

MODELOS EMPÍRICOS DEL CAMPO SOLAR EN PLANTAS TERMOSOLARES DE CONCENTRACIÓN. APLICACIÓN A LA PLANIFICACIÓN

E.G. Cojocarú, J.M. Bravo, M.J. Vasallo y M.E. Gegúndez

Departamento de Ingeniería Electrónica, de Sistemas Informáticos y Automática, Universidad de Huelva
emails: manuel.vasallo@diesia.uhu.es, caro@uhu.es, emilian-gelu.cojocarú@alu.uhu.es, gegundez@uhu.es

Resumen

Uno de los bloques fundamentales de una planta termosolar de concentración es el campo solar. En este bloque, la energía del recurso solar se captura y concentra sobre un fluido para su posterior utilización como energía térmica. La estimación de la potencia térmica disponible en el campo solar a partir de valores del recurso solar es una información de gran utilidad en diversas aplicaciones. Esta estimación se puede conseguir utilizando un modelo del campo solar diseñado en base a primeros principios. Sin embargo la construcción de un modelo de este tipo puede ser complejo y requerir la participación de un experto con un conocimiento en profundidad del campo solar a modelar. En este trabajo se propone como alternativa la utilización de modelos empíricos del campo solar. En este caso, el modelo se obtiene a partir de un conjunto de medidas realizadas en el campo solar. Se proponen dos tipos de modelos empíricos: paramétrico y orientado a datos. Con el fin de estudiar la aplicabilidad de los modelos propuestos se ha considerado su utilización en el problema de la generación óptima auto-planificada en una planta CSP que participa en un mercado eléctrico a un día. En un contexto de simulación y con el objeto de comparar diferentes opciones, se ha realizado un estudio económico donde se evalúan varias estrategias de planificación en una planta basada en colectores cilindro-parabólicos de 50 MW con almacenamiento térmico. Las estrategias de planificación se diferencian únicamente en el modelo del campo solar utilizado. Los resultados muestran que las estrategias que utilizan los modelos empíricos del campo solar proporcionan resultados competitivos y que por tanto, se pueden utilizar como una alternativa viable a los basados en primeros principios. La utilización de modelos empíricos simplifica significativamente el diseño del planificador de producción.

Palabras clave: Operación óptima de sistemas de potencia. Integración en el mercado de la energía. Modelado y simulación de sistemas de potencia.

1. INTRODUCCIÓN

En las plantas CSP, la luz de sol incidente se concentra en un área relativamente pequeña mediante espejos o lentes, lo que genera medias o altas temperaturas en la zona incidente. Esta energía térmica se convierte en energía eléctrica utilizando varios elementos o bloques operativos. Una planta CSP se compone, habitualmente, de varios de estos bloques (ver Figura 1): el campo solar (SF, *solar field*), el bloque de potencia (PB, *power block*) y un sistema de almacenamiento térmico (TES, *thermal energy storage*). El SF se encarga de capturar y concentrar la radiación. En uno de los tipos de planta termosolar más extendido [15] un conjunto de colectores cilindro-parabólicos (PTC, *parabolic trough collector*) captura la radiación solar por medio del calentamiento de un fluido (HTF, *heat transfer fluid*). La potencia térmica se transfiere al PB desde el HTF mediante un conjunto de intercambiadores de calor. El PB es el encargado de generar electricidad y se compone de un ciclo de vapor tipo Rankine y un generador eléctrico. El sistema TES se utiliza para almacenar energía térmica que se puede recuperar posteriormente. Esta característica dota a las plantas CSP de capacidades para la autoplanificación, o sea, capacidad para generar electricidad en horas de poca o nula radiación y por tanto desplazar la producción de horas con precios bajos a horas con precios de venta de electricidad altos.

El desarrollo de modelos que estimen la potencia térmica proporcionada por el SF a partir de cierta cantidad de radiación tiene gran interés por su aplicabilidad en problemas de ingeniería. Se han aplicado modelos del SF a problemas de control [3], en herramientas de simulación [2] [5], en problemas de planificación de la producción [11, 13] o de asignación de tareas [8, 12] y en problemas sobre dimensionado de la planta [6, 4]. Estos modelos están principalmente basados en primeros principios, y pueden ser tanto dinámicos [2, 5] como estáticos (quasi-stationary) [7], aunque también pueden encontrarse trabajos donde el campo solar es modelado simplemente con una relación lineal entre la radiación solar y la potencia térmica [10, 9]. El desarrollo de modelos basados en prin-

cipios físicos tiene cierto grado de complejidad y requiere un conocimiento profundo del SF estudiado. Para representar fielmente la realidad, es habitual la incorporación al modelo de las dinámicas de los procesos involucrados y de la estrategia de operación aplicada que establece la transición entre las distintas fases operativas del campo, lo que implica la inclusión de una máquina de estados. Además, normalmente dichos modelos asumen invariancia respecto al tiempo. Sin embargo, conforme la planta se va degradando con el paso del tiempo, los modelos debieran ser actualizados.

Este trabajo se centra en el desarrollo de nuevos modelos empíricos para el SF que puedan sustituir a los modelos basados en principios físicos en aplicaciones prácticas y de ingeniería. En los modelos empíricos, también llamados de caja negra, se utiliza un conjunto de datos obtenidos del sistema a modelar para derivar la representación matemática buscada. Los datos utilizados en los modelos propuestos son mediciones de la radiación directa normal (DNI, *direct solar irradiance*) y la potencia térmica transferida al HTF y disponible en el SF, recopiladas mediante un conjunto de sensores. Aunque otras variables meteorológicas pueden influir en la potencia térmica disponible, como la temperatura ambiente y la velocidad del viento, estas relaciones se han considerado despreciables. En este trabajo se proponen dos modelos empíricos: uno paramétrico y otro basado en datos.

La principal ventaja de la utilización de modelos empíricos es la sencillez tanto en la metodología seguida para su creación como en su utilización en problemas de ingeniería. Como inconveniente cabe mencionar la posible disminución de la capacidad de generalización del modelo. Por tanto, una cuestión importante a establecer, es el grado de utilidad que pueden alcanzar los modelos empíricos. Para dar respuesta a esta cuestión, en este trabajo se ha incluido un estudio de la viabilidad de su utilización en una aplicación práctica.

La aplicación seleccionada ha sido el problema de la planificación de la producción en plantas CSP que participan en un mercado diario de compra-venta de electricidad. La capacidad de autoplani-ficación de la producción eléctrica facilita la participación en mercados de compra y venta de electricidad a las plantas CSP. El objetivo de los productores de electricidad en este tipo de mercados es maximizar los beneficios por la venta de energía eléctrica. Por otro lado, para realizar esta planificación, es necesario disponer de predicciones de los precios de venta y de las condiciones atmosféricas, ya que los propietarios de las plantas deben proporcionar al mercado la planificación de la producción del día siguiente [14]. Se ha simulado la parti-

cipación de una planta de 50 MW con PTC y TES en el mercado español eléctrico. Se han empleado valores realistas del recurso solar, del precio de la electricidad, de las predicciones de ambos y de los costes de penalización por desvíos. El planificador de la producción necesita disponer de una predicción de la potencia térmica disponible en el SF a partir de la predicción del recurso solar. En este punto es donde se emplean los modelos empíricos desarrollados. Obsérvese que la presencia de incertidumbre en la predicción de recurso solar puede incrementar la utilidad de los modelos empíricos puesto que no se requiere una alta precisión en el modelo. Otro aspecto en favor del éxito de la propuesta es el comportamiento del campo solar como filtro, dada la significativa inercia térmica del HTF, lo que disminuiría la sensibilidad de la salida a la entrada. Se han comparado varias estrategias de planificación que se diferencian únicamente en el modelo del campo solar utilizado. Los resultados numéricos obtenidos muestran la viabilidad de la utilización de modelos empíricos del SF.

La sección 2 presenta los modelos empíricos para el SF propuestos. En la sección 3 se describe un modelo basado en principios físicos para el SF utilizados con fines comparativos. En la sección 4 se presenta el caso de estudio realizado y se muestra los resultados obtenidos. Finalmente las conclusiones obtenidas se muestran en la sección 5.

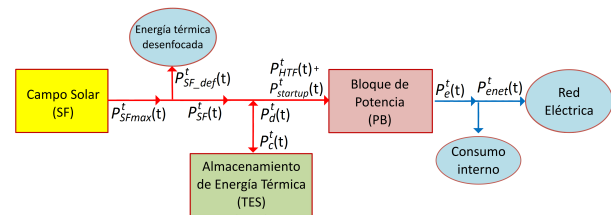


Figura 1: Diagrama de bloques de una planta CSP.

2. Modelos empíricos del SF

En esta sección se proponen varios modelos empíricos para el SF. Estos modelos son la principal aportación del presente artículo. Los modelos estiman la potencia térmica proporcionada por el SF a partir de cierta cantidad de radiación. Como se comentó previamente, los modelos empíricos necesitan un conjunto de datos obtenidos del SF. Dicho conjunto de datos contiene medidas históricas de DNIs y potencias térmicas transferidas al HTF. En este trabajo no se han considerado otras variables meteorológicas, como la temperatura ambiente y la velocidad del viento. Se consideran dos tipos de modelos empíricos, uno basado en familias paramétricas de funciones y otro basado en datos. Para obtener un modelo paramétrico es necesario

una familia parametrizada de funciones y un conjunto de datos históricos de la planta. Mediante técnicas de regresión y haciendo usos del conjunto histórico de datos se selecciona un modelo concreto de la familia considerada. Una vez seleccionado el modelo, se puede utilizar para realizar predicciones, pues la información contenida en los datos ha sido transferida al modelo seleccionado (ver figura 2) y por tanto, el posible comportamiento del SF queda codificado en el modelo obtenido. Es importante destacar que para realizar una predicción del comportamiento futuro del SF sólo se necesita la expresión matemática del modelo seleccionado pues el conjunto de datos sólo es necesario para ajustar el modelo, pero no para realizar predicciones.

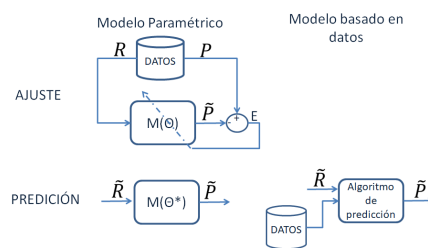


Figura 2: Predicción con modelos paramétricos y basado en datos.

Por otro lado, un modelo basado en datos está compuesto por un conjunto histórico de datos y un algoritmo de predicción. Las predicciones del modelo basado en datos se obtienen utilizando ambos elementos (ver figura 2), por lo que el conjunto de datos disponible es importante también para realizar predicciones. El funcionamiento básico de un modelo basado en datos es el siguiente: dada una nueva medida o predicción de DNI, y la fecha y hora correspondiente a ese valor, el modelo basado en datos aplica un algoritmo de predicción y proporciona una estimación de la correspondiente potencia térmica disponible.

La potencia térmica transferida al HTF puede reducirse mediante desenfoco parcial o total de los cilindros con el fin de evitar el sobrecalentamiento del HTF consecuencia de una baja demanda de energía. En los modelos propuestos en este artículo no se considera la existencia de desenfocos. Para indicar esta circunstancia, la potencia térmica disponible desde el SF se denota como P_{SFmax} . Esta consideración afectará a la recopilación de valores reales de P_{SFmax} . En efecto, si las medidas fueron realizadas con la presencia de desenfocos, es necesario un método para construir a partir de las medidas tomadas y el grado de desenfoco, los valores teóricos de P_{SFmax} . El desarrollo de este método está fuera del ámbito del presente artículo.

A continuación se define cierta notación necesaria para formular los modelos propuestos. Las expresiones $R(h, D)$ y $P_{SFmax}(h, D)$ denotan valores medios horarios de DNI y potencia térmica disponible en el SF medidos durante la hora h del día D . Se tiene la equivalencia $R(h, D) = R(h - 24, D + 1) = R(h + 24, D - 1)$. Si D y h denotan el día y la hora actual, con la adecuada sensorización es posible disponer de un conjunto histórico de medidas $\Omega = \{(R(h - i, D), P_{SFmax}(h - i, D)), \text{ con } i = 1, 2, \dots\}$.

Dado un vector de \mathbf{R}_D , donde el índice D indica el día, definido como

$$\mathbf{R}_D = [R(t_s, D) \dots R(t_s + \Delta w - 1, D)],$$

los modelos empíricos propuestos proporcionan, a partir de \mathbf{R}_D o una estimación de dicho vector, una estimación del vector \mathbf{P}_D correspondiente, siendo

$$\mathbf{P}_D = [P_{SFmax}(t_s, D) \dots P_{SFmax}(t_s + \Delta w - 1, D)].$$

Nótese que $t_s \in \{0, 1, \dots, 23\}$ indica una hora dentro del día D y $\Delta w \geq 1$ el tamaño del horizonte de predicción deseado. Si $\Delta w = 1$ se está considerando la estimación de la potencia transferida durante la hora t_s a partir de la radiación incidente $R(t_s, D)$.

2.1. Modelo paramétrico del SF (Modelo M_{PM})

El primer tipo de modelo empírico propuesto en este artículo es el paramétrico. Este modelo, denotado M_{PM} , asume que existe una función $m_{PM}(\cdot)$ que relaciona la radiación de la hora $t_s + h$ del día D con la potencia térmica transferida, esto es:

$$P_{SFmax}(t_s + h, D) = m_{PM}(R(t_s + h, D), h, D)$$

siendo $h = 0, 1, \dots, \Delta w - 1$. Como la función $m_{PM}(\cdot)$ es desconocida se asume que $m_{PM}(R(t_s + h, D), h, D)$ se puede aproximar mediante la familia parametrizada

$$\tilde{P}_{SFmax}(t_s + h, D) = g(\alpha_{1,h} + G_h \tilde{R}(t_s + h, D)),$$

siendo

$$G_h = \left(\sum_{j=1}^p \alpha_{j+1,h} D^{j-1} \right).$$

La función $g(\cdot) : \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}^+$, es una función conocida de saturación que simplemente limita la potencia transferida al HTF a un valor entre 0 y una potencia máxima \bar{P} considerada. Viene definida por la expresión (1).

$$g(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \leq 0 \\ x & \text{si } 0 < x < \bar{P} \\ \bar{P} & \text{si } x \geq \bar{P}. \end{cases} \quad (1)$$

La expresión G_h con $\alpha_{j+1,h} \in \mathbb{R}$ y $h = 0, 1, \dots, \Delta\omega - 1$ denota $\Delta\omega$ polinomios de orden $p - 1$ respecto al día D . Dicha expresión representa una ganancia o factor de conversión entre la radiación $R(t_s + h, D)$ y la potencia transferida $P_{SFmax}(t_s + h, D)$. Dicho valor cambia con la hora h y el día D . Por tanto, en resumen, este modelo asume una relación lineal, diferente para cada hora y día, entre la potencia disponible $P_{SFmax}(t_s + h, D)$ y la radiación $R(t_s + h, D)$. En cierto modo se puede considerar que el modelo paramétrico propuesto se compone de $\Delta\omega$ submodelos lineales. Los coeficientes $\alpha_{j,h}$ con $j = 1, \dots, p+1$ de los $\Delta\omega$ submodelos constituyen los parámetros desconocidos a estimar del modelo empírico propuesto. Dado un conjunto de datos de entrenamiento, la linealidad de los submodelos permite estimar los parámetros mediante un conjunto de simples regresiones lineales.

2.2. Modelo del SF basado en días de referencia (modelo M_{DR})

En el segundo modelo empírico propuesto (denotado M_{DR}) se asume que se conocen las radiaciones incidentes y las potencias térmicas transferidas al HTF de un conjunto de días de referencia (denotados D_i^R con $i = 1, \dots, n$) con cielo despejado. Por tanto se asumen conocidos el conjunto de pares $\Omega^{DR} = \{(\mathbf{R}_{D_i^R}^{CD}, \mathbf{P}_{D_i^R}^{CD}), i = 1, \dots, n\}$. La potencia transferida de un día genérico $D \in \{1, 2, \dots, 365\}$ con cielo despejado \mathbf{P}_D^{CD} se calcula a partir de la función de interpolación lineal que se muestra a continuación,

$$\mathbf{P}_D^{CD} = \alpha_{j,1} \mathbf{P}_{D_j^R}^{CD} + \alpha_{j,2} \mathbf{P}_{D_{j-1}^R}^{CD},$$

siendo $D_{j-1}^R < D \leq D_j^R$ y $j = 1, \dots, n + 1$. Nótese que en los extremos se tiene que $D_0^R = -(365 - D_n)$ y $D_{n+1}^R = 365 + D_1$. Además se asume que $\mathbf{P}_{D_0^R}^{CD} = \mathbf{P}_{D_n^R}^{CD}$ y $\mathbf{P}_{D_{n+1}^R}^{CD} = \mathbf{P}_{D_1^R}^{CD}$. En resumen, la potencia transferida de un día genérico despejado depende directamente de las potencias transferidas conocidas de los días de referencia más cercanos desde un punto de vista temporal. Las constantes $\alpha_{j,l}$ y $\alpha_{j,l}$ vienen definidas por las expresiones

$$\alpha_{j,1} = \frac{D - D_{j-1}^R}{D_j^R - D_{j-1}^R}, \quad \alpha_{j,2} = \frac{D_j^R - D}{D_j^R - D_{j-1}^R}.$$

Mediante una expresión similar a la anterior se puede obtener la radiación incidente de un día genérico denotada \mathbf{R}_D^{CD} .

Para un día genérico D , a partir de la radiación predicha $\tilde{\mathbf{R}}_D$ y los vectores \mathbf{R}_D^{CD} y \mathbf{P}_D^{CD} se puede estimar la potencia transferida predicha $\tilde{\mathbf{P}}_D$ me-

dante la expresión

$$\tilde{P}_{SFmax}(t_s+h, D) = \begin{cases} 0 & \text{si } R^{CD}(t_s+h, D) = 0 \\ \tilde{P} & \text{si } R^{CD}(t_s+h, D) > 0 \end{cases}$$

donde

$$\tilde{P} = \frac{\tilde{R}(t_s+h, D)}{R^{CD}(t_s+h, D)} P_{SFmax}^{CD}(t_s+h, D),$$

con $h = 0, 1, \dots, \Delta\omega - 1$. Por tanto, cuando $R^{CD}(t_s+h, D) > 0$, se tiene que la potencia estimada $\tilde{P}_{SFmax}(t_s+h, D)$ es igual a la potencia genérica $P_{SFmax}^{CD}(t_s+h, D)$ multiplicada por un factor definido por el cociente $\frac{\tilde{R}(t_s+h, D)}{R^{CD}(t_s+h, D)}$. Nótese que si la radiación predicha $\tilde{R}(t_s+h, D)$ coincide con la radiación de día despejado $R^{CD}(t_s+h, D)$, la potencia estimada $\tilde{P}_{SFmax}(t_s+h, D)$ es la propia de día despejado $P_{SFmax}^{CD}(t_s+h, D)$. La minoración de la radiación predicha se traduce de forma proporcional en una minoración de la potencia estimada.

En este artículo los días de referencia usados han sido cuatro, los solsticios de junio y diciembre y los equinoccios de marzo y septiembre. Claramente, se puede mejorar la precisión del modelo incrementando el número de días de referencia utilizados. Este modelo no tiene hiperparámetros a estimar, salvo las radiaciones y potencias de los días de referencia que se pueden obtener mediante datos históricos pasados.

3. Modelo basado en principios físicos (modelo M_{DM})

Esta sección describe de forma resumida el modelo del SF (denotado M_{DM}) basado en primeros principios o principios físicos que se usará con fines comparativos en la seccion 4. No se considera la existencia de desenfoques que pudieran decrementar la potencia térmica disponible en el SF. Es decir, el modelo devuelven también la potencia térmica máxima disponible en el SF.

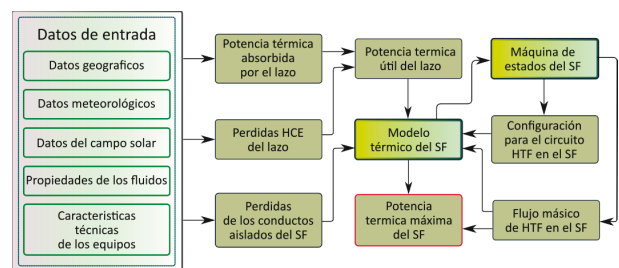


Figura 3: Diagrama de bloques del modelo detallado del SF.

La Fig. 3 muestra los elementos de los que está compuesto el modelo. El modelo tiene un carácter

híbrido puesto que es una combinación de un submodelo continuo y una máquina de estados. El submodelo continuo está formado por varios bloques; uno de ellos tiene un carácter dinámico y describe la evolución térmica del HTF en su circuito hidráulico. El resto de bloques del submodelo continuo utilizan ecuaciones estáticas para caracterizar las relaciones existentes entre otras magnitudes, suponiendo por tanto estados de equilibrio entre estas otras variables. Por otra parte, la máquina de estados implementa la estrategia de operación del SF, que gobierna la evolución de las distintas fases de operación. En cada una de estas fases se establece un caudal y un esquema de canalizaciones del HTF. Esta información se envía al submódulo continuo determinando su evolución. Se considera la hipótesis de que todos los lazos se comportan de igual forma, lo que simplifica significativamente el modelo. Este lazo común se divide en cuatro tramos, en los que se supone una temperatura uniforme del HTF. Finalmente, se añade un tramo más que representa las canalizaciones aisladas que distribuyen el HTF hacia los lazos. Las ecuaciones dinámicas se han resuelto mediante una discretización con un tiempo de paso de 10 segundos. Una descripción completa del modelo físico del SF no se incluye en este trabajo pero se puede consultar en [5, 11].

4. Caso de estudio

Con objeto de estudiar la aplicabilidad de los modelos empíricos presentados en este trabajo, se considera su aplicación a un problema de índole práctica. En este caso, al problema de la planificación de la producción de las plantas CSP cuando actúan en mercado diario de compra-venta de electricidad. Se compara el rendimiento obtenido por la planificación basada en los modelos empíricos propuestos (M_{PM} y M_{DR}) con la planificación que utiliza el modelo basado en principios físicos (M_{DM}).

4.1. El problema la planificación de la producción

El problema de planificación de la producción en las plantas CSP se resume en los siguientes puntos.

- Se asume que la planta CSP participa en un mercado de compra-venta de electricidad, donde el dueño de la planta recibe rendimientos económicos por la venta de electricidad.
- El día D a la hora t_s se debe enviar al operador el perfil de generación para el día siguiente $D + 1$. El perfil consta de 24 valores medios horarios de potencia eléctrica volcada

a la red y que se denota $P_{eref}(j|D + 1)$, con $j = 1, \dots, 24$. Este perfil se debe calcular con el objetivo de maximizar los beneficios. Hay que tener en cuenta que cada hora la radiación disponible del día siguiente es desconocida, los precios de venta son desconocidos y diferentes y que el tanque de almacenamiento térmico se puede utilizar para trasladar la producción energética a las horas de mayor interés.

- Cada hora j del día actual D , la potencia media entregada a la red ($P_{enet}(j|D)$, con $j = 1, \dots, 24$) debe ser igual al perfil de generación energética comprometido el día anterior ($P_{eref}(j|D)$ con $j = 1, \dots, 24$). Los desvíos o diferencias entre ambas cantidades ($P_{eref}(j|D) - P_{enet}(j|D)$, con $j = 1, \dots, 24$) son penalizadas económicamente con una cantidad que también es desconocida de antemano.
- Finalmente se debe indicar que se asume que la planta CSP dispone de un control de bajo nivel que cada hora intenta cumplir la referencia horaria de producción $P_{eref}(j|D)$ con $j = 1, \dots, 24$ manipulando las bombas y válvulas correspondientes. Por tanto las producciones planificadas se consideran set-points para el control de bajo nivel. En caso de no disponer de energía térmica suficiente el control de bajo nivel no podrá proporcionar la generación eléctrica planificada.

4.2. Estrategia basada en un planificador diario.

Con el objeto de resolver el problema planteado, se propone una estrategia denominada planificador diario (PD) con las siguientes características: 1) Cada hora t del día actual D se proporciona a la planta el objetivo o setpoint de producción $P_{eref}(t|D)$, que corresponde al perfil de producción comprometido el día anterior. 2) En caso de que la hora t sea la hora de envío del perfil de producción, esto es $t = t_s$, se envía al operador el perfil de producción para el día siguiente $P_{eref}(j|D + 1)$ con $j = 1, \dots, 24$.

Con el fin de calcular el perfil de producción del día siguiente, la estrategia PD desarrollada utiliza un modelo de programación lineal entera-mixta (MILP) basado en los flujos energéticos y la operativa de la planta CSP. El modelo MILP está compuesto por un conjunto de variables de decisión, una función objetivo y un conjunto de restricciones. Las variables continuas representan los flujos térmicos horarios medios entre los distintos componentes de la planta CSP y el nivel de energía del TES. Las variables binarias se utilizan para

modelar los estados discretos de la planta (arranque, parada u operación normal de la turbina o carga-descarga del sistema de almacenamiento). La función objetivo representa los beneficios obtenidos por el perfil de producción evaluado, por lo tanto se compone de un sumando de factores donde se multiplican precios de venta de energía por producción planificada. Las restricciones incluidas en el MILP se dividen en cuatro grupos: restricciones que definen el balance energético entre los elementos de la planta; restricciones para indicar el estado inicial de ciertos elementos de la planta (por ejemplo del sistema de almacenamiento y de la turbina); restricciones de la operativa de la planta, tales como limitaciones máximas y mínimas en la potencia térmica de ciertos elementos o incompatibilidad en la carga y descarga simultánea del sistema de almacenamiento y restricciones que establecen relaciones lógicas entre variables binarias. La salida del modelo MILP es el perfil de producción para el día siguiente. Una descripción detallada del modelo MILP no se incluye en este trabajo pero se puede consultar en [11].

Con el fin de poder estimar un perfil de producción para el día siguiente, el modelo MILP tiene como entradas un conjunto de predicciones realizadas para el día siguiente. Entre dichas predicciones se encuentran el estado de la planta, los precios de venta de la electricidad y la potencia térmica disponible. Para obtener predicciones de la potencia térmica disponible para el día siguiente se necesita alguno de los modelos del SF antes propuestos. Con el fin de enfatizar el modelo del SF utilizado en cada estrategia se utiliza la notación PD- M_{PM} , PD- M_{DR} y PD- M_{DM} .

4.3. Simulación realizada.

Con el objeto de estudiar la influencia del modelo de SF usado en la estrategia PD, se ha simulado la participación diaria de una planta CSP en el mercado eléctrico español durante 6 meses, usando DNI, precios de electricidad, sus predicciones y penalizaciones realistas. Se estudian tanto los resultados energéticos como los económicos obtenidos. La planta simulada se basa en el modelo presentado en [5] y usado también en [11], que describe la planta *Andasol 2* en Granada, España. La planta tiene una capacidad térmica total de 250 MWt, 140 MWt en modo solar y 119 MWt en modo TES; el ratio entre la capacidad térmica del SF y la del PB es de 1.8. El TES tiene una capacidad de almacenamiento para producir electricidad durante 8 horas y la eficiencia del PB es del 38 %.

Los precios de venta de electricidad así como los

Tabla 1: Resultados del caso de referencia

Resultados energéticos (valores horarios medios)	
Ener. eléctrica comprometida (MW he)	20.20
Energía eléctrica generada (MW he)	19.96
Energía eléctrica desviada (MW he)	1.25
Resultados económicos	
Ingresos (Millones de Euros)	4.57
Beneficios (Millones de Euros)	4.54
Penalizaciones (Miles de Euros)	28.01

costes de los desvíos por MW h se han obtenido del operador de mercado eléctrico español [1].

4.4. Planificador basado en modelo físico. Caso de referencia.

Esta sección presenta los resultados obtenidos por el caso de referencia basado en la estrategia PD- M_{DM} . Por tanto se usa el modelo físico del SF para obtener las predicciones de la máxima energía térmica disponible. Los resultados obtenidos se comparan con los alcanzados por las estrategias PD- M_{PM} , PD- M_{DR} en la sección 4.5.

La Tabla 1 resume los resultados obtenidos para el caso de referencia. La simulación se ha realizado para los últimos 6 meses del año 2013. La primera parte de la tabla 1 presenta las medias horarias de los resultados energéticos obtenidos. La segunda parte de la tabla 1 presenta los resultados económicos obtenidos al monetizar la venta de energía y los desvíos energéticos. La utilización de modelos empíricos estará justificada si las estrategias de planificación que los usan obtienen resultados similares a los obtenidos por la de referencia, cuyos resultados se han presentado en esta sección.

4.5. Resultados de los planificadores con modelos empíricos.

Esta sección presenta los resultados obtenidos al aplicar la estrategia PD, en un contexto de simulación, con los modelos empíricos del SF propuestos. Las simulaciones se han realizado con exactamente las mismas condiciones que el caso de referencia salvo en el modelo del SF utilizado. El objetivo es estudiar la viabilidad económica de las estrategias PD- M_{PM} y PD- M_{DR} . La Tabla 2 presenta los resultados obtenidos por ambas estrategias. Para facilitar las comparaciones, los resultados se indican como porcentajes de incremento respecto al caso de referencia de la sección 4.4. El modelo PD- M_{DR}

Tabla 2: Porcentaje de incremento sobre el caso de referencia

Estrategia	PD	
SF model	M_{DR}	M_{PM}
Resultados energéticos		
Energía eléctrica comprometida	2.0 %	1.8 %
Energía eléctrica generada	-0.3 %	0.5 %
Energía eléctrica desviada	36.4 %	21.8 %
Resultados económicos		
Ingresos	-0.4 %	0.3 %
Beneficios	-0.8 %	0.1 %
Penalizaciones	63.0 %	30.2 %

utiliza cuatro días de referencia correspondientes a los equinoccios y solsticios del año. Por otra parte los parámetros del modelo PD- M_{PM} se han ajustado usando regresión lineal y datos anuales.

La primera parte de la Tabla 2 presenta los resultados energéticos obtenidos. En general, las estrategias basadas en los modelos empíricos propuestos incrementan la cantidad de producción comprometida (ver la primera fila de datos de la Tabla 2) respecto el caso de referencia. Sin embargo este compromiso no se alcanza en su totalidad (ver la segunda fila de datos de la Tabla 2), aunque las producciones efectivamente generadas, en general están muy cercanas las obtenidas por el caso de referencia. La diferencia entre producción comprometida y la generada se traduce en un incremento importante de los desvíos energéticos resultantes (ver la tercera fila de datos de la Tabla 2). Aunque se pueda producir un incremento en la energía generada, también se produce en la energía desviada por lo que es necesario realizar un estudio económico para ver si efectivamente las estrategias basadas en modelos empíricos propuestas pueden ser competitiva respecto el caso de referencia (basado en modelo detallado).

La segunda parte de la Tabla 2 presenta los resultados económicos obtenidos. Las estrategias basadas en modelos empíricos, en general, obtienen unos beneficios muy parecidos a los obtenidos por el caso de referencia con una diferencia menor a un 1 % (ver la quinta fila de datos de la Tabla 2). Se puede observar cierta superioridad en los resultados obtenidos por la estrategia PD- M_{PM} , sin embargo hay que tener en cuenta que en la estrategia PD- M_{DR} sólo se han usado 4 días de referencia. Un incremento de dichos días mejorarían su rendimiento.

4.6. Principales conclusiones de los resultados

Se han realizado un conjunto de simulaciones con el fin de estudiar la viabilidad de utilizar estrategias de planificación de la producción en plantas CSPs que utilicen modelos empíricos del SF. Se ha considerado un caso de referencia que utiliza un modelo físico del SF para realizar la planificación con el fin de facilitar comparaciones. Las principales conclusiones son:

- Es posible obtener modelos empíricos del SF que se pueden utilizar en estrategias de planificación de la producción.
- La utilización de modelos empíricos del SF simplifica la implementación del planificador sin afectar significativamente los beneficios económicos obtenidos.
- La similitud entre los modelos empíricos es alta. Sin embargo parece que el método basado en modelo paramétrico (M_{PM}) presenta un rendimiento ligeramente superior. En el escenario simulado presenta menos penalizaciones por desvíos y mayores beneficios. Sin embargo, el modelo basado en día de referencia podría mejorarse aumentando el número de días de referencia usados.
- La sustitución de modelos empíricos en lugar de modelos físicos en el problema de planificación se ve favorecida por la inevitable existencia de errores en la predicción de radiación.

Como conclusión final se tiene que los resultados de las simulaciones muestran la posibilidad de utilizar un modelo empírico del SF con el objeto de implementar una estrategia PD para participar en un mercado eléctrico. Notar que los modelos empíricos se basan principalmente en medidas realizadas en planta, eludiendo la complejidad de la creación de un modelo físico detallado y pudiendo adaptarse a los cambios de comportamiento de la planta.

5. Conclusiones

Uno de los bloques operativos principales en las plantas CSP es el SF. Disponer de un modelo del SF que proporcione información sobre la potencia térmica disponible a partir de datos de radiación es de gran utilidad en diversas aplicaciones. Este modelo se puede obtener utilizando los principios físicos que rigen la planta. Sin embargo, este trabajo plantea una alternativa que consiste en diseñar un modelo empírico que utiliza datos históricos de la planta. En este caso se proponen

dos tipos de modelos empíricos, los paramétricos y los basados en días de referencia. En el primer caso, los datos históricos se utilizan para ajustar los parámetros del modelo, y es el modelo ajustado el que se utiliza para predecir la potencia térmica disponible en el campo solar. En el segundo caso la potencia térmica disponible en el campo solar se obtiene a partir del recurso solar presente, medidas históricas de potencia generadas en días de referencia y un algoritmo de predicción. Las principales ventajas de la utilización de un modelo empírico incluyen la sencillez de su desarrollo respecto un modelo detallado, la adaptación a nuevos escenarios simplemente cambiando el conjunto de datos históricos usados y la adecuación de los resultados obtenidos a situaciones reales que han ocurrido en el pasado. Con el fin de evaluar la bondad de los modelos propuestos, en este trabajo se ha incluido un caso de estudio simulado que considera la participación en el mercado diario español de una planta tipo CSP de 50MW. Se han considerado datos anuales reales de recurso solar, precio de venta de la electricidad y costes de los desvíos para realizar una comparativa entre las diversas estrategias. La conclusión es que las estrategias que utilizan un modelo empírico del SF son competitivas respecto la estrategia basada en modelo físico detallado, lo que facilita el diseño de una estrategia de planificación para la participación en mercados eléctricos.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido financiado por el proyecto DPI2016-76493-C3-2-R del MINECO (España).

English summary

EMPIRICAL MODELS OF THE SOLAR FIELD IN CONCENTRATED SOLAR THERMAL PLANTS. AN APPLICATION TO SCHEDULING

Abstract

An important block of a concentrated solar thermal plant is the solar field. In this block, the solar energy is concentrated as thermal energy in a fluid. An estimation of the available thermal power based on the available solar resource is a useful information in several applications. This estimation can be obtained using a solar field model based on first-principles. However, to build a model of this kind, can be complex and requires a human expert with in

depth knowledge of the solar field to be modeled. This work proposes an alternative, to use empirical models of the solar field. In this case, the model is obtained using a set of measurements from the solar field. Two kind of empirical models are proposed: parametric and data-driven models. In order to study the applicability of the proposed models, the optimal self-scheduling generation problem in a concentrated solar thermal plant is considered. Several scheduling strategies with different solar field models are compared in a simulation context. The simulations show that the strategies with empirical models of the solar field provides competitive results and then, can be considered as an alternative to the strategies based on first-principles models. The empirical models simplify the development of a generation scheduler.

Keywords: Power systems optimal operation. Integration in the energy market. Power systems modeling and simulation.

Referencias

- [1] OMIE. Last access: 28.04.17. <http://www.omie.es/>, 2017.
- [2] The SAM website. Last access: 28.04.17. <https://sam.nrel.gov/>, 2017.
- [3] E. F. Camacho and A. J. Gallego. Optimal operation in solar trough plants: A case study. *Solar Energy*, 95(0):106 – 117, 2013.
- [4] S.W. Channon and P.C. Eames. The cost of balancing a parabolic trough concentrated solar power plant in the Spanish electricity spot markets. *Solar Energy*, 110(0):83 – 95, 2014.
- [5] Isabel Llorente Garcia, Jose Luis Alvarez, and Daniel Blanco. Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: Comparison to operating plant data. *Solar Energy*, 85(10):2443 – 2460, 2011.
- [6] Christoph Kost, Christoph M. Flath, and Dominik Most. Concentrating solar power plant investment and operation decisions under different price and support mechanisms. *Energy Policy*, 61(0):238 – 248, 2013.

- [7] Birk Kraas, Marion Schroedter-Homscheidt, and Reinhard Madlener. Economic merits of a state-of-the-art concentrating solar power forecasting system for participation in the Spanish electricity market. *Solar Energy*, 93(0):244 – 255, 2013.
- [8] Edward W. Law, Merlinde Kay, and Robert A. Taylor. Evaluating the benefits of using short-term direct normal irradiance forecasts to operate a concentrated solar thermal plant. *Solar Energy*, 140:93 – 108, 2016.
- [9] Javad Mahmoudimehr and Parvin Sebghati. A novel multi-objective dynamic programming optimization method: Performance management of a solar thermal power plant as a case study. *Energy*, 168:796 – 814, 2019.
- [10] H.M.I. Pousinho, H. Silva, V.M.F. Mendes, M. Collares-Pereira, and C. Pereira Cabrita. Self-scheduling for energy and spinning reserve of wind/CSP plants by a MILP approach. *Energy*, 78:524 – 534, 2014.
- [11] Manuel Jesús Vasallo and José Manuel Bravo. A novel two-model based approach for optimal scheduling in CSP plants. *Solar Energy*, 126:73 – 92, 2016.
- [12] Manuel Jesús Vasallo, José Manuel Bravo, Emilian Gelu Cojocar, and Manuel Emilio Gegúndez. Calculating the profits of an economic MPC applied to CSP plants with thermal storage system. *Solar Energy*, 155:1165 – 1177, 2017.
- [13] Manuel Jesús Vasallo and José Manuel Bravo. A MPC approach for optimal generation scheduling in CSP plants. *Applied Energy*, 165:357 – 370, 2016.
- [14] Michael Wittmann, Markus Eck, Robert Pitz-Paal, and Hans Muller-Steinhagen. Methodology for optimized operation strategies of solar thermal power plants with integrated heat storage. *Solar Energy*, 85(4):653 – 659, 2011. SolarPACES 2009.
- [15] H.L. Zhang, J. Baeyens, J. Degréve, and G. Cacères. Concentrated solar power plants: Review and design methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22(0):466 – 481, 2013.

under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution CC BY-NC-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>).



© 2019 by the authors.
Submitted for possible
open access publication