

Análisis de Largo Plazo de la Generación Eléctrica en Plantas Solares Térmicas de Concentración

C. Tapia¹ J. Polo²

¹Faculty of Physics, Complutense University of Madrid, Madrid, Spain.

E-mail: christian0365@hotmail.com

²Renewable Energy Division, CIEMAT, Avda. Complutense 40, 28040 Madrid, Spain

E-mail: jesus.polo@ciemat.es

Resumen

La variabilidad interanual del recurso solar y la producción esperada a largo plazo son dos aspectos fundamentales a considerar en el estudio de viabilidad y la evaluación del riesgo en la inversión de un proyecto de generación eléctrica con plantas solares térmicas de concentración.

Este artículo ilustra un análisis comparativo de largo plazo del recurso solar disponible y de la producción eléctrica para dos topologías de plantas termosolares de características típicas (concentrador parabólico y torre) en 5 emplazamientos, alrededor del Mediterráneo y Norte de África, escogidos dentro del concepto DESERTEC.

Para la estimación del recurso solar se han utilizado 20 años (1994-2013) de datos obtenidos de imágenes satelitales en series temporales de base horaria; las mismas que han sido proporcionadas por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). El trabajo ha consistido en el procesamiento y filtrado de los datos para cada uno de los emplazamientos, la ejecución de múltiples simulaciones utilizando el software System Advisor Model SAM versión 2015.1.30; y un tratamiento estadístico de los resultados obtenidos.

Se ha podido estudiar el efecto a largo plazo de la DNI sobre la producción eléctrica, de esta manera se ha comprobado el efecto de ambas variables sobre la medida del riesgo financiero.

Palabras clave— Plantas Solares Térmicas de Concentración, Producción Eléctrica, Largo Plazo, Análisis P90, Variabilidad Recurso Solar.

Abstract

The inter-annual variability of the solar resource and the expected long-term production are two fundamental aspects to be considered in the feasibility study and risk assessment of an investment of a power generation project with concentrating solar power systems.

This article illustrates a comparative analysis of long-term available solar resource and power production for two topologies of solar plants with typical characteristics (tower and parabolic trough) in 5 locations around the Mediterranean and North Africa, chosen within the DESERTEC concept.

To estimate the solar resource have been used 20 years (1994-2013) from satellite-derived solar data in time series of hourly basis, which have been provided by CIEMAT. This work has consisted in processing and filtering data for each site, running multiple simulations using the System Advisor Model SAM software version 2015.1.30 and a statistical treatment of results.

It was possible to study the long-term effect of the DNI on electricity production. In this way we have checked the effect of both variables on the measure of financial risk.

Index terms— Concentrating Solar Power (CSP) systems, Power Produced, Long-Term, P90 Analyses, Variability of solar resource.

Recibido: 21-10-2015, Aprobado tras revisión: 24-12-2015.

Forma sugerida de citación: Tapia, C. y Polo, J. (2016). "Análisis de Largo Plazo de la Generación Eléctrica en Plantas Solares Térmicas de Concentración". Revista Técnica "energía". N° 12, Pp. 356-366. ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

La energía solar se ha convertido en un tema de trascendental importancia debido a la constante necesidad del hombre por disponer de energía eléctrica para su consumo. El sol ofrece una fuente de energía renovable que puede ser aprovechada para generar electricidad a partir de sistemas de concentración (*CSP*) tales como: plantas termo-solares, que destacan entre los demás tipos de fuentes renovables por ser ampliamente gestionables. Actualmente, en todo el mundo existen alrededor de 4,5 GW instalados de plantas en operación, que principalmente son del tipo concentrador-parabólico y de torre.

El concepto DESERTEC es un claro ejemplo de la importancia y desarrollo futuro de los sistemas *CSP*. Principalmente, este concepto plantea utilizar el alto recurso solar de los desiertos del Norte de África y Medio Oriente como fuente de energía para la generación eléctrica mediante plantas termo-solares [2] [3].



Figura 1: Mapa del Concepto DESERTEC [2, 3]

Es conocido que la energía producida por cualquier sistema solar es una función directa de la irradiancia incidente; por lo que, las incertidumbres de la producción eléctrica también están fuertemente relacionadas con las incertidumbres asociadas a la inherente variabilidad del recurso solar [6]. En las etapas que surgen en un proyecto de planta *CSP*, tanto las entidades financieras como las personas a cargo del proyecto necesitan saber cuánta producción a largo plazo puede generar cierto tipo de instalación. Dichas predicciones pueden ser calificadas como probabilidades e incertidumbres, particularmente para evaluar los riesgos financieros relacionados con la viabilidad de una inversión.

La caracterización del recurso solar disponible sobre un área es establecida en términos de irradiación anual. Este es el factor clave para evaluar la producción de energía esperada a largo plazo y un input, esencial, para los cálculos financieros que están involucrados con la viabilidad bancaria de un proyecto. Es conocido que la estimación con modelos estadísticos sobre un período de años más largo tiende a disminuir su error aleatorio [6].

Este trabajo pretende ilustrar la metodología para cuantificar la producción y riesgo a largo plazo de la generación eléctrica mediante la simulación de varios tipos de plantas termosolares, tomando como referencia un total de 20 años de datos de imágenes satelitales en emplazamientos dentro del contexto que involucra el concepto DESERTEC.

2. FUNDAMENTOS

2.1. Plantas Solares Térmicas

Dos de las características más trascendentales de las plantas Termo-solares de concentración, más conocidas como sistemas *CSP* (*Concentrating Solar Power*), es que solamente pueden aprovechar la componente directa de la irradiación solar (*DNI*) ya que es la única componente que se puede concentrar por medios ópticos, y que la producción eléctrica que se obtiene de dichas plantas es fácilmente gestionable gracias a los sistemas de almacenamiento térmico, tales como los tanques de sales fundidas (*Molten Salt*).

2.1.1 Plantas Cilindro-Parabólicas

Esta tecnología consta de colectores con forma de una parábola (Fig. 2) en cuyo foco se aloja un tubo receptor dispuesto a lo largo. Generalmente se agrupan en filas alineadas con el eje norte-sur, es decir, alineación acimutal para conseguir un seguimiento a lo largo del día desde el orto hasta el ocaso solar; con esto la irradiancia directa incide perpendicularmente sobre cualquier punto del captador y todos los rayos reflejados sobre el tubo receptor (foco de la parábola).

El tubo receptor está compuesto de un material selectivo cubierto por vidrio para formar un vacío parcial y así disminuir pérdidas por conducción y convección. Por dicho tubo circula el fluido calorportador que alcanza temperaturas superiores a 393 °C y con el que se produce, de forma directa o indirecta, vapor sobrecalentado para impulsar una turbina y generar electricidad.



Figura 2: Concentrador cilindro-parabólico de la planta Andasol I (Andalucía-España), Tomado de Green Planet Solar Energy

2.1.2 Plantas de Torre

Estas plantas, también conocidas como sistemas de receptor central, concentran la radiación solar en lo alto de una torre mediante dispositivos reflectores planos con seguimiento en dos ejes llamados heliostatos. La superficie o volumen en donde se concentra toda la energía se denomina receptor. Esta se calienta al absorber la radiación solar y transfiere el calor al fluido de trabajo por convección, teniendo varias alternativas de diseño-configuración que dependen de muchos factores. Existen plantas que poseen el característico intercambiador de calor de haz tubular alojado en una cavidad para reducir pérdidas de calor, otras por ejemplo utilizan estructuras porosas de materiales cerámicos que permiten alcanzar altos factores de concentración.

El fluido de trabajo, por su parte, es ascendido desde el inferior de la torre hasta lo alto para tomar contacto con el receptor en donde se transfiere la energía térmica para luego descender y dirigirse hacia otros sistemas, dependiendo la disposición de la planta.



Figura 3: Planta solar de torre GEMASOLAR (Sevilla, España), Tomado de Torresol Energy

2.2. Estimación del Recurso Solar

Es conocido que las mediciones de radiación solar in-situ (tierra) presentan menor incertidumbre con respecto a otras metodologías para la estimación del recurso solar, sin embargo no siempre es posible contar con datos en tierra, por lo que las medidas de radiación solar obtenidas a partir de satélite se convierten en una útil herramienta para determinar lugares potenciales para la instalación de centrales termosolares. Otra ventaja importante que se debe resaltar es la disponibilidad de datos a largo plazo que ofrecen los satélites.

El promedio y la variación año a año de la irradiación solar permiten visualizar si un emplazamiento es apto para propósitos de generación eléctrica en el futuro. Debido a que la componente directa de la irradiancia tiene mucha mayor variabilidad con respecto a la global en un determinado lugar y en el tiempo, climatológicamente se asume un periodo de 30 años con datos meteorológicos para que puedan ser usados en un análisis a largo plazo [11]. Sin embargo, este periodo de tiempo no está disponible en sitios potenciales con fines comerciales de energía.

Se ha demostrado que para la mayoría de sitios ubicados a lo largo del sur de EE.UU. la máxima desviación del promedio de *DNI*, al tomar en cuenta solamente un periodo de 10 años, cae por debajo de $\pm 5\%$ del promedio a largo plazo [11]. De acuerdo con esto es imprescindible disponer al menos de 10 años de datos de irradiancia solar, pero para la mayoría de locaciones con potencial del recurso solar este periodo de datos solo está disponible satelitalmente.

La estimación del recurso solar disponible en un área determinada puede basarse en los siguientes modelos: puramente estadísticos, que resultan de una simple regresión entre la información satelital y las mediciones en tierra; físicos, que toman en cuenta la atenuación atmosférica; o una mezcla de ambos (empírico/estadístico), en el que se considera un concepto clave llamado índice de nubosidad. Estos modelos utilizan información de satélites geoestacionarios que captan o escanean imágenes de grandes extensiones, al mismo tiempo, a través de radiómetros, permitiendo identificar la variabilidad espacial de la radiación solar a nivel del suelo [15].

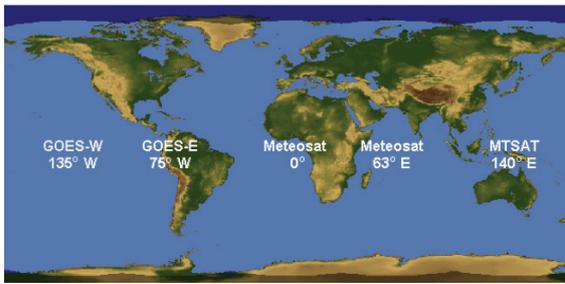


Figura 4: Distribución de principales Satélites Geostacionarios, Tomado de SSEC University of Wisconsin-Madison

2.3. Simulaciones

2.3.1 Software System Advisor Model (SAM)

SAM es un software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (*NREL*) de EE.UU. que permite simular el comportamiento, tanto técnico como económico, de una central de generación eléctrica del tipo renovable que está conectada a una red de distribución eléctrica.

El software permite obtener predicciones del rendimiento de la planta y estimaciones del costo de la energía producida mediante la introducción de parámetros técnicos y de financiamiento, propios de un proyecto, conocidos como input de planta.

Adicionalmente, *SAM* requiere de un fichero de datos meteorológicos que describan el recurso de energía renovable disponible y las condiciones meteorológicas en el lugar destinado para el proyecto.

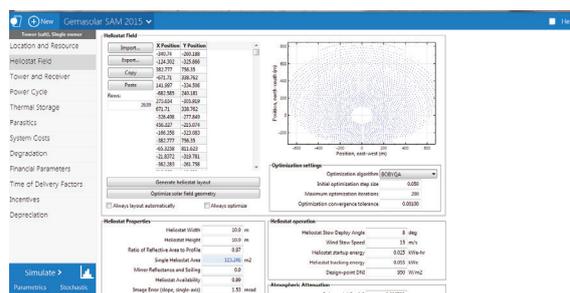


Figura 5: Interfaz y ventana de inputs en SAM para una central de Torre

La simulación genera resultados en otra ventana en la que se puede escoger las variables de salida de acuerdo al interés de estudio. El modelo de rendimiento que utiliza *SAM* ejecuta cálculos hora a hora de la generación eléctrica producida por la planta analizada, obteniendo, de esta manera, una serie de 8760 valores horarios que representan la producción sobre un año [1].

2.3.2 Fichero Meteorológico

Para trabajar con modelos de predicción de rendimiento y coste como los que utiliza *SAM* es fundamental contar con un fichero normalizado de datos meteorológicos que incluyan mediciones de irradiación solar y también otras variables como: temperatura, humedad, velocidad del viento, presión, etc.; que permiten caracterizar un entorno sobre el cual se va a ejecutar la simulación.

El año meteorológico típico, con sus siglas en inglés *TMY*, es un fichero que contiene 8760 valores de datos horarios de un año, que representan los datos históricos del clima durante un periodo de varios años, caracterizando de esta forma las condiciones de un sitio dentro de un tiempo que por ejemplo pueden ser 30 años [18].

Es necesario recalcar que un fichero *TMY* representa las características típicas de un periodo largo sin dar orientación sobre las condiciones extremas que pueden ocurrir en un sitio; por lo que, no es adecuado utilizarlo directamente para el análisis o diseño de sistemas, ya que no se tomaría en cuenta las situaciones de los peores casos. Para realizar un estudio en el que intervengan los efectos de dichas condiciones es ineludible realizar un estudio multi-año.

2.4. Probabilidades de Excedencia

Una probabilidad de excedencia es la probabilidad de que un cierto valor sea superado o excedido [4]. Por ejemplo, el valor P50 hallado del recurso solar disponible anual (*DNI*) en un sitio es 2100 kWh/m²año, que significa que hay una probabilidad del 50% de que se disponga de al menos esa cantidad anual de energía. De igual manera, si por ejemplo, se encuentra un valor P90 de 180 GWh/año para la energía producida por una planta termosolar significa que existe una probabilidad del 90% de obtener dicha producción eléctrica anualmente.

Para calcular los valores P50 y P90 se pueden utilizar relaciones matemáticas que involucren los percentiles de una distribución normal, ya que las frecuencias anuales obtenidas de los resultados se pueden ajustar a dicha distribución. **En este caso**, la media correspondería al P50 y el P90 al percentil 10 de la distribución.

Muchas veces, también, se suele utilizar los parámetros P95 y P99. Todos estos valores están relacionados con la cantidad de incertidumbre en la estimación de la energía producida, por lo que maximizar el P90 de la energía reducirá la incertidumbre de la producción y minimizará el riesgo de la inversión [17].

3. METODOLOGÍA

3.1. Selección de Emplazamientos

El concepto DESERTEC se basa en el aprovechamiento del recurso solar, existente en zonas desérticas del norte de África junto con algunas zonas que rodean el Mediterráneo (Sur de Europa) y Medio Oriente, para dar solución a los problemas energéticos del planeta mediante la instalación de plantas termosolares interconectadas a una red que une a los tres continentes. Enfocados en dicho concepto, en este trabajo han sido seleccionados cinco lugares de diferentes características y condiciones climatológicas para poder identificar, ampliamente, el análisis de largo plazo.

Tabla 1: Ubicación y coordenadas de los lugares seleccionados

Lugar	País	Latitud	Longitud	Elevación (m)
PSA	España	37,09	-2,36	493
Mazara	Italia	37,68	12,6	43
Florina	Grecia	40,78	21,41	658
Kuraymat	Egipto	29,266	31,233	41
Rjim	Túnez	33,32	8,013	43

*PSA: Plataforma Solar de Almería



Figura 6: Localización de emplazamientos seleccionados

3.2. Estimación de las series de irradiación y procesamiento de datos

Se han obtenido series de irradiación solar anuales en base horaria de las tres componentes:

global, directa y difusa durante 20 años consecutivos (1994-2013) para cada emplazamiento. Los datos obtenidos de imágenes satelitales provienen de la primera y segunda generación de Meteosat. Los modelos de estimación utilizados corresponden a metodologías cuyas capacidades pueden ser revisadas en las referencias [13] y [14].

Para cada emplazamiento se consideró un fichero de datos en formato TMY, por cada año, que incluye información tanto del recurso solar como de las condiciones meteorológicas típicas del lugar.

Una herramienta útil con la que cuenta SAM es el *TMY3 creator*, que permite crear ficheros de datos con este formato y exportarlos hacia otros programas como Excel para el pertinente tratamiento de los mismos.

La preparación de dichos ficheros es un paso importante antes de la simulación, puesto que, es necesario ejecutar procedimientos de filtrado y corrección de datos para evitar resultados incoherentes. Se utilizó Microsoft Excel para dicho propósito así como para la agrupación de datos en series diarias, mensuales y anuales del recurso solar.

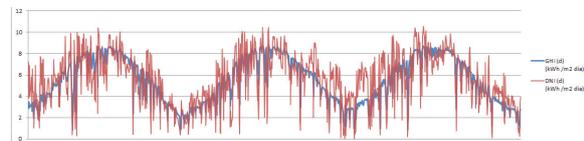


Figura 7: GHI y DNI diaria de los años 1997, 2004 y 2007 en Rjim

3.3. Generación de inputs de planta y simulación

En este trabajo fueron consideradas 4 plantas en total; una del tipo cilindro-parabólica y tres de torre. De esta manera se generaron 4 inputs de planta en el software SAM.

El input de la central cilindro-parabólica tiene las mismas características reales que la planta ANDASOL, mientras que el input de una de las plantas de torre corresponde a la planta GEMASOLAR, ambas localizadas en España. Adicionalmente, se tomaron en cuenta dos plantas de torre ficticias creadas con el propósito de ampliar el estudio y realizar una comparativa con cada uno de los casos.

Tabla 2: Plantas Termosolares consideradas en el análisis

Planta	Tipología	P. instalada (MW)	Cap. Almac. térmico (h)
Andasol	cilindro-parabólica	55	7,5
Gemasolar	torre	19,9	15
Planta Torre 1	torre	50	7,5
Planta Torre 2	torre	100	7,5

A manera de ejemplo, a continuación se muestran algunos de los parámetros principales considerados en la generación de los input de planta de Andasol y Gemasolar.

Tabla 3: Parámetros principales del Input de Andasol

Parámetro	Valor
Superficie total en tierra (ha)	193,035
Área campo solar (ha)	133,141
Múltiplo Solar	2
Área total de apertura reflectiva (m ²)	510 120
No de colectores solares por fila (SCA/row)	4
Tipo de conjunto colector solar	Eurotrough ET-150
Tipo de fluido calo-portador (HTF)	Therminol VP-1
Capacidad instalada (Mwe)	55
Capacidad de almacenamiento térmico (h)	7,5

Tabla 4: Parámetros principales del Input de Gemasolar

Parámetro	Valor
Superficie total en tierra (ha)	200,32
Altura de la torre (m)	140
Múltiplo Solar	3,633
Área reflectiva total helióstatos (m ²)	305 401
Número de helióstatos	2650
Máxima distancia de la torre (m)	1120
Tipo de fluido calo-portador (HTF)	Molten Salt (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃)
Capacidad instalada (Mwe)	19,9
Cap. de almacenamiento térmico (h)	15

Una vez que fueron preparados todos los ficheros meteorológicos, se procedió con las simulaciones año a año de todos emplazamientos con cada input de planta. Los resultados que se obtienen en serie horaria fueron exportados a Excel y Matlab para el tratamiento y análisis estadístico de los mismos.

3.4. Tratamiento y análisis estadístico de los datos obtenidos

A partir de los resultados obtenidos por cada emplazamiento y cada planta, se determinaron las

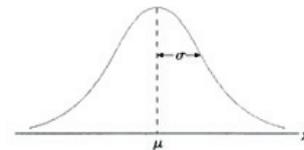
frecuencias empíricas anuales de la irradiación solar (*DNI*) y la producción eléctrica con el objetivo de realizar un test Chi Cuadrado utilizando la prueba de bondad de ajuste en el software Matlab.

Con los datos resultantes, tanto de *DNI* como de producción, se pueden ajustar las frecuencias a una distribución teórica que facilite el cálculo de las probabilidades de excedencia. Se consideró la distribución normal o de Gauss, para este fin.

Una distribución normal es una distribución de probabilidad de variable continua que cumple lo siguiente: Una variable aleatoria *X* tiene una distribución normal y se conoce como una variable aleatoria normal si y sólo si su densidad de probabilidad está dada por [5]:

$$N(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad \text{para } -\infty < x < \infty \quad (1)$$

Donde μ es la media y σ la desviación estándar típica ($\sigma > 0$) de la variable aleatoria.

**Figura 8: Distribución Normal**

Se puede entonces relacionar el cálculo de una probabilidad, con el área bajo la curva de la función de distribución normal de la siguiente manera:

$$P(X \leq x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} dx \quad (2)$$

El cálculo de las integrales se halla tabulado para una distribución normal tipificada o reducida $N(0,1)$, por lo que para poder utilizar dichas tablas es necesario tipificar la variable aleatoria continua. La tipificación consiste en realizar un cambio de variable que permite relacionar nuestra variable aleatoria con otra cuya media es $\mu=0$ y desviación es $\sigma=1$.

En este caso, dicho cambio de variable es conveniente para el cálculo de las probabilidades de excedencia y está basado en la función error de Gauss.

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^x e^{-t^2} dt \quad (3)$$

$$P(X \leq x) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{x - \mu}{\sigma\sqrt{2}} \right) \right] \quad (4)$$

De esta forma se define una nueva variable.

$$\gamma = \frac{x - \mu}{\sigma} \quad (5)$$

Cuya probabilidad se relaciona con el percentil p de la distribución.

$$p = P(X \leq x) = \Phi \left(\frac{x_p - \mu}{\sigma} \right) = \Phi(\gamma) \quad (6)$$

Reemplazando en la ecuación (4) se tiene:

$$\begin{aligned} \Phi(\gamma) &= \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\gamma}{\sqrt{2}} \right) \right] \\ \gamma &= \sqrt{2} \operatorname{erf}^{-1}(2\Phi - 1) \end{aligned} \quad (7)$$

Entonces el percentil 10 o probabilidad de excedencia al 90% (P90) será el que cumpla $\Phi(\gamma) = 0,1$ por lo que $\gamma = -1,282$

$$\begin{cases} \text{Si } \Phi(\gamma) = 0,1 \rightarrow \gamma = -1,282 \\ \text{Si } \Phi(\gamma) = 0,25 \rightarrow \gamma = -0,6745 \\ \text{Si } \Phi(\gamma) = 0,01 \rightarrow \gamma = -2,3263 \end{cases}$$

Reemplazando γ en la ecuación (5), se hallan las fórmulas para calcular las probabilidades de excedencia de interés para una distribución normal $N(\mu, \sigma)$.

$$x_p = \mu + \gamma\sigma \quad (8)$$

$$\begin{cases} x_{10} = P_{90} = \mu - 1,282 \sigma \\ x_{25} = P_{75} = \mu - 0,6745 \sigma \\ x_{1} = P_{99} = \mu - 2,3263 \sigma \end{cases} \quad (9)$$

Por otro lado, con todos los resultados obtenidos se realizaron varias gráficas que muestran algunas observaciones de este análisis de largo plazo.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Variación Interanual de DNI y Producción

En la Fig. 9 se muestra la evolución anual, tanto del recurso (*DNI*) como de la producción para cada tipo de planta, en la localización de Kuraymat (Egipto). Se puede apreciar el gran potencial solar que posee este emplazamiento ya que en la mayoría de los años se superan los 2100 kWh/m²año de *DNI*.

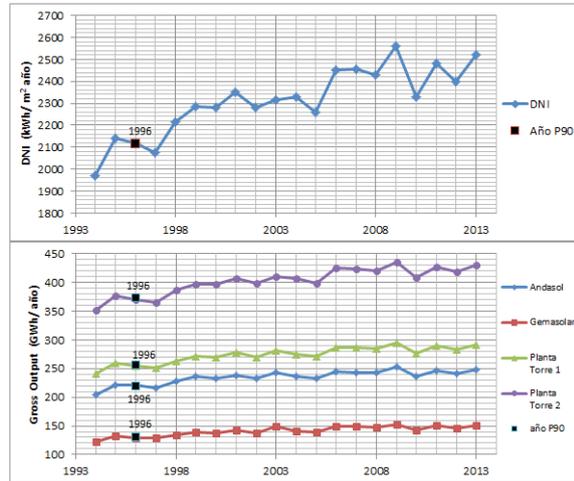


Figura 9: Variación interanual de DNI y producción en Kuraymat

La gráfica muestra además el año representativo del P90 (peor año), siendo en este caso el año 1996 coincidente para la *DNI* y la producción de todas las plantas. Es notorio observar que la variación interanual del recurso solar (*DNI*) está estrechamente relacionada con la producción de energía, independientemente de la tecnología de cada planta.

Por otro lado, como se puede apreciar en la Fig. 10, el año representativo del P90 no es coincidente en el mismo periodo para todos los casos. Esta observación se amplía al resto de localizaciones, ya que en ningún lugar estudiado el año P90 coincide como en el caso de Kuraymat (Egipto).

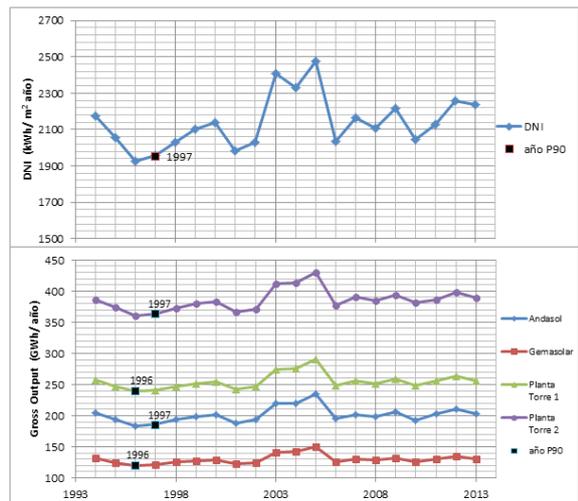


Figura 10: Variación interanual de DNI y producción en PSA

4.2. Distribución Acumulada de Frecuencias (CDF)

Se ha comprobado que la variabilidad interanual de la *DNI* y la producción eléctrica de cada planta en todos los emplazamientos se ajustan a una función de distribución normal $N(\mu, \sigma)$. Con un test Chi cuadrado (prueba de bondad de ajuste) se contrastó, mediante la comprobación de la hipótesis nula, si las frecuencias observadas de los datos tienen concordancia con las frecuencias esperadas (teóricas). Se ha comprobado que en todos los casos se cumple la hipótesis nula.

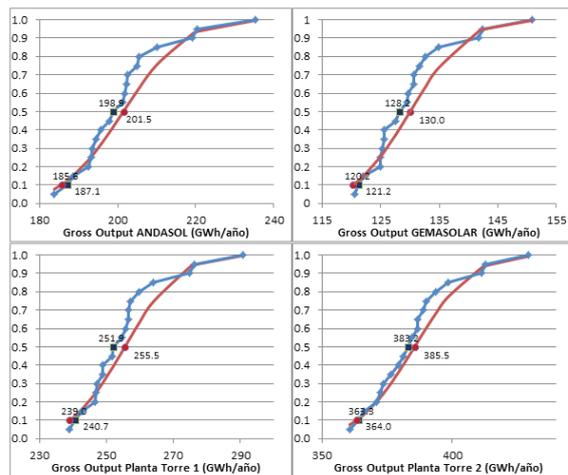


Figura 11: Distribución acumulada de frecuencias (CDF) de DNI y Producción en PSA

Con el ajuste de los resultados a una distribución normal se pueden utilizar las expresiones mostradas en la metodología para el cálculo de las probabilidades de excedencia.

Tabla 5: Probabilidades de excedencia del análisis de largo plazo

	Kuraymat		Rjim	
	P50	P90	P50	P90
DNI	2313	2115	2051	1938
Andasol	234,8	219,8	208,2	199,2
Gemasolar	141,2	130,2	128	121,7
P. Torre 1	274,1	255,9	250,4	240,3
P. Torre 2	403	373,4	369,2	353,2

	PSA		Mazara		Florina	
	P50	P90	P50	P90	P50	P90
DNI	2140	1952	1854	1726	1510	1368
Andasol	201,5	185,4	182,5	170,7	139,5	126,9
Gemasolar	130	120,2	115,2	109	99,4	92,9
P. Torre 1	255,5	239	231	220,7	203,6	192,4
P. Torre 2	385,5	363,3	352	338,5	320	304,1

**DNI* en kWh/m²año y producción eléctrica de cada planta en GWh/año.

4.3. Distancias Relativas al P90

Assumiendo una distribución normal de los datos, en la Fig. 12 se presentan las distancias relativas al P90. Para cada año se compara la cantidad de energía anual disponible de *DNI* y de producción con la cantidad de energía que representa P90 de éste análisis a largo plazo. De esta forma, se puede observar el período que representa el peor año (P90).

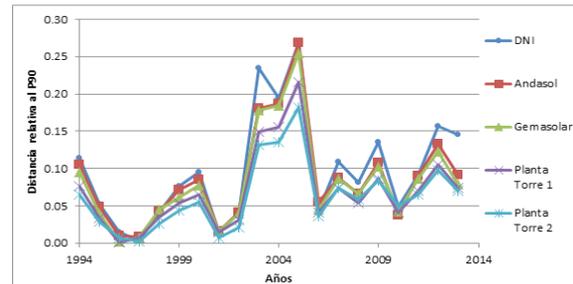


Figura 12: Distancias relativas al P90 en PSA

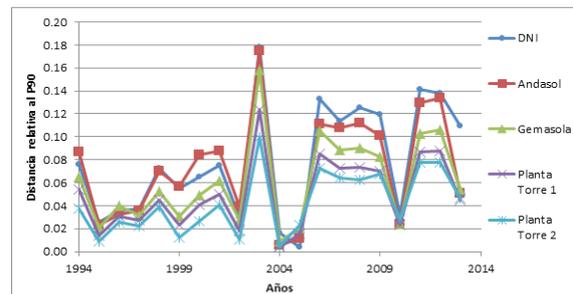


Figura 13: Distancias relativas al P90 en Mazara

Se ha podido verificar que en los emplazamientos con elevado recurso solar (*DNI*), como el caso de Kuraymat y Rjim, parece que la planta de tecnología cilindro-parabólica se ve menos afectada que las plantas de torre por la variación interanual de *DNI*; esto se demuestra porque en general la distancia relativa al P90 es

algo menor en la planta de Andasol. Sin embargo, en los emplazamientos donde el recurso solar es moderado ocurre lo contrario, y las plantas de torre (sobre todo las de mayor capacidad) son las que se ven menos afectadas. Esto sugiere un estudio más detallado que cae fuera del alcance del proyecto, ya que éste efecto podría estar relacionado con la variación del ángulo de incidencia en los distintos emplazamientos, considerando que los lugares con mayor DNI están a menor latitud.

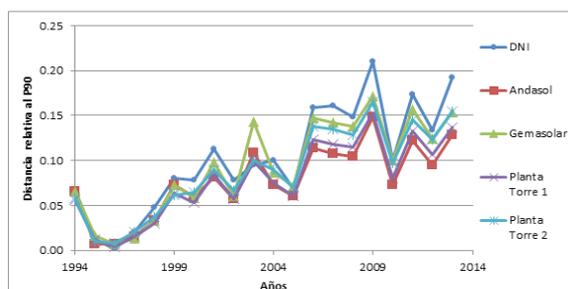


Figura 14: Distancias relativas al P90 en Kuraymat

4.4. Medida del Riesgo Financiero

Una forma de cuantificar la medida del riesgo financiero es determinar porcentualmente la medida del sesgo de la distribución normal, es decir, hallar la distancia relativa porcentual entre el P50 y P90.

$$\% \text{ riesgo} = \frac{P_{50} - P_{90}}{P_{50}} \times 100\% \quad (10)$$

Las gráficas obtenidas en cada caso analizado muestran como la medida del riesgo financiero no es equivalente entre el recurso solar disponible y la producción de cada planta. Incluso se pueden encontrar diferencias porcentuales, entre uno y otro, de hasta el 50%.

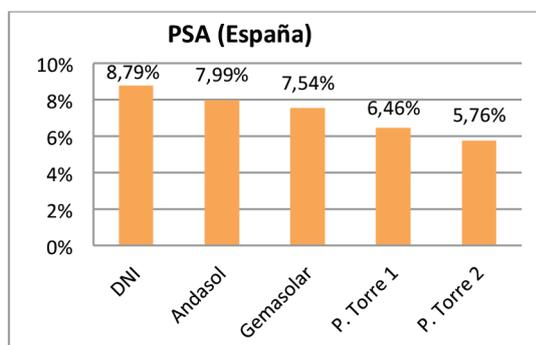


Figura 15: Medida del riesgo financiero para PSA

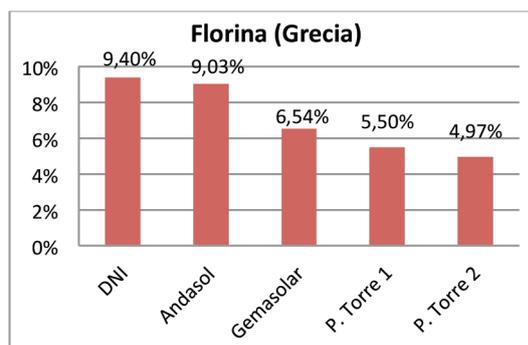


Figura 16: Medida del riesgo financiero para Florina

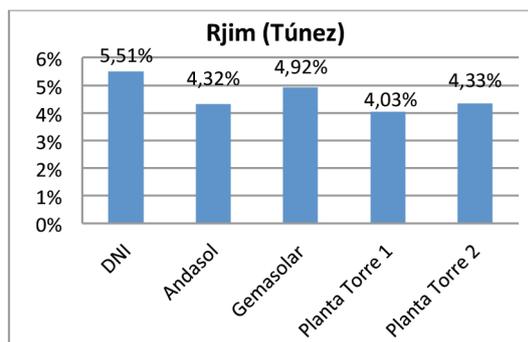


Figura 17: Medida del riesgo financiero para Rjim

5. CONCLUSIONES

El presente artículo ha permitido analizar el comportamiento a largo plazo del recurso solar (DNI) y de la producción eléctrica en varios emplazamientos mediante la simulación de varios casos. Cabe resaltar que, debido a la extensión del trabajo, solo se ha considerado la variación interanual de la irradiación solar sin tomar en cuenta la incertidumbre de los datos de imágenes satelitales ni la incertidumbre asociada a las simulaciones en el software SAM. Esto, sin embargo, no afecta mayormente los resultados y observaciones a los que se han llegado.

SAM es una herramienta muy útil, eficaz y rápida que permite obtener información técnica y financiera relevante de un proyecto de generación con fuentes renovables; sin embargo, la simulación en este software está limitada a un solo año y tiene pocos emplazamientos para trabajar, por lo que en el análisis de largo plazo es necesario desarrollar múltiples simulaciones que permitan considerar condiciones meteorológicas que no están contempladas en un año TMY.

Se ha comprobado que la variabilidad interanual del recurso solar y la producción eléctrica a largo plazo se ajustan a una distribución normal; por lo

que, se puede calcular los parámetros de interés para la viabilidad de un proyecto a partir de la media y la desviación estándar.

Se ha podido encontrar un año representativo del P90 mediante las gráficas de las distancias relativas a este parámetro; sin embargo, en la mayoría de los casos el año P90 de la DNI no coincide con el año P90 de la producción de las diferentes plantas. Por esta razón vuelve a ser indispensable simular el largo plazo en lugar de un solo año.

Por otro lado, se ha demostrado que dependiendo de la tipología de la planta y el sitio estudiado se puede sobreestimar hasta en un 50% la medida del riesgo financiero, si se considera la DNI en lugar de la producción para el análisis en la viabilidad de un proyecto.

Las gráficas de las distancias relativas al P90 han permitido observar que existe cierta afectación en una u otra planta termosolar debido a las condiciones meteorológicas y ambientales de un emplazamiento, sobretodo en cuanto a recurso solar (DNI) se refiere. Como futuras investigaciones vinculadas a este trabajo se plantea un estudio a largo plazo del efecto de las condiciones de un lugar sobre el rendimiento de las plantas. Además; es importante desarrollar investigaciones sobre metodologías adecuadas para determinar un periodo preciso que represente el P90 o peor caso.

Finalmente, este artículo ha permitido ilustrar varias directrices que se deberían considerar para desarrollar un adecuado análisis en la viabilidad de proyectos de sistemas CSP.

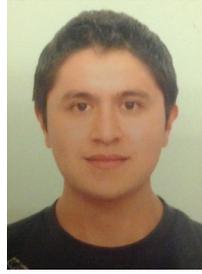
AGRADECIMIENTOS

Al programa de Máster en Energía de la Universidad Complutense de Madrid, al CIEMAT y especialmente al Dr. Jesús Polo por permitirme vincular y colaborar con el desarrollo de este trabajo. Gracias a esto es posible aprovechar oportunidades y experiencias para mi futuro como investigador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Blair, Nate; Dobos, Aron; Freeman, Janine; Neises, Ty; Wagner, Michael; Ferguson, Tom; Gilman, Paul; Janzou, Steven, System Advisor Model, SAM 2014.1.14: General Description, NREL Report No. TP-6A20-61019, 2014.
- [2] DESERTEC Foundation, Clean power from deserts, Hamburg, 2007.
- [3] DESERTEC Foundation, «DESERTEC Foundation,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.desertec.org/>. [Último acceso: 29 Mayo 2015].
- [4] A. Dobos, P. Gilman y M. Kasberg, P50/P90 Analysis for Solar Energy Systems Using the System Advisor Model, Denver, Colorado: NREL Conference Paper No. CP-6A20-54488, 2012.
- [5] J. E. Freund, I. Miller y M. Miller, Estadística Matemática con Aplicaciones, México: Pearson Educación, 2000.
- [6] C. A. Gueymard, «A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects,» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, pp. 1024-1034, 2014.
- [7] Habte, A.; Lopez, A.; Sengupta, M.; Wilcox, S., Temporal and Spatial Comparison of Gridded TMY, TDY, and TGY Data Sets, NREL Report No. TP-5D00-60886, 2014.
- [8] I. Hall, R. Prairie, H. Anderson y E. Boes, Generation of Typical Meteorological Years for 26 SOLMET Stations, Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories SAND78-1601, 1978.
- [9] H. Hauschild, M. Reiss, B. Rudolf y U. Schneider, Die verwendung von satellitendaten im WZN, Met. Zeitschrift 1: 58-66, 1992.
- [10] METEOTEST, «Meteonorm,» 6 Marzo 2014. [En línea]. Available: <http://www.meteonorm.com/en/downloads/documents>. [Último acceso: 27 Abril 2015].
- [11] R. Meyer, M. Schlecht y K. Chhatbar, «Solar resources for concentrating solar power (CSP) systems,» Woodhead Publishing Limited, pp. 68-89, 2012.

- [12] R. Pitz-Paal, «Solar Energy - Concentrating Solar Power,» de Future Energy, Londres, Elsevier, 2014, pp. 405-428.
- [13] J. Polo y G. Estalayo, «Impact of atmospheric aerosol loads on Concentrating Solar Power production in arid-desert sites,» *Solar Energy* 115, pp. 621-631, 2015.
- [14] J. Polo, F. Antonanzas-Torres, J. M. Vindel y L. Ramirez, «Sensitivity of satellite-based methods for deriving solar radiation to different choice of aerosol input and models,» *Renew Energy* 68, pp. 785-792, 2014.
- [15] J. Polo, L. F. Zarzalejo y L. Ramírez, «Solar Radiation Derived from Satellite Images,» de *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*, Springer, 2008, pp. 449-462.
- [16] L. Rodríguez, P. Pérez y J. Domingo, «CURSOLAR Grupo IDEA Universidad de Jaén,» 2005. [En línea]. Available: <http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm>.
- [17] M. Schnitzer, C. Thuman y P. Johnson, *The impact of solar uncertainty on project financeability: Mitigating energy risk through on-site monitoring*, Denver, Co: ASES conference (American Solar Energy Society), 2012, p. 0153.
- [18] Sengupta, M.; Habte, A.; Kurtz, S.; Dobos, A.; Wilbert, S.; Lorenz, E.; Stoffel, T; Renné, D.; Myers, D.; Wilcox, S.; Blanc, P.; Perez, R., *Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications*, NREL/TP-5D00-63112, 2015.
- [19] R. E. Walpole, R. H. Myers y S. L. Myers, *Probabilidad y estadística para ingenieros*, México: Pearson Educación, 1999.
- [20] S. Wilcox y W. Marrion, *Users Manual for TMY3 Data Sets*, Golden, Colorado: NREL Report No. TP-581-43156, 2008.



Christian Tapia Arias. Nació en Latacunga, Ecuador en 1990. Recibió su título de Ingeniero en Mecatrónica de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE en 2014; de Máster en Energía de la Universidad Complutense de Madrid, España en 2015.

Sus Áreas de interés están relacionadas con la investigación de tecnologías para la automatización de procesos industriales y la evaluación del recurso para sistemas energéticos renovables (Solar y Eólica).



Jesús Polo Martínez. Natural de Madrid, España (1967), es investigador senior en la Unidad de Energía Solar Fotovoltaica (División de Energías Renovables) del CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas

Medioambientales y Tecnológicas). Tiene más de 10 años de experiencia en el campo del recurso solar y de la simulación de sistemas solares. Ha participado en diversos proyectos de I+D internacionales en esta área, congresos internacionales y es autor de más de 50 publicaciones científicas. Está considerado un experto a nivel internacional en el conocimiento y estimación de la radiación solar para fines energéticos.