A0": 0.043,
62     "Absorber emittance factor A1": 0.000206,
63     "Absorber absorptance": 0.96,
64     "Brackets": 4.05\},
65   "HTF": \{
66     "source": "table",
67     "name": "THERMINOL VP1",
68     "mu": [ 1.487, -0.02186, 0.0001400, -5.092e-07, 1.148e-09, -1.642e
        -12, 1.454e-15, -7.286e-19, 1.582e-22],
69     "rho": [1403, -1.614, 0.002138, -1.931e-06, -9.610e-21, 3.864e-24,
        0, 0, 0],
70     "kt": [0.1486, 9.755e-06, -1.780e-07, 3.523e-12, -7.572e-25, 2.948

```

```

    e-28, 0, 0, 0],
71  "h": [-292250, 391.0, 2.076, 0.001811, -1.089e-05, 2.274e-08,
    -2.667e-11, 1.788e-14, -5.284e-18],
72  "t": [292.4, 0.0006424, -3.396e-10, 2.587e-16, -1.065e-22, 0, 0,
    0, 0],
73  "cp": [288.1, 5.875, -0.006857, 4.844e-06, 6.960e-20, -2.780e-23,
    0, 0, 0],
74  "tmax": 673.0,
75  "tmin": 288.0\},
76  "subfields": [\{"name": "NO", "loops": 120\}],
77  "tags": {
78    "SB.NO.a.tin": "SB.NO.a.tin",
79    "SB.NO.a.tout": "SB.NO.a.tout",
80    "SB.NO.a.pin": "SB.NO.a.pin",
81    "SB.NO.a.pout": "SB.NO.a.pout",
82    "DNI": "DNI",
83    "Wspd": "Wspd",
84    "DryBulb": "DryBulb",
85    "Pressure": "Pressure",
86    "SB.NO.a.mf": "SB.NO.a.mf",
87    "GrossPower": "GrossPower",
88    "AuxPower": "AuxPower",
89    "NetPower": "NetPower"
90  \}\}

```

4. ANÁLISIS DEL MODELO APLICADO A UN CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA REAL

En este capítulo realizaremos la simulación a partir de datos reales (meteorológicos y de generación) de una central termosolar. Puesto que a lo largo de todo un año de generación se producen una serie de eventos que desvían el comportamiento de la planta del considerado en las fases de diseño, esta comparación nos servirá para determinar mejor el alcance y posibilidades que el código de simulación puede tener. Trataremos de identificar cómo condiciona el acoplamiento entre el campo solar y el ciclo de potencia la operación del primero con vistas a desarrollos futuros de nuevos módulos de simulación que nos permitan ampliar nuestro código.

4.1. Descripción de la simulación de la central solar termoeléctrica

La configuración de campo solar que se va a utilizar a lo largo de las siguientes simulaciones está basada en las plantas termosolares Aste 1A y 1B, que se encuentran situadas en el término municipal de Alcázar de San Juan, provincia de Ciudad Real. Sus coordenadas geográficas son (39,1°N 3,16°W) y la altitud es de 651 m sobre el nivel del mar.

[FOTO AEREA ASTE]

La potencia eléctrica nominal de cada una de ellas es de 49,9 MW. El proyecto inicial consideraba que las plantas contarían con almacenamiento térmico, el cual se construiría durante una segunda fase que finalmente no se llegó a ejecutar, por lo que en la actualidad solo existe generación durante las horas de sol. Se emplearán los datos de Aste 1B, cuya configuración es la siguiente:

El campo solar cuenta con 120 lazos distribuidos de manera irregular en 4 subcampos. Consideraremos que existe un único subcampo. La distancia de separación entre lazos es de 16,25 m.

- Subcampo NO, 31 lazos.
- Subcampo NE, 28 lazos.

- Subcampo SO, 27 lazos.
- Subcampo SE, 34 lazos.

Todos los lazos son idénticos, contando con 4 SCAs cada uno en una configuración tipo *U*. El eje de seguimiento perfectamente plano se encuentra alineado en dirección N-S. Cada SCA cuenta con un total de 336 espejos de vidrio fabricados por Flabeg.

La configuración del campo solar ya se ha descrito en el apartado ??, pero en este caso el fluido de trabajo es Dowtherm A, cuyas propiedades también se han descrito en 3.2.7.

Los datos meteorológicos son los recogidos a lo largo durante 2016 por las tres estaciones meteorológicas con las que cuenta la planta. Al tener por triplicado las medidas de cada variable se adopta el criterio de seleccionar la mediana de las tres y no el valor medio. Esta selección la realiza el sistema de control de planta en cada momento y con este criterio se persigue conseguir una mayor robustez del sistema, pues si una estación presenta valores muy desviados de las otras dos podría darse el caso de que el valor medio estuviese muy alejado del valor medio real. Cuando por avería o fallo de comunicación se carece de los datos de alguna estación sí se suele adoptar el criterio de seleccionar el valor medio de las dos restantes.

El año 2016 es bisiesto y por tanto hemos suprimido el día 29 de febrero con el fin de poder introducir los datos en SAM, que no contempla el uso de datos de este tipo de años.

Para realizar nuestra simulación utilizaremos también los datos de caudal y temperatura de entrada en cada una de los subcampos registrados por los instrumentos de planta a la entrada de cada subcampo. Los datos de temperatura a la salida de los subcampos nos permitirán calcular la potencia térmica real generada por el campo solar que compararemos con la calculada por nuestro código y por SAM.

4.1.1. Resultados de la simulación

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. T. Islam, N. Huda, A. B. Abdullah y R. Saidur, “A Comprehensive Review of State-of-the-Art Concentrating Solar Power (CSP) Technologies: Current Status and Research Trends,” en, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 987-1018, ago. de 2018. doi: [10.1016/j.rser.2018.04.097](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.097).
- [2] *Protermosolar*, es, <https://www.protermosolar.com/>.
- [3] R. Barbero Fresno, “Desarrollo de Un Modelo Teórico Para La Caracterización Del Rendimiento Térmico En Colectores Solares. Aplicación a Tecnologías de Generación Eléctrica,” Tesis doct., Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2018.
- [4] F. Burkholder y C. Kutscher, “Heat-Loss Testing of Solel’s UVAC3 Parabolic Trough Receiver,” English, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), inf. téc. NREL/TP-550-42394, ene. de 2008. doi: [10.2172/922153](https://doi.org/10.2172/922153).
- [5] F Burkholder y C Kutscher, “Heat Loss Testing Of Schott’s 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver,” National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP - 550 - 45633, May-2009.
- [6] C. Kutscher, F. Burkholder y J. Kathleen Stynes, “Generation of a Parabolic Trough Collector Efficiency Curve From Separate Measurements of Outdoor Optical Efficiency and Indoor Receiver Heat Loss,” en, *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 134, n.º 1, p. 011 012, feb. de 2012. doi: [10.1115/1.4005247](https://doi.org/10.1115/1.4005247).
- [7] H. Hottel y A. Whillier, “Evaluation of Flat-Plate Solar Collector Performance,” English, *Trans. Conf. Use of Solar Energy*; (), vol. 3 (Thermal Processes) Part 2, ene. de 1955.
- [8] N. Fraidenraich, J. M Gordon y R. de Cassia Fernandes de Lima, “Improved Solutions for Temperature and Thermal Power Delivery Profiles in Linear Solar Collectors,” en, *Solar Energy*, vol. 61, n.º 3, pp. 141-145, sep. de 1997. doi: [10.1016/S0038-092X\(97\)00049-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(97)00049-2).

- [9] J. M. Freeman et al., “System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5),” en, inf. téc. NREL/TP-6A20-70414, 1440404, mayo de 2018, NREL/TP-6A20-70414, 1440404. doi: [10.2172/1440404](https://doi.org/10.2172/1440404).

ANEXO A. GLOSARIO

CCP	Colector Cilindro-Parabólico
HCE	Heat Collector Element
HTF	Heat Transfer Fluid
IPH	Industrial Process Heat
SAM	System Advisor Model
SCA	Solar Collector Assembly
SCE	Solar Collector Element
TFG	Trabajo de Fin de Grado
UNED	Universidad Nacional de Educación a Distancia