

# Trabajo Fin de Grado

## Ingeniería de la Energía

### Análisis de la ponderación de los diferentes parámetros en la producción de las instalaciones fotovoltaicas mediante SAM

Autor: Javier Moreno Arispón

Tutores: Isidoro Lillo Bravo y José María Delgado Sánchez

**Dep. Ingeniería energética**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2019





Trabajo Fin de Grado  
Ingeniería de La Energía

# **Análisis de la ponderación de los diferentes parámetros en la producción de las instalaciones fotovoltaicas mediante SAM**

Autor:

Javier Moreno Arispón

Tutores:

Isidoro Lillo Bravo

Doctor Ingeniero Industrial

Profesor del Departamento de Ingeniería Energética en la Universidad de Sevilla

José María Delgado Sánchez

Profesor Sustituto Interino

Dep. de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado: Análisis de la ponderación de los diferentes parámetros en la producción de las instalaciones fotovoltaicas mediante SAM

Autor: Javier Moreno Arispón

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, José María Delgado Sánchez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal



*A aquellos profesores que dejan y  
dejarán huella en nuestras vidas.*





# Agradecimientos

---

Me gustaría empezar con “GRACIAS”, sé que es típico y nada original, pero quién ha estado a mi lado todo este tiempo sabe lo mucho que significa para mí acabar la carrera, y mucho más importante, dar fin a este “maldito” TFG.

En primer lugar, agradecer a mis padres por amarme, educarme y aguantarme todos estos años de carrera. Me siento más que afortunado por ser vuestro hijo, es una deuda que jamás podré pagar pero prometo estar toda mi vida intentándolo.

A mis hermanos, por sus sabios consejos y permanecer junto a mí todo este tiempo, tanto en las malas como en las “muy malas”. Vosotros habéis comprendido mejor que nadie lo que ha significado estudiar esta ingeniería.

A mi familia de “sangre”, todos han aportado su granito de arena en la medida de lo posible y han confiado en mí en todo momento. En especial mencionar a mi tío Antonio, no he conocido persona más altruista hasta el momento.

A mi segunda familia, mis “amigos”, aquellas personas que han permanecido durante más o menos tiempo a mi lado y me conocen mejor que nadie. Mi grupo de 7. Aquellas que han estado aguantándome durante años y siguen haciéndolo a diario. Aquellas que siempre me han ayudado a ver el vaso medio lleno. Gracias Marina, Pablo, Adri, Lucía, Cristina y Belén. Brindé, brindo y brindaré porque nuestra amistad perdure para siempre.

A mis “compañeros de carrera”, a mis GIEs, lo que realmente me llevo de allí después de tantos años, haber podido forjar una amistad con gente tan maravillosa. Gracias Manuel, Alicia, Noemí, Cristina, Ana, Marina, Pablo, Luis, Rafa, Juanjo, David, Susana, Marta, Pinazo, Juanje, Jose, Álvaro, Mario, Ana Luisa, Tere, Paula, Jesús e Irene. Destacar a dos personas que se han convertido en dos pilares fundamentales durante la carrera y han acabado siéndolo también en mi vida, gracias Vicky y Sonia.

A Isidoro por ofrecerme la oportunidad de realizar este proyecto.

A las personas que ya no están, a las personas que me abandonaron, a las personas que no he mencionado y a las personas que ya no se encuentran con nosotros.

GRACIAS a todos de corazón. Por vosotros puedo decir que me he convertido en lo que soy hoy.

*Javier Moreno Arispón, 2019.*



El objetivo de este documento es la evaluación de los diferentes parámetros y aspectos más influyentes en la producción de las instalaciones fotovoltaicas en la actualidad, y que peso reciben según la herramienta System Advisor Model (SAM).

Una primera parte irá dirigida al análisis y evaluación, leyes, ecuaciones e hipótesis de las cuales hace uso SAM para poder estimar el funcionamiento de todos los dispositivos y aspectos involucrados en el sistema y de la producción anual final. Se estudiará uno a uno los “capítulos” disponibles en la herramienta, haciendo mayor hincapié en aquellos que tengan una dependencia tecnológica y no de diseño, cómo es el caso de “shading and snow”. Asimismo, el documento tendrá una base teórica sobre fundamentos básicos de la Energía Fotovoltaica.

Una segunda parte dónde será definido el caso base del proyecto. Dicha situación inicial será comparada con mediciones posteriores para poder evaluar objetivamente la magnitud de los cambios obtenidos en las simulaciones que sean realizadas.

Por último, tras haber definido un caso base del que partirán todas las simulaciones, se estudiará la sensibilidad que podrá llegar a tener en el programa realizar una variación en los parámetros del sistema fotovoltaico que se han considerado convenientes y las variables climáticas del emplazamiento.



# Abstract

---

The aim of this project is the evaluation of the different parameters and most influential aspects in the production of photovoltaic installations at present, and what weigh they receive according to the System Advisor Model (SAM) tool.

A first part will be focused to the analysis and evaluation, laws, equations and hypotheses of which SAM uses to be able to estimate the operation of all the devices and aspects involved in the system and of the finnal annual production Each chapter avaliable in the tool will be studied, with greater emphasis on those that have a technological and not design dependence, such as "shading and snow". Likewise, this document will have a theoretical basis on basic foundations on Photovoltaic Energy.

A second part where the base case will be defined. This initial situation will be compared with subsequent measurements in order to objectively assess the magnitude of the changes obtained in the simulations that are made.

Finally, after defining a base case from which all the simulations will start, the sensitivity that the program may have to make a variation in the parameters of the photovoltaic system that have been considered convenient and the climatic variables of the site will be studied.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xix</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xxi</b>
<b>Notación</b>	<b>xxxi</b>
<b>Objetivos</b>	<b>xxxiii</b>
<b>1 Introducción: La situación energética actual</b>	<b>1</b>
<b>2 Descripción y justificación de system advisor model (sam)</b>	<b>3</b>
2.1 <i>Algoritmo del modelo</i>	4
2.2 <i>PVWatts vs PVDetailed</i>	5
2.3 <i>Localización del proyecto y base meteorológica de SAM</i>	7
2.3.1 Emplazamiento del caso base	7
2.3.2 Carpeta de archivos climáticos	8
<b>3 Módulo fotovoltaico</b>	<b>11</b>
3.1 <i>El panel fotovoltaico</i>	12
3.1.1 Tipos de células	12
3.1.2 Curva característica I-V	13
3.1.3 Eficiencia de un módulo fotovoltaico	14
3.1.4 Condiciones de referencia	15
3.1.5 Resistencia serie, resistencia paralelo y factor de forma	15
3.1.6 Influencia en los parámetros de la curva característica	16
3.1.7 Absorción bifacial en módulos fotovoltaicos	21
3.1.8 Temperatura del módulo fotovoltaico	22
3.1.9 Pérdidas por “Mismatch” del módulo	22
3.2 <i>Simple Efficiency Module Model</i>	25
3.2.1 Comportamiento térmico	26
3.2.2 Determinación de los parámetros del modelo	27
3.3 <i>Sandia Module Model</i>	29
3.3.1 Comportamiento térmico	30
3.3.2 Influencia del contenido espectral de luz	33
3.3.3 Determinación de los parámetros del modelo	36
3.4 <i>CEC Performance Model</i>	38
3.4.1 Comportamiento térmico	39
3.4.2 Influencia del contenido espectral de luz	42
3.4.3 Determinación de los parámetros del modelo	43
3.4.4 Punto de máxima potencia	49
<b>4 Parámetros que afectan al inversor</b>	<b>51</b>
4.1 <i>Inversor</i>	52

4.1.1	Eficiencia del inversor	52
4.1.2	Seguimiento del punto de máxima potencia	53
4.1.3	Efecto "Derating"	53
4.1.4	Relación entre la potencia en CC y CA ("ILR")	54
4.1.5	Configuraciones	55
4.2	<i>CEC Performance Model Inverters</i>	57
4.2.1	Metodología de cálculo de los coeficientes y parámetros	59
4.2.2	Ecuaciones del sistema	62
<b>5</b>	<b>Diseño del sistema</b>	<b>65</b>
5.1	<i>Diseño del sistema</i>	65
5.1.1	Estimación automática	65
5.1.2	Configuración manual del campo fotovoltaico	67
5.2	<i>Dimensionamiento en CA</i>	68
5.3	<i>Resumen del dimensionamiento</i>	69
5.4	<i>Dimensionamiento en CC y configuraciones</i>	70
5.4.1	Sistemas con múltiples MPPT	70
5.4.2	Configuraciones eléctricas	70
5.4.3	Orientación y seguimiento	71
5.4.4	Información del dimensionamiento eléctrico	72
5.5	<i>Estimación del uso general de la tierra</i>	73
<b>6</b>	<b>Sombreado</b>	<b>75</b>
6.1	<i>Sombreado externo</i>	75
6.2	<i>Autosombreado</i>	76
6.3	<i>Pérdidas por nieve</i>	77
<b>7</b>	<b>Pérdidas</b>	<b>79</b>
7.1	<i>Pérdidas de irradiancia</i>	79
7.2	<i>Pérdidas en CC</i>	80
7.3	<i>Pérdidas en CA</i>	82
7.4	<i>Pérdidas por viabilidad y disponibilidad</i>	83
7.5	<i>Pérdidas que SAM no contempla</i>	84
<b>8</b>	<b>Producción</b>	<b>85</b>
8.1	<i>Performance ratio</i>	85
8.2	<i>Capacity factor</i>	86
8.3	<i>Energy yield</i>	86
8.4	<i>Reducción de emisiones</i>	87
8.5	<i>Estimación de la energía diaria generada y de los costes de la instalación</i>	87
<b>9</b>	<b>Análisis de sensibilidad, sam</b>	<b>89</b>
9.1	<i>Descripción del caso base: Instalación de 1045 MWp situada en Aznalcóllar, Sevilla</i>	89
9.1.1	Location and resource	90
9.1.2	Module	90
9.1.3	Inverter	95
9.1.4	System Design	96
9.1.5	Shading and layout	97
9.1.6	Losses	98
9.1.7	Principales resultados de la simulación	99
9.2	<i>Valoración climática</i>	103
9.2.1	Variación en la velocidad del viento	104
9.2.2	Variación de la temperatura ambiente	110
9.2.3	Variación del nivel de radiación	116
9.2.4	Influencia del AM	121
9.3	<i>Parámetros del módulo</i>	133
9.3.1	Corriente de cortocircuito	133



9.3.2	Tensión de circuito abierto	135
9.3.3	Temperatura de operación anual	137
9.3.4	Área del módulo fotovoltaico	140
9.3.5	Coeficientes de temperatura	144
9.4	<i>Coeficientes empíricos de Sandia</i>	148
9.4.1	Configuraciones disponibles en SAM	148
9.4.2	Coeficiente empírico “a”	149
9.4.3	Coeficiente empírico “b”	155
9.4.4	Coeficiente empírico $\Delta T$	162
9.5	<i>Pérdidas</i>	169
9.6	<i>Thermal derate losses</i>	174
9.7	<i>Clipping losses</i>	179
9.8	<i>Bifacialidad</i>	184
<b>Conclusiones</b>		<b>189</b>
<b>Líneas de trabajo futuro</b>		<b>191</b>
<b>Bibliografía</b>		<b>193</b>
<b>Anexos</b>		<b>195</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos meteorológicos del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia</i> Figura 1. “Photovoltaic Performance Model” diagrama de bloques simplificado. <i>Fuente: SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update</i>	9
Tabla 2. Tipos de células más comunes y presentes en SAM y su grado de comercialización. <i>Fuente: Grado en Ingeniería de la Energía, Instalaciones fotovoltaicas.</i>	12
Tabla 3 Variables características de un módulo fotovoltaico. <i>Fuente: Elaboración propia</i>	14
Tabla 4 Valores por defecto de SAM según el tipo de inversor empleado <i>Fuente: SAM.</i>	23
Tabla 5 Datos de entrada del “Simple Efficiency Module Model”. <i>Fuente: SAM.</i>	25
Tabla 6 “Sandia Module Model” datos de entrada. <i>Fuente: SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.</i>	29
Tabla 7. “Sandia Module” coeficientes determinados empíricamente para cada una de las opciones disponibles de montaje y estructura en la página del módulo. <i>Fuente: SAM.</i>	32
Tabla 8. Descripción de las opciones de la estructura de los módulos y montaje disponible. <i>Fuente: SAM</i>	32
Tabla 9. Efecto del AM sobre $I_{sc}$ en función de la tipología de célula empleada. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	35
Tabla 10. Parámetros del circuito equivalente. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	38
Tabla 11 Definición, unidades y simbología de las variables del modelo de temperatura de la célula NOCT. <i>Fuente: SAM Photovoltaic model technical reference update.</i>	40
Tabla 12 Definición, unidades y simbología de las variables empleadas en los coeficientes de temperatura. <i>Fuente: SAM Photovoltaic model technical reference update</i>	42
Tabla 13 Definición, unidades y simbología de las variables empleadas en el cálculo del modificador de la masa del aire. <i>Fuente: SAM Photovoltaic model technical reference update.</i>	43
Tabla 14 Definición, unidades y simbología de las variables empleadas en el cálculo de los 5 parámetros del modelo. <i>Fuente: SAM</i>	44
Tabla 15 Variables que aparecerán en el modelo “CEC Performance Model Inverters”. <i>Fuente: elaboración propia.</i>	57
Tabla 16 Valores por defecto aplicados por SAM a las pérdidas en CC según las configuraciones disponibles. <i>Fuente: SAM.</i>	82
Tabla 17 Resumen de los parámetros y resultados más importantes de una instalación fotovoltaica para el caso base. <i>Fuente: SAM</i>	99
Tabla 18 Comparación de las pérdidas que difieren de cada uno de los modelos. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	101
Tabla 19 Valores de los parámetros más importantes a tener en cuenta en el “clipped” de una instalación tras una variación del ILR de la misma. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	180
Tabla 20 Resumen de los parámetros que resultan de comparar el caso base y el caso base bifacial tomando los valores por defecto. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	185
Tabla 21 Diseño ideal de las especificaciones bifaciales del módulo (configuración CEC Database). <i>Fuente: SAM.</i>	188



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. “Photovoltaic Performance Model” diagrama de bloques simplificado. Fuente: <i>SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update</i>	4
Figura 2. Entarada de datos para el diseño del sistema del modelo “PVWatts” (1). Fuente: <i>SAM</i>	6
Figura 3. Entarada de datos para el diseño del sistema del modelo “PVWatts” (2). Fuente: <i>SAM</i>	6
Figura 4. Emplazamiento elegido para el caso base. Fuente: <i>Google Maps</i>	8
Figura 5. Descarga del archivo meteorológico para las coordenadas establecidas. Fuente: <i>PVGIS European Commission</i>	9
Figura 6. Curva característica I-V y sus parámetros más importantes. Fuente: <i>Grado en Ingeniería de la Energía, Instalaciones Fotovoltaicas, Isidoro Lillo.</i>	13
Figura 7. Circuito equivalente de una célula solar. Fuente: <i>Elaboración propia.</i>	16
Figura 8. Curvas características corriente-tensión de un módulo para diferentes temperaturas de módulos suponiendo una irradiancia incidente constante de $1000 \text{ W/m}^2$ . Fuente: <i>Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.</i>	17
Figura 9. .Potencia de los módulos con diferentes temperaturas suponiendo una irradiancia incidente constante de $1000 \text{ W/m}^2$ . Fuente: <i>Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.</i>	17
Figura 10. Diferencia de temperatura entre la del generador fotovoltaico y la ambiente y disminución de la producción energética anual en un generador fotovoltaico en función del tipo de montaje respecto a un módulo sin obstáculo por la parte posterior. Fuente: <i>Libro del seminario: Pequeños sistemas y dispositivos alimentados con un sistema fotovoltaico, ISE 1997.</i>	18
Figura 11. Curvas características de un módulo para diferentes niveles de irradiancia suponiendo su temperatura constante. Fuente: <i>Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.</i>	19
Figura 12. Espectro Solar Estándar para el espacio y superficie terrestre. Fuente: <i>PVEducation</i>	20
Figura 13. Representación gráfica de un módulo bifacial. Fuente: <i>Cambio Energético. ¿Cuál es la última tecnología en módulos fotovoltaicos?</i>	21
Figura 14. Especificaciones bifaciales. Fuente: <i>SAM.</i>	21
Figura 15. Diseño del sistema, opciones disponibles en SAM para pérdidas por desajustes en la tensión en el subcampo fotovoltaico. Fuente: <i>System Advisor Model.</i>	24
Figura 16. Tabla de eficiencia en función de la radiación incidente y los valores de referencia. Fuente: <i>SAM.</i>	26
Figura 17. Panel de entrada de datos del modelo “Simple Efficiency Model” (1). Fuente: <i>SAM</i>	27
Figura 18. Panel de entrada de datos del modelo “Simple Efficiency Model” (2). Fuente: <i>SAM.</i>	28
Figura 19. Panel de entrada de datos del modelo “Sandia PV Array Performance Model with Module Database” (1). Fuente: <i>SAM.</i>	30
Figura 20. Panel de entrada de datos del modelo “Sandia PV Array Performance Model with Module Database” (1). Fuente: <i>SAM.</i>	30
Figura 21. Panel de entrada de datos del modelo, coeficientes de temperatura. Fuente: <i>SAM.</i>	33

Figura 22. Relación empírica que ilustra la influencia de la variación del espectro solar en la corriente de cortocircuito del módulo, en unas condiciones de referencia de AM=1.5. Los resultados fueron medidos por “Sandia National Laboratories” para una amplia variedad de módulos comerciales. <i>Fuente: Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA REPORT.</i>	35
Figura 23. Relación empírica que ilustra la influencia de la variación del AOI reduciendo la corriente de cortocircuito de un módulo. Los resultados fueron medidos por “Sandia National Laboratories” para 4 módulos diferentes. <i>Fuente: Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA REPORT.</i>	36
Figura 24. Ilustración de la curva I-V del módulo mostrando los 5 puntos proporcionados por el “Sandia Module Model”. <i>Fuente: Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA REPORT.</i>	37
Figura 25. Con y sin tener en cuenta el efecto de M en una célula fotovoltaica, usando SRC como condiciones de referencia para predecir las condiciones de operación anual. <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto</i>	42
Figura 26. Efecto del parámetro “a” en la curva I-V. <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.</i>	44
Figura 27. Efecto de corriente de saturación inversa ( $I_0$ ) en la curva I-V. <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.</i>	45
Figura 28. Efecto de la fotocorriente ( $I_L$ ) en la curva I-V. <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.</i>	46
Figura 29. Efecto de las resistencias en serie ( $R_S$ ) en la curva I-V. <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.</i>	47
Figura 30. Curva I-V usando diferentes referencias y corrigiendo el parámetro $R_s$ . <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.</i>	48
Figura 31. Efecto de las resistencias en serie ( $R_S$ ) en la curva I-V. <i>Fuente: Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.</i>	49
Figura 32. “Derating mechanism”. <i>Fuente: Grado en Ingeniería de la energía, Isidoro Lillo</i>	54
Figura 33. “Clipping Losses” en una instalación fotovoltaica. <i>Fuente: Blue Bloak Energy.</i>	55
Figura 34. Inversor centralizado. <i>Fuente: Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.</i>	56
Figura 35. Mediciones de la eficiencia del inversor realizadas por un laboratorio de pruebas conocido y documentado por CEC. <i>Fuente: Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories</i>	58
Figura 36. Representación de 4000 medidas, incluyendo días despejados y nublados, que muestra la eficiencia del inversor y la relación entre la potencia en CC y CA. <i>Fuente: Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories.</i>	59
Figura 37. Cálculo de errores entre la eficiencia del inversor modelado y la eficiencia medida basada en una medida realizado en campo. <i>Fuente: Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories.</i>	60
Figura 38. Representación de las medidas llevadas a cabo por un laboratorio reconocido por CEC a 6 niveles de potencia y 3 tensiones en CC. <i>Fuente: Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories.</i>	61
Figura 39. Regresión lineal usada para determinar el coeficiente C2 y el valor de $P_{so}$ a una tensión de referencia $V_{nom}$ . <i>Fuente: Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories.</i>	61
Figura 40. Error porcentual entre la eficiencia del modelo del inversor y las medidas de laboratorio verificadas por el CEC. <i>Fuente: Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories.</i>	62

Figura 41. Diagrama de flujo del algoritmo empleado para dimensionar el campo fotovoltaico. <i>Fuente: SAM, Help</i>	66
Figura 42. Dimensionamiento en CA. <i>Fuente: SAM.</i>	68
Figura 43. Resumen del dimensionamiento. <i>Fuente: SAM.</i>	69
Figura 44. Establecer subcampos con múltiples MPPT. <i>Fuente: SAM.</i>	70
Figura 45. Panel de datos de entrada de las opciones de orientación y seguimiento para cada uno de los subcampos en los que se divide el sistema. <i>Fuente: SAM.</i>	71
Figura 46. Información sobre el dimensionamiento eléctrico del sistema. <i>Fuente: SAM.</i>	72
Figura 47. Editor 3D de pérdidas por sombreado de SAM. <i>Fuente: SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.</i>	76
Figura 48. Diagrama de la capa de nieve en un campo fotovoltaico. <i>Fuente: SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.</i>	77
Figura 49. Entrada de datos, “pérdidas por suciedad y polvo”. <i>Fuente: SAM.</i>	80
Figura 50. Pérdidas por viabilidad o disponibilidad, pestaña de entrada de datos. <i>Fuente: SAM.</i>	83
Figura 51. “Location and resource” caso base. <i>Fuente: SAM</i>	90
Figura 52. Características del módulo del caso base, Simple Efficiency Module Model. <i>Fuente: SAM</i>	91
Figura 53. Características del módulo del caso base, CEC Performance model with module database. <i>Fuente: SAM</i>	92
Figura 54. Características del módulo del caso base, CEC Performance model with module database. <i>Fuente: SAM</i>	93
Figura 55. Características del módulo del caso base, Sandia PV Array Performance Model with Module Database. <i>Fuente: SAM</i>	94
Figura 56. Características del inversor del caso base, “Inverter CEC Database” . <i>Fuente: SAM</i>	95
Figura 57. “System and design” caso base para la capacidad total e ILR deseados. <i>Fuente: SAM</i>	96
Figura 58. “Shading and layout” caso base. <i>Fuente: SAM</i>	97
Figura 59. “Losses” en el caso base. <i>Fuente: SAM.</i>	98
Figura 60. Producción de energía mensual para el caso base. <i>Fuente: Elaboración propia con resultados de SAM.</i>	100
Figura 61. Diagrama de Sankey del modelo “Simple efficiency module model”. <i>Fuente: SAM.</i>	102
Figura 62. Reducción de gases de efecto invernadero para el caso base. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	103
Figura 63. Variación de la energía anual producida de todas las configuraciones posibles tras realizar una variación porcentual de la velocidad del viento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	105
Figura 64. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la velocidad del viento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	105
Figura 65. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia</i>	106
Figura 66. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	106
Figura 67. Temperatura media del módulo en invierno vs temperatura media del módulo en verano, tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	107

Figura 68. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	107
Figura 69. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	108
Figura 70. Rendimiento medio del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	108
Figura 71. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	109
Figura 72. Variación de la energía anual producida de todas las configuraciones posibles tras realizar una variación porcentual de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	110
Figura 73. Variación de la energía anual producida en CC tras realizar una variación porcentual de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	111
Figura 74. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la velocidad del viento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	111
Figura 75. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	112
Figura 76. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	112
Figura 77. Temperatura media del módulo en invierno vs temperatura media del módulo en verano, tras una variación de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	113
Figura 78. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	113
Figura 79. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la temperatura ambiente. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	114
Figura 80. Rendimiento medio del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	114
Figura 81. Pérdidas modeladas del módulo de todas las configuraciones posibles tras una variación de la temperatura ambiente del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	115
Figura 82. Variación de la energía anual producida de todas las configuraciones posibles tras realizar una variación porcentual de la irradiancia. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	116
Figura 83. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la irradiancia. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	117
Figura 84. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la irradiancia. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	117
Figura 85. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la irradiancia. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	118
Figura 86. Temperatura media del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la irradiancia del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	118
Figura 87. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la irradiancia. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	119
Figura 88. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la irradiancia. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	119



Figura 89. Rendimiento medio del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la irradiancia del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	120
Figura 90. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación de la irradiancia del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	121
Figura 91. Variación porcentual en la producción en función de la latitud del emplazamiento para todas las configuraciones posibles. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	122
Figura 92. Variación porcentual del modelo “CEC Database” en la producción respecto al caso base en función de la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	123
Figura 93. Variación (%) en la producción tras haber realizado una variación porcentual en la latitud. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	123
Figura 94. Variación del PR en función de la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	124
Figura 95. Variación de la temperatura a lo largo del año en función de la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	125
Figura 96. Variación porcentual en las pérdidas totales del módulo respecto al caso base, en función de la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	125
Figura 97. Variación en la producción en función de la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	127
Figura 98. Variación porcentual de la energía respecto al caso base en función de la latitud y la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	127
Figura 99. Variación en la producción tras haber realizado una variación porcentual en la latitud. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	128
Figura 100. Variación del PR en función de la latitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	129
Figura 101. Variación de la temperatura a lo largo del año en función de la longitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	129
Figura 102. Variación porcentual en las pérdidas totales del módulo respecto al caso base, en función de la longitud del emplazamiento. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	130
Figura 103. Variación en la producción tras realizar una variación porcentual en h. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	131
Figura 104. Variación en la temperatura media del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual en h. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	131
Figura 105. Variación en el rendimiento medio del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual en h. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	132
Figura 106. Variación en la temperatura media del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual en h. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	133
Figura 107. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la corriente de cortocircuito. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	134
Figura 108. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la corriente de cortocircuito. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	134
Figura 109. Variación de las pérdidas modeladas totales del módulo tras realizar una variación porcentual de la corriente de cortocircuito. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	135
Figura 110. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la tensión de circuito abierto. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	136
Figura 111. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la tensión de circuito abierto.	136

*Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

Figura 112. Pérdidas modeladas totales del módulo tras realizar una variación porcentual de la tensión de circuito abierto. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 137

Figura 113. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la Tonc. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 138

Figura 114. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la Tonc. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 138

Figura 115. Variación de la temperatura media del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual de la Tonc. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 139

Figura 116. Variación de las pérdidas modeladas del módulo tras realizar una variación porcentual de la Tonc. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 139

Figura 117. Variación del rendimiento medio del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual de la Tonc. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 140

Figura 118. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual del área del módulo. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 141

Figura 119. Variación del PR tras realizar una variación porcentual del área del módulo. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 141

Figura 120. Variación de la eficiencia del módulo tras realizar una variación porcentual del área del módulo. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 142

Figura 121. Variación de la temperatura del módulo tras realizar una variación porcentual del área del módulo. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 143

Figura 122. Variación de la temperatura del módulo tras realizar una variación porcentual del área del módulo. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 143

Figura 123. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de  $\alpha$ . *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 145

Figura 124. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de  $\beta$ . *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 145

Figura 125. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de  $\gamma$ . *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 146

Figura 126. Variación de las pérdidas totales anuales del módulo tras realizar una variación porcentual de  $\alpha$ . *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 146

Figura 127. Variación de las pérdidas totales anuales del módulo tras realizar una variación porcentual de  $\beta$ . *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 147

Figura 128. Variación de las pérdidas totales anuales del módulo tras realizar una variación porcentual de  $\gamma$ . *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 147

Figura 129. Producción anual de energía del “Caso base” para cada una de las configuraciones disponibles de montaje y módulo. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.* 149

Figura 130. Energía anual obtenida tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.* 149

Figura 131. Performance ratio del sistema asociado a una variación del coeficiente empírico  $a$ . *Fuente: Elaboración propia.* 150

Figura 132. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.* 151

Figura 133. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.* 151

Figura 134. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico 152

a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	
Figura 135. Temperatura media del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	152
Figura 136. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	153
Figura 137. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	153
Figura 138. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	154
Figura 139. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	154
Figura 140. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	155
Figura 141. Energía anual obtenida tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	156
Figura 142. Performance ratio del sistema asociado a una variación del coeficiente empírico b. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	156
Figura 143. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	157
Figura 144. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	158
Figura 145. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	158
Figura 146. Temperatura media del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	159
Figura 147. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	160
Figura 148. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	160
Figura 149. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	161
Figura 150. Rendimiento medio del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	161
Figura 151. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	162
Figura 152. Energía anual obtenida tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	163
Figura 153. Performance ratio del sistema asociado a una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ . <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	163
Figura 154. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	164
Figura 155. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	165
Figura 156. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	165
Figura 157. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico	166

$\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	
Figura 158. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	166
Figura 159. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	167
Figura 160. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM</i>	167
Figura 161. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM</i>	168
Figura 162. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación del coeficiente empírico $\Delta T$ en el sistema. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	169
Figura 163. Representación gráfica de la variación de aquellas pérdidas que supondrán una desviación idéntica en la producción. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	170
Figura 164. Representación gráfica de la variación de las pérdidas en el cableado cuando además están presentes en el sistema las pérdidas por transformación. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	171
Figura 165. Representación gráfica de la variación de las pérdidas restantes del sistema fotovoltaico con respecto a la producción final. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	172
Figura 166. Representación gráfica de la variación de los dos tipos de pérdidas en la transformación con respecto a la producción final. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	173
Figura 167. Configuración disponible en SAM de la “Inverter temperatura derate curve”. <i>Fuente: SAM.</i>	174
Figura 168. Parte superior: Temperatura del archivo climático vs Pérdidas de reducción térmicas del inversor (Datos anuales). Parte inferior: Eficiencia del inversor anual (Datos anuales). <i>Fuente: SAM.</i>	175
Figura 169. Producción de energía del sistema fotovoltaico frente a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	176
Figura 170. Variación porcentual de la producción de energía anual en función de la variación porcentual de la temperatura de “inicio” del inversor. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	176
Figura 171. Performance ratio del sistema fotovoltaico frente a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	177
Figura 172. Variación porcentual del Performance Ratio en función de la variación porcentual de la temperatura de “inicio” del inversor. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	177
Figura 173. Pérdidas del inversor en CA (en azul) frente a las pérdidas térmicas de reducción (rojo), sometidas a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	178
Figura 174. Eficiencia del inversor en CA tras ser sometido a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. <i>Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.</i>	179
Figura 175. Pérdidas de energía recortada por la potencia límite en AC para instalaciones de conexión a red y residenciales al variar el ILR del sistema. <i>Fuente: Solar Power World.</i>	181
Figura 176. Energía anual obtenida variando el ILR del sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	181
Figura 177. Pérdidas de energía recortada por la potencia límite en AC al variar el ILR del sistema. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	182
Figura 178. PR anual del sistema al variar el ILR. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	182
Figura 179. “Energy yield” anual del sistema al variar el ILR. <i>Fuente: Elaboración propia.</i>	183

Figura 180. Ahorro económico obtenido en \$ debido a la variación del ILR del sistema. Fuente: Elaboración propia.	184
Figura 181. Energía anual obtenida de la variación del “Transmission Fraction” de un módulo bifacial. Fuente: SAM.	185
Figura 182. Energía anual obtenida de la variación de la “Bifaciality” de un módulo bifacial. Fuente: SAM.	186
Figura 183. Energía anual obtenida de la variación del “Ground clearance height” de un módulo bifacial. Fuente: SAM.	187



SAM	System Advisor Model
POA	Plane of array
AOI	Angle of incidence
SRC	Standard rating conditions
AM	Air mass
SPM	Sandia Performance Model
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
MPPT	Maximum Power Point Tracker
GCR	Ground Coverage Ratio
ILR	Inverter Load Ratio
CEC	California Energy Commission
PR	Performance Ratio
HSP	Horas de sol pico
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
LID	Light Induced Degradation





# Objetivos

---

Los principales objetivos del proyecto son:

1. Comprender y analizar el funcionamiento del software de estudio y los posibles aspectos y parámetros que podrán ser abarcados en el proyecto.
2. Analizar y evaluar los diferentes modelos y configuraciones, leyes, ecuaciones e hipótesis de las cuales hace uso SAM para poder estimar la producción del sistema fotovoltaico.
3. Identificar de diferentes aspectos los cuales serán contabilizados cómo pérdidas que tendrán una fuerte influencia en la producción en SAM.
4. Estimación del peso de las variables climáticas más influyentes en la producción fotovoltaica, así cómo otros parámetros o aspectos que tendrán un peso más que significativo en la producción de SAM.



# 1 INTRODUCCIÓN: LA SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

---

*“Primero, fue necesario civilizar al hombre en su relación con el hombre. Ahora, es necesario civilizar al hombre en su relación con la naturaleza y los animales”*

*–Victor Hugo–*

**E**n la actualidad, tanto el ser como la tecnología desarrollada por él, deben afrontar un verdadero reto de dimensiones tales que pueden llegar a decidir el devenir de la especie humana. Este reto es ni más ni menos que la gestión energética a nivel mundial. Con ello se intentará evitar que el planeta Tierra deje de ser habitable, debido en gran parte por las actividades energéticas que el ser humano ha llevado a cabo durante sus dos siglos de historia provocando daños prácticamente irreversibles que llevarán al ser humano tarde o temprano a la autoextinción. Y es que la lucha contra el calentamiento global no debe ir seguida de palabras huecas, sino de acciones que pongan freno o ralenticen este suicidio colectivo al que incumbe no solo al ser “humano”, sino también a toda especie animal habida o por haber en el planeta.

El mundo está reaccionando a la alerta, aunque no todo lo rápido que debería, y es aquí donde la energía fotovoltaica tomará un papel fundamental. A nivel mundial, el 2017 confirmó el protagonismo que ha estado tomando la tecnología estos últimos años. En el año 2017 acumuló un total de más de 400 GW, superando los 393 GW nucleares que había instalados en aquel entonces. Así mismo la fotovoltaica es la primera inversión energética: suponiendo una inversión de más de 160.000 millones de dólares que representó el 57 % de la inversión renovable y el 47% de toda la nueva generación de energías [1]. Cabe destacar que entre China, Estados Unidos, Japón y Alemania cubren casi el 70 % de la energía instalada.

En España el sector fotovoltaico encara el futuro con un moderado grado de optimismo. Y es que, durante una década, han sido innumerables las trabas y tasas impuestas por los anteriores gobiernos en materia de legislación. Sin embargo, con la aprobación de una renovada regulación que da soporte y abre camino al autoconsumo, pieza clave en la lucha contra el cambio climático, se espera que deje de ser una anécdota en el territorio español y se gestione con la urgencia que se requiere.

Además, esa tendencia negativa de la energía fotovoltaica en España cambió en gran parte gracias a que el pasado mes de abril de 2019 el nuevo gobierno dio fin al famoso “impuesto al Sol”. Con esta medida los usuarios tienen plena libertad en la producción y venta de la energía en los hogares. Se desploman las trabas administrativas, y con ello se libera las cadenas de la concienciación social, y se aprovechan los excedentes de energía renovable, ayudando al particular con una compensación económica y haciéndolo partícipe de manera activa en la reducción de emisiones y en la transición energética.

En cuanto a la huella de carbono en España, para 2020 el 20% del consumo energético total en el país deberá proceder de las renovables, donde la energía fotovoltaica desempeñará un rol fundamental. A día de hoy se encuentra en un 17.5% y se espera que al final de la siguiente década llegue al 42%. ¿Cómo? Estos últimos años en España han estado marcados por la celebración de nuevas subastas que han supuesto la adjudicación de 3.9 GW, que se añadirán a los 4.7 ya acumulados. Yendo aún más lejos, la nueva propuesta enviada por el nuevo gobierno a Bruselas obliga a España a producir la escandalosa cantidad de energía para 2030 mediante energía

fotovoltaica: alrededor de 37.000 MW, eso supone un 640% de la potencia actual instalada (eso incluye proyectos de autoconsumo) [2].

Hay y habrá luz al final del túnel. Gracias a una flexibilización del mercado y gran impulso político en las renovables, la energía solar fotovoltaica podrá llegar a ser competitiva según los analistas. Asimismo, esta transición no se va a convertir solo en un elemento para disponer de una energía limpia y barata, sino también de una fuente de crecimiento económico y empleo en España y a nivel mundial, y lo más importante, será una de las bases que sustente el cambio contra el calentamiento global del planeta.

## 2 DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

---

*“¿Qué es lo que van a quemar en lugar de carbón? Agua, respondió Pencroft. El agua, descompuesta en sus elementos por la electricidad. Si, amigos míos, creo que algún día se empleará agua como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno de los que está formada, usados por separado o de forma conjunta, proporcionarán una fuente inagotable de luz y calor.*

*El agua será el carbón del futuro.”*

*– Julio Verne – “La isla misteriosa (1875)”*

Para la realización de este proyecto se empleará una herramienta de simulación informática desarrollada por NREL en colaboración con Sandia National Laboratories, y en colaboración con U.S. Department Of Energy (DOE) Solar Energy Program (SETP). Dicha herramienta será SAM, “System Advisor Model”.

SAM es un modelo asistencial y financiero diseñado para facilitar la toma de decisiones en multitud de campos tecnológicos y en sus tareas económicas. Dicha herramienta está enfocada en concreto a la industria renovable y a todas las personas involucradas, como es el caso de jefes de proyecto, ingenieros diseñadores, desarrolladores de tecnología e incluso investigadores. Además, se trata de un programa informático y gratuito lo que permite ser gestionado por cualquier tipo de usuario que disponga de los conocimientos necesarios.

Este software se utiliza a nivel mundial para planificar, diseñar y evaluar proyectos de investigación y desarrollar su sistema de costes. Asimismo, realiza estimaciones del rendimiento energético de instalaciones fotovoltaicas, instalaciones solares de concentración, eólicas, de biomasa o energía geotérmica.

Permite al usuario trabajar con variables ingenieriles y financieras si lo desea, por lo que se trata de un software ideal desde punto de vista de un inversor, que podrá realizar tantos análisis estadísticos del sistema como necesite. También, ofrece la posibilidad de realizar análisis paramétricos y de sensibilidad, e incluso tiene habilitado un algoritmo que genera tablas automáticamente o permite exportar los resultados obtenidos en el caso de sea necesario.

En este proyecto, dado que se realizará un análisis exhaustivo de las variables y factores que influyen en el cálculo de la energía en un sistema fotovoltaico, la parte financiera de SAM no será desarrollada ni utilizada durante el estudio.

Dentro de la tecnología fotovoltaica, SAM ofrece tres configuraciones distintas: modelo “PVWatts”, “PVDetailed” y “PVConcentrating”. En este documento será estudiado un sistema fotovoltaico convencional conectado a red, es decir, la tecnología fotovoltaica de concentración no será objeto de análisis de este documento.

Se ha podido comprobar que los resultados proporcionados por la herramienta de simulación SAM se aproximan bastante a la realidad, con un margen de error del 2-4%, por lo que se garantizan a lo largo del proyecto resultados con alto grado de precisión.

## 2.1 Algoritmo del modelo

Este apartado describe el algoritmo básico llevado a cabo por el modelo fotovoltaico simulado por SAM [3]. Ver la figura tal para un diagrama de bloques básico de dicho algoritmo (ver Figura 1).

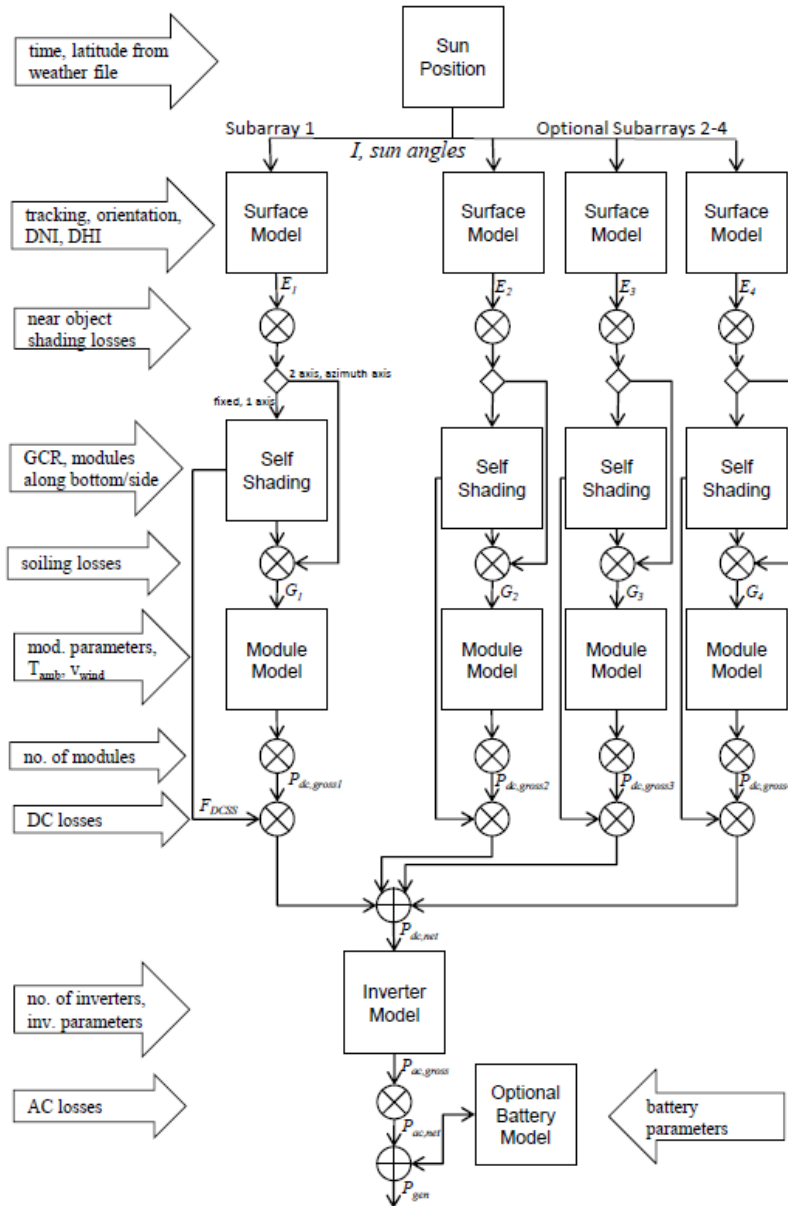


Figura 1. "Photovoltaic Performance Model" diagrama de bloques simplificado. Fuente: *SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update*

El modelo simulado realiza los siguientes cálculos para cada iteración en un año:

1. Para cada uno de los hasta 4 subcampos:
  - a) Calcular los ángulos solares a partir de la fecha, la hora y los datos de posición geográfica del archivo meteorológico.
  - b) Calcular la irradiancia global y difusa en el plano de inclinación, POA. Estos dependerán del archivo climático previamente elegido, los cálculos del ángulo solar, los parámetros

- especificados por el usuario como seguimiento y orientación, y la opción de retroceso entre paneles para evitar sombreado para seguimiento de un eje.
- c) Aplicar la radiación directa especificada por el usuario y las pérdidas por sombreado de objetos cercanos al haz nominal y la irradiancia difusa del POA.
  - d) Para campos con paneles fijos y campos con paneles con un eje de seguimiento y autosombreado habilitado, aplicar y calcular los factores de pérdidas de autosombreado al haz nominal y a la irradiancia difusa en el POA.
  - e) Aplicar parámetros de ensuciamiento mensuales especificados por el usuario para calcular la irradiancia efectiva en el POA en el campo fotovoltaico.
2. Para campos sin seguimiento (fijos) y auto sombreado habilitado, calcular la reducción de la irradiancia difusa en el POA.
  3. Determinar el método de cálculo de la tensión de la cadena de un campo/subcampo fotovoltaico.
  4. Para cada uno de los hasta 4 subcampos, simular el modelo con la radiación efectiva y la irradiancia difusa en el POA y los parámetros del módulo como entrada para calcular la potencia a la salida en CC, la eficiencia del módulo, la tensión en CC y la temperatura de la célula en un solo módulo del subcampo.
  5. Calcular la tensión de la cadena de un subcampo mediante el método empleado en el apartado 3.
  6. Para cada subcampo, calcular la potencia de salida en CC del campo.
    - a) Aplicar las pérdidas en CC por autosombreado a la potencia del módulo en CC si es aplicable.
    - b) Calcular la potencia bruta (sin pérdidas) en CC del campo multiplicando la potencia de los módulos en CC por el número de módulos en el subcampo.
    - c) Calcular la potencia en CC del subcampo multiplicando la potencia bruta del apartado anterior por un factor de pérdidas en CC.
    - d) Calcular la tensión de la cadena del subcampo multiplicando la tensión del módulo por el número de módulos por cadena.
    - e) Calcular la potencia del campo fotovoltaico sumando la potencia de las secciones en las que está dividido.
  7. Simular el modelo del inversor para calcular la potencia bruta en CA y la eficiencia de conversión del inversor.
  8. Calcular la potencia en CA aplicando el coeficiente de pérdidas a la potencia bruta del punto anterior.
  9. Para sistemas con baterías, calcular la potencia hacia y desde la batería.

## 2.2 PVWatts vs PVDetailed

La principal diferencia entre ambos modelos es la precisión en la simulación del sistema fotovoltaico. En el caso de "PVWatts" (ver Figura 2 y Figura 3), se especifica una capacidad concreta en kW de la planta y el ratio de conversión de CC a CA. Debido a que esta configuración puede escalar el tamaño del inversor para cualquier campo fotovoltaico, se podrá modelar cualquier sistema fotovoltaico sea cual sea la potencia de este. Se trata de un buen modelo para realizar una primera aproximación de la producción del sistema antes de saber qué módulos e inversores se utilizarán [4].

**System Parameters**

System nameplate size  kWdc

Module type

DC to AC ratio

Rated inverter size  kWac

Inverter efficiency  %

---

**Orientation**

Array type

Tilt  degrees

Azimuth  degrees

Ground coverage ratio

Figura 2. Entrada de datos para el diseño del sistema del modelo “PVWatts” (1). Fuente: SAM

**Losses**

Soiling  %

Shading  %

Snow  %

Mismatch  %

Wiring  %

Connections  %

Light-induced degradation  %

Nameplate  %

Age  %

Availability  %

Enable user specified losses

User-specified total system losses  %

Total system losses  %

**-Shading**

Edit shading losses

**-Curtailment and Availability**

Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.

Constant loss: 0.0 %  
Hourly losses: None  
Custom periods: None

Figura 3. Entrada de datos para el diseño del sistema del modelo “PVWatts” (2). Fuente: SAM

Para el modelo “PVDetailed” los cálculos serán mucho más precisos y detallados. En primer lugar, permite seleccionar un módulo y un inversor de la librería de SAM. Incluso para dicha elección, ofrece la posibilidad de seleccionar distintas metodologías las cuales se estudiarán minuciosamente en apartados posteriores del proyecto. Además, se puede especificar el número de paneles en serie y paralelo, separar los campos en distintos subgrupos los cuales pueden tener módulos orientados en distintas direcciones o que utilizan distintas opciones de seguimiento. El dimensionamiento del modelo detallado requerirá más esfuerzo ya que se tendrá que elegir una tipología de módulo e inversor adecuado para el sistema, y determinar la cantidad de módulos e inversores que necesita para una potencia de CC y una relación de CC a AC determinadas, al mismo tiempo debe garantizar que la tensión del sistema fotovoltaico se encuentra dentro de los límites del inversor.

En cuanto a las futuras simulaciones del sistema, ambas configuraciones se compararán en el “caso base” para ver que fiabilidad tiene el modelo “PVWatts” frente al “PVDetailed”. No obstante, se realizará un análisis



bastante más completo del modelo detallado ya que es el se utiliza grandes proyectos cuando se necesita de una mayor precisión y detalle.

Para realizar un previo análisis de SAM se procederá a estudiar cada uno de los apartados disponibles en la herramienta para la configuración “PVDetailed”. Es decir:

- “Location and resource”, se estudiará a continuación junto al emplazamiento empleado en el “caso base”.
- “Module”, se hablará en detalle de cada una de las configuraciones posibles y se vayan a emplear en este documento. Además, se intentará abarcar las soluciones que ofrece SAM a distintas problemáticas que puedan darse en los módulos fotovoltaicos del sistema.
- “Inverter”, se hablará en detalle de cada una de las configuraciones posibles y se vayan a emplear en este documento. Además, se intentará abarcar las soluciones que ofrece SAM a distintas problemáticas que puedan darse relativas al inversor.
- “System Design”, se explicará la metodología y algoritmos que emplea SAM para diseñar el sistema fotovoltaico.
- “Shading and Layout”, no se hará hincapié en este apartado ya que será irrelevante en el objetivo del documento. No obstante, se tratará de mencionar aquellos aspectos más importantes que ofrece la herramienta.
- “Losses”, se comentarán y detallarán las pérdidas que SAM permite modificar manualmente y que no se tendrán en cuenta en anteriores apartados.
- Finalmente, un último apartado denominado “Producción”, el cual no aparecerá de manera implícita en la herramienta pero que será conveniente explicar antes de comenzar con las simulaciones.

## 2.3 Localización del proyecto y base meteorológica de SAM

Antes de seleccionar cualquier característica del sistema, en todos los modelos y configuraciones se solicitará el archivo climático de entrada para la simulación. Para ello deberá estudiarse previamente el emplazamiento adecuado para el campo fotovoltaico y la base de datos de la que se obtendrán los archivos meteorológicos.

### 2.3.1 Emplazamiento del caso base

El emplazamiento de un sistema solar fotovoltaico afectará a su capacidad generadora en un doble sentido: en primer lugar, la localización determina el potencial de la radiación solar incidente (distribución temporal, cantidad y proporción de difusas); por otra parte, la ubicación específica de la que dispondrá el generador (inclinación, orientación y sombras) determina el grado de aprovechamiento de dicho potencial.

La distribución de los módulos en el campo fotovoltaico se ha de realizar con el fin de maximizar la producción de energía. Por ello, el lugar elegido como estudio en el caso base será Sevilla, zona que reúne todos los requisitos para simular una instalación fotovoltaica en unas condiciones idóneas. Este proyecto se sitúa en concreto en las coordenadas de Aznalcóllar, pueblo sobre el que se sitúa una planta fotovoltaica. Dichas coordenadas son: 37.49°, -6.23° [5] (ver Figura 4).



Figura 4. Emplazamiento elegido para el caso base. Fuente: Google Maps

Dicha localización será la elegida para el caso base, no obstante, en las simulaciones se realizarán comparaciones de la configuración elegida en el sistema fotovoltaico variando sus datos climáticos originales tal cómo se verá más adelante.

### 2.3.2 Carpeta de archivos climáticos

SAM dispone de una carpeta de archivos meteorológicos predeterminada en la carpeta de instalación que utiliza para simular proyectos. No obstante, los archivos meteorológicos que presenta por defecto no serán suficientes para elaborar este proyecto. Por esa razón, SAM ofrece la posibilidad de integrar nuevos archivos según el emplazamiento deseado.

El Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) de la Comisión Europea es una fuente fiable y contrastada que cubre Europa, África, Asia Central y partes del Sudeste Asiático [6]. Se procederá por tanto a descargar archivos climáticos con dicha herramienta para un año típico durante los años 2007-2016 (ver Figura 5).

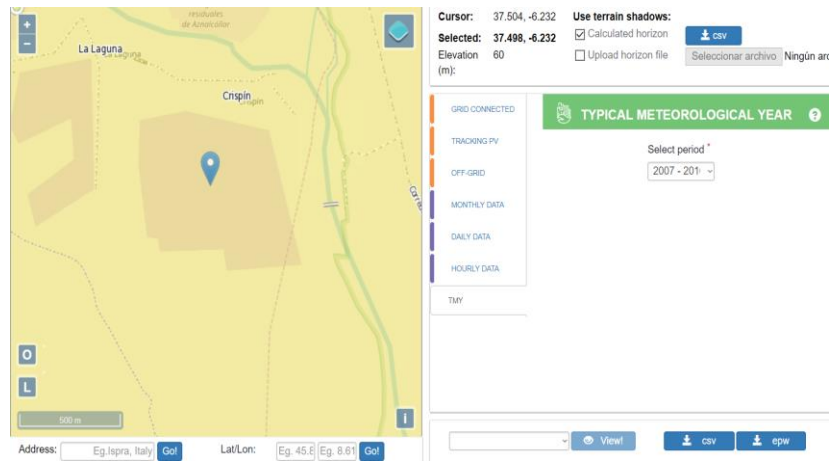


Figura 5. Descarga del archivo meteorológico para las coordenadas establecidas. *Fuente: PVGIS European Commission*

Los datos meteorológicos se pueden ver en la Tabla 1. Dichos datos serán los empleados a lo largo de todo el estudio para el caso base.

DATOS METEOROLÓGICOS DEL EMPLAZAMIENTO	
<i>Coordenadas (latitud, longitud)</i>	<b>37.49, -6.23</b>
<i>Elevación (m)</i>	<b>60</b>
<i>Irradiancia global horizontal(kWh/m<sup>2</sup> día)</i>	<b>5.19</b>
<i>Irradiancia directa normal (kWh/m<sup>2</sup> día)</i>	<b>6.03</b>
<i>Irradiancia difusa Horizontal (kWh/m<sup>2</sup> día)</i>	<b>1.61</b>
<i>Temperatura Media (°C)</i>	<b>18.6</b>
<i>Velocidad del viento media (m/s)</i>	<b>2.7</b>

Tabla 1. Datos meteorológicos del emplazamiento. *Fuente: Elaboración propia*



## 3 MÓDULO FOTOVOLTAICO

*“Poco conocimiento hace que las personas se sientan orgullosas. Mucho conocimiento, que se sientan humildes”*

*–Leonardo Da Vinci–*

En la página “Module”, SAM le permite al usuario elegir una configuración para modelar cualquier sistema fotovoltaico. Para cada intervalo de tiempo establecido en la simulación, la configuración elegida calculará la salida eléctrica en CC de un solo módulo en función de los parámetros de diseño y la radiación solar incidente. En este caso, como ya se vio en capítulos anteriores, los datos empleados no serán los proporcionados por defecto en SAM, sino unos valores descargados mediante PVGIS.

SAM asume que el sistema fotovoltaico estará formado por un conjunto de módulos idénticos, módulos que se podrán conectar hasta en cuatro subcampos diferentes. Esta opción, disponible en la página “diseño del sistema”, hará posible que cualquiera de estos subcampos, aun permaneciendo al mismo campo fotovoltaico, mantengan sus propias características tales como: cantidad de módulos, orientación, seguimiento, sombreado y cualquier tipo de pérdida que se pueda llegar a especificar en la herramienta.

En definitiva, los modelos disponibles en SAM para la selección del módulo fotovoltaico son los siguientes [7]:

- “Simple Efficiency Model”
- “Sandia PV Array Performance Model with Module Database”
- “CEC Performance Model with Module Database”
- “CEC Performance Model with User Entered Specifications”
- “IEC61853 Single Diode Model”

Para cada uno de los modelos se procederá a realizar un estudio exhaustivo de los algoritmos empleados y de las variables que podrían llegar a tener un peso significativo en la producción final del sistema fotovoltaico. Para todos excepto uno, el modelo “IEC61853 Single Diode Model”, del cual se necesitaría obtener datos de un laboratorio testado o de un fabricante y SAM no incluye una librería de parámetros de prueba para este modelo.

Antes de proceder con el análisis correspondiente de cada una de las configuraciones, se hará una breve introducción a las características y aspectos más importantes a tener en cuenta ya que supongan una influencia significativa en el cálculo final de energía de la instalación del módulo fotovoltaico.

### 3.1 El panel fotovoltaico

Dentro de instalación fotovoltaica existe un generador fotovoltaico que será el encargado de transformar la radiación solar en electricidad. Dicho generador estará constituido por una asociación de módulos serie-paralelo, y estos a su vez estarán compuestos de agrupaciones de células solares en serie-paralelo. La célula solar por tanto será el dispositivo básico en la conversión de energía solar en eléctrica en un sistema fotovoltaico [8]

Como ya bien se ha dicho antes, el principio de funcionamiento de una célula solar es bastante complejo, sería conveniente tener conocimientos básicos en la electrónica de semiconductores, en especial en la estructura atómica p-n y los efectos de la radiación solar al incidir en ella.

A continuación, se comentarán los aspectos más importantes de un panel fotovoltaico y los parámetros con mayor influencia sobre este, para, posteriormente, observarlo, estudiarlo y aplicarlo todo en SAM.

#### 3.1.1 Tipos de células

El tipo de célula elegido en el sistema jugará un papel determinante en la instalación fotovoltaica. No todos los módulos tendrán las mismas características ni todos se ajustarán al diseño deseado de antemano como se verá a continuación.

Definiéndose la eficiencia de una célula como la relación entre la energía generada y la recibida en forma de radiación solar, en la siguiente tabla (Tabla 2) se mostrará los tipos de células más empleados en el mundo fotovoltaico actualmente debido a su comercialización y los módulos disponibles más comunes en SAM [9]:

CÉLULA FOTOVOLTAICA	ACRÓNIMO O REFERENCIA	EFICIENCIA (%)	COMERCIALIZACIÓN (BAJA, MEDIA ALTA)	SUPERFICIE REQUERIDA PARA 1KWP ( $m^2$ )
<i>Silicio monocristalino</i>	<i>Mono-c-Si</i>	<b>14-20</b>	Alta	7-9
<i>Silicio policristalino</i>	<i>Multi-c-Si</i>	<b>13-18</b>	Alta	8-11
<i>Cobre, indio, Galio y Selenio</i>	<i>CIGS</i>	<b>8-14</b>	Media	11-13
<i>Telururo de Cadmio</i>	<i>CdTe</i>	<b>9-12</b>	Media	14-18
<i>Silicio amorfo</i>	<i>Si-a (amorphous)</i>	<b>6-9</b>	Media	16-20

Tabla 2. Tipos de células más comunes y presentes en SAM y su grado de comercialización. *Fuente: Grado en Ingeniería de la Energía, Instalaciones fotovoltaicas.*

A día de hoy, las células más utilizadas para la conversión de energía solar en energía eléctrica son las de silicio cristalino y policristalino [10]. La primera tiene un rendimiento superior como se puede observar en la tabla de arriba, en contrapartida, la segunda es más barata que la primera y por eso compiten ambas tecnologías entre sí en el mercado de manera casi equitativa.

En cuanto a la tecnología basada en CdTe ha experimentado un crecimiento de mercado significativamente mayor que las otras tecnologías de película delgada, principalmente debido al éxito de la empresa “First Solar”, la cual utiliza mayoritariamente dicha tecnología. Además, esta tipología es más barata si se compara con sus competidores convencionales.

En el caso del silicio amorfo, aun tratándose de las tipologías de células con menor eficiencia disponibles, presenta un precio netamente inferior frente a sus competidores lo que permite que su entrada en el mercado sea trascendente.

No obstante, entre las células de lámina delgada, las CIGS son las que presentan un mayor potencial en el mercado debido a su alta eficiencia, dentro su clase, y bajo coste.

### 3.1.2 Curva característica I-V

Cuando una célula o un panel fotovoltaico, conectado a un circuito exterior, recibe energía al estar expuesto a la luz del sol, se produce una diferencia de potencial entre sus bornes y circula una intensidad determinada. Al verse alterados los valores de la resistencia exterior, varía el par de valores intensidad-tensión, la “curva característica I-V será la representación de esta relación.

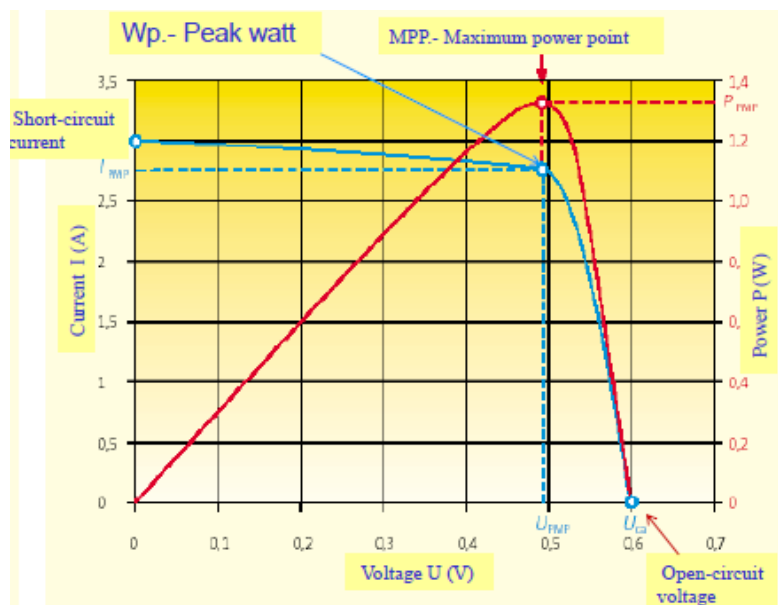


Figura 6. Curva característica I-V y sus parámetros más importantes. Fuente: Grado en Ingeniería de la Energía, Instalaciones Fotovoltaicas, Isidoro Lillo.

Como se puede observar en la Figura 6, la curva característica de una célula solar viene principalmente determinada por la posición de tres puntos:

- Punto de máxima potencia,  $P_{mp}$ .
- Intensidad de cortocircuito,  $I_{sc}$ .
- Tensión de circuito abierto,  $V_{oc}$ .

La hoja de datos del fabricante incluye un conjunto de parámetros estándar (Tabla 3) que definen un conjunto de puntos clave en la curva I-V del módulo en condiciones SRC. SRC, como ya se verá en el próximo apartado, implica una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura de la célula de  $25^\circ\text{C}$  y una masa del aire, AM, igual a 1.5.

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
Punto de tensión máxima	$V_{mp}$	V
Punto de corriente máxima	$I_{mp}$	A
Tensión de circuito abierto	$V_{oc}$	V
Corriente de cortocircuito	$I_{sc}$	A
Potencia máxima	$P_{mp}$	W
Rendimiento máximo	$\eta_m$	-
Factor de forma	FF	-
Dependencia con la T de $V_{oc}$	$\beta_{oc}$	%/°C, V/°C
Dependencia con la T de $I_{sc}$	$\alpha_{sc}$	%/°C, A/°C
Dependencia con la T de $P_{mp}$	$\gamma$	%/°C, W/°C
c-SI, mc-Si, CdTe, CIS, CIGS, a-Si	Tech	-
Número de células en serie	$N_{ser}$	-

Tabla 3 Variables características de un módulo fotovoltaico. Fuente: *Elaboración propia*

Como normalmente el panel no trabaja en condiciones estándar, los catálogos pueden incluir las características en condiciones nominales: irradiancia, temperatura, tensión, potencia, etc.

Además, los fabricantes suelen proporcionar características físicas del panel, como, por ejemplo: superficie real y efectiva, dimensiones, peso, punto de anclaje, resistencia al efecto del viento, etc.

En algunas configuraciones de SAM esta curva será calculada y representada directamente por SAM, en cambio en otras habrá que introducir los datos adecuados para que nos proporcione dicha curva. La forma que tome la curva podrá ser un motivo de peso para la elección de un módulo u otro.

### 3.1.3 Eficiencia de un módulo fotovoltaico

Es la relación que existe entre la potencia generada y la potencia de la radiación incidente. Nótese que esta relación depende de la resistencia del circuito exterior, a medida que las condiciones de operación de la célula o el panel se alejan de la máxima, el rendimiento disminuye. Y en caso contrario, si la potencia sobrepasa el máximo establecido el rendimiento decaerá bruscamente.

Así pues, la eficiencia,  $\eta$  **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, califica la calidad de una célula fotovoltaica como dispositivo transformador de energía solar en energía eléctrica. Dicho parámetro vendrá dado por:

$$\eta = \frac{P_{mp}}{A \cdot E} \cdot 100 \quad (1)$$

donde:

- A= Área de la célula ( $m^2$ )
- E= Irradiancia incidente ( $W/m^2$ )



### 3.1.4 Condiciones de referencia

Ya que la forma de la curva I-V varía las condiciones climáticas, es necesario definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los resultados establecidos de los fabricantes con otras condiciones deseadas [10]. Las condiciones de referencia más empleadas son:

#### Condiciones Standard de Medida (STC en inglés)

Son las que están más reconocidas y empleadas a nivel mundial, y vienen dadas de la forma:

- Irradiancia 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral AM 1.5G
- Incidencia Normal
- Temperatura de la célula 25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos vienen definidos por estas características. Sin embargo, pocas veces dichos módulos están trabajando en estas condiciones, por lo que existen otras condiciones las cuales permiten modelar el comportamiento del módulo en un entorno más realista.

#### Condiciones Nominales de Operación

Las condiciones a las que se trabaja en este caso son:

- Irradiancia 800 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura Temperatura de Operación Nominal de la Célula (NOCT)
- Velocidad del viento 1 m/s
- Temperatura ambiente 20°C

Donde NOCT es la temperatura de la célula para las condiciones de operación indicadas anteriormente. Este valor suele incluirse en la hoja de datos del fabricante y rondará un valor de 46 °C (silicio monocristalino).

Hay que tener en cuenta que SAM determina este parámetro con una metodología de cálculo más compleja que la usual. No obstante, la ecuación siguiente se utiliza en la industria fotovoltaica como una aproximación más que válida:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot E \quad (2)$$

donde  $T_c$  es la temperatura del módulo o célula en °C

$T_a$  es la temperatura ambiente en °C

NOCT es la temperatura de operación nominal de la célula en °C

E es la irradiancia en W/m<sup>2</sup>

Esta ecuación tendrá en cuenta las siguientes hipótesis:

- Supone que todas las células se encuentran a la misma temperatura.
- No se tienen en cuenta las pérdidas debido a la dispersión de parámetros y las posibles pérdidas relativas al sombreado y la suciedad. Estos efectos se podrían tener en cuenta introduciendo un modelo de rendimiento que modele las pérdidas.

### 3.1.5 Resistencia serie, resistencia paralelo y factor de forma

Para poder comprender más adelante las características de la célula solar y los algoritmos llevados a cabo en SAM, principales objetivos del proyecto, hay que conocer el sistema equivalente que representará la célula.

El comportamiento de un panel puede modelarse al de un circuito equivalente formado por un generador, un

diodo y dos resistencias, una en serie y otra en paralelo, como se muestra en la Figura 7. Estas resistencias simulan las imperfecciones del panel o la célula.

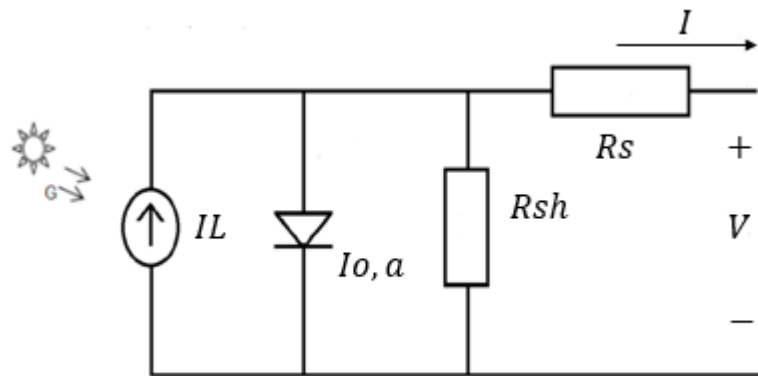


Figura 7. Circuito equivalente de una célula solar. Fuente: Elaboración propia.

A partir de esta equivalencia se pasará a definir los parámetros que definen el comportamiento de la célula en dicho circuito [8]:

- Resistencia en serie. Esta resistencia tiene en cuenta la caída de tensión debido a lo siguiente: resistencia de contactos metálicos y conexiones con el semiconductor, resistencia de las capas semiconductoras al propio paso de la corriente, resistencia de la malla de metalización (capa superior e inferior), etc.
- Resistencia en paralelo: pequeñas fugas de corriente en el interior y bordes de la célula, cortocircuitos metálicos, caminos de difusión en fronteras de grano.
- Factor de forma o factor de llenado (FF): es una medida de lo cuadrada que es la curva característica de las células solares. Se define como la relación que existe entre la potencia máxima que podría generar una célula fotovoltaica y la que generaría si fuese capaz de generar con la tensión de circuito abierto y la intensidad de cortocircuito.

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (3)$$

Si las resistencias en serie y paralelo fuesen nulas, el panel sería perfecto. Al no haber imperfecciones, la tensión máxima sería igual a la de circuito abierto ( $V_{oc} = V_{mp}$ ) y la corriente máxima sería igual a la de cortocircuito ( $I_{sc} = I_{mp}$ )

Por tanto, interesará que la resistencia en serie del circuito sea baja y la resistencia en paralelo baja para tener un rendimiento alto del módulo, es decir, tener un FF cercano a la unidad (ver ecuación (3)).

En SAM habrá algunas configuraciones que se modelen según el circuito equivalente planteado anteriormente, en cambio otras utilizarán un sistema de ecuaciones desarrollado minuciosamente igual de válido. En todo caso, para evitar confusiones, se especificará que metodología siguen cada uno de los modelos.

### 3.1.6 Influencia en los parámetros de la curva característica

La curva característica I-V de la célula o panel, dependerá en gran parte de su temperatura, de la radiación incidente y del contenido espectral de luz.

### 3.1.6.1 Influencia de la temperatura

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la curva característica I-V, teniendo un mayor peso en el voltaje de circuito abierto, aunque también influye en los valores del punto de máxima potencia y el valor de  $I_{SC}$ , éste ligeramente[12].

Por tanto, a medida que aumenta la temperatura de la célula o panel: la intensidad de cortocircuito aumenta muy ligeramente hasta alcanzar un pequeño máximo para luego disminuir, la tensión de circuito abierto disminuye notablemente y de forma lineal, el factor de forma disminuye y el rendimiento máximo aumenta ligeramente hasta alcanzar un máximo entre los 50 y 100 °C para al momento empeorar rápidamente (ver Figura 8).

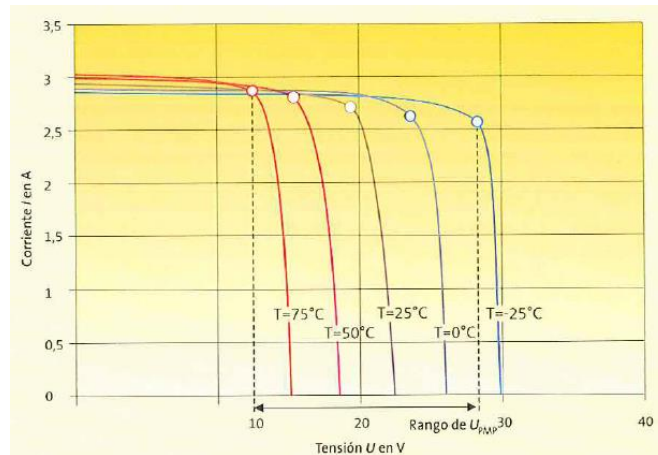


Figura 8. Curvas características corriente-tensión de un módulo para diferentes temperaturas de módulos suponiendo una irradiancia incidente constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Fuente: *Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.*

Para minimizar esa reducción de la potencia del sistema habría que situar los módulos en lugares donde pueda tener una buena ventilación natural por la parte posterior y frontal, con ello se conseguiría disipar por convección parte de la energía térmica del módulo.

En resumidas palabras, una instalación fotovoltaica nunca produce la potencia estándar establecida, produciendo en la mayoría de los casos una potencia mucho menor (del orden del 20%) debido en parte al efecto de la temperatura ambiente sobre el panel (ver Figura 9).

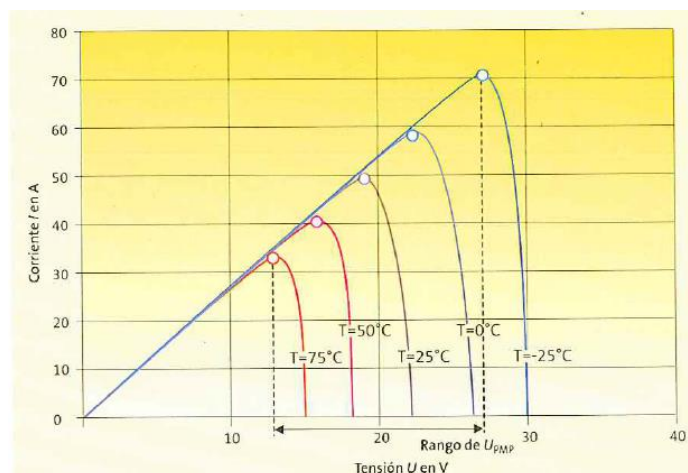


Figura 9. Potencia de los módulos con diferentes temperaturas suponiendo una irradiancia incidente constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Fuente: *Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.*

Existen tres coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  que representan la variación de los parámetros fundamentales de la curva característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Siendo  $\alpha$  (4) la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura,  $\beta$  (5) la variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura y  $\gamma$  (6) la variación de la potencia máxima con la temperatura. En general, los fabricantes incluyen estos coeficientes en las hojas técnicas de los módulos. Dichos coeficientes tomarán la forma siguiente y estarán en un rango de valores mostrado a continuación:

$$\alpha = \frac{\partial I_{SC}}{\partial T} \approx +0.02 \text{ a} + 0.08 \text{ \%/}^\circ\text{C} \quad (4)$$

$$\beta = \frac{\partial V_{OC}}{\partial T} \approx -0.3 \text{ a} - 0.45 \text{ \%/}^\circ\text{C} \quad (5)$$

$$\gamma = \frac{\partial P_{max}}{\partial T} \approx -0.37 \text{ a} - 0.52 \text{ \%/}^\circ\text{C} \quad (6)$$

Si la temperatura del panel depende en gran parte de la ventilación a la que se someta, la producción del generador fotovoltaico cambiará considerablemente en función de la ubicación y el entorno fotovoltaico [11]. A continuación, en la Figura 10, se muestra las diferencias en la producción que podrían darse según el tipo de montaje llevado a cabo. La barra azul representa la disminución de energía debido a la diferencia de temperatura en función del tipo de montaje para una irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ , y la barra roja la diferencia de temperatura que alcanza un generador fotovoltaico frente a la temperatura ambiente para un nivel de irradiancia incidente en los módulos de  $800 \text{ W/m}^2$ .

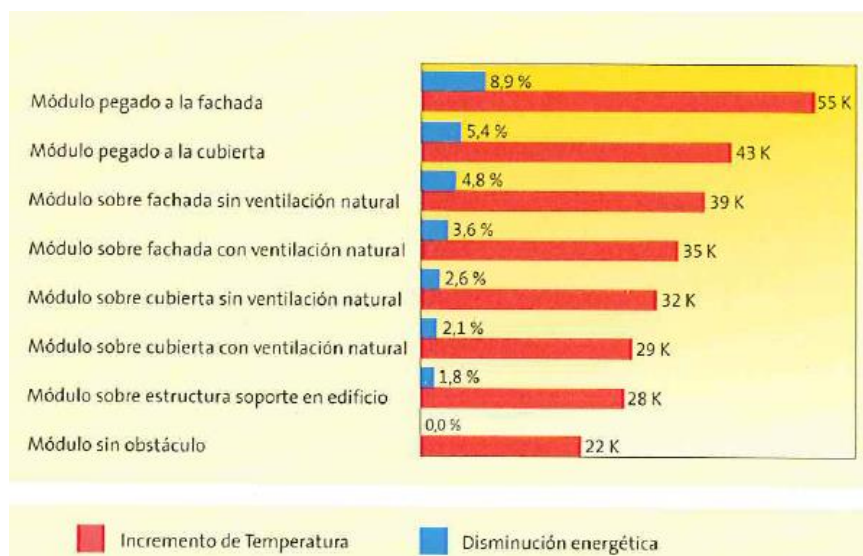


Figura 10. Diferencia de temperatura entre la del generador fotovoltaico y la ambiente y disminución de la producción energética anual en un generador fotovoltaico en función del tipo de montaje respecto a un módulo sin obstáculo por la parte posterior. Fuente: Libro del seminario: *Pequeños sistemas y dispositivos alimentados con un sistema fotovoltaico*, ISE 1997.

Como se ha podido ver, la temperatura de las células afecta directamente en el módulo disminuyendo su potencia. Por ende, en SAM este parámetro será estudiado detalladamente para ver que influencia podría llegar a tener en cada una de las configuraciones posibles. Al mismo tiempo, se valorará el efecto de dicha temperatura sobre la eficiencia del módulo fotovoltaico y la producción.

### 3.1.6.2 Influencia de la irradiancia

A medida que aumenta la intensidad de la radiación, aumenta considerablemente la intensidad de cortocircuito, crece ligeramente la tensión de circuito abierto e incrementa el factor de forma y el rendimiento máximo (ver Figura 11).

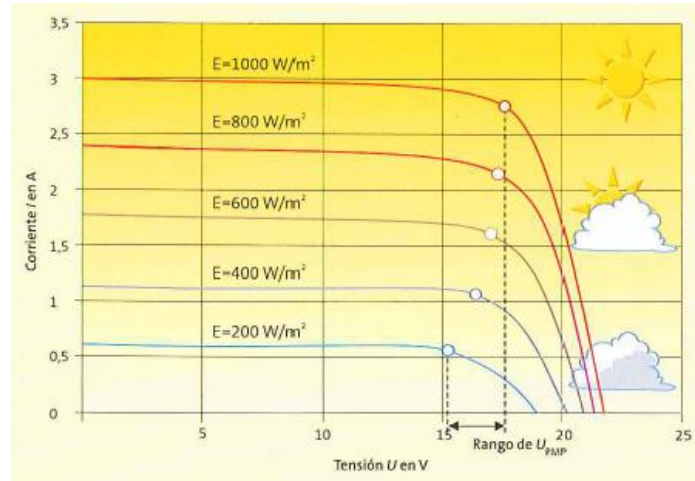


Figura 11. Curvas características de un módulo para diferentes niveles de irradiancia suponiendo su temperatura constante. Fuente: *Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.*

En general la irradiancia afecta en gran medida a la corriente [10], de esta forma se podría considerar que la corriente de cortocircuito es proporcional a la irradiancia:

$$I_{SC}(E_2) = I_{SC}(E_1) \cdot \frac{E_2}{E_1} \quad (7)$$

Donde:

- $I_{SC}(E_2)$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia  $E_2$ .
- $I_{SC}(E_1)$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia  $E_1$ .

Esta ecuación (ver ecuación; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la tensión de circuito de abierto. Por tanto, se trata de una aproximación, pero a su vez, una expresión más que adecuada ya que el error que comete es inferior al 0.5%.

Si se toma como referencia el valor de una  $I_{SC}$  para  $1000 \text{ W/m}^2$ , particularizando para la ecuación anterior se tendría:

$$I_{SC}(E) = I_{SC}(1000 \text{ W/m}^2) \cdot \frac{E}{1000} \quad (8)$$

En cambio, si se quisiera cuantificar el efecto que tendría la irradiancia sobre la tensión de circuito abierto (manteniendo la temperatura constante) se podría aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$V_{OC2} = V_{OC1} + \frac{mKT}{e} \cdot \ln \frac{E_2}{E_1} \quad (9)$$

Donde:

- $V_{OC2}$  es el valor de la tensión de circuito abierto para  $E_1$ .
- $V_{OC1}$  es el valor de la tensión de circuito abierto para  $E_1 = 1000 \text{ W/m}^2$ .

### 3.1.6.3 Influencia del contenido espectral de luz

En función a la hora y época del año que se realiza la medida el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Dada esta situación aparece el conocido “factor espectral” que podría utilizarse para una pequeña corrección multiplicándolo por la corriente de cortocircuito. Dicha corrección suele ser muy pequeña por lo que pasa a utilizarse cuando se requiere de elevada precisión.

La variable que modelará este efecto será AM, relativo al espectro de la radiación. La masa de aire, a “grosso modo”, hace referencia a la longitud del camino tomado por la luz a través de la atmósfera normalizado a la ruta más corta posible. Este efecto cuantifica la potencia de la radiación absorbida por el aire y el polvo a su paso por la atmósfera.

La potencia y la luz incidente experimentarían variaciones en cierto modo, y con ello la eficiencia de una célula solar ya que es sensible a dichas variaciones. Para facilitar la comparación de la célula en distintos lugares y momentos, se ha definido una potencia estándar y una densidad del espectro en la superficie de la Tierra y fuera de ella.

En la superficie de la Tierra el espectro estándar es denominado AM 1.5G, (siendo G mundial, e incluye la radiación directa y difusa) o AM 1.5D (solo incluye la radiación directa). Este espectro ha sido normalizado para dar  $1\text{kW/m}^2$  [13].

El espectro estándar fuera de la atmósfera se llama AM0, porque la luz no atravesará en ningún momento la atmósfera. Este espectro se utiliza para pronosticar el desempeño que tendrán en espacio las células fotovoltaicas.

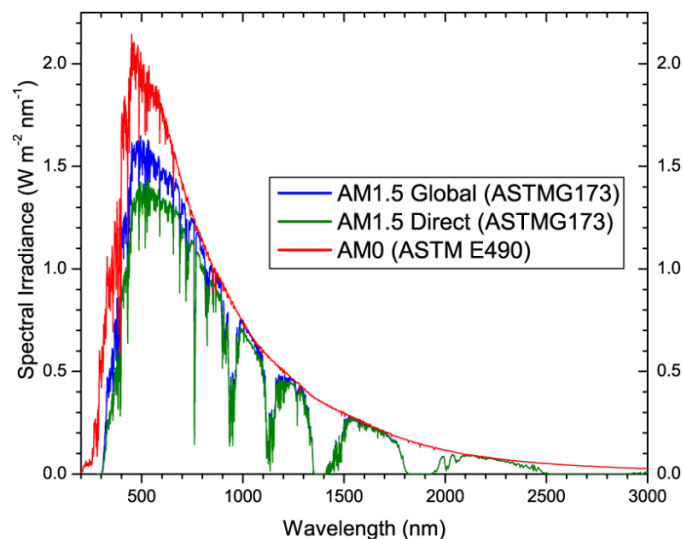


Figura 12. Espectro Solar Estándar para el espacio y superficie terrestre. Fuente: PVEducation

En SAM al existir varios modelos y diferentes configuraciones de simulación no en todos se tendrá en cuenta el contenido del espectro de radiación, ya que como se ha indicado antes, estas correcciones son muy pequeñas y podrían llegar a despreciarse realizándose una aproximación.

### 3.1.7 Absorción bifacial en módulos fotovoltaicos

Este tipo de módulos fotovoltaicos están diseñados de tal forma que puedan captar energía solar por ambas caras del panel, y, por ende, producir una potencia energética mayor que los paneles convencionales que son “monofaciales”. Por tanto, con células activas en ambas caras también se podrá captar la radiación de albedo, debido a la reflexión sobre superficies vecinas.

Como en todo sistema, su viabilidad dependerá de que el incremento de la potencia generada debido a la captación no solo de la radiación directa, sino de la reflejada, compense los costes del sistema y se traduzca en una gestión rentable.

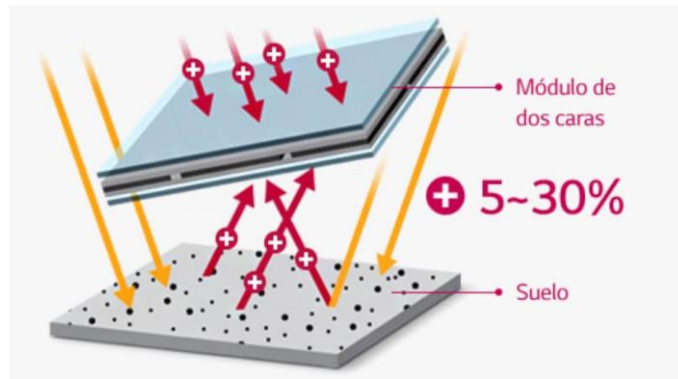


Figura 13. Representación gráfica de un módulo bifacial. Fuente: Cambio Energético. ¿Cuál es la última tecnología en módulos fotovoltaicos?

En SAM, el modelo bifacial calcula la irradiancia del POA del módulo en su parte posterior suponiendo filas infinitas. Dicha radiación incidente se multiplica por un factor del módulo bifacial, luego se le añade al plano frontal del panel lo obtenido anteriormente y, por último, estos resultados son analizados por la configuración de módulos elegida por el usuario para predecir la potencia en CC de salida del sistema [14].

Los parámetros disponibles para modificar en SAM en esta configuración son los siguientes: “Transmission Fraction”, “bifaciality” y “ground clearance height”.

Bifacial Specifications		
<input type="checkbox"/> Module is bifacial		
Transmission fraction	0.013	[0-1]
Bifaciality	0.65	[0-1]
Ground clearance height	1	m

Figura 14. Especificaciones bifaciales. Fuente: SAM.

#### “Transmission fraction”

Es una fracción entre 0 y 1 que especifica el porcentaje del área de las filas del campo (incluido a través de los módulos) que permite a la luz transmitirse desde la parte anterior del módulo hasta la posterior.

### “Bifaciality”

Se trata de una fracción que especifica el porcentaje relativo a la eficiencia del lado posterior comparado con la parte frontal o anterior del módulo.

### “Ground clearance height”

La altura desde el suelo hasta la parte inferior del módulo fotovoltaico. Para sistemas con seguimiento, esta es la altura para un ángulo de inclinación de cero grados.

Esta configuración estará disponible en los siguientes modelos de módulos que ofrece SAM:

- “Simple Efficiency Module Model”.
- “CEC Performance Model with Module Database”.
- “CEC Performance Model with User Entered Specifications”.

En los dos modelos restantes no aparece la configuración como “ventana desplegable” tal como ya se ha visto, sin embargo, esta característica de los paneles si se encuentra presente de la siguiente forma:

- “Sandia PV Array Performance Model with Module Database”: la librería de SAM ya contiene módulos bifaciales de la marca “Sanyo”. Esto en parte es ventajoso frente a los otros modelos ya que al tratarse de módulos reales que se están comercializando se obtendrán resultados totalmente fiables. Por el contrario, podría llegar a ser contraproducente desde el punto de vista de la investigación, debido a que limita al usuario a trabajar con un rango de paneles escaso y no se permite variar los parámetros característicos de un módulo bifacial.

En apartados posteriores, esta configuración será objeto de estudio realizando multitud de simulaciones variando cada una de las variables disponibles para ver la influencia que podría llegar a tener en la producción de energía final.

### **3.1.8 Temperatura del módulo fotovoltaico**

La temperatura del módulo fotovoltaico,  $T_{cell}$ , depende en gran parte de la irradiancia global incidente  $E$ , la velocidad del viento  $v_w$ , la temperatura de cielo  $T_{sky}$ , la dirección del viento  $D_w$  y de las características ópticas y térmicas de los materiales que lo componen  $C_m$  [10]:

$$T_{cell} = f(E, v_w, T_{sky}, D_w, C_m) \quad (10)$$

Obtener este parámetro analíticamente es una tarea ardua, a pesar de ello se puede utilizar una ecuación como primera aproximación que utiliza parámetros que se suelen tener a disposición de manera trivial mediante la ecuación (2)

En SAM aparecen métodos más sofisticados para el cálculo de la temperatura de la célula. Debido a que se trabaja con distintas configuraciones en la determinación de los parámetros del módulo, sin embargo, no siempre se podrá estudiar cada una de las variables que influyen en la temperatura del módulo.

Asimismo, ya que una variación en la temperatura de la célula equivale a una alteración de la eficiencia del módulo, será un factor a tener en cuenta durante todo el proyecto la influencia que tendrá dicha temperatura en la eficiencia del módulo, y, por consecuencia, en la producción del sistema.

### **3.1.9 Pérdidas por “Mismach” del módulo**

Uno de los efectos negativos que podría tener la planta una vez instalada son las “pérdidas por desacoplo o



dispersión de parámetros” (mismatch en inglés), manifestándose como pérdidas de potencia o “hot-spots” en el módulo fotovoltaico. Las “module mismatch losses” son causadas por la interconexión de células o módulos solares que no tienen propiedades idénticas o que experimentan condiciones diferentes entre sí. Estas pérdidas son un problema grave en una instalación fotovoltaica ya que, en las peores condiciones posibles, la potencia del módulo podría estar determinada por la celda solar con la salida más baja [9].

Las pérdidas por “desacoplo o dispersión de parámetros” son causadas por dos factores:

- Módulos que no tienen una curva I-V idéntica.
- Módulos que trabajan en condiciones diferentes entre sí.

### Módulos que no tienen una curva I-V idéntica

Esto ocurre cuando se presenta en el sistema una dispersión de los parámetros de las células en el proceso de fabricación, o bien porque presentan un proceso de degradación diferente, o incluso porque lleguen a utilizarse módulos de distintos modelos y marcas o se presenten averías o sombreado parcial en los mismos.

Dentro de esta clasificación se encontrará el efecto del punto caliente. Dicho efecto llegará a producirse cuando una de las células del panel (o un conjunto) está sombreado o averiado. Este hecho puede originar corrientes en la célula, pasando a ser consumidor, y produciendo un calentamiento que puede llegar a deteriorar e incluso inutilizar el conjunto. Para evitar esto están los diodos de bloqueo o by-pass, en paralelo o grupos en serie. Además, este efecto puede afectar en la búsqueda de la máxima potencia de la célula.

Los fabricantes, para minimizar las pérdidas, procuran que las células que componen el módulo no difieran mucho sus valores de  $I_{SC}$ . Por tanto, una forma de evitar estas pérdidas por desacoplo es clasificar un mismo módulo en categorías diferentes según el grado de semejanza que presenten. De esta forma, el peso que tendrán estas pérdidas en el sistema estudiado dependerá de la calidad del lote de módulos fotovoltaicos elegidos.

Al tratarse de unas pérdidas que no se puedan medir de forma trivial mediante unos algoritmos o ecuaciones, de hecho, suelen seguir unos patrones totalmente aleatorios, SAM propone unos valores por defecto recomendados según la tecnología y metodología empleada [3]. No obstante, el en caso de que el fabricante proporcione o facilite al usuario dichos datos, la herramienta permite modificar dicho valor.

En la siguiente tabla vienen los valores que toma SAM por defecto en función del inversor empleado. Esos datos porcentuales están referidos a la potencia de salida en CC de cada subcampo.

	CENTRAL INVERTERS (%)	MICROINVERTERS (%)	DC OPTIMIZERS (%)
“Module mismatch losses”	2	0	0

Tabla 4 Valores por defecto de SAM según el tipo de inversor empleado *Fuente: SAM.*

### Módulos que trabajan en condiciones diferentes entre sí

Estas pérdidas por “desacoplo o dispersión de parámetros” pueden darse en módulos que estén expuestos a niveles de irradiancia dispares (pérdidas por sombras), módulos que se encuentren a distinta temperatura (diferente montaje, sombreado, orientación, inclinación, etc) o pérdidas por dispersión de parámetros en el campo fotovoltaico debido a diferentes caídas de tensión a lo largo del mismo.

Para sistemas con más de un subcampo fotovoltaico, cuando estos subcampos tienen diferentes orientaciones, seguimiento, agentes de sombra o pérdidas en CC, el punto de máxima potencia para cada uno de ellos es diferente. Es entonces cuando se produce ese desajuste en la caída de tensión en el inversor, dicho desajuste se manifiesta en forma de pérdidas eléctricas del sistema y una tensión de entrada al inversor menor que la del punto máximo. En esos casos, SAM calcula la potencia de salida del campo de dos maneras distintas:

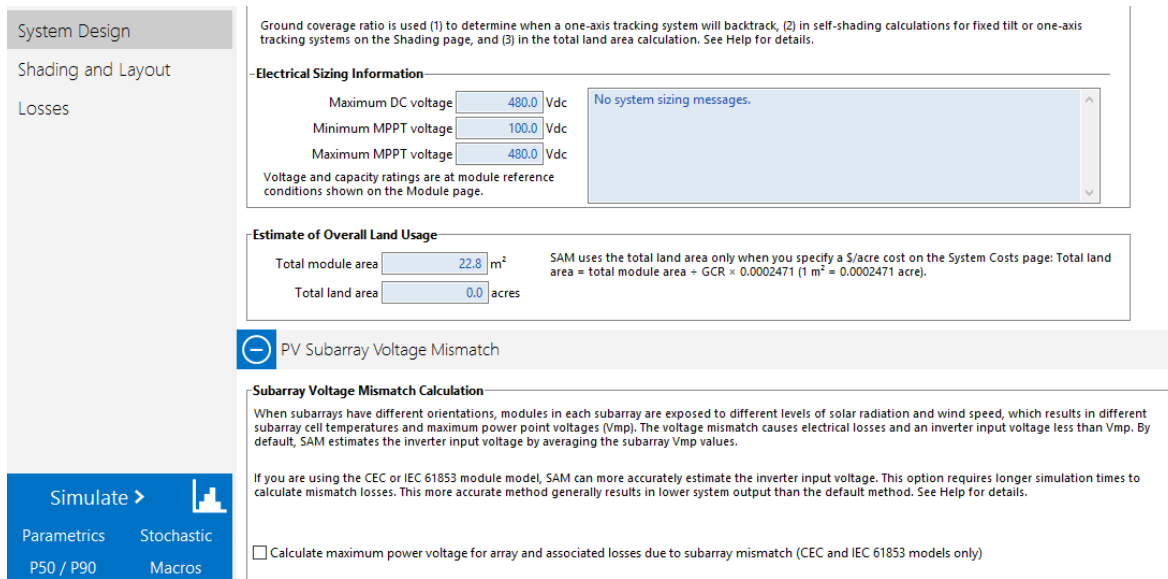


Figura 15. Diseño del sistema, opciones disponibles en SAM para pérdidas por desajustes en la tensión en el subcampo fotovoltaico. Fuente: System Advisor Model.

- Promediando los valores de las tensiones de salida de todos los subcampos. Es la metodología que emplea por defecto (disponible para todas los modelos de módulos):

$$V_{dc} = \frac{1}{N_{sub}} \sum_{n=1}^{N_{sub}} V_{dc,n} \tag{11}$$

- Simulando el modelo iterativamente, para cada subcampo, con el objetivo de determinar la máxima tensión de la cadena de estos (solo disponible para los modelos CEC e IEC 61853).

Para sistemas con más de un subcampo fotovoltaico, SAM puede estimar las pérdidas debido al desajuste que existe en el punto de máxima potencia en los subcampos, pero solo para los sistemas que se modelan por “single-diode equivalent circuit module models” (CEC e IEC 61853) porque dichos modelos representan la curva I-V del subcampo como función continua, lo que hace posible estimar la potencia del subconjunto en puntos que difieren del máximo. Los “point-value models” (simple efficiency y Sandia module) calcula esos mismos valores discretos en la curva I-V del subcampo, y no son adecuados para estimar la potencia de los módulos en otros puntos de la curva.

El algoritmo determina el punto máxima potencia del sistema en un tiempo dado, para los dos modelos indicados anteriormente, estableciendo un rango de valores posible para encontrar dicho valor gracias a los valores de la irradiancia en el plano de estudio, el rendimiento del módulo y los parámetros de temperatura.

En grandes sistemas, los módulos suelen estar orientados uniformemente a lo largo de todo el campo. Este algoritmo no sería adecuado para estos casos.

### 3.2 Simple Efficiency Module Model

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
Tensión de referencia en el punto de máxima potencia	$V_{mp,ref}$	V
Tensión de referencia de circuito abierto	$V_{oc,ref}$	V
Área del módulo	$A_m$	$m^2$
Coefficiente de temperatura del punto de máxima potencia	$\gamma_{mp,ref}$	%/°C
$a$ , parámetro de temperatura de Sandia	$a$	-
$b$ , parámetro de temperatura de Sandia	$b$	-
$dT$ , parámetro de temperatura de Sandia	$\Delta T$	°C
Valores de la radiación en la tabla de eficiencia	$E_{0...4}$	$W/m^2$
Valor de la radiación de referencia en la tabla de eficiencia	$E_{ref}$	$W/m^2$
Irradiancia normal efectiva	$E_b$	$W/m^2$
Irradiancia difusa efectiva del cielo	$E_d$	$W/m^2$
Irradiancia difusa efectiva reflejada en el suelo	$E_r$	$W/m^2$
Valores de eficiencia del módulo en la tabla de eficiencia	$\eta_{0...4}$	%
Factor de utilización difusa	$f_d$	-

Tabla 5 Datos de entrada del “Simple Efficiency Module Model”. Fuente: SAM.

Es una simulación simple del módulo fotovoltaico en el cual se calcula la potencia máxima de salida en CC mediante:

- Área del módulo.
- Una tabla con valores de eficiencia en función de la irradiancia incidente.
- Un conjunto de parámetros de corrección de la temperatura.

El “Simple Efficiency Module Model” utiliza los parámetros mostrados en la Tabla 5. El modelo no utiliza los parámetros de referencia  $V_{mp,ref}$  y  $V_{oc,ref}$ . Estos valores serán utilizados en el algoritmo de dimensionamiento de SAM en siguientes apartados.

Este modelo es el modelo menos preciso para predecir la evolución de los módulos, pero es útil para predicciones preliminares del modelo, como estimación inicial del sistema, y observar la influencia que tendrá la eficiencia del módulo en la planta simulada por SAM.

Dicho modelo calcula la salida de CC por hora del módulo, suponiendo que la eficiencia del módulo varía con la radiación incidente en el módulo según lo indicado en la tabla que recoge el valor de la eficiencia para un determinado valor de la irradiancia incidente (Figura 16).

### 3.2.1 Comportamiento térmico

De forma general, un aumento en la temperatura del módulo menguará la potencia de salida del mismo, y con ello su eficiencia.

En cuanto a este modelo, SAM calcula un valor de la eficiencia para cada hora de simulación usando extrapolaciones lineales para determinar los valores basados en datos del archivo climático elegido

Así pues, SAM permite al usuario modificar la eficiencia del módulo a su antojo. También posibilita elegir un rendimiento asociado a un nivel de irradiancia como valores de referencia, es decir, no se ajusta a la metodología estándar mencionada anteriormente para los valores de irradiancia.

Para ver el efecto que podría llegar a tener la temperatura del módulo sobre la eficiencia de este habría que relacionar matemáticamente la eficiencia del módulo y la temperatura del panel, y, en esta configuración, se trata de un hecho no trivial. Por consiguiente, la eficiencia en este caso se trata de un valor elegido previamente por el usuario, y por tanto no dependerá directamente de la temperatura del panel.

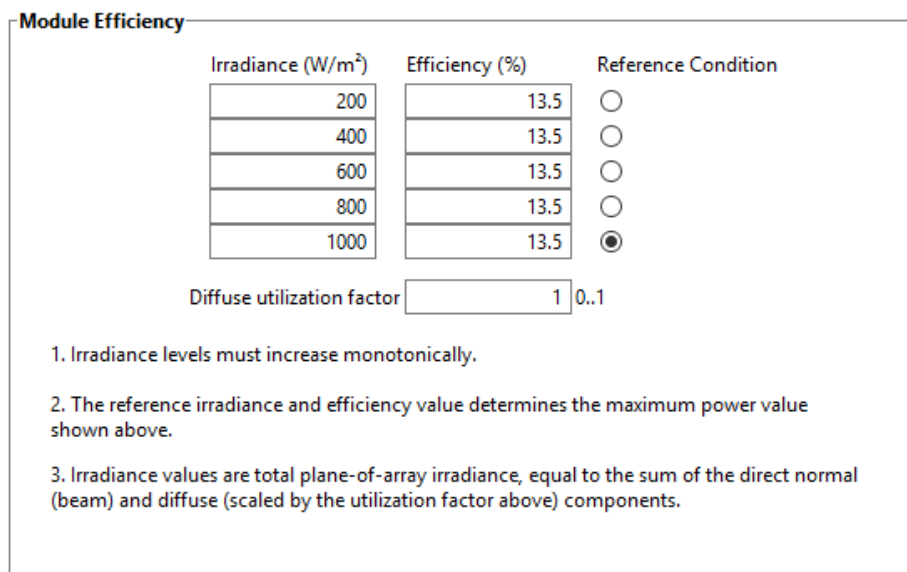


Figura 16. Tabla de eficiencia en función de la radiación incidente y los valores de referencia. Fuente: SAM.

En cuanto a la influencia del viento, se trata de un efecto para nada despreciable. Es un factor que influye considerablemente en la diferencia entre la temperatura del módulo y la temperatura ambiente. Para una velocidad del viento elevada, esta diferencia de temperatura disminuirá debido al efecto convectivo que se produce en la superficie del panel, es decir, se disipará el calor gracias al aire. En cambio, para velocidades del aire bajas el panel dependerá fundamentalmente de la irradiancia incidente y de la temperatura ambiente. En este modelo dicho efecto estará recogido en unos coeficientes empíricos desarrollados por el “Laboratorio Nacional de Sandia” los cuales serán explicados con más detalle en el modelo de “Sandia PV Array Performance Model with Module Database”.

Asimismo, como ya se sabe, la influencia que tendrá la temperatura ambiente será principalmente en la tensión de circuito abierto, desplazándose la curva horizontalmente en función de la temperatura a la que se encuentre expuesto el panel. Por lo general, la potencia del panel mermará con un aumento de temperatura. Este modelo realizará un ajuste con la temperatura ambiente, además de otras variables, para calcular la temperatura de la célula del módulo. Dicho ajuste se trata del “Sandia temperature correction algorithm” y se explicará con más detalle en su respectivo modelo.

### 3.2.2 Determinación de los parámetros del modelo

La irradiancia de referencia tomada es el valor que se especifique en la pestaña desplegada por la herramienta, normalmente  $1000 \text{ W/m}^2$ . La temperatura de referencia de la célula es  $25^\circ\text{C}$ .

De forma general, la irradiancia debería afectar a la corriente del módulo de manera considerable y tendrá un efecto despreciable en la tensión de circuito abierto. Todo esto se verá reflejado en el cálculo de la potencia máxima en CC [3]. La irradiancia total efectiva vendrá dada por ( $f_d$ , el factor difuso vendrá dado por el modelo “Sandia Module Model”).

$$E = E_b + f_d(E_d + E_r) \quad (12)$$

Además, SAM permite modificar el “Diffuse utilization factor” (Figura 16), parámetro adimensional que comprende un valor entre 0 y 1. Para la mayoría de las aplicaciones, se deberá utilizar el valor de 1. En cambio, para módulos que no aprovechen la radiación difusa en su totalidad, como los módulos de baja concentración, se deberá utilizar un valor inferior a 1. Cómo se puede observar en la ecuación (12), esta variable disminuirá el valor de  $G_d$ , y, por ende, influirá negativamente en el cálculo de la potencia máxima.

SAM determina la eficiencia de conversión del módulo  $\eta_m$  usando una interpolación lineal con los valores de la eficiencia y la radiación recogidos en la tabla de eficiencia.

La potencia de salida CC vendrá dada por:

$$P_{dc,m} = E\eta_m A_m F_{TempCorr} \quad (13)$$

En cuanto a  $F_{TempCorr}$  se calcula mediante el algoritmo de los parámetros correctores de “Sandia”, y con respecto al área del módulo,  $A_m$ , es un valor de entrada de datos (Figura 17).

Cabe destacar que este modelo no tendrá en cuenta, tal como se ha podido comprobar, el efecto del AM directamente. No obstante, podría darse que dicho efecto esté recogido indirectamente en el cálculo de los coeficientes empíricos de “Sandia”. Este hecho será comprobado en las futuras simulaciones.

**Characteristics**

Maximum power (Pmp)	100.0	Wdc
Temperature coefficient (Pmp)	-0.5	%/°C
Area	0.74074	m <sup>2</sup>
Maximum power voltage (Vmp)	30	Vdc
Open circuit voltage (Voc)	36	Vdc
Module structure and mounting	Glass/Cell/Polymer Sheet - Open Rack	
	a -3.56	b -0.075
		dT 3 °C

1. Maximum power depends on the reference radiation and efficiency values specified below at a reference cell temperature of 25°C.

2. The Module Structure - Mounting options are used for temperature correction calculations. See Help for information about the options.

---

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction	0.013	[0-1]
Bifaciality	0.65	[0-1]
Ground clearance height	1	m

Figura 17. Panel de entrada de datos del modelo “Simple Efficiency Model” (1). Fuente: SAM

**Module Efficiency**

Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Efficiency (%)	Reference Condition
200	13.5	<input type="radio"/>
400	13.5	<input type="radio"/>
600	13.5	<input type="radio"/>
800	13.5	<input type="radio"/>
1000	13.5	<input checked="" type="radio"/>

Diffuse utilization factor  0..1

- Irradiance levels must increase monotonically.
- The reference irradiance and efficiency value determines the maximum power value shown above.
- Irradiance values are total plane-of-array irradiance, equal to the sum of the direct normal (beam) and diffuse (scaled by the utilization factor above) components.

**References**

For information about the simple efficiency module model inputs, see Help. For details about the model implementation, see Gilman (2015) on the SAM website's Performance Model Documentation page:

[Performance Model Documentation page on the SAM website](#)

**Save / Load Data**

<invalid>

Figura 18. Panel de entrada de datos del modelo "Simple Efficiency Model" (2). Fuente: SAM.

### 3.3 Sandia Module Model

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
Tensión de referencia en el punto máximo de potencia	$V_{mp,ref}$	V
Corriente de referencia en el punto de máxima potencia	$I_{mp,ref}$	A
Tensión de referencia de circuito abierto	$V_{oc,ref}$	V
Corriente de referencia de cortocircuito	$I_{sc,ref}$	A
Coefficiente de temperatura de corriente de cortocircuito normalizado	$\alpha_{sc,ref}$	1/°C
Coefficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto	$\beta_{oc,ref}$	V/°C
Coefficiente de temperatura de la tensión de máxima potencia	$\beta_{mp,ref}$	V/°C
Coefficiente de temperatura de máxima potencia	$\gamma_{mp,ref}$	W/°C
Relaciona $\beta_{oc,ref}$ con la irradiancia efectiva	$M_{\beta oc}$	V/°C
Relaciona $\beta_{mp,ref}$ con la irradiancia efectiva	$M_{\beta mp}$	V/°C
Número de células en serie	$s$	-
Coefficientes que relacionan $I_{mp}$ con $G$	$C_0, C_1$	-
Coefficientes que relacionan $V_{mp}$ con $G$	$C_2, C_3$	1/V ( $C_3$ )
Coefficientes que relacionan $I_x$ con $G$	$C_4, C_5$	-
Coefficientes que relacionan $I_{xx}$ con $G$	$C_6, C_7$	-
Factor del diodo	$n$	-
Fracción de la irradiancia difusa utilizada por el módulo	$f_d$	-
Coefficientes del aire de masa	$a_{0..4}$	-
Coefficientes del modificador del ángulo de incidencia	$b_{0..4}$	-

Tabla 6“Sandia Module Model” datos de entrada. Fuente: SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.

No es más que una implementación del “Sandia National Laboratories photovoltaic module and array performance model”. El modelo “Sandia Performance (King 2004)” fue desarrollado en los Laboratorios Nacionales de Sandia durante un período de doce años entre 1992 y 2004. El modelo predice el comportamiento que tendrá el conjunto fotovoltaico con un alto grado de precisión (B. Kroposki 2000) a partir de los datos meteorológicos de entrada, utilizando parámetros eléctricos, térmicos y ópticos determinados empíricamente, y específicos para cada uno de los módulos individuales. Estos son proporcionados por la base de datos “Sandia Performance Model (SPM)”, que incluye datos de simulación para más de 500 tipos de módulos desde los años 1994 hasta 2010 (ver Figura 19), y se compiló a través de pruebas en un entorno exterior y en unas condiciones de operación realistas.

Tras haber calculado empíricamente una serie de coeficientes (ver Figura 20), ya almacenados en la librería de SAM en función al panel elegido como se ha mencionado anteriormente, se aplicarán en las ecuaciones que modelan el sistema para calcular la potencia a la salida en CC de la planta. Además, esta configuración calculará 5 puntos de la curva I-V del módulo para poder realizar un esbozo y aproximar su comportamiento cuando se encuentre trabajando en unas condiciones de trabajo distintas a la de máxima potencia.

Sandia PV Array Performance Model with Module Database ▼

Filter:  Name ▼

Name	Impo	Vmpo	Area	Isco	Voco	a	b
Uni-Solar US-32 [2005 (E)]	1.94	16.5	0.523	2.4	23.8	-3.581	-0.11
Uni-Solar US-42 [2003 (E)]	2.54	16.5	0.688	3.17	23.8	-3.581	-0.11
Uni-Solar US-5 [2005 (E)]	0.31	16.5	0.101	0.4	23.8	-3.581	-0.11
Uni-Solar US-64 [1997]	4.144	15.49	1.012	5.066	21.71	-3.581	-0.11
Uni-Solar US-64 [1997 (E)]	4.1	15.6	1.012	5.1	21.3	-3.581	-0.11
Uni-Solar US-64 [2005 (E)]	3.88	16.5	1.012	4.8	23.8	-3.581	-0.11
Uni-Solar USF-11 [2003 (E)]	0.62	16.5	0.235	0.78	23.8	-3.581	-0.11
Uni-Solar USF-32 [2003 (E)]	1.94	16.5	0.606	2.4	23.8	-3.581	-0.11
Uni-Solar USF-5 [2003 (E)]	0.3	16.5	0.136	0.37	23.8	-3.581	-0.11
Yingli Solar YL220 Module [2008]	7.388	28.633	1.7	8.163	36.871	-3.303	-0.11
Yingli Solar YL220 Module [2008 (E)]	7.4	30	1.7	8.1	36.6	-3.303	-0.11
Yingli Solar YL230-29b Module [2009]	7.727	29.886	1.634	8.222	37.28	-3.348	-0.11
Yingli Solar YL230-29b Module [2009 (E)]	7.8	29.5	1.634	8.4	37	-3.348	-0.11

Source: CFV Solar Test Lab. Tested 2013. Module 13022-08

Figura 19. Panel de entrada de datos del modelo “Sandia PV Array Performance Model with Module Database” (1). Fuente: SAM.

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Air mass = 1.5, Cell temp = 25 °C

Nominal efficiency: 14.89 %

Maximum power (Pmp): 284.455 Wdc

Max power voltage (Vmp): 35.0 Vdc

Max power current (Imp): 8.1 Adc

Open circuit voltage (Voc): 43.6 Vdc

Short circuit current (Isc): 8.6 Adc

Temperature Coefficients

Temperature Coefficient of Pmp: -0.477 %/°C

Temperature Coefficient of Voc: -0.351 %/°C

Temperature Coefficient of Isc: 0.050 %/°C

Temperature Coefficient of Vmp: -0.467 %/°C

Temperature Coefficient of Imp: -0.010 %/°C

Temperature Coefficient of Pmp (W/°C): -1.358 W/°C

Temperature Coefficient of Voc (V/°C): -0.153 V/°C

Temperature Coefficient of Imp (A/°C): -0.001 A/°C

Module structure and mounting: Use Database Values

User-specified: -99, 0, 0

From library: a: -3.6024, b: -0.2106, dT: 3.2 °C

The Module Structure and Mounting options are used for temperature correction calculations. Choose "Use Database Values" for most analyses. See Help for information about the options.

**Physical Characteristics**

Material: c-Si

Module area: 1.91 m<sup>2</sup>

Vintage: 2013

Number of cells: 72

Number of cells in series: 72

Number of cell strings in parallel: 1

**References**

For more information about the Sandia module model inputs, see Help. For a detailed description of the model, see Gilman (2015) and King (2004) on the SAM website's Performance Documentation page:

[Performance Model Documentation page on SAM website](#)

Figura 20. Panel de entrada de datos del modelo “Sandia PV Array Performance Model with Module Database” (1). Fuente: SAM.

### 3.3.1 Comportamiento térmico

Para calcular la temperatura de la célula en la configuración de “Sandia Module Model” se empleará un algoritmo de corrección de temperatura, denominado en la herramienta cómo “Sandia Cell Temperature Model” o “NOCT method”

#### Sandia cell temperature model

El algoritmo de corrección de temperatura de Sandia calcula un factor de corrección de temperatura que modela las pérdidas de eficiencia debido al calentamiento del módulo durante el día cuando se recibe radiación solar. Dicho algoritmo calcula la temperatura de un módulo en función de la radiación solar, la temperatura ambiente



y la velocidad del viento en una hora determinada, y un conjunto de propiedades que describen las características térmicas de la celda y el módulo [3] [16].

Para determinar los parámetros del sistema tomará los siguientes datos del archivo meteorológico elegido:

- Radiación incidente directa normal.
- Radiación incidente difusa
- Temperatura ambiente.
- Velocidad del viento.

El algoritmo de corrección de temperatura calcula primero la “Temperature back” basada en la radiación solar incidente, coeficientes a y b, y la temperatura ambiente y velocidad del viento:

$$T_{back} = E_{incident} \cdot e^{a+b \cdot v_{wind}} + T_{Ambient} \quad (14)$$

Seguidamente, la temperatura de la célula se calcula de la siguiente forma:

$$T_{Cell} = T_{back} + \frac{E_{Incident}}{E_0} \cdot dT \quad (15)$$

El factor de corrección de temperatura  $F_{TempCorr}$  es:

$$F_{TempCorr} = 1 + \gamma \cdot (T_{Cell} - T_{Ref}) \quad (16)$$

De forma general, la potencia del módulo corregida por la temperatura, es el producto de la potencia calculada por el modelo empleado y el factor de corrección de temperatura. Cada modelo (Sandia, Simple Efficiency) usa algoritmos diferentes para calcular la potencia del módulo antes de la corrección por temperatura:

$$P_{TempCorr} = P_{BeforeTempCorr} \cdot F_{TempCorr} \quad (17)$$

Donde,

- $E_{Incident}$  ( $W/m^2$ ), radiación incidente.
- $E_0$  ( $W/m^2$ ), radiación total de referencia, igual a  $1000 W/m^2$ .
- $T_{ref}$  ( $^{\circ}C$ ), la temperatura de referencia en grados Celsius, igual a  $25^{\circ}C$ .
- Gamma ( $\%/^{\circ}C$ ), el coeficiente de temperatura de potencia máxima.
- a, define el límite superior de la temperatura del módulo (a baja velocidad del viento y altos niveles de radiación solar) (adimensional).
- b, define la velocidad a la que disminuye la temperatura del módulo a medida que aumenta la velocidad del viento (adimensional).
- $dT$ , la diferencia de temperaturas entre la superficie de la célula y la de referencia.
- $v_{wind}$ , velocidad del viento en m/s del archivo climático.
- $T_{Ambient}$ , temperatura ambiente del archivo climático en  $^{\circ}C$ .
- $F_{TempCorr}$ , factor corrector de temperatura (Adimensional).
- $P_{BeforeTempCorr}$ , potencia del módulo antes de aplicar el factor corrector en W.
- $P_{TempCorr}$ , potencia del módulo ya corregida en W.

“a” y “b” son parámetros que dependen de los materiales y la construcción del módulo, así como de la configuración del montaje del módulo. La siguiente tabla enumera valores representativos de estos parámetros para varios tipos y configuraciones de módulos comunes:

MONTAJE-ESTRUCTURA DEL MÓDULO	REFERENCIA	a	b	$\Delta T$
<i>Usar valores de la base de datos</i>	<b>0</b>	-	-	-
<i>Glass/Cell Polymer Sheet - Open Rack</i>	<b>1</b>	-3.56	-0.0075	3
<i>Glass/Cell/Glass - Open Rack</i>	<b>2</b>	-3.47	-0.0594	3
<i>Polymer/Thin Film/Steel – Open Rack</i>	<b>3</b>	-3.58	-0.113	3
<i>Glass/Cell/ Polymer Sheet – Insulated Rack</i>	<b>4</b>	-2.81	-0.0455	0
<i>Glass/Cell/Glass – Close Roof Mount</i>	<b>5</b>	-2.98	-0.0471	1
<i>Usar valores definidos</i>	<b>6</b>	-	-	-

Tabla 7. “Sandía Module” coeficientes determinados empíricamente para cada una de las opciones disponibles de montaje y estructura en la página del módulo. *Fuente: SAM.*

MONTAJE-ESTRUCTURA DEL MÓDULO	DESCRIPCIÓN
<i>Glass/Cell/ Polymer Sheet - Open Rack</i>	Las células solares se encuentran entre un vidrio frontal y un polímero posterior, y el módulo está montado en el exterior permitiendo circular el aire libremente alrededor del módulo.
<i>Glass/Cell/Glass - Open Rack</i>	Las células solares se encuentran entre un vidrio frontal y uno posterior, y el módulo está montado en el exterior permitiendo circular aire libremente alrededor del módulo.
<i>Polymer/Thin Film/Steel – Open Rack</i>	Las células solares se encuentran entre un polímero transparente y una parte posterior de acero, y el módulo está montado en el exterior permitiendo circular aire libremente alrededor del módulo.
<i>Glass/Cell/ Polymer Sheet – Insulated Rack</i>	Las células solares se encuentran entre un vidrio frontal y un polímero posterior, y el módulo se monta directamente en la superficie de un edificio en una aplicación FV integrada en el edificio que evita que el aire circule por la parte posterior del módulo.
<i>Glass/Cell/Glass – Close Roof Mount</i>	Las células solares están entre un vidrio frontal y posterior, y el módulo está montado en un soporte con poco espacio entre la superficie del módulo y la parte posterior del módulo permitiendo que fluya poco aire sobre el reverso del módulo.

Tabla 8. Descripción de las opciones de la estructura de los módulos y montaje disponible. *Fuente: SAM*

### Coefficientes de temperatura

Para analizar el comportamiento térmico de los parámetros optoelectrónicos de la célula y la potencia que produce, SAM utiliza un conjunto de coeficientes que representan la dependencia que tienen los parámetros fundamentales de la curva I-V con la temperatura.

En este modelo se evita uno de los errores típicos en el estudio del efecto de la temperatura sobre la célula

fotovoltaica, y es que se suele asignar a  $V_{mp}$  el mismo coeficiente corrector de temperatura que  $V_{oc}$ , y lo mismo ocurre para  $I_{mp}$  y  $I_{sc}$  [17]. Esta suposición es totalmente errónea, ya que como se verá próximamente, cada variable tendrá asignado un coeficiente distinto. Todos estos parámetros son facilitados por una base de datos recogidos en la librería de “Sandia”. Ver Figura 21.

Nominal efficiency		Temperature Coefficients	
Maximum power (Pmp)	284.455 Wdc	-0.477 %/°C	-1.358 W/°C
Max power voltage (Vmp)	35.0 Vdc	-0.467 %/°C	-0.163 V/°C
Max power current (Imp)	8.1 Adc	-0.010 %/°C	-0.001 A/°C
Open circuit voltage (Voc)	43.6 Vdc	-0.351 %/°C	-0.153 V/°C
Short circuit current (Isc)	8.6 Adc	0.050 %/°C	0.004 A/°C

Figura 21. Panel de entrada de datos del modelo, coeficientes de temperatura. Fuente: SAM.

Estos coeficientes son definidos a continuación con sus respectivas unidades:

- $\alpha_{Isc}$  = Coeficiente normalizado de la temperatura para  $I_{sc}$ , (1/°C). Este parámetro es “normalizado” dividiendo por la dependencia de la temperatura (1/°C), medido para un espectro solar estándar específico y unos niveles de irradiancia para la corriente de cortocircuito en unas condiciones de referencia,  $I_{sc,ref}$ . Utilizando esas unidades hace posible que dicho valor sea aplicable tanto para módulos individuales como para cadenas de módulos en paralelo.
- $\alpha_{Imp}$  = Coeficiente normalizado de la temperatura para  $I_{mp}$  (1/°C). Mismo procedimiento de normalización que  $\alpha_{Isc}$ .
- $\beta_{Voc} = \beta_{Voc,ref} + m_{\beta Voc} \cdot (1 - E_e)$ , coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto del módulo como función de la irradiancia efectiva,  $E_e$ . Habitualmente, la dependencia con la irradiancia se puede pasar por alto y suponer  $\beta_{Voc}$  como un valor constante.
- $\beta_{Voc,ref}$  = Coeficiente de temperatura para la  $V_{oc}$  de un módulo a un nivel de irradiancia de 1000  $W/m^2$  (V/°C).
- $m_{\beta Voc}$  = Coeficiente que proporciona la dependencia de la irradiancia para el coeficiente de temperatura  $V_{oc}$ , usualmente toma un valor de cero (V/°C).
- $\beta_{Vmp}(E_e) = \beta_{Vmp,ref} + m_{\beta Vmp} \cdot (1 - E_e)$ , coeficiente de temperatura para la tensión de máxima potencia del módulo como función de la irradiancia efectiva,  $E_e$ . Normalmente, la dependencia con la irradiancia se puede pasar por alto y suponer  $\beta_{Vmp}$  como un valor constante.
- $\beta_{Vmp,ref}$  = Coeficiente de temperatura para la  $V_{mp}$  de un módulo a un nivel de irradiancia de 1000  $W/m^2$  (V/°C).
- $m_{\beta Vmp}$  = Coeficiente que proporciona la dependencia de la irradiancia para el coeficiente de temperatura  $V_{mp}$ , usualmente toma un valor de cero (V/°C).

### 3.3.2 Influencia del contenido espectral de luz

Al contrario que en el modelo anterior, en esta configuración si se tendrá en cuenta el efecto del espectro, aunque dicho efecto no implique una variación considerable en la producción de energía anual como se verá a continuación [3].

Cuando se trata de diseñar o dimensionar un sistema gran parte de los datos necesarios para simular la planta son obtenidos de los archivos climáticos. En este apartado el papel del archivo climático será determinante para el cálculo de la influencia del espectro.

En cuanto a las funciones  $f_1(AM_a)$  y  $f_2(AOI)$  cuantifican la influencia de la corriente de cortocircuito en el espectro solar, y las pérdidas ópticas debido al ángulo de incidencia solar. Estas dos funciones son totalmente empíricas.

La masa de aire absoluta dependerá en este caso, como se puede ver a continuación, del ángulo cenital del sol en grados y de la elevación sobre el nivel del mar:

$$AM = \left[ \cos\left(\frac{\pi}{180}Z\right) + 0.5057(96.08 - Z)^{-1.634} \right]^{-1} e^{-0.0001184h} \quad (18)$$

El polinomio  $F_1$  relaciona el efecto del espectro en  $I_{sc}$  con la variación de la masa de aire durante el día:

$$f_1 = a_0 + a_1AM + a_2AM^2 + a_3AM^3 + a_4AM^4 \quad (19)$$

El polinomio  $F_2$  relaciona el efecto óptico en  $I_{sc}$  con la variación del ángulo de incidencia AOI:

$$f_2 = b_0 + b_1AOI + b_2AOI^2 + b_3AOI^3 + b_4AOI^4 + b_5AOI^5 \quad (20)$$

La corriente de cortocircuito se calculará mediante la siguiente ecuación:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} F_1 \left( \frac{G_b F_2 + f_d(G_d + G_r)}{1000} \right) [1 + \alpha_{sc,ref}(T_c - 25)] \quad (21)$$

De la misma manera, visualizando la Figura 22, se puede concluir que el efecto del AM es menor para valores comprendidos entre 1 y 2. Igualmente, en cuanto a la producción anual de energía, más del 90% de la producida se produce en una banda de valores relativamente estrecha para lo representado, entre 1 y 3. No obstante, la trascendencia que tendrá la influencia del espectro solar en el sistema no supondrá más de un 3% en la energía anual producida. Las variables y ecuaciones que miden este efecto son las siguientes [18]:

- Ver ecuaciones (19) y (21). Se puede ver como  $f_1$  es directamente proporcional a  $I_{sc}$  por lo que dicha función será de vital importancia en el proceso de cálculo. En este caso se han estudiado, y por tanto representado, 4 tipologías distintas de módulos: silicio monocristalino (crystalline Si), silicio policristalino (multi-crystalline Si), silicio amorfo (tándem a-Si) y silicio amorfo de triple unión (triple-junction a-Si). Seguidamente se procederá a evaluar un rango de valores de AM, en cada una de las tipologías disponibles en el estudio, para analizar el efecto que podría llegar a tener en el sistema fotovoltaico para el caso particular del "Sandia Module Model":

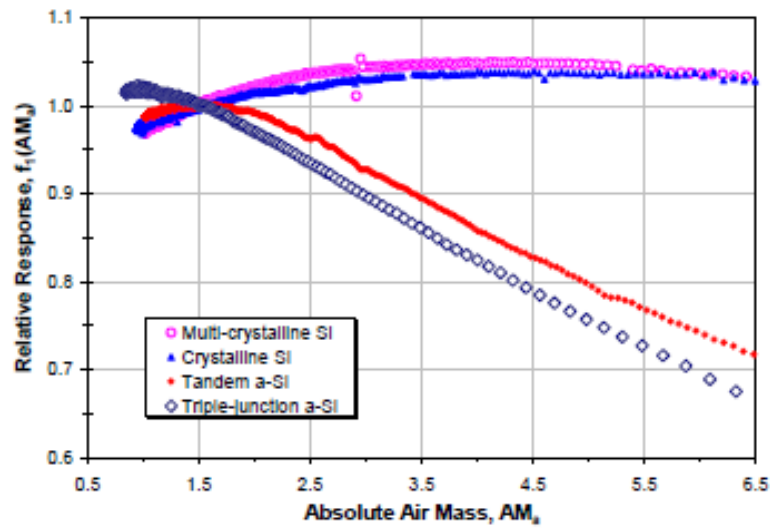


Figura 22. Relación empírica que ilustra la influencia de la variación del espectro solar en la corriente de cortocircuito del módulo, en unas condiciones de referencia de AM=1.5. Los resultados fueron medidos por “Sandia National Laboratories” para una amplia variedad de módulos comerciales. Fuente: *Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA REPORT.*

TIPOLOGÍA DE LA CÉLULA	$f_1 < 1, I_{sc} \uparrow$	$f_1 > 1, I_{sc} \downarrow$
<i>Multi-crystalline Si</i>	Para valores entre 1 y 1.5 AM (aumenta su valor progresivamente hasta 1.5 y se sitúa cercano a la unidad $f_1$ )	Para valores mayores de 1.5 AM el valor de $f_1$ aumenta de forma paulatina (es el que mejor responde a un aumento por encima del estándar, AM=1.5)
<i>Crystalline Si</i>	Para valores entre 1 y 1.5 AM (aumenta su valor progresivamente hasta 1.5 y se sitúa cercano a la unidad $f_1$ )	Para valores mayores de 1.5 AM el valor de $f_1$ aumenta de forma paulatina.
<i>Tandem a-Si</i>	Para valores entre 1 y 1.5 AM (aumenta su valor progresivamente hasta 1.5 y se sitúa cercano a la unidad $f_1$ ). Una vez alcanzado un AM igual a 1, para valores superiores, el valor de $f_1$ disminuye progresivamente.	El efecto de AM siempre será negativo, exceptuando AM igual a 1 que no tendrá ningún tipo de relevancia en el sistema
<i>Triple-junction a-Si</i>	Para valores mayores de 1.5 AM el valor de $f_1$ disminuye progresivamente.	Para valores entre 1 y 1.5 AM (siendo menor a medida que se aproxime a 1.5)

Tabla 9. Efecto del AM sobre  $I_{sc}$  en función de la tipología de célula empleada. Fuente: *Elaboración propia.*

Se concluirá diciendo que para valores de  $f_1$  por encima de la unidad, la corriente  $I_{sc}$  aumentará proporcionalmente y por ende la potencia de salida del sistema fotovoltaico.

Finalmente, la Figura 23 muestra como el impacto que puede llegar a tener el efecto de las pérdidas ópticas (reflectancia) es prácticamente despreciable (ya que la función  $f_2$  es cercana a la unidad) hasta que el ángulo de incidencia de la radiación solar sea superior a  $55^\circ$ . También, a este efecto se suma las pérdidas del “coseno”, es decir, pérdidas asociadas a los módulos en los que su superficie no está orientada perpendicularmente a la trayectoria solar. Por tanto, un sistema con “tracking” no tendrá pérdidas ópticas si el diseño es totalmente correcto. La relevancia que tendrá en el sistema será la siguiente:

- Ver ecuaciones (20) y (21). Para un AOI entre  $0^\circ$  y  $55^\circ$   $f_2$  se mantendrá cercano a la unidad, significando esto unas pérdidas prácticamente nulas para el sistema. Además, como se puede observar en la ecuación (21),  $f_2$  es directamente proporcional a  $G_b$  y al comprender valores entre 0 y 1 el único efecto que puede tener sobre la  $I_{sc}$  es negativo (pérdidas).

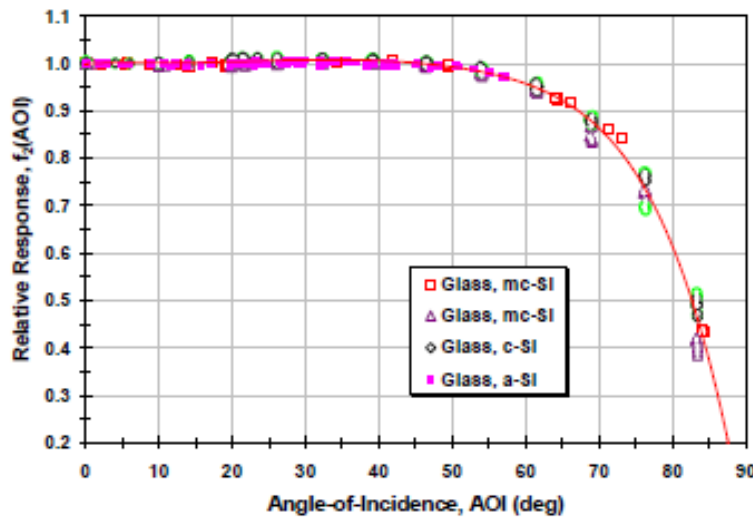


Figura 23. Relación empírica que ilustra la influencia de la variación del AOI reduciendo la corriente de cortocircuito de un módulo. Los resultados fueron medidos por “Sandia National Laboratories” para 4 módulos diferentes. Fuente: *Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA REPORT*.

### 3.3.3 Determinación de los parámetros del modelo

Una vez calculada la corriente de cortocircuito mediante la ecuación (21), se procedería a calcular la corriente y tensión en el punto de máxima potencia para poder calcular la potencia de salida en CC del campo fotovoltaico [3].

Así pues, la irradiancia efectiva en la superficie del módulo a la que responden las células se calcularía mediante la ecuación:

$$E_e = \frac{I_{sc}}{I_{sc,ref} [1 + \alpha_{sc,ref} (T_c - 25)]} \quad (22)$$

Por tanto, la corriente en el punto de máxima potencia quedaría cómo:

$$I_{mp} = I_{mp,ref} (C_0 E_e + C_1 E_e^2) [1 + \alpha_{sc,ref} (T_c - 25)] \quad (23)$$

Los siguientes dos valores intermedios serán requeridos en las ecuaciones del cálculo de tensiones que le siguen:

$$\Delta T_c = n \left( \frac{1.38066 \times 10^{-23} (T_c + 273.15)}{1.60218 \times 10^{-19}} \right) \quad (24)$$

$$\beta_{mp} = \beta_{mp,ref} + M_{\beta mp} (1 - E_e) \quad (25)$$

La tensión de circuito abierto viene dada por:

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + s\Delta T_c \ln(E_e) + \beta_{oc} (T_c - 25) \quad (26)$$

La tensión en el punto de máxima potencia será:

$$V_{mp} = V_{mp,ref} + C_2 s \Delta T_c \ln(E_e) + C_3 s [\Delta T_c \ln(E_e)]^2 + \beta_{mp} (T_c - 25) \quad (27)$$

Finalmente, la potencia de salida en CC es la del punto de máxima potencia y se obtendría cómo:

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \quad (28)$$

Para definir la forma que tendrá la curva se utilizará:

$$FF = \frac{P_{mp}}{I_{sc} \cdot V_{oc}} \quad (29)$$

Asimismo, los dos puntos adicionales de la curva están determinados por las ecuaciones definidas a continuación ((30) y (31)). El cuarto punto ( $I_x$ ) es igual a la mitad de la tensión de circuito abierto, y el quinto ( $I_{xx}$ ) una tensión entre  $V_{mp}$  y  $V_{oc}$  (ver figura Figura 24). Estos dos puntos junto a los otros tres,  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$  y  $I_{mp}$ , proporcionarán un esbozo de la curva I-V la cual podrá ser utilizada como una aproximación de la curva en el caso de que las tensiones de trabajo difieran de la de máxima potencia.

$$I_x = I_{x,ref} (C_4 E_e + C_5 E_e^2) [1 + \alpha_{I_{sc}} (T_c - 25)] \quad (30)$$

$$I_{xx} = I_{xx,ref} (C_6 E_e + C_7 E_e^2) [1 + \alpha_{I_{mp}} (T_c - 25)] \quad (31)$$

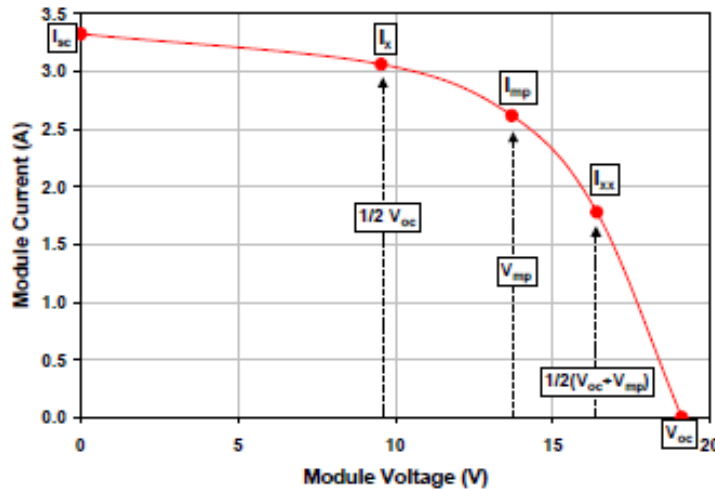


Figura 24. Ilustración de la curva I-V del módulo mostrando los 5 puntos proporcionados por el “Sandia Module Model”. Fuente: *Photovoltaic Array Performance Model, SANDIA REPORT*.

### 3.4 CEC Performance Model

Es una implementación del modelo denominado “modelo equivalente de un circuito de un solo diodo” descrito en “De Soto (2004a), y con más detalle en De Soto (2004b) [19].

SAM incluye dos opciones para el mismo modelo:

- “California Energy Commission (CEC) Performance Model with Module Database” es una implementación del modelo denominado “Modelo de un diodo de seis parámetros” desarrollado en la Universidad de Wisconsin-Madison y utilizado en el “CEC New Solar California Homes Partnership Calculator”, y es una extensión del prototipo presentado en “De Soto [2004a]”. Dicho modelo calcula la salida en CC del campo fotovoltaico usando ecuaciones con parámetros almacenadas en la librería de SAM. La librería contiene datos proporcionados por la “California Energy Commission”.
- “CEC Performance Model with User Entered Specifications” mantiene la misma configuración que el “CEC Performance Model with Module Database”, pero con una calculadora de coeficientes (Dobos 2012a) para calcular los parámetros del modelo de las especificaciones estándar del módulo proporcionadas en la hoja de datos del fabricante. Esto hace posible usar el “modelo de seis parámetros” en módulos no incluidos en la librería de CEC.

En este modelo se usarán parámetros, normalmente aportados por la hoja de datos del fabricante, para calcular un conjunto de coeficientes que describirán la forma de la curva I-V del módulo en SRC.

El comportamiento de un panel puede equipararse al de un circuito equivalente formado por un generador, un diodo y dos resistencias, una en serie y otra en paralelo, como se muestra en la Figura 7.

El comportamiento eléctrico del circuito equivalente está descrito en la siguiente ecuación [20]:

$$I = I_L - I_0 \left( \exp \left[ \frac{V + IR_s}{a} \right] - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (32)$$

Los parámetros necesarios para calcular la corriente y tensión del módulo fotovoltaico, y con ello la potencia del sistema, están recogidos en la Tabla 10. Dichas variables tomarán un papel fundamental en este modelo.

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
Fotocorriente	$I_L$	A
Corriente de saturación inversa del diodo	$I_0$	A
Factor de idealidad del diodo	$a$	Adimensional
Resistencia en serie	$R_s$	$\Omega$
Resistencia en paralelo (de derivación)	$R_{sh}$	$\Omega$

Tabla 10. Parámetros del circuito equivalente. Fuente: Elaboración propia.



Las condiciones de referencia tomadas en este modelo son: irradiancia en el plano de inclinación de  $1000 \text{ W/m}^2$  y una temperatura de referencia de la célula de  $25^\circ\text{C}$ . Para calcular los 5 parámetros en las condiciones de referencia serán necesarias ciertas variables y datos en estas mismas condiciones. Estas variables serán la corriente de cortocircuito ( $I_{SC,ref}$ ), tensión en circuito abierto, ( $V_{OC,ref}$ ), corriente y tensión en el punto de máxima potencia ( $I_{mp,ref}$  y  $V_{mp,ref}$ , respectivamente) y la forma de la curva I-V en el punto de cortocircuito [20]. Esta información es proporcionada normalmente por los fabricantes. Una vez recolectada toda esta información se podrá calcular todos los parámetros en las SRC. En este capítulo no se estudiará el origen y algoritmos utilizados en el cálculo de estos 5 parámetros, pero si la sensibilidad de los mismos en la curva I-V o el peso que podrían llegar a tener en el sistema.

### 3.4.1 Comportamiento térmico

La temperatura de la célula en esta configuración podrá ser calculada mediante dos modelos: “The NOCT temperatura model” o “the heat transfer cell temperature model”.

- *The NOCT temperatura model*, este modelo fotovoltaico de la temperatura de la célula tan solo estará disponible para la configuración “CEC Performance Model with Module Database”. Será el modelo utilizado durante todo el documento dado que ofrece una metodología de cálculo trivial, es fiable y además un modelo bastante preciso utilizado en sin fin de campos.
- *The heat transfer cell temperature model*, se trata de una implementación del apéndice H de “Neises (2011)”. Es un modelo bastante complejo y con una gran extensión y por ello será omitido en este proyecto, con el primer modelo será más que suficiente dado el objetivo del mismo. No obstante, en posteriores simulaciones se comparará “grosso modo” la influencia que podrían llegar a tener emplear una metodología en lugar de la otra.

#### NOCT Cell Temperature Model

Este modelo fotovoltaico de la temperatura de la célula tan solo estará disponible para la configuración “CEC Performance Model with Module Database”.

La temperatura de la célula es solamente calculada la irradiancia efectiva transmitida de la ecuación tal es mayor que cero,  $G > 0$ .

La eficiencia de referencia del módulo está basada en las especificaciones del módulo con una irradiancia en el POA de  $1000 \text{ W/m}^2$ :

$$\eta_{ref} = \frac{I_{mp}V_{mp}}{1000A_m} \quad (33)$$

El ajuste de la velocidad del viento para una altura sobre el suelo depende de la altura a la que se encuentre el campo fotovoltaico, opción disponible en la página del módulo:

$$v_{w,adj} = \begin{cases} 0.51 v_w & \text{una planta o menos} \\ 0.61 v_w & \text{dos plantas o más} \end{cases} \quad (34)$$

El ajuste de la NOCT para la configuración de montaje elegida o a la separación establecida en el montaje de los módulos estará disponible en la hoja de entrada de datos del modelo:

$$T_{NOCT,adj} \begin{cases} T_{noct} & \text{integrado edificio, 3.5 in, o montaje en el suelo/soporte} \\ T_{noct} + 2 & 2.5 \text{ a } 3.5 \text{ in} \\ T_{noct} + 6 & 2.5 \text{ a } 3.5 \text{ in} \\ T_{noct} + 11 & 2.5 \text{ a } 3.5 \text{ in} \\ T_{noct} + 18 & < 0.5 \text{ in} \end{cases} \quad (35)$$

La temperatura en grados Celsius de la célula es:

$$T_c = T_a + \frac{G}{800} (T_{noct,adj} - 20) \left(1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha}\right) \frac{9.5}{5.7 + 3.8 v_{w,adj}} \quad (36)$$

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
ENTRADAS		
<i>Irradiancia efectiva transmitida a la célula</i>	<b>G</b>	$W/m^2$
<i>Producto transmitancia-absortancia efectivo</i>	<b><math>\tau\alpha</math></b>	Adimensional
<i>Velocidad del viento</i>	<b><math>v_w</math></b>	$m/s$
<i>Separación en el montaje (mounting standoff)</i>	-	-
<i>Altura del campo</i>	-	-
<i>Temperatura de operación nominal de la célula</i>	<b><math>T_{noct}</math></b>	°C
<i>Corriente en el punto de máxima potencia</i>	<b><math>I_{mp}</math></b>	A
<i>Tensión en el punto de máxima potencia</i>	<b><math>V_{mp}</math></b>	V
<i>Área del módulo</i>	<b><math>A_m</math></b>	$m^2$
SALIDA		
<i>Temperatura de la célula</i>	<b><math>T_c</math></b>	°C

Tabla 11 Definición, unidades y simbología de las variables del modelo de temperatura de la célula NOCT.

Fuente: SAM Photovoltaic model technical reference update.

### Coefficientes de temperatura

Además, aparecerán en el modelado tres coeficientes de temperatura (ver Tabla 11) que en condiciones normales serán aportados por el fabricante o conocidos por el tipo de material empleado, y definirán el comportamiento térmico de la célula fotovoltaica afectando a su curva I-V. Estos coeficientes, a su vez, serán necesarios para calcular los 5 parámetros del circuito equivalente de la célula solar, pero no sin antes ser ajustados para unas

condiciones de referencia distintas a las STC [20]:

- *Coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito,  $\alpha_{sc}$ , A/°C o %/°C.* Será la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura. Se observa que un ligero ajuste del coeficiente no tendrá un impacto relevante en la curva, principalmente cerca del punto de máxima potencia. El coeficiente será ajustado hacia arriba y hacia abajo en el mismo porcentaje que  $\beta_{oc}$  para hacer coincidir el  $\gamma$  de la hoja de datos con el predicho por el modelo equivalente.

$$\alpha_{sc} = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (37)$$

$$\alpha_{sc}^* = \alpha_{sc} \cdot \left(1 - \frac{adjust}{100}\right) \quad (38)$$

- *Coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto,  $\beta_{oc}$ , V/°C o %/°C.* Variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura. Tal como se ha comentado anteriormente, un ligero ajuste del coeficiente no tendrá un impacto relevante en la curva, especialmente en puntos cercanos al de máxima potencia.

$$\beta_{oc} = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (39)$$

$$\beta_{oc}^* = \beta_{oc} \cdot \left(1 + \frac{adjust}{100}\right) \quad (40)$$

- *Coeficiente de temperatura de la potencia máxima,  $\gamma_{mp}$ , %/°C.* Variación de la potencia máxima con la temperatura. Será necesaria otra ecuación que relacione la potencia de salida y la temperatura de operación de la célula para calcular la ecuación:

$$\gamma_{spec} = \frac{\partial P_{max}}{\partial T} \approx \frac{P_{T_{cell}} - P_{T_{cell,ref}}}{P_{mp,ref} \cdot (T_{cell} - T_{cell,ref})} \quad (41)$$

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
Factor de ajuste del coeficiente de temperatura	<b>adjust</b>	Adimensional
Corriente de cortocircuito	$I_{SC}$	A
Tensión de circuito abierto	$V_{OC}$	V
Potencia para la temperatura de la célula	$T_{cell}$	$\Omega$
Potencia en el punto de máxima potencia	$P_{mp}$	W

Tabla 12 Definición, unidades y simbología de las variables empleadas en los coeficientes de temperatura.

Fuente: SAM Photovoltaic model technical reference update

### 3.4.2 Influencia del contenido espectral de luz

Cómo ya se ha visto en apartados anteriores, si el AM aumenta, el contenido espectral de luz cambia, y en muchas ocasiones afectará a la eficiencia del panel. En la Figura 25 se muestra que el efecto del modificador del ángulo de incidencia para unos bajos ángulos cenitales será inapreciable en la curva [22]. No obstante, para ángulos cenitales mayores, por encima de  $60^\circ$ , los valores tenderán a alterarse difiriendo considerablemente de los obtenidos en las predicciones del modelo. Cabe destacar que la corriente de cortocircuito variará y permanecerá constante el valor de la tensión en circuito abierto.

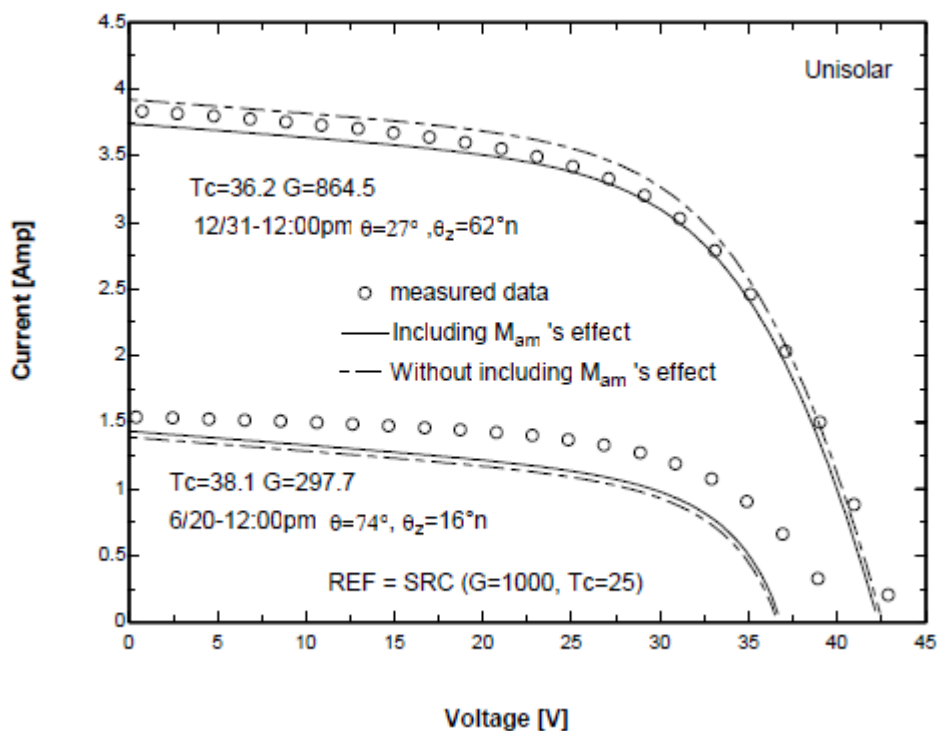


Figura 25. Con y sin tener en cuenta el efecto de M en una célula fotovoltaica, usando SRC como condiciones de referencia para predecir las condiciones de operación anual. Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, by Widaly De Soto

A continuación, se mostrará sin entrar en mucho detalle, el proceso de cálculo empleado para obtener el AM en este modelo:

$$AM = \left[ \cos\left(\frac{\pi}{180}Z\right) + 0.5057(96.08 - Z)^{-1.634} \right]^{-1} e^{-0.0001184h} \quad (42)$$

$$M = a_0 + a_1AM + a_2AM^2 + a_3AM^3 + a_4AM^4 \quad (43)$$

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
<i>Masa del aire</i>	<b>AM</b>	Adimensional
<i>Modificador de la masa del aire</i>	<b>M</b>	Adimensional
<i>Ángulo cenital del sol</i>	<b>Z</b>	°
<i>Altura sobre el nivel del mar</i>	<b>h</b>	m
<i>Coefficientes de la masa del aire</i>	<b>a<sub>0...4</sub></b>	W

Tabla 13 Definición, unidades y simbología de las variables empleadas en el cálculo del modificador de la masa del aire. Fuente: SAM Photovoltaic model technical reference update.

### 3.4.3 Determinación de los parámetros del modelo

Los parámetros  $a$ ,  $I_L$  y  $I_o$  dependerán de la temperatura y de la irradiancia en las condiciones de operación. A continuación, se explicará, sin entrar en mucho detalle, la caracterización y el modelado que SAM utilizará con estos parámetros [21]

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
Constante de Boltzman	$k$	eV/K
Energía de la banda prohibida	$E_{bg}$	eV
Radiación directa, difusa y reflejada	$G_b, G_d, G_r$	W
Modificadores del ángulo de incidencia	$K_{\tau\alpha,b}, K_{\tau\alpha,d}, K_{\tau\alpha,r}$	Adimensional
Irradiancia global efectiva en la superficie del módulo	$G$	W

Tabla 14 Definición, unidades y simbología de las variables empleadas en el cálculo de los 5 parámetros del modelo. Fuente: SAM

### Factor de idealidad, “a”

Este parámetro depende única y exclusivamente de la temperatura de la célula y no del nivel de irradiancia. Se trata de una medida de cómo de cerca el diodo sigue la ecuación del diodo ideal.

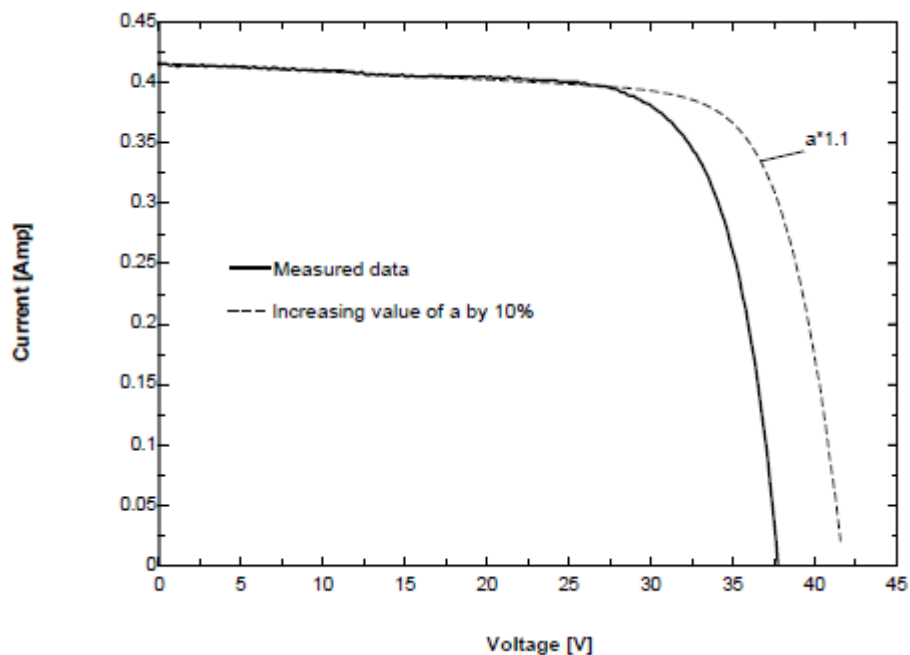


Figura 26. Efecto del parámetro “a” en la curva I-V. Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance, by Widalys De Soto.*

Si se incrementa dicho parámetro un 10%, ver Figura 26, la curva se desplaza hacia la derecha, elevándose el valor de la tensión en circuito abierto, mientras la corriente de cortocircuito permanecerá invariable.

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (44)$$

En la ecuación tal se puede observar que el parámetro “a” será una función lineal de la temperatura de la célula.

Corriente de saturación inversa del diodo, ” $I_0$ ”

En este caso el coeficiente dependerá de la temperatura, así como de la energía de la banda de conducción del material. Al igual que el factor de idealidad del diodo,  $I_0$  no dependerá del nivel de irradiancia. Todo ello se puede ver en la ecuación siguiente:

$$I_0 = I_{0,ref} \left( \frac{T_c}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[ \frac{1}{k} \left( \frac{1.12}{T_{c,ref}} - \frac{E_{bg}}{T_c} \right) \right] \quad (45)$$

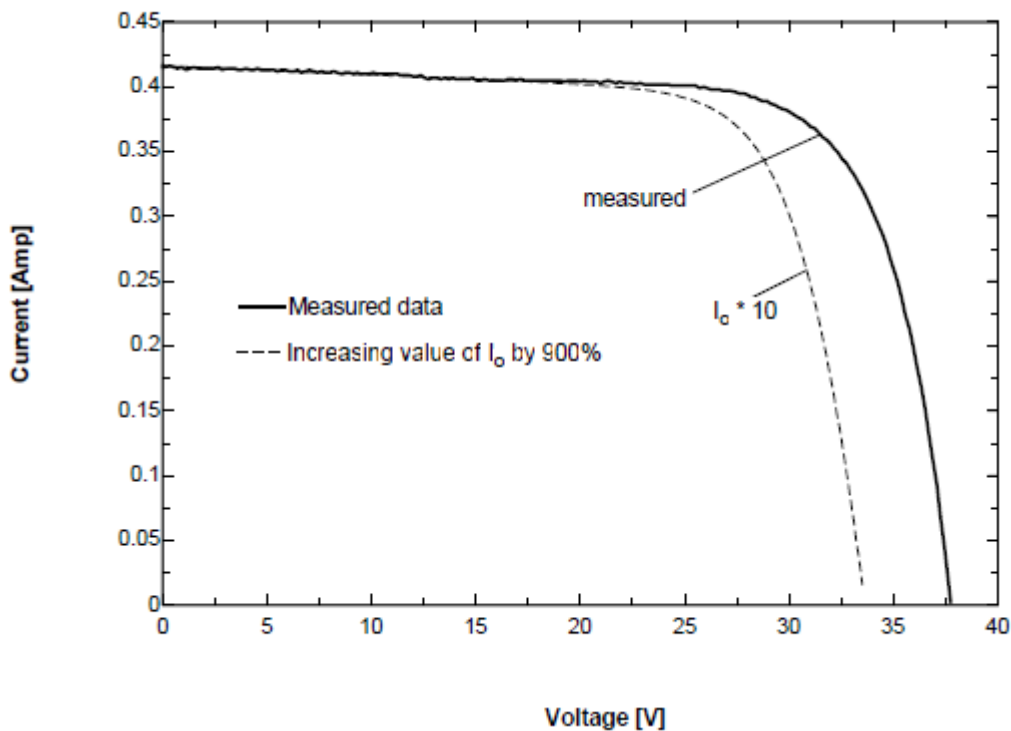


Figura 27. Efecto de corriente de saturación inversa ( $I_0$ ) en la curva I-V. Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, by Widaly De Soto.

En este caso para un incremento del parámetro en un 10% la curva se desplazaría hacia la izquierda, ver la Figura 27, aumentando el valor de la tensión de circuito abierto y, por ende, el valor de la tensión en el punto de máxima potencia.

Fotocorriente, “ $I_L$ ”

La fotocorriente dependerá en gran medida de la irradiancia solar efectiva, la temperatura de la célula, del coeficiente de temperatura de cortocircuito, y del modificar del AM, además de otros muchos parámetros menos relevantes.

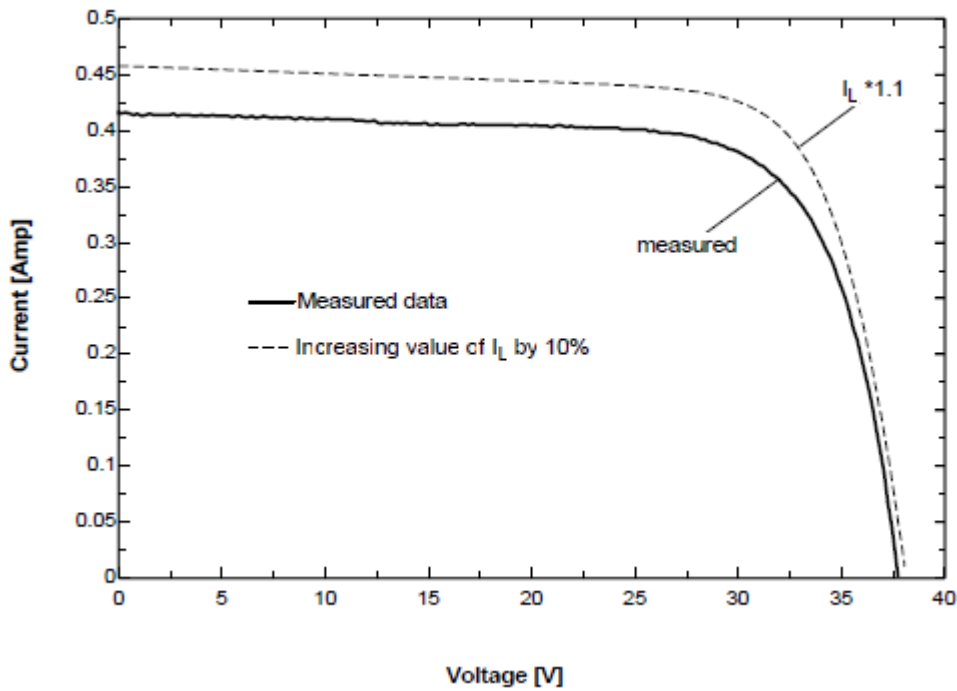


Figura 28. Efecto de la fotocorriente ( $I_L$ ) en la curva I-V. Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, by Widaly De Soto.

La Figura 28 muestra cómo al aumentar un 10%  $I_L$  la curva se desplaza hacia arriba, es decir, la corriente de cortocircuito crece y con ella la corriente en el punto de máxima potencia.

La ecuación que se muestra a continuación, ecuación (46), es el reflejo teórico de lo comentado anteriormente. Sin embargo, en el cálculo de  $G$  no será inmediato, tal como se puede ver en las ecuaciones (47), (48) y (49).

$$I_L = \frac{G}{1000} [I_{L,ref} + \alpha_{sc}^* (T_c - 298.15)] \quad (46)$$

La irradiancia global efectiva en la superficie de los módulos fotovoltaicos vendrá dada por:

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (47)$$

Al aplicarle a la irradiancia global efectiva incidente en la superficie de los módulos los modificadores del ángulo de incidencia, se obtendrá la irradiancia absorbida por las células fotovoltaicas:

$$G_0 = G_b K_{\tau\alpha,b} + G_d K_{\tau\alpha,d} + G_r K_{\tau\alpha,g} \quad (48)$$

No obstante, la irradiancia anterior no tendrá en cuenta el efecto del AM. El ajuste necesario a realizar vendrá determinado por la siguiente fórmula:

$$G = M G_0 \quad (49)$$

siendo  $M$  el modificador de la masa del aire, calculado en el apartado anterior.



### Resistencias en serie

Las resistencias en serie dependerán en cierta parte de la irradiancia solar efectiva y de la temperatura de la célula. Este parámetro controla la ubicación del punto de máxima potencia, y, por tanto, controla la corriente y la tensión en el punto de máxima potencia. El principal impacto que tendrá  $R_s$  será reducir el FF, y valores excesivamente altos podría llegar a reducir también la corriente de cortocircuito.

La figura 29, muestra el comportamiento que tendrá la curva I-V ante la variación de  $R_s$ . Al incrementar la resistencia un 150%, valor relativamente alto en comparación al 10% que se estaba aplicando anteriormente, la curva se desplaza hacia abajo, su pendiente aumenta, disminuyendo el valor del punto de máxima potencia y permaneciendo invariable la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Por ello se dice que ejecuta el control de la curva I-V, dado que una variación del mismo podría ayudar a conseguir un valor del punto de máxima potencia deseado de antemano.

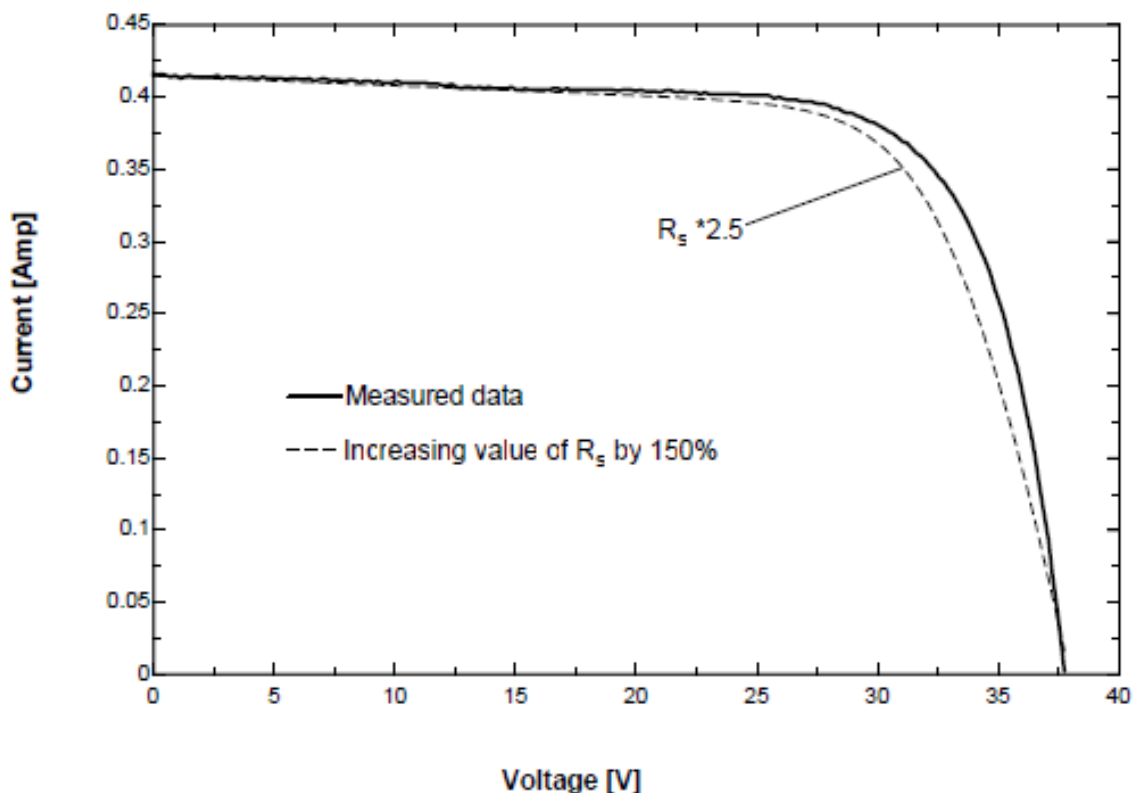


Figura 29. Efecto de las resistencias en serie ( $R_s$ ) en la curva I-V. Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, by Widalys De Soto.

Para encontrar las ecuaciones que modelen y caractericen las variables para unas condiciones de operación distintas a las STC, será necesario derivar los 5 parámetros. Tras una serie de algoritmos nada triviales y una vez obtenida la ecuación se podría representar el comportamiento que tendrá la nueva curva I-V después de ser corregido  $R_s$  para distintas referencias (ver Figura 30). Dado que el efecto de las resistencias en serie en el punto de máxima potencia es relativamente pequeño, el modelo de SAM utilizará los valores de referencia,  $R_s = R_{s,ref}$ .

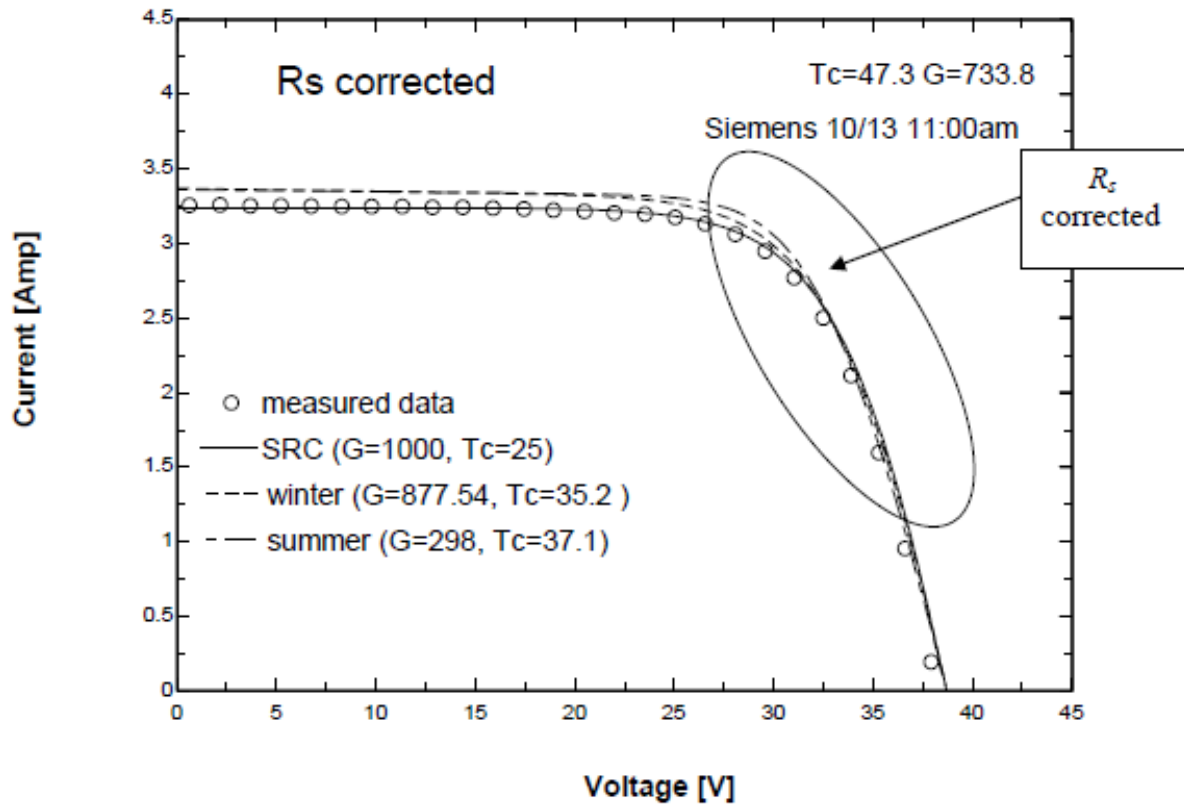


Figura 30. Curva I-V usando diferentes referencias y corrigiendo el parámetro  $R_s$ . Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, by Widaly De Soto.

### Resistencia de derivación o en paralelo

Estas pérdidas de energía suelen ser causadas por lo general debidas a defectos de fabricación, dando lugar de un mal diseño de las células solares. Una  $R_{sh}$  baja provoca pérdidas de energía en las células solares, proporcionando una vía de corriente alterna para la corriente generada por luz. Este desvío producirá una disminución en la corriente que circula a través de la unión de células solares y reducirá el voltaje de la célula [13].

Este parámetro controla la pendiente de la curva I-V en condiciones de cortocircuito, al igual que antes, permaneciendo invariable la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. La Figura 31 muestra cómo al aumentar  $R_{sh}$  (un 150%) su pendiente disminuye, es decir, la curva se desplaza hacia arriba aumentando el valor del punto de máxima potencia. Tener en cuenta que la curva no podrá superar un FF igual a 1, por lo que  $R_{sh}$  cuando tienda a infinito el FF valdrá 1.

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \frac{1000}{G} \quad (50)$$

En la ecuación (50), ecuación utilizada en el modelo de cálculo de SAM, se puede apreciar que este parámetro tendrá una considerable dependencia con la irradiancia.

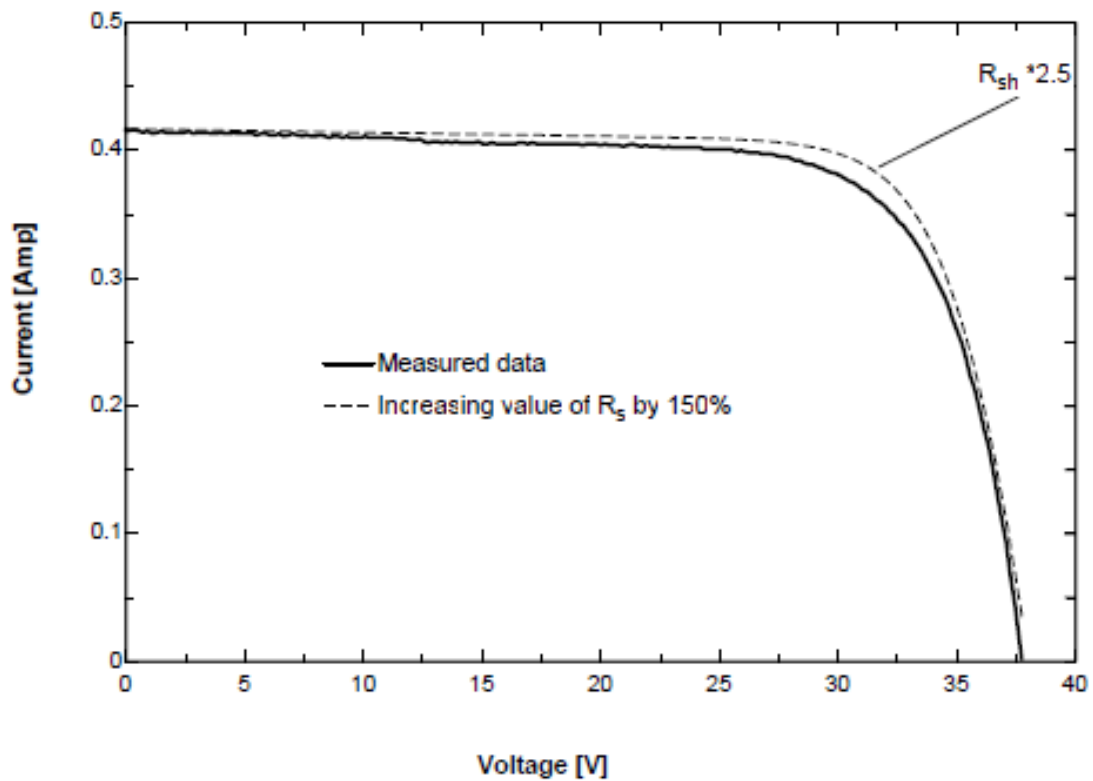


Figura 31. Efecto de las resistencias en serie ( $R_s$ ) en la curva I-V. Fuente: *Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array performance*, by Widaly De Soto.

### 3.4.4 Punto de máxima potencia

Para la  $I_{mp,CEC}$ , SAM utiliza el “método de Newton” para encontrar una solución en la ecuación (32) utilizando los valores de los coeficientes calculados en los apartados anteriores en el punto de máxima potencia.

En el caso del  $V_{mp,CEC}$ , SAM calcula este valor aplicando el “método de la sección dorada” para determinar la tensión entre 0 y  $V_{oc}$  que resulte ser la potencia máxima operando con la corriente en el punto de máxima potencia previamente calculada, ver (51).

La potencia de salida en CC del módulo para el modelo “CEC module model” será, por tanto:

$$P_{mp,CEC} = V_{mp,CEC} \cdot I_{mp,CEC} \quad (51)$$



## 4 PARÁMETROS QUE AFECTAN AL INVERSOR

*“Haz las cosas lo más simple que puedas, pero no te limites a lo simple”*

*–Albert Einstein–*

**E**n este capítulo se procederá a estudiar el apartado correspondiente a inversores de la herramienta, “inverters” [22]. Dicha página permite al usuario elegir el modelo para el inversor, y, asimismo, en el caso de que fuese posible, elegir un inversor de una base de datos, o introducir los parámetros del inversor en una hoja de entrada de datos similar a la de un fabricante.

En el caso de SAM existen 4 configuraciones distintas en este caso:

- “Inverter CEC Database”.
- “Inverter Datasheet”.
- “Inverter Part Load Curve”.
- “Inverter CEC Coefficient Generator”.

El programa solo podrá modelar uno de los modelos disponibles en la página. En el caso de las dos primeras configuraciones (“CEC Database” y “Datasheet”) pertenecen a la misma investigación, solo que para el modelo que permite introducir valores en la hoja de datos de entrada, “Datasheet”, se realiza una serie de hipótesis que luego se explicarán con más detalle. En este proyecto se utilizará tan solo una configuración de todas las que SAM ofrece, y esto se debe a lo siguiente:

- “Inverter CEC Database”, será el modelo elegido ya que contiene una base de datos de inversores completamente real, con marcas internacionalmente reconocidas y resultados más que fiables y contrastados.
- “Inverter Datasheet”, sigue prácticamente la misma metodología que el modelo anterior solo que en este caso, el usuario podrá introducir los datos del inversor y la herramienta se encarga de calcular el resto de parámetros.
- “Inverter Part Load Curve”, no se estudiará ya que se necesitará una tabla de medida de la eficiencia frente a su carga de trabajo porcentual de la cual no se dispone.
- “Inverter CEC Coefficient Generator”, este modelo también necesitará medidas de cada uno de los parámetros del inversor para simular el sistema. No se dispone ni de los medios ni de las herramientas necesarias para simular estas configuraciones.

En todos los modelos SAM calcula la eficiencia de conversión de CC a CA, asumiendo que la potencia en CC a la entrada es igual a la de salida del campo. Además, se utilizará el rango de valores admisibles por el inversor para dimensionar el sistema o mostrar mensajes de sugerencia o “warnings” en la página de “System Design” en el caso de que el sistema esté trabajando en unas condiciones inoperables por el inversor o módulos desde el punto de vista técnico o con vistas a un entorno seguro.

Antes de todo, se procederá a definir brevemente los parámetros y los aspectos más relevantes relativos al inversor.

## 4.1 Inversor

Es el equipo que se encarga de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (corriente CC) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y posteriormente su inyección en la red para su venta. Los parámetros por los que están caracterizados normalmente un inversor son la tensión de entrada, determinado por su tensión máxima y a la que debe adaptarse el generador, la potencia máxima y su eficiencia.

### 4.1.1 Eficiencia del inversor

La eficiencia de este se define como la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al inversor, en porcentaje. Es decir:

$$\eta_i = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \cdot 100 \quad (52)$$

Dicha eficiencia dependerá del semiconductor utilizado, estado de carga en el que opera (potencia que solicite la carga), filtros, transformadores, tensión e intensidad de entrada en continua e incluso de la temperatura.

Estableciendo que la potencia nominal de un inversor,  $P_N$ , es la potencia capaz de suministrar el inversor a su salida de forma continua, se establece que cuanto más se aproxime la potencia demandada por la carga a la potencia nominal del inversor, mejor rendimiento tendrá. Además, se podrá definir la siguiente expresión:

$$\%_{carga} = \frac{P_s}{P_{Nom}} \quad (53)$$

En cuanto a la representación, será muy difícil mostrar una única gráfica de rendimiento puesto que depende de diversos factores muy cambiantes en las plantas fotovoltaicas. Para evitar este problema, se definen conceptos para uniformizar este rendimiento teniendo en cuenta el factor de carga: “Rendimiento Europeo” y “Rendimiento Californiano”.

#### 4.1.1.1 Rendimiento Europeo

Válido para climas europeos,  $\eta_{EU}$ , en función del rendimiento a distintos porcentajes de potencia de operación, respecto a la potencia nominal (ver ecuación (54)). Se trata por tanto de una ecuación ponderada:

$$\eta_{EU} = 0.03 \eta_{5\%} + 0.06 \eta_{10\%} + 0.13 \eta_{20\%} + 0.1 \eta_{30\%} + 0.48 \eta_{50\%} + 0.2 \eta_{100\%} \quad (54)$$

Como se puede ver, favorecerá a los inversores cuya eficiencia se sitúe en el 50% de su carga nominal.

El rendimiento europeo puede ser apropiado para modelar sistemas FV instalados con un ángulo de inclinación fijo, bajo unas condiciones climáticas generales. Se trata de un parámetro reconocido internacionalmente por la comunidad FV por lo que en la mayoría de los casos vendrá como dato de fabricante o dato de entrada a una herramienta de simulación.

#### 4.1.1.2 Rendimiento Californiano

Muy parecido al rendimiento europeo, ya que depende también de los valores porcentuales que tomará el rendimiento según ciertos niveles de potencia nominal. Al igual que la anterior ecuación también se encontrará ponderada (ver ecuación (55)):

$$\eta_{CA} = 0.04 \eta_{10\%} + 0.05 \eta_{20\%} + 0.12 \eta_{30\%} + 0.21 \eta_{50\%} + 0.53 \eta_{75\%} + 0.05 \eta_{100\%} \quad (55)$$

Estos valores se aproximan más a los obtenidos en Andalucía. Es decir, la zona climática de California es más parecida a la de Andalucía que en el anterior caso.

#### 4.1.2 Seguimiento del punto de máxima potencia

Para extraer siempre la máxima potencia disponible en el sistema fotovoltaico, ya que el punto de máxima potencia varía durante el día, el inversor incorpora entre sus funciones un elemento de control que sigue de manera permanente este punto del campo (MPPT, siglas en inglés) mediante un ajuste continuo y automático de la impedancia de la carga.

De forma muy resumida, el algoritmo de control para el seguimiento continuo del punto de máxima potencia se basa en multiplicar constantemente la tensión y la corriente de a la salida del campo fotovoltaico para obtener el valor de la potencia extraída. Si el valor de la potencia calculada empieza a disminuir en cierto punto, automáticamente el sistema disminuirá la consigna de corriente, y viceversa, el sistema aumentará la consigna continuamente hasta que el valor de la potencia calculada no empiece a disminuir.

$$\eta_{track} = \frac{P_{PV}}{P_{mp}} \quad (56)$$

donde:

- $\eta_{track}$ , es el rendimiento del seguimiento.
- $P_{PV}$ , es la potencia de salida del generador.
- $P_{mp}$ , es la potencia máxima del generador fotovoltaico.

Esas continuas inestabilidades en el sistema que se producen continuamente en la búsqueda del punto de máxima potencia es sinónimo de ineficiencia en el sistema. No obstante, este dispositivo es increíblemente eficiente (ver ecuación 51), en torno a un 98-99%.

Aunque el MPPT trabaje a valores muy altos de eficiencia, esas pequeñas ineficiencias en sistemas fotovoltaicos de gran potencia supondrán pérdidas de energía anuales considerables. Por esta misma razón, el MPPT se contemplará en el estudio de SAM y se estudiará la viabilidad de implementarlo en el documento.

#### 4.1.3 Efecto “Derating”

Tras haber comentado las pérdidas por transformación y del MPPT del inversor, otro de los consumidores a tener en cuenta será el “Derating mechanism” (mecanismo de reducción).

Las altas temperaturas ambiente (habitualmente superiores a las del aire de la habitación del inversor) provocan una reducción de la potencia de salida (“derating”). La eficiencia del inversor no cambiará, pero la del campo

si, y por lo tanto la global. El fabricante debe asegurar un rango de temperatura de seguridad de trabajo para el inversor, hasta  $\sim 50^{\circ}\text{C}$ . Además, estos sobrecalentamientos afectarán a la durabilidad [9].

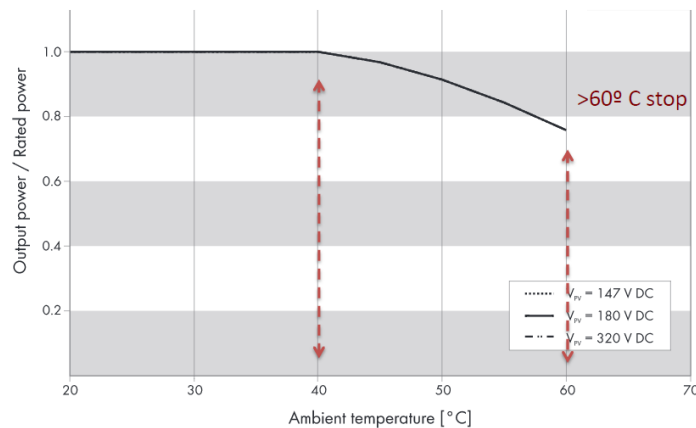


Figura 32. “Derating mechanism”. Fuente: *Grado en Ingeniería de la energía, Isidoro Lillo*

También el circuito podría encontrarse en sobrecarga, es decir, cuando fluye demasiada corriente a través de él. Cuando un circuito está sobrecargado, los conductores se calientan y si continúa la misma situación, el material se derretirá y se quemará.

Una solución adoptada en estos casos, es una vez detectada la temperatura máxima a la que podría el sistema presentar dificultades, el inversor desajusta el MPPT con el fin de reducir la corriente. No obstante, esta solución no dejaría de ser ineficiente ya que en ambos casos el sistema tendría que reducir su potencia.

Resumiendo, el dispositivo operará por debajo de su potencia máxima para prolongar su vida útil y evitar dañar sus componentes. En el caso de la Figura 32 el inversor entre  $40$  y  $60^{\circ}\text{C}$  irá reduciendo su potencia de forma casi lineal para así trabajar de forma segura en el campo. En el momento que se encuentre por encima del límite el inversor parará por precaución. Cuando la temperatura vuelva a estabilizarse el MPPT continuará en la búsqueda del punto de máxima potencia real.

#### 4.1.4 Relación entre la potencia en CC y CA (“ILR”)

Esta relación existente entre la potencia en CC del campo y la potencia en CA que el inversor es capaz de transformar (tamaño del inversor) es denominada también como “Inverter Load Ratio”. Se trata de un parámetro muy importante en una instalación fotovoltaica, ya que un diseño óptimo del mismo podría suponer un sin fin de ventajas en la misma, entre ellas un aumento considerable en la producción del campo el cual estará estrechamente ligado a su rentabilidad tal como se explicará más adelante.

Cuando se utiliza un ILR elevado, mayor que la unidad por regla general, la potencia del campo fotovoltaico podría exceder la capacidad máxima del inversor en días propensos para ello. Sin embargo, los inversores son dispositivos lo suficientemente complejos e inteligentes como para “recortar” dicha potencia, ver Figura 33, ajustando una serie de parámetros del campo solar. Esta potencia será por tanto “clipped” y perdida para evitar cualquier tipo de problema que pueda causar en el inversor y a su vez en el campo fotovoltaico [23].



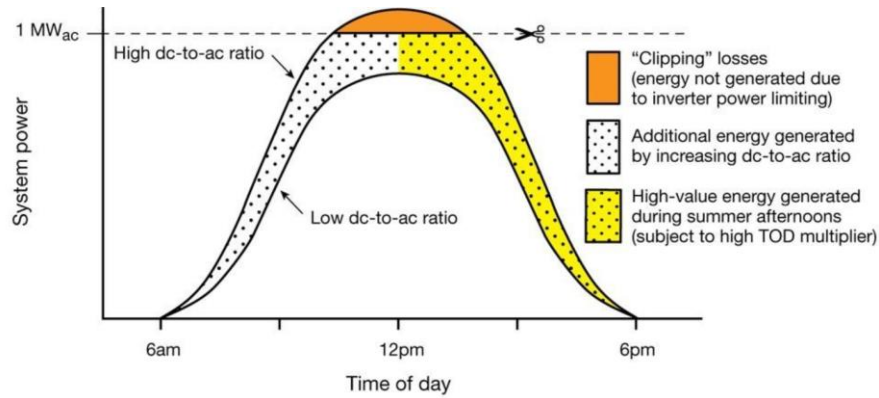


Figura 33. “Clipping Losses” en una instalación fotovoltaica. Fuente: Blue Bloak Energy.

En este documento se tratará de analizar la repercusión que tendría una variación del ILR del campo en la producción final del mismo y que rango de valores podrían llegar a justificar dicho aumento realizando simulaciones en SAM.

#### 4.1.5 Configuraciones

Las configuraciones que se estudiarán este documento serán las mismas que SAM ofrece para sus simulaciones:

- “Central inverter”.
- “Microinverters”.
- “DC optimizers”.

#### Inversor Central

En la mayoría de los sistemas de pequeña escala se utilizan un inversor de cadena, también conocido como inversor “centralizado”. Cuando los paneles de una cadena, conectados en serie dentro de la cadena, producen energía y toda ella se envía a un solo inversor (ver Figura 34). Es decir, un sistema formado por un determinado número de hileras de módulos en paralelo todos ellos conectado a un solo inversor.

En instalaciones donde el generador fotovoltaico tenga módulos con inclinación y orientación diferentes o que presente de forma parcial sombras, no se debe utilizar dicha configuración ya que las pérdidas asociadas a esos módulos podrían alterar la del sistema completo e incluso llegar a dañar los componentes electrónicos de los paneles.

Una solución más que aceptada en sistemas los cuales puedan aparecer secciones del campo fotovoltaico con características diferentes, es instalar distintos MPPT según la sección o subcampo.

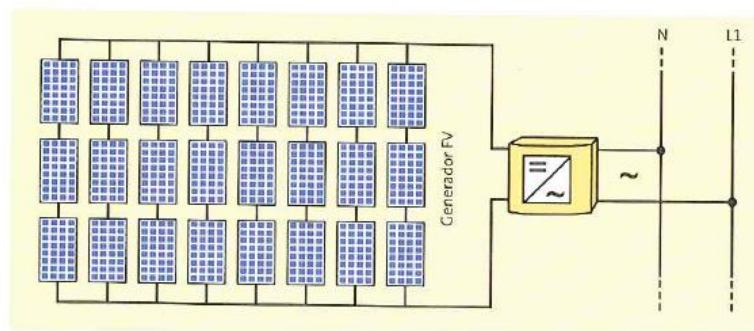


Figura 34. Inversor centralizado. *Fuente: Instalaciones fotovoltaicas, Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas, ingenieros y arquitectos, instituciones de Enseñanza y de Investigación.*

### Microinversores

Este dispositivo convertirá la corriente continua (CC) generada por un solo módulo solar, en corriente alterna. Con esto se consigue evitar cualquier problema de “mismatching”, dado que cada entrada será independiente y constará de un módulo con una inclinación determinada, orientación, sombreado, etc. Esto supondrá una optimización en la producción de energía ya que se obtiene el máximo partido de cada panel. No obstante, el coste será mayor que para cualquier otra configuración ya que se necesitará un inversor por cada uno o dos módulos.

### Optimizadores de potencia en CC

Es un dispositivo cuya función es reducir las pérdidas de un sistema solar fotovoltaico, aumentando así la eficiencia de su conjunto. Esta optimización se debe a la detección del punto de máxima potencia de cada panel fotovoltaico. Funciona de forma diferente que el inversor, este busca el punto de máxima potencia teniendo en cuenta la potencia del conjunto del sistema fotovoltaico; mientras que el optimizador actúa sobre cada panel fotovoltaico, lo que aumenta la precisión en la localización del punto de máxima potencia. Al contrario que los microinversores, los optimizadores no se encargan de la conversión, dicha conversión la realizará un inversor.

## 4.2 CEC Performance Model Inverters

DESCRIPCIÓN	VARIABLE	UNIDADES
<i>Entradas</i>		
<i>Potencia del campo (CC)</i>	$P_{dc}$	kW
<i>Número de inversores</i>	$N$	-
<i>Tensión de las cadenas en CC</i>	$V_{dc}$	V
<i>Tensión en CC máxima</i>	$V_{dc,max}$	V
<i>Tensión en CC nominal</i>	$V_{dc,0}$	V
<i>Consumo de potencia durante la operación</i>	$P_{s,0}$	W
<i>Consumo de potencia durante la noche</i>	$P_{nt,0}$	W
<i>Potencia en CA máxima</i>	$P_{ac,0}$	W
<i>Potencia máxima en CC</i>	$P_{dc,0}$	W
<i>Tensión nominal en CA</i>	$V_{ac,0}$	V
<i>Tensión en CC del SPMP mínima</i>	$V_{dc,mppt\ max}$	V
<i>Tensión en CC del SPMP máxima</i>	$V_{dc,mppt\ min}$	V
<i>Salidas</i>		
<i>Potencia generada por el sistema</i>	$P_{ac}$	kW
<i>Eficiencia del inversor</i>	$\eta_{inv}$	%
<i>Pérdidas por “clipping” en el inversor</i>	$P_{clip}$	kW
<i>Pérdidas por consumo de potencia del inversor</i>	$P_{so}$	kW
<i>Pérdidas por consumo de potencia durante la noche</i>	$P_{nt}$	kW

Tabla 15 Variables que aparecerán en el modelo “CEC Performance Model Inverters”. Fuente: elaboración propia.

Este apartado estará basado en un documento [24] el cual proporciona un modelo empírico para inversores fotovoltaicos conectados a red usados para simular un sistema. Este modelo, también llamado “Sandia Inverter Model”, utiliza una serie de datos proporcionados por el fabricante y 4 coeficientes empíricos ( $C_0$ ,  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$ ) para modelar el sistema. Estos parámetros los seleccionará de una base de datos verificada por el CEC. El principal objetivo será por tanto calcular la salida del sistema en CA usando dichos parámetros.

La Figura 35 muestra un ejemplo de los datos de eficiencia del inversor documentados por el CEC, que proporciona la eficiencia del inversor (potencia de CA dividida por la potencia de CC) en función de la salida de potencia de CA del inversor, a tres niveles de tensión en CC diferentes.

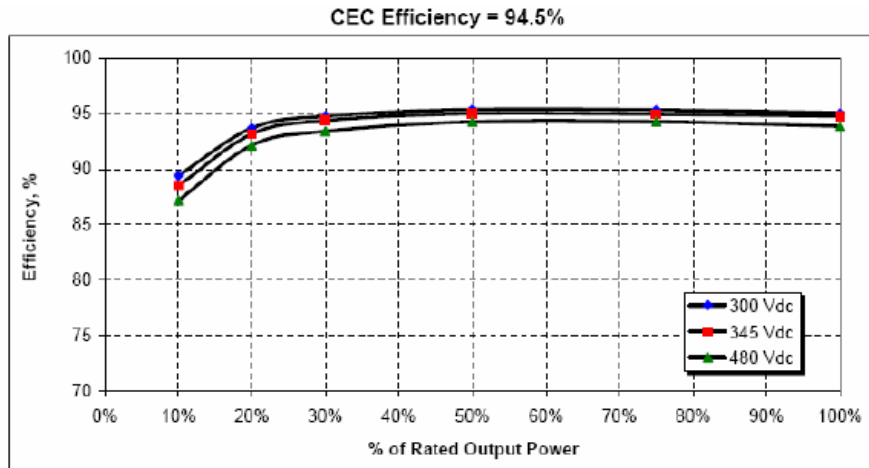


Figura 35. Mediciones de la eficiencia del inversor realizadas por un laboratorio de pruebas conocido y documentado por CEC. Fuente: *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories

La dispersión de los valores de eficiencia en las mediciones es producto de una variación en la tensión de entrada en CC, el comportamiento característico del inversor, la irradiancia solar que varía rápidamente a lo largo del día y un error en la medición.

En este modelo no se encuentra de manera explícita el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) por varias razones que se explicarán a continuación:

- La efectividad del MPPT en la mayoría de los inversores es bastante alta, funcionando en un rango de valores cercanos al 98% y 100%.
- La eficacia del MMPT es muy difícil de medir ya que requiere de mediciones simultáneas de la potencia en CC en el inversor y de la máxima potencia del campo fotovoltaico ( $P_{mp}$ ).
- En la mayoría de los casos, el valor de la tensión en condiciones de operación varía rápidamente en un rango bastante amplio en la “búsqueda” del punto de máxima potencia del campo, por este motivo se trata de una tarea ardua intentar modelar dicho dispositivo.
- Además, la única manera de medir el  $P_{mp}$  con precisión es desconectar el inversor del campo fotovoltaico y tomar las medidas de la curva I-V, esto interrumpiría el proceso del MPPT.

Por todas estas razones, aun existiendo algoritmos capaces de modelar y simular el MPPT del inversor fotovoltaico, no se incluirá debido al margen de eficiencia tan estrecho disponible, en el mejor de los casos un 2% y la precisión requerida para los cálculos no sería suficiente. Por tanto, en lugar de estar de manera explícita el MPPT como ya se dijo anteriormente, las ligeras pérdidas relacionadas con el MPPT que el sistema fotovoltaico tendrá, podrá afrontarse como un “parámetro reductor de potencia” en la simulación del sistema.

Del mismo modo, ni la temperatura de funcionamiento del inversor ni la temperatura ambiente son incluidas en el modelo. Esto se debe a que los inversores probados en los laboratorios y reconocidos por CEC son probados a distintas temperaturas, desde 25 a 40°C, y la dependencia que presenta la eficiencia no es significativa tal y como se mostrará más adelante. El único mecanismo presente en SAM que puede llegar a ser determinante en la producción es el “derating mechanism”.

#### 4.2.1 Metodología de cálculo de los coeficientes y parámetros

La precisión, la rapidez y la versatilidad del modelo empleado en el sistema dependerá en este caso de los datos disponibles para determinar los parámetros utilizados en el mismo. Por defecto, inicialmente los parámetros pueden obtenerse de la hoja de datos del fabricante. En el caso de que dichas medidas sean proporcionadas por un sistema fotovoltaico operativo, dicho modelo presentará una mejora obvia en la precisión. La última opción que el modelo ofrece es recurrir a medidas en laboratorios reconocidos internacionalmente por el CEC.

##### Hoja de datos del fabricante

Para este escenario, es posible estimar de manera razonable los 3 parámetros que necesitará el sistema para ser simulado ( $P_{ac0}$ ,  $P_{dc0}$ ,  $P_{s0}$ ), que no tenga además dependencia con la tensión en CC a la entrada del inversor.  $P_{s0}$  podría no estar indicado en la hoja de datos del fabricante, por consiguiente, una aproximación más que válida sería un 1% de la potencia nominal del inversor. La potencia nominal en CA suele venir especificada y dividiendo  $P_{ac0}$  por los valores de eficiencia proporcionará un valor para los niveles de potencia en CC ( $P_{dc0}$ ).

##### Medidas de los parámetros en un campo fotovoltaico operativo

Cuando se dispone de medidas tomadas en un sistema fotovoltaico en operación los resultados obtenidos proporcionarán una mejor precisión para la configuración del inversor en relación con el modelo lineal simple.

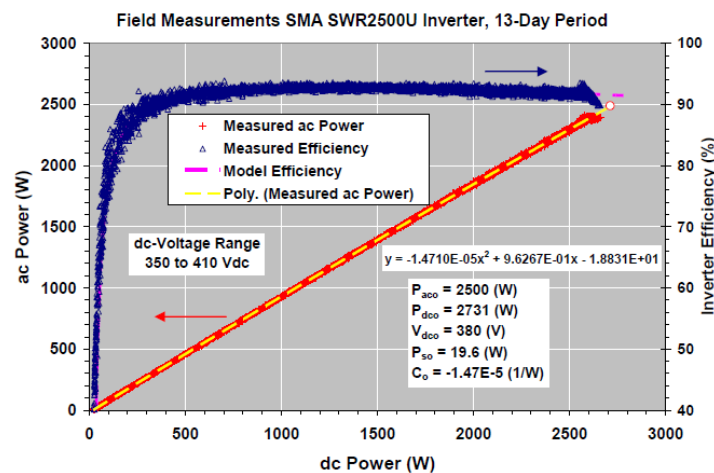


Figura 36. Representación de 4000 medidas, incluyendo días despejados y nublados, que muestra la eficiencia del inversor y la relación entre la potencia en CC y CA. Fuente: *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories.

Tras la recopilación de datos (ver Figura 36), se puede observar como un polinomio de segundo grado que modela los datos medidos de la potencia en CC y CA proporcionará los parámetros ( $P_{dc0}$ ,  $C_0$ ,  $P_{s0}$ ) utilizados en el modelo:

- $P_{ac0}$ , en este caso se supone igual a la potencia pico máxima en CA proporcionada por el fabricante.
- La fórmula cuadrática se utiliza para resolver tanto la intersección en el eje de abscisas ( $P_{s0}$ ) cuando  $P_{ac} = 0$  y para  $P_{dc0}$  cuando  $P_{ac} = P_{ac0}$  (2500 W en este caso).

El error de este modelo queda representado en la figura Figura 36, la cual muestra la diferencia porcentual entre el modelado y los valores de eficiencia medidos, todo en función de los valores de potencia en CC medidos.

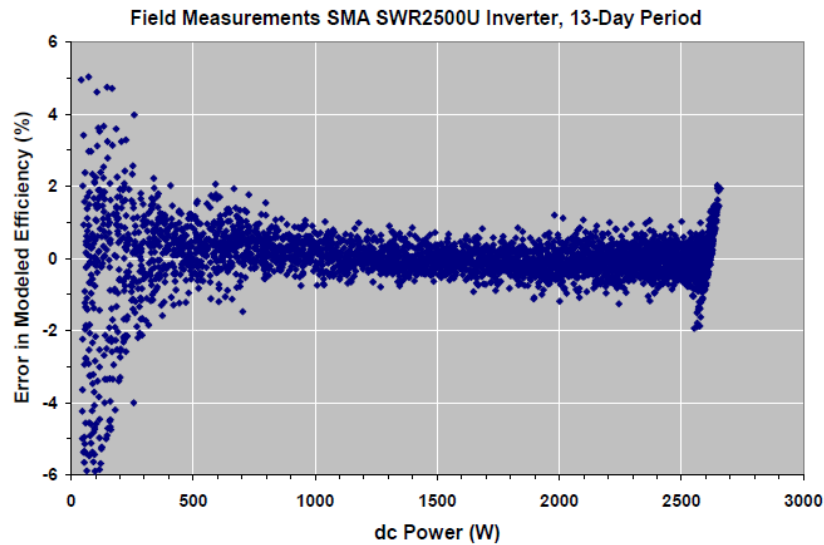


Figura 37. Cálculo de errores entre la eficiencia del inversor modelado y la eficiencia medida basada en una medida realizado en campo. Fuente: *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters, Sandia National Laboratories.*

Se puede observar cómo, para valores cercanos a una potencia en CC de cero, el error estará notablemente distribuido en un rango bastante amplio. Para valores entre 1000 y 2000 W, el error estará en un  $\pm 1\%$ . El punto en el que se produce un mayor error en proporción a la frecuencia de datos medido ocurre cuando el inversor está operando en su potencia máxima límite en CC. Las dispersiones del principio se producen cuando la eficiencia del inversor disminuye súbitamente, y se debe en parte tanto al error en las mediciones como a las limitaciones del modelo.

### Medida de los parámetros en un laboratorio

Tal como se puede ver en la Figura 38, el inversor tiene rango de operación razonablemente variado para los valores de la tensión a la entrada en CC; como consecuencia los valores de la eficiencia variaran notablemente siendo mayor la variación a bajos valores de la tensión a la entrada.

El protocolo de prueba de CEC proporciona medidas de la eficiencia del sistema a 6 niveles de potencia distintos (10%, 20%, 30%, 50%, 75% y 100% de la potencia nominal en CA) y tres niveles de tensión ( $V_{min}, V_{nom}, V_{nom}$ ). El  $V_{nom}$ , definido por CEC de la siguiente manera: un rango de valores entre  $V_{min}+0.25*(V_{max}-V_{min})$  y  $V_{min}+0.75*(V_{max}-V_{min})$ ; es utilizado como voltaje de referencia,  $V_{dco}$ , en el modelo del inversor. La principal limitación de este procedimiento fue que las medidas fueron tomadas para un solo inversor de cada tipo, y un inversor puede o no puede ser representativo en la producción final dependiendo del mismo.

Todos los parámetros definidos en las ecuaciones 53, 54 y 55, pueden ser calculados usando ensayos de medida de datos. El procedimiento sería el mismo previamente definido en el método de medida en un campo fotovoltaico. No obstante, la principal diferencia es que los datos en cada uno de los tres niveles de voltaje de CC se trataron por separado, permitiendo que tres de los parámetros ( $P_{dco}$ ,  $P_{so}$ ,  $C_o$ ) se expresen como una función lineal del voltaje de CC,  $V_{dc}$ , como se indica en las ecuaciones 52 hasta 55. Se usaron tres ajustes parabólicos separados, uno para cada conjunto de mediciones de potencia de CA versus potencia de CC registradas a un nivel de voltaje de CC casi constante.

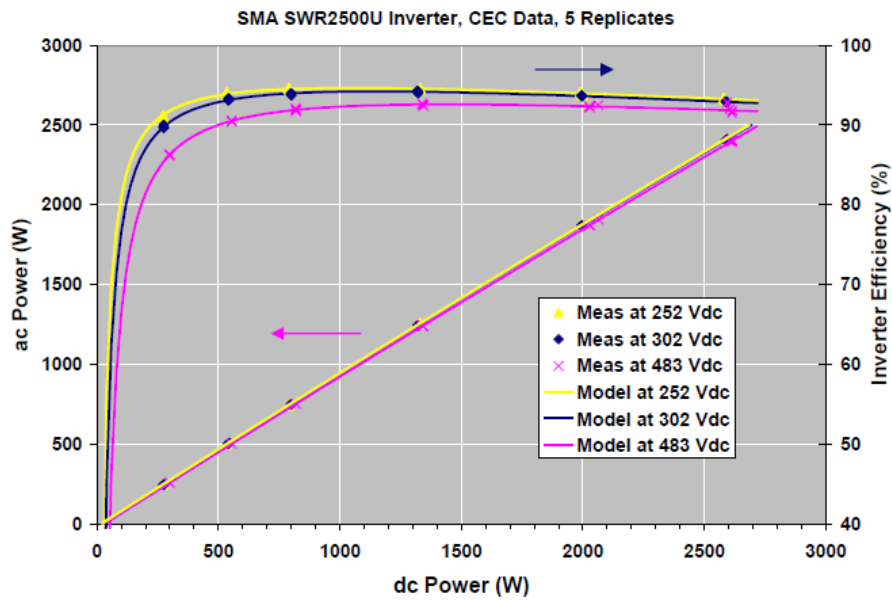


Figura 38. Representación de las medidas llevadas a cabo por un laboratorio reconocido por CEC a 6 niveles de potencia y 3 tensiones en CC. Fuente: *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories.

Para el cálculo de los coeficientes  $C_1$ ,  $C_2$  y  $C_3$ , se utiliza valores para  $P_{dc,0}$ ,  $P_{so}$  y  $C_0$ , tal como se observará en el apartado siguiente, y son determinados a partir de tres ajustes parabólicos para calcular la dependencia de la tensión en CC para cada factor. Por ejemplo, la Figura 39 muestra el ajuste lineal empleado para calcular el coeficiente  $C_2$ , así como el valor de  $P_{so}$  en el voltaje de referencia de  $V_{nom}$ . Es utilizado el mismo procedimiento analítico (ajuste lineal) para determinar los parámetros restantes.

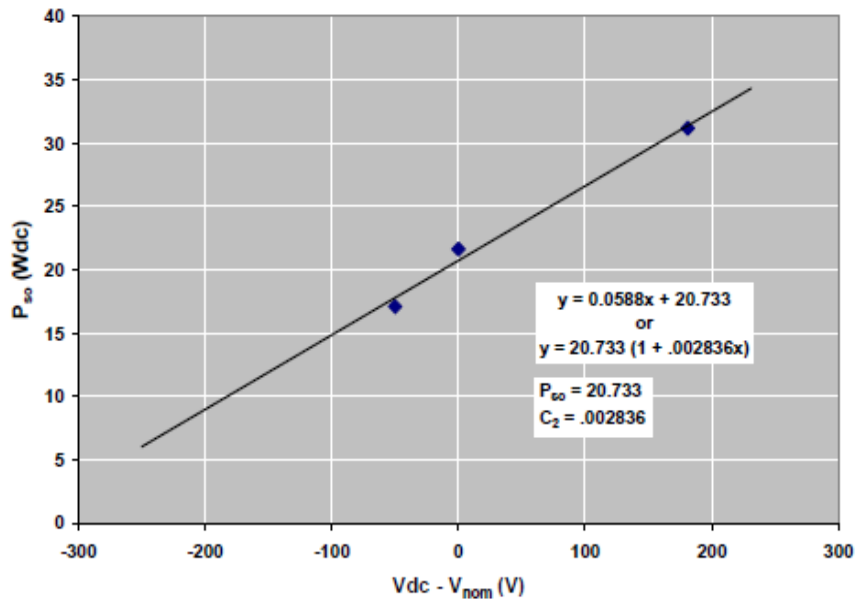


Figura 39. Regresión lineal usada para determinar el coeficiente  $C_2$  y el valor de  $P_{so}$  a una tensión de referencia  $V_{nom}$ . Fuente: *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories.

En este modelo, una vez obtenido los resultados, se concluye con que el error cometido entre el modelado y las medidas tomadas de la eficiencia se mueve en un rango de valores de  $\pm 2\%$  (ver Figura 40). Esta complejidad añadida en este análisis se debe principalmente a la dependencia establecida a los 3 parámetros con la tensión.

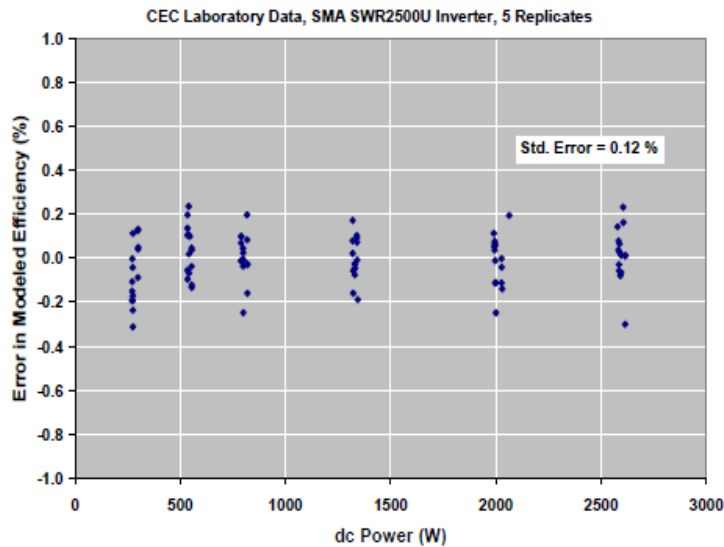


Figura 40. Error porcentual entre la eficiencia del modelo del inversor y las medidas de laboratorio verificadas por el CEC. Fuente: *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, Sandia National Laboratories.

Una vez estudiado cada uno de los posibles modelos en el cálculo de los parámetros, habría que establecer y estudiar para un caso particular si una disminución en el error justifica el engorroso procedimiento llevado a cabo en este último modelado del sistema.

#### 4.2.2 Ecuaciones del sistema

Las siguientes ecuaciones definen el modelo utilizado para relacionar la potencia de salida en CA del inversor con la potencia de CC y la tensión de CC [3]. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$P_{ac} = \left\{ \frac{P_{ac,0}}{A - B} - C \cdot (A - B) \right\} \cdot (P_{dc} - B) + C \cdot (P_{dc} - B)^2 \quad (57)$$

Y los coeficientes necesarios para su cálculo vienen dados por:

$$A = P_{dc,0} \cdot \{1 + C_1(V_{dc} - V_{dc,0})\} \quad (58)$$

$$B = P_{s,0} \cdot \{1 + C_2(V_{dc} - V_{dc,0})\} \quad (59)$$

$$C = C_0 \cdot \{1 + C_3(V_{dc} - V_{dc,0})\} \quad (60)$$



siendo:

- $C_0$ , parámetro que define la curvatura (parabólica) de la relación entre la potencia en CA y la potencia en CC a las condiciones de operación de referencia, valor por defecto de cero da una relación lineal (1/W).
- $C_1$ , coeficiente empírico que permite  $P_{dc0}$  variar linealmente con la tensión de entrada en CC, el valor por defecto es cero (1/V).
- $C_2$ , coeficiente empírico que permite  $P_{s0}$  variar linealmente con la tensión de entrada en CC, el valor por defecto es cero (1/V).
- $C_3$ , coeficiente empírico que permite  $C_0$  variar linealmente con la tensión de entrada en CC, el valor por defecto es cero (1/V).

Para el caso del modelo “Inverter Datasheet”, como ya se mencionó anteriormente, se trata de una implementación de la configuración de Sandia del inversor pero que establece un valor de “cero” para cada uno de los coeficientes empíricos, y, por tanto, el inversor podrá ser modelado solo con las especificaciones del fabricante. La ecuación (57) se reduce a:

$$P_{ac} = \frac{P_{ac,0}}{P_{dc,0} - P_{s,0}} (P_{dc} - P_{s,0})^2 \quad (61)$$

El coeficiente B emula las pérdidas de potencia durante la operación del inversor. Si dicho coeficiente se le asigna un valor de “cero” (B=0), la potencia en CA generada en el sistema quedaría como:

$$P_{ac,s=0} = \left[ \frac{P_{ac,0}}{A} - CA \right] P_{dc} + CP_{dc}^2 \quad (62)$$

Las pérdidas por autoconsumo del inversor serán:

$$P_s = P_{ac,s=0} - P_{ac} \quad (63)$$

Cuando la potencia de salida del inversor excede la capacidad nominal del inversor (potencia en CA máxima)  $P_{ac} > P_{ac,0}$ , SAM recorta la salida del inversor hasta la salida nominal y registra la potencia restante como “pérdidas de recorte”:

$$P_{ac,noclip} = P_{ac} \quad (64)$$

$$P_{ac} = P_{ac,0} \quad (65)$$

$$P_{clip} = P_{ac,noclip} - P_{ac} \quad (66)$$

Finalmente, la eficiencia de conversión de CC a CA es:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{ac}}{P_{dc}} \quad (67)$$

## 5 DISEÑO DEL SISTEMA

*“En la vida no existe nada que temer,  
solo cosas que comprender”*

*–Marie Curie–*

Para “PVDetailed”, primero se elige un módulo y un inversor, y luego se especifica un número de módulos en serie por cadena y un número de cadenas en paralelo. Además, se puede dividir el campo fotovoltaico en secciones denominadas “subcampos” para modelarlas con módulos orientados en diferentes direcciones o que utilicen distintas opciones de seguimiento. Dimensionar la planta en este sistema requiere de más esfuerzo que en el modelo “PVWatts”, porque se tiene que elegir un módulo y un inversor adecuado para el sistema, y determinar el número de módulos e inversores que se necesita para una capacidad total en CC y una relación de conversión de CC a CA, mientras se asegura que la tensión del campo proporcionada por el inversor o inversores esté dentro de un rango de valores apropiados en el que se pueda trabajar.

Escoger un módulo y un inversor apropiado para la configuración deseada depende de muchos factores. En ocasiones, encontrar dichos dispositivos dependerá de una metodología manual basada en el continuo “prueba y error” y multitud de iteraciones que realizará SAM para ajustar los parámetros del sistema.

Las condiciones de referencia del campo fotovoltaico dependerán del modelo elegido. Para “Sandia” y “CEC”, las condiciones de referencia son: 1000 W/m<sup>2</sup> de radiación incidente y una temperatura de la célula de 25 grados.

### 5.1 Diseño del sistema

SAM permite al usuario realizar un diseño de la configuración del campo fotovoltaico de forma manual o automático. La mayoría de las veces con un diseño automático del sistema será suficiente ya que el programa buscará la configuración óptima dentro de las disponibles. No obstante, la herramienta también tiene la opción de introducir de manera manual la disposición del campo deseada por el usuario en el caso de que sea necesario [25].

#### 5.1.1 Estimación automática

Diseña y estima la configuración del campo fotovoltaico. Esta opción permite al usuario introducir valores para la capacidad total del sistema y la relación de DC a AC deseada. Mediante esos dos datos previos SAM calcula el número de módulos e inversores hasta acercarse lo máximo posible al tamaño deseado en el campo fotovoltaico en CC.

La calculadora empleada en este apartado, calculará el número de módulos e inversores necesarios para el tamaño del campo deseado y la relación CC a CA que se especifique. Debido a que SAM realiza este cálculo antes de llevar a cabo la simulación, no se tendrá información de sobre la potencia a la salida del campo para estos cálculos. No obstante, una vez realizado estos cálculos SAM desplegará unos mensajes de aviso o ayuda en el caso de que el sistema necesite unos cambios para alcanzar los valores esperados o pueda encontrarse en unos rangos de operación válidos.

### 5.1.1.1 Algoritmo de la calculadora

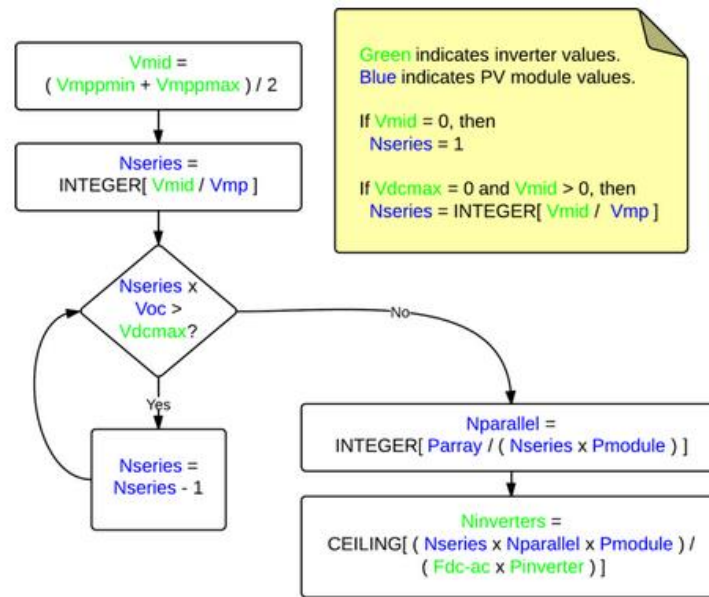


Figura 41. Diagrama de flujo del algoritmo empleado para dimensionar el campo fotovoltaico. Fuente: SAM, Help

La calculadora utilizada para dimensionar el sistema utiliza el siguiente algoritmo [3] para determinar el número de módulos e inversores en el campo (ver Figura 41)

1. En primer lugar, elegir un número de módulos por cadena que tenga una tensión máxima total cercana al punto medio entre la tensión mínima y máxima del MPPT del inversor. Como primera aproximación y valor elegido para la simulación SAM dispondrá de la tensión:

$$V_{mid} = \left[ \frac{(V_{min,MPPT} + V_{max,MPPT})}{2} \right] \quad (68)$$

Disponiendo de un número de paneles en serie los cuales serán el numero entero menor que se aproxime al resultado siguiente:

$$N_{ser} = \left[ \frac{V_{mid}}{V_{mp}} \right] \quad (69)$$

2. Si el valor total de circuito abierto obtenido supera la tensión máxima a la entrada en CC del inversor, se reduce el número de módulos por cadena en uno hasta que dicho valor se encuentre por debajo del límite. Una vez por debajo del límite se sale del bucle iterativo del diagrama de flujo para, a continuación, calcular el número de cadenas de módulos en paralelo:

$$N_{ser} \cdot V_{oc} > V_{max,MPPT} (CC) \quad (70)$$

3. Por último, para calcular el número de cadenas en paralelo se requiere conocer la potencia deseada del campo. Una vez conocida se pasará a calcular mediante la ecuación:

$$N_{par} = \left\lceil \frac{(P_{array,CC} \cdot 1000) P_{mp}}{N_{ser}} \right\rceil \quad (71)$$

4. Calcular el número de inversores requeridos conociendo la relación CC a AC:

$$N_{inverter} = \left\lceil \frac{N_{ser} N_{par} P_{mod}}{P_{inverter} ILR} \right\rceil \quad (72)$$

5. Una vez calculado todos los parámetros, el tamaño del sistema estimado se encontrará lo más cercano posible al impuesto de antemano por el usuario.

Para los inversores de la base de datos de CEC los cuales no disponen de algunos de los valores límites de la tensión:

- Si el valor máximo y mínimo del MPPT del inversor no están disponibles, entonces el número de módulos por cadena es uno.
- Si la tensión en CC no se encuentra disponible, pero los valores de la tensión del MPPT del inversor sí lo están, entonces el número de módulos en serie se determina a partir de los límites de tensión del MPPT y la tensión en el punto de máxima potencia del módulo.

### 5.1.2 Configuración manual del campo fotovoltaico

En primer lugar, se elegirá un tipo de módulo e inversor adecuados para la capacidad total en mente por el usuario [3]. Este diseño será similar al utilizado en los cálculos automáticos.

Para el número de módulos en serie, el resultado del valor total de la tensión de circuito abierto de la cadena debe superar la tensión máxima a la entrada del inversor en CC, pero lo más cercano posible a ella para que trabaje a una alta eficiencia, y además tiene que trabajar por encima de la tensión mínima del MPPT del inversor. Para una primera aproximación podría utilizarse la siguiente ecuación, basado en la metodología empleada en el apartado anterior, con un valor entero menor al resultado:

$$N_{ser} = \left\lfloor \frac{(V_{min,MPPT} + V_{max,MPPT})/2}{V_{mp}} \right\rfloor \quad (73)$$

Si el resultado entero de módulos por cadena suma en total una tensión de circuito abierto mayor que la tensión máxima en CC del inversor, se procedería a reducir el número de módulos. También se podría elegir un módulo con una tensión de circuito abierto menor o un inversor con un rango de tensiones mayor.

Para el número de hileras en paralelo, introducir un valor que resulte en el sistema una potencia total en CC a la deseada. Dicho valor entero, se podría aproximar por la ecuación siguiente:

$$N_{par} = \left\lceil \frac{(P_{array,CC} \cdot 1000) P_{mp}}{N_{ser}} \right\rceil \quad (74)$$

Este modelo es más visual que el automático y permite al usuario realizar una total gestión del diseño. En este caso, cualquier configuración será válida desde el punto de vista de la simulación, es decir, SAM simulará el campo fotovoltaico independientemente de la veracidad de los resultados obtenidos. Esto permite un control de la herramienta mucho más práctico y didáctico a la hora de enfocar el proyecto.

## 5.2 Dimensionamiento en CA

### Número de inversores

El número total de inversores en el sistema, que determina la capacidad total de los inversores. SAM supone que todos los inversores están en paralelo, de modo que los límites de voltaje nominal del banco de inversores son los mismos que los de un único inversor [3]. La versión actual de SAM no modela inversores de distintas tipologías en el mismo sistema. Para ello habría que modelar otro “Script” (otro proyecto) con las especificaciones deseadas y sumar la energía generada final al sistema inicial, es decir, simular una instalación por cada tipología de inversor.

### Relación CC a CA

La relación CC a CA (también conocida como relación de carga del inversor o “ILR”) es un parámetro importante al diseñar un proyecto fotovoltaico. En esta herramienta se calculará de la siguiente forma:

$$ILR = \frac{P_{T,array,mod}(kW_{cc})}{P_{T,inverters}(kW_{ca})} \quad (75)$$

Relaciones altas pueden dar como resultado un “recorte” (clipping) de la potencia y perderse la resultante.

Esta relación es producto de relacionar la potencia máxima del inversor en CA y CC, es decir, será dato la mayoría de las veces a no ser que se especifique como dato de entrada en SAM para que realice una estimación automática la herramienta (ver Figura 42 ).

En posteriores simulaciones se realizará un estudio detallado de dicho parámetro para estudiar la viabilidad que tendrá en el sistema aumentar su valor. En la mayoría de los casos, valores altos de la relación supondrá un aumento de la energía final, no obstante, habrá que tener en cuenta la eficiencia del sistema y los aspectos económicos. Debido a que en este proyecto no se estudiará los aspectos económicos, la influencia de la variable en el sistema se desarrollará y estará directamente reflejada en las pérdidas finales del sistema y la producción.

**AC Sizing**

Number of inverters

DC to AC ratio

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

Figura 42. Dimensionamiento en CA. Fuente: SAM.

### 5.3 Resumen del dimensionamiento

VARIABLES PARA VERIFICAR QUE EL SISTEMA ESTÁ DIMENSIONADO CORRECTAMENTE (VER FIGURA 43):

Sizing Summary			
Total AC capacity	3.850 kWac	Total number of modules	10
Total inverter DC capacity	3.964 kWdc	Total number of strings	2
Nameplate DC capacity	3.352 kWdc	Total module area	16.3 m <sup>2</sup>

Figura 43. Resumen del dimensionamiento. Fuente: SAM.

#### Capacidad total en CA

La capacidad total de los inversores en kWac es:

$$P_{T,inver}(kW_{ac}) = P_{max,inver}(W_{ac}) \cdot 0.001 \left( \frac{kW}{W} \right) \cdot N_{inver} \quad (76)$$

#### Capacidad total en CC

La capacidad total de los inversores en kWcc es:

$$P_{T,inver}(kW_{cc}) = P_{max,inver}(W_{cc}) \cdot 0.001 \left( \frac{kW}{W} \right) \cdot N_{inver} \quad (77)$$

#### Capacidad total del sistema, kWcc

La potencia máxima en CC a la salida del campo, en las condiciones de referencia establecidas en la página de los módulos, es:

$$P_{T,array}(kW_{cc}) = P_{mp,mod}(W_{cc}) \cdot 0.001 \left( \frac{kW}{W} \right) \cdot N_{mod,array} \quad (78)$$

#### Número total de módulos

$$N_{mod} = N_{mod,string} \cdot N_{par,string} \quad (79)$$

#### Área total del módulo

$$A_T = A_{mod}(m^2) \cdot N_{mod} \quad (80)$$

## 5.4 Dimensionamiento en CC y configuraciones

Los datos de entrada de esta opción determinan el tamaño y la configuración del campo fotovoltaico y su orientación y modo de seguimiento de los paneles. El campo podría consistir en un máximo de 4 subcampos, o secciones, dónde podría disponer de diferentes longitudes de cadenas, orientación y seguimiento.

### 5.4.1 Sistemas con múltiples MPPT

Si se habilita más de un subcampo, SAM calcula una tensión separada para cada sección. Si el inversor del sistema tiene más de una entrada MPPT, se debe indicar en la página de “Inverter” el número de entradas de MPPT que se utilizarán [25]. Luego, se puede conectar cada sección a una entrada con MPPT diferente, de modo que cada subcampo funcione a su propia tensión. Si el inversor tiene un solo MPPT y está habilitado más de un subcampo, SAM calcula la tensión de entrada del inversor utilizando el método que elija para el “PV Subarray Voltage Mismatch”.

El circuito eléctrico del MPPT en el sistema debe estar integrado con el inversor o en un dispositivo separado. En ambos casos, usar la entrada de datos del MPPT en la página “Inverter” de SAM para representar el número de circuitos MPPT del sistema, ya que es la única forma de habilitar dicha función.

En el caso de estar utilizando un inversor con varios MPPT, la herramienta permitirá al usuario asignar cada dispositivo de manera automática a cada uno de los subcampos (ver Figura 44)

**DC Sizing and Configuration**

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Set subarrays for multiple MPPT	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	5	0	0	
Strings in parallel in subarray	2	0	0	
Number of modules in subarray	10	0	0	
String Voc at reference conditions (V)	339.5	0.0	0.0	
String Vmp at reference conditions (V)	286.5	0.0	0.0	
Inverter MPPT input for subarray	1	2	3	

Figura 44. Establecer subcampos con múltiples MPPT. Fuente: SAM.

De esta forma, el sistema fotovoltaico generará la máxima energía posible y disponible dadas las configuraciones y subcampos elegidos.

### 5.4.2 Configuraciones eléctricas

En la fotoelectrolisis la diferencia de potencial generada por la radiación solar en unos electrodos fabricados con ciertos semiconductores específicos, provoca la electrolisis del agua. Cada semiconductor opera de forma óptima con una longitud de onda, por lo que la investigación se está centrando en seleccionar aquellos que disocien el agua y sean estables en ella. Lo atractivo de este procedimiento es que ofrece gran potencial de reducción de costes, presenta una eficiencia un 30% mayor que la electrolisis realizada con células fotovoltaicas y se están obteniendo eficiencias de conversión de energía solar a hidrógeno de hasta 16% en laboratorio.

Eligiendo una metodología de resolución del diseño del sistema, automático o manual, los parámetros con más peso aparecen en la página de entrada de datos (ver Figura 44) y se calcularán de la siguiente forma:



Módulos en cadena en el subcampo

El número de paneles conectado en serie en una sola cadena para cada subcampo.

El número de módulos en serie por cadena establece la tensión de circuito abierto y la tensión en el punto de máxima potencia del subcampo:

$$V_{oc,subarray}(V) = V_{oc,mod}(V) \cdot N_{mod,string} \tag{81}$$

$$V_{mp,subarray}(V) = V_{mp,mod}(V) \cdot N_{mod,string} \tag{82}$$

Cadenas en paralelo en el subcampo

El número de cadenas de módulos conectadas en paralela para formar el subcampo.

El número de cadenas en paralelo y el número de subcampos determinan la capacidad total del sistema en kW de CC:

$$N_{mod,subarray} = N_{mod,string,subarray} \cdot N_{par,string,subarray} \tag{83}$$

$$N_{mod,array} = \sum_{n=1}^{N_{subarray}(\max 4)} N_{mod,subarray}(N_{subarray}) \tag{84}$$

El número total de módulos en el campo será la suma de los módulos instalados en cada subcampo. Probablemente, dichas configuraciones sean distintas por lo que el número de módulos por subcampo suelen diferir.

$$P_{T,array}(kW_{cc}) = P_{mp,mod}(W_{cc}) \cdot 0.001 \left( \frac{kW}{W} \right) \cdot N_{mod,array} \tag{85}$$

**5.4.3 Orientación y seguimiento**

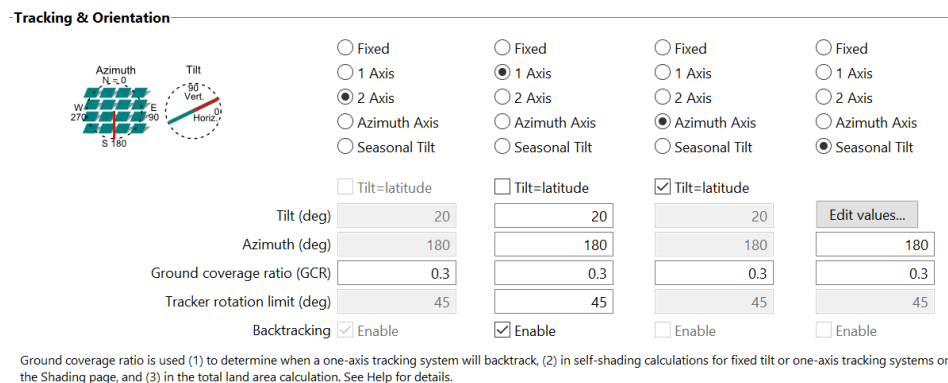


Figura 45. Panel de datos de entrada de las opciones de orientación y seguimiento para cada uno de los subcampos en los que se divide el sistema. Fuente: SAM.

Las 4 opciones de seguimiento que ofrece SAM para su diseño son (ver Figura 45):

- *Fijo (“Fixed”)*, el campo es fijo, es decir, no tiene seguimiento. Los paneles estarán definidos por el ángulo de inclinación y por el acimut.
- *1 eje de seguimiento (“1 axis”)*, el panel gira de este a oeste manteniendo un seguimiento durante el día del sol. El ángulo de inclinación será fijo y la rotación se efectuará sobre un solo eje. Para un seguimiento “horizontal”, paneles paralelos al suelo, al “tilt” se le asignará un valor de cero.
- *2 ejes (“2 axis”)*, además del seguimiento de este a oeste diario el panel tendrá un eje de giro que variará su inclinación respecto al suelo para que su captación sea total.
- *Eje de acimut (“Azimuth Axis”)*, los paneles giran en el plano horizontal para tener un seguimiento diario del sol.

El “Ground coverage ratio” (GCR) se trata de la relación entre el área del campo fotovoltaico y el área total del terreno. Se usa para estimar las pérdidas de autosombreado para una configuración de paneles fijos y paneles con seguimiento de un eje. Tomará valores comprendidos entre 0.01 y 0.99.

#### 5.4.4 Información del dimensionamiento eléctrico

La tensión máxima y mínima de operación son especificadas por el fabricante o por el mismo usuario en el apartado “Module” de SAM.

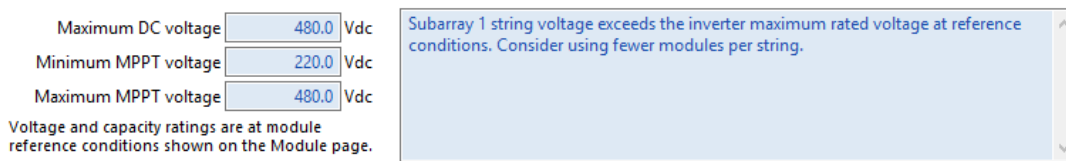


Figura 46. Información sobre el dimensionamiento eléctrico del sistema. *Fuente: SAM.*

Cuando el programa ejecute la simulación y algunos de los valores obtenidos impidan o imposibiliten el adecuado funcionamiento de la planta fotovoltaica, SAM desplegará una lista de mensajes relativos a cada uno de los fallos de dimensionamiento llevados a cabo (ver Figura 46). No obstante, esta lista de mensajes no impide que el sistema se simule. Los mensajes que SAM despliega para cada subcampo son los siguientes:

- Relación entre CC y CA basado en el campo fotovoltaico y en las capacidades de los inversores:

$$ILR = \frac{P_{T,array}(kW_{cc})}{P_{T,inver}(kW_{ac})} \quad (86)$$

- La tensión de circuito abierto de la cadena excede la tensión máxima del inversor para el MPPT:

$$V_{oc,string} > V_{max,inverter} \quad (87)$$

- La tensión en el punto máximo de la cadena excede la tensión del MPPT máxima del inversor:

$$V_{mp,string} > V_{max,MPPT} \quad (88)$$

- La tensión en el punto máximo de la cadena está por debajo de la tensión del MPPT máxima del inversor:

$$V_{mp,string} < V_{min,MPPT} \quad (89)$$

## 5.5 Estimación del uso general de la tierra

SAM calcula dicha estimación del campo requerido en “acres”. En el caso de tener activa la parte financiera también estaría disponible un coste del terreno en \$/acre.

### Área total de módulos

El producto del área de un módulo individual y el número de módulos total del sistema.

### Área total del campo

Una estimación del área requerida para el campo fotovoltaico, no incluidos aquellos metros cuadrados para el resto de equipos o dispositivos del sistema.

$$A_{T,array}(acres) = \frac{A_{T,mod}}{GRC} \cdot 0.0002471 \frac{acre}{m^2} \quad (90)$$

El valor de GRC es indicado en el apartado anterior “Tracking and Orientation”.



## 6 SOMBREADO

*“Lo que sabemos es una gota de agua;  
lo que ignoramos es el océano”*

*– Isaac Newton –*

Aunque este apartado esté disponible en SAM en este documento no será utilizado dado que no es el objetivo de este documento, no obstante, si se explicará, sin entrar en mucho detalle, la metodología que se llevará a cabo en el mismo.

“Shading losses” y “snow losses” en SAM se modela cómo reducciones en la irradiancia captada [26], causadas principalmente por un sombreado o deposición de la nieve en los módulos del campo fotovoltaico.

### 6.1 Sombreado externo

Engloba todo aquello que proyecte sombras sobre el campo fotovoltaico, cómo los objetos cercanos del campo fotovoltaico, árboles, edificios, salientes de un techo... y estas reducen la radiación en el POA. Esta reducción en la irradiancia se refleja cómo una reducción de la salida eléctrica en CC del sistema. En SAM el autosombreado se tratará en otro apartado del mismo modelo, más adelante se explicará con un poco más de detalle.

Además, si fuese necesario, SAM contiene una “Calculadora o editor de sombras en 3D”, ver Figura 47, en el caso de que el usuario dispusiese de los datos suficientes y quisiese especificar manualmente dichas pérdidas. Una vez realizado el diseño de sombras en 3D, el algoritmo calculará directamente las pérdidas por sombreado externo en el campo fotovoltaico.

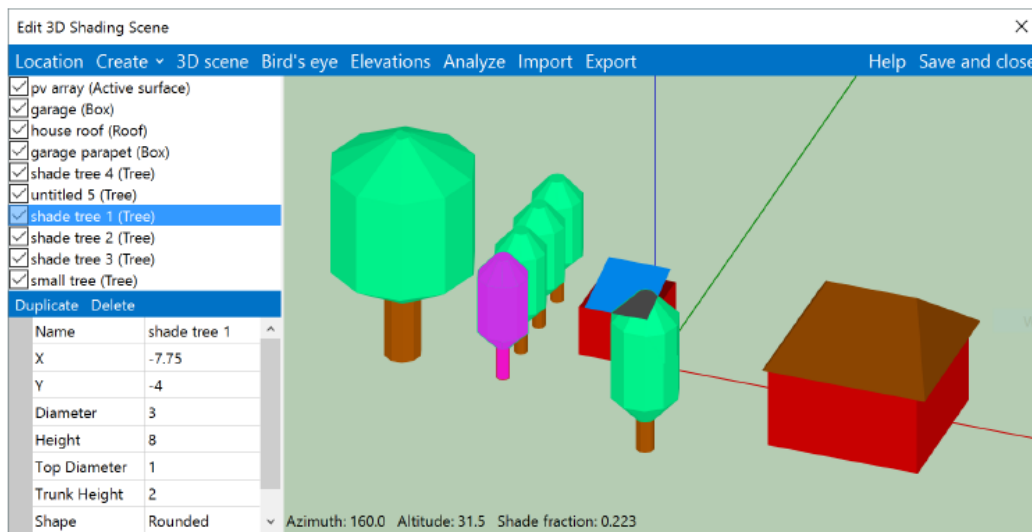


Figura 47. Editor 3D de pérdidas por sombreado de SAM. Fuente: *SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update*.

Las pérdidas por sombreado son expresadas como porcentajes. SAM convierte cada porcentaje a un factor usando la ecuación:

$$S = 1 - \frac{L}{100\%} \quad (91)$$

El factor total de pérdidas de sombreado será el producto de los valores de los 3 valores de pérdidas por sombreado:

$$S_{bns} = S_{ts} S_{mh} S_{azalt} \quad (92)$$

## 6.2 Autosombreado

Ocurre cuando los módulos de una misma fila generan sombras en módulos vecinos. SAM modela auto sombreado para módulos sin seguimiento, de ejes fijos. En cambio, no modelará el auto sombreado en campos fotovoltaicos con seguimiento de dos ejes o ejes azimutales.

Asimismo, SAM tiene disponible la opción de elegir el sombreado en función de la tipología de módulo elegida. La opción “non-linear” es para módulos con células fotovoltaicas de silicio monocristalinas o policristalinas, y supone que los módulos tienen tres diodos de derivación para que la salida de un módulo sombreado disminuya un tercio. En cuanto a la opción “linear” es para módulos de película delgada y supone que la salida de un módulo disminuye linealmente con la parte del módulo que está sombreada [26].

### 6.3 Pérdidas por nieve

Esta configuración estima la porción del campo fotovoltaico que es cubierta por nieve y calcula las pérdidas a las que dará lugar, estas pérdidas serán aplicadas directamente en la potencia de salida en CC brutas del subcampo. Por tanto, el modelo calcula una reducción en la potencia de salida del sistema y no una reducción de la irradiancia en el POA.

De forma gráfica, ver Figura 48, SAM recoge un valor de  $C_{now}$ , que se trata de la fracción de altura cubierta del campo fotovoltaico, siendo  $C_{now} = 1$  un sistema totalmente cubierto de nieve [3].

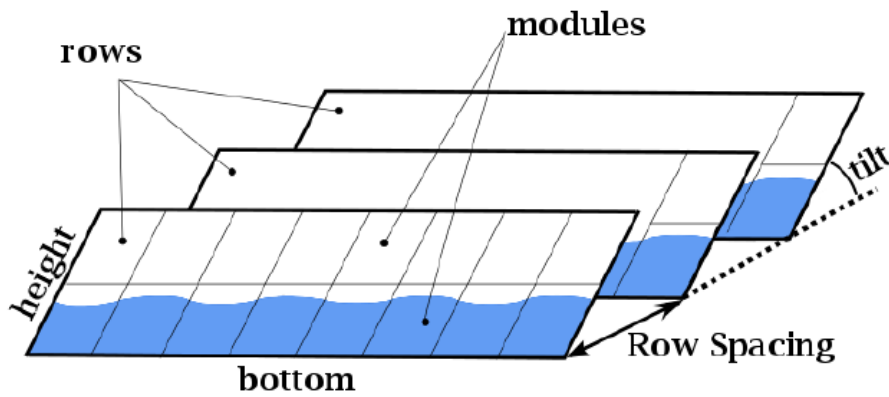


Figura 48. Diagrama de la capa de nieve en un campo fotovoltaico. Fuente: SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update.

Tras aplicar un algoritmo adaptado de “Marion (2013)” finalmente SAM calcula la reducción de potencia en CC del campo cómo:

$$F_{snow,n} = 1 - \frac{[C_{snow}M_{side,n}]}{M_{side,n}} \quad (93)$$

Y es que después de determinar  $C_{snow}$ , el modelo calculará la reducción de potencia en CC en el subcampo cómo un factor de pérdidas,  $F_{snow,n}$ . SAM supondrá que si una cadena de módulos está parcialmente cubierta por nieve su salida será cero. Haciendo referencia a la figura anterior, por ejemplo, se tiene que una cadena en cada fila está parcialmente cubierta por nieve por lo que la pérdida de nieve sería del 50%, y, por ende, la salida en CC del campo sería la mitad de potencia de la que tendría sin nieve.





## 7 PÉRDIDAS

*“Hay, en verdad, dos cosas diferentes: saber y creer que se sabe. La ciencia consiste en saber; en creer que se sabe está la ignorancia”*

*– Hipócrates –*

Tras haber señalado, explicado y analizado algunas de las incidencias que podrían llegar a aparecer en los componentes de un sistema fotovoltaico, sería conveniente recoger las pérdidas por suciedad y pérdidas eléctricas que los modelos del inversor y del módulo no tienen en cuenta. Y es que como ya se sabe, en cualquier sistema de producción energética, la energía final es sensiblemente inferior a la generada y en muchas ocasiones tratar de corregir dicha disminución será casi imposible ya que se deberá a factores naturales o factores inherentes de los componentes electrónicos o dispositivos, que serán totalmente irremediables.

### 7.1 Pérdidas de irradiancia

Las pérdidas por irradiancia reflejan la reducción de la radiación solar incidente debido al polvo u otra suciedad estacional de la superficie del módulo que reducirá la incidencia de la radiación en el conjunto fotovoltaico. La pérdida será uniforme a lo largo de toda la cadena de módulos.

SAM calculará el valor nominal de la irradiancia incidente para paso de tiempo utilizando los valores obtenidos de la irradiancia del archivo meteorológico y los ángulos solares del emplazamiento. Una vez especificado el valor porcentual de las pérdidas SAM ajustará el valor de la radiación incidente para dichos valores. Podrá verse el efecto de estas pérdidas comparando en los resultados los valores de “sólo después del sombreado” y “después del sombreado y la suciedad”. La radiación incidente en el campo será la irradiancia total en el POA después del sombreado y pérdidas por suciedad ( $W/m^2$ ) [27].

- *Pérdidas por polvo y suciedad anuales (%)*. La deposición de polvo y suciedad en la superficie de un módulo fotovoltaico disminuye la tensión y la corriente entregadas por el generador, provoca pérdidas de conexionado, un aumento de pérdidas de “mismatch” y pérdidas por formación de puntos caliente. En SAM serán tratadas como una reducción de la radiación en el POA independientemente de los posibles fallos o problemas que puedan causar en los módulos fotovoltaicos y por ende en el conjunto (ver Figura 49).

SAM utiliza un conjunto de pérdidas porcentuales mensuales totalmente modificables por el usuario a su antojo. Es decir, se podrán introducir los valores mensuales como entrada de datos.

En las ecuaciones siguientes se puede observar la metodología de cálculo que aplicará SAM en la simulación [3]:

$$O = 1 - L_{soiling}/100\% \quad (94)$$

$$G_b = G_{b,shad}O \quad (95)$$

$$G_d = G_{b,shad}O \quad (96)$$

$$G_r = G_{r,shad} \quad (97)$$

siendo,

- $L_{soiling}$ , pérdidas por suciedad anuales (%).
- $G_b, G_{b,shad}$ , radiación incidente en el POA tras sombreado y suciedad. El otro parámetro será el correspondiente a solo después de aplicar sombreado.
- $G_d, G_{b,shad}$ , radiación difusa en el POA tras sombreado y suciedad. El otro parámetro será el correspondiente a solo después de aplicar sombreado.
- $G_r, G_{r,shad}$ , radiación incidente en el POA tras sombreado y suciedad. El otro parámetro será el correspondiente a solo después de aplicar sombreado.

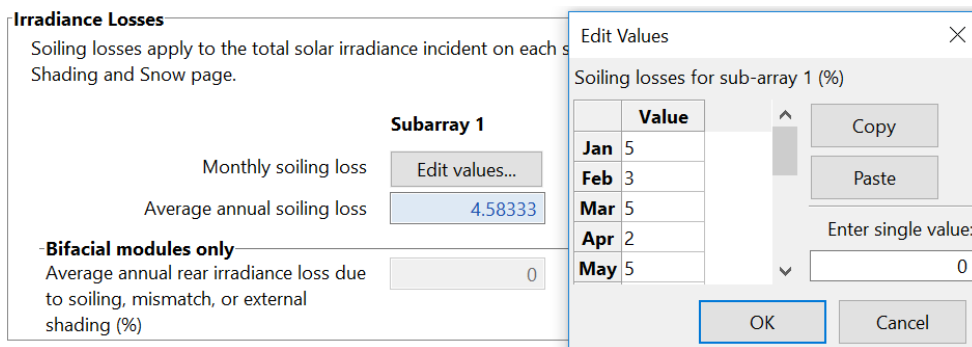


Figura 49. Entrada de datos, “pérdidas por suciedad y polvo”. Fuente: SAM.

## 7.2 Pérdidas en CC

Las pérdidas de CC representan las pérdidas eléctricas de CC en el lado de CC del sistema que los algoritmos de la configuración “Module” no calcula, como las pérdidas eléctricas en el cableado de CC que conecta los módulos del campo fotovoltaico [3][27].

$$P_{dc,n} = N_{modules}N_{strings,n}P_{mp,n}F_{dcss,n}F_{dc,n}F_{snow,n} \quad (98)$$

donde,

- $P_{dc,n}$ , potencia del campo fotovoltaico en CC (kW).
- $N_{modules}$ , módulos por cadena.
- $N_{strings,n}$ , número de cadenas por subcampo fotovoltaico.
- $P_{mp,n}$ , potencia del módulo en CC en el punto de máxima potencia (W).

- $F_{dcss,n}$ , factor de pérdidas debido a auto sombreado (%).
- $F_{dc,n}$ , factor de pérdidas en CC para cada subcampo (%).
- $F_{snow,n}$ , factor de pérdidas debido a la nieve (%).

Cabe mencionar, como ya se ha explicado en capítulos anteriores, que no se tendrán en cuenta las pérdidas por auto sombreado y deposición de la nieve en los módulos ya que no será objeto de estudio de este proyecto. Por tanto, las únicas pérdidas asociadas al campo fotovoltaico en CC serán las siguientes (aplicadas a cada subcampo fotovoltaico):

$$F_{dc,n} = F_{dc1,n}F_{dc2,n}F_{dc3,n}F_{dc4,n}F_{dc5,n}F_{dc6,n} \quad (99)$$

$$F_{dc1,n} = 1 - \frac{L_{mismatch,n}}{100} \quad (100)$$

$$F_{dc2,n} = 1 - \frac{L_{diodeconn,n}}{100} \quad (101)$$

$$F_{dc3,n} = 1 - \frac{L_{dcwiring,n}}{100} \quad (102)$$

$$F_{dc4,n} = 1 - \frac{L_{tracking,n}}{100} \quad (103)$$

$$F_{dc5,n} = 1 - \frac{L_{nameplate,n}}{100} \quad (104)$$

$$F_{dc6,n} = 1 - \frac{L_{dcoptimizer,n}}{100} \quad (105)$$

Las 6 categorías presentes en la ecuación (99) representarán lo siguiente:

- *Pérdidas por conexionado o dispersión de parámetros en el módulo (%)*. Se manifiestan cuando se conectan módulos en serie o paralelo. En la conexión en serie, se limita la corriente si alguno de estos módulos tiene una potencia nominal que difiere del resto, ya que la corriente que genera será diferente. En paralelo sucederá algo parecido, pero con los valores de tensión. En cualquier caso, estas pérdidas podrían reducirse utilizando diodos “by-pass”.
- *Pérdidas en diodos y conexiones (%)*. Caída del voltaje en los diodos y conexiones eléctricas.
- *Pérdidas en el cableado (%)*. Pérdidas energéticas producidas por la caída de tensión debida a la circulación de corriente por un conductor. Esto podría evitarse con la selección del conductor de material y sección adecuados. Esta variación porcentual en estas pérdidas quiere decir que SAM no permite al usuario especificar el valor de las mismas en función de la sección mínima, longitud o material del cable.
- *Pérdidas o error en el seguimiento (%)*. Inexactitudes presentes en la capacidad de los mecanismos para mantener el campo fotovoltaico orientado hacia el sol en todo momento para captar la máxima irradiancia posible. El valor por defecto será cero, lo que supone una matriz fija sin seguimiento. Se aplicará solo por tanto a sistemas con seguimiento de uno o dos ejes. Los sistemas con eje fijo llevarán implícitas esas pérdidas en el proceso de cálculo de producción de energía, es decir, no hará falta tener en cuenta el efecto que podría llegar a tener reemplazar un sistema con ejes fijo por uno con seguimiento.
- *Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal (%)*. La potencia nominal que podrían llegar a proporcionar los módulos fotovoltaicos no es un valor exacto, sino que trabajará en un rango de potencias. En SAM se le atribuirá además a este efecto las pérdidas por degradación que experimenta el panel tras ser expuesto a la luz solar durante un tiempo determinado (la potencia nominal del panel se reducirá) en el caso de que el usuario lo desee.

- *Pérdidas en DC de los optimizadores de potencia (%)*. Recoge las pérdidas de energía de cualquier equipo de acondicionamiento de energía instalado en el campo. SAM no modela explícitamente las pérdidas por conversión CC/CC, pero podrían recogerse y explicarse en este apartado si el usuario lo deseara.

Dado que la herramienta está al alcance de todos y puede ser utilizada por personas que carecen de conocimientos en el ámbito fotovoltaico y desconozcan que valores podrían llegar a tomar estas pérdidas, SAM ofrece al usuario la posibilidad de aplicar valores por defecto según la tabla siguiente:

	CENTRAL INVERTERS	MICROINVERTERS	DC OPTIMIZERS
<i>Dispersión de parámetros (%)</i>	<b>2</b>	0	0
<i>Conexiones y diodos (%)</i>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>	<b>0.5</b>
<i>Cableado en CC (%)</i>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
<i>Error de seguimiento (%)</i>	0	0	0
<i>No cumplimiento Pnominal (%)</i>	0	0	0
<i>Optimizadores de potencia en CC (%)</i>	0	0	<b>1</b>

Tabla 16 Valores por defecto aplicados por SAM a las pérdidas en CC según las configuraciones disponibles. *Fuente: SAM.*

### 7.3 Pérdidas en CA

Las pérdidas en CA del sistema representan las pérdidas del cableado eléctrico en el lado de CA del campo que el inversor no tendrá en cuenta en su respectiva simulación. Una vez aplicado el valor de las pérdidas, SAM utilizará estos valores directamente para reducir la salida eléctrica total de CA del inversor calculado en dicho modelo.

$$L_{ac} = 100(1 - F_1 F_2) \quad (106)$$

$$F_1 = 1 - \frac{L_{acwiring}}{100} \quad (107)$$

$$F_2 = 1 - \frac{L_{transformer}}{100} \quad (108)$$

donde,

- $L_{ac}$ , pérdida de potencia en CA total.
- $L_{acwiring}$ , pérdidas en el cableado.
- $L_{transformer}$ , pérdidas en el transformador.

En las pérdidas de corriente alterna en el cableado ocurre lo mismo, SAM no ofrece la posibilidad de modificar estas pérdidas a su antojo en función de la sección mínima del cable, longitud o material; tan sólo mantiene una variación porcentual de la energía producida.

- *Pérdidas en el cableado (%)*. Pérdidas a tener en cuenta en el cableado de CA entre el inversor y el punto de conexión a la red.

### Pérdidas en la transformación

Este apartado permitirá indicar unas pérdidas eléctricas a la salida del inversor de un transformador de distribución o subestación en un sistema fotovoltaico grande. SAM establecerá como hipótesis que la capacidad del transformador es igual a la capacidad nominal total del inversor de la página de la herramienta “System Design”. Se supondrá por defecto que dichas pérdidas a la salida tendrán un factor de potencia igual a 1.

SAM tendrá disponible dos parámetros de pérdida en este escenario:

- *Pérdidas del transformador (%)*. Las pérdidas asociadas a un transformador, pero no a la pérdida de carga del mismo, o las pérdidas causadas por la corriente de magnetización en el núcleo del transformador. Por defecto tendrá un valor de 0%.
- *Pérdida de carga del transformador (%)*. La pérdida de carga nominal del transformador, o pérdidas en el cableado de la bobina primaria y secundaria del transformador que varían con la salida eléctrica del inversor. Por defecto tendrá un valor del 0%.

### Pérdidas de transmisión

Pérdida de energía en el transporte de electricidad aplicadas a la potencia de salida generada por el sistema.

- *Pérdidas por transmisión de energía o transporte (%)*. Estas pérdidas pueden ocurrir por varias razones, como las pérdidas en los transformadores, cables o incluso el calor causado por la corriente que fluye a través de los transformadores y líneas.

## 7.4 Pérdidas por viabilidad y disponibilidad

Estas pérdidas se podrán usar para registrar las pérdidas que no son relativas al recurso solar o el diseño del sistema, tales como operaciones de mantenimiento de la planta, interrupciones forzadas, programadas y no planificadas, u otros factores que reducen la salida de energía del sistema. Es decir, diversos periodos en los cuales habrá una falta de producción.

SAM modelará dichas pérdidas utilizando un conjunto de valores de pérdidas que serán aplicados a cada paso de tiempo de simulación. Estos valores se definirán en unas pestañas habilitadas para ello (Figura 50).

Las pérdidas por restricciones y disponibilidad podrán ser aplicadas tanto en la parte correspondiente a CC del sistema cómo a CA. Además, esta reducción de energía se tendrá directamente a la salida del sistema o podrá perderse en horas específicas del día si el usuario lo desea.

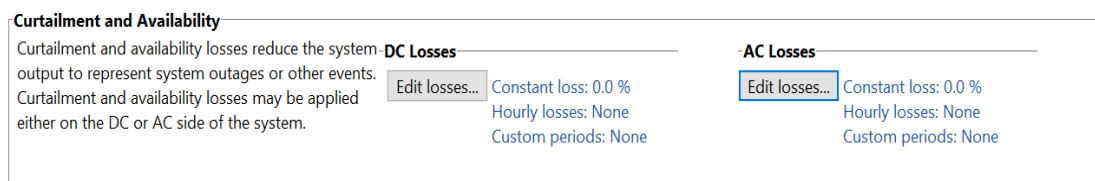


Figura 50. Pérdidas por viabilidad o disponibilidad, pestaña de entrada de datos. Fuente: SAM.

## 7.5 Pérdidas que SAM no contempla

Además de las pérdidas ya citadas, existirán muchas otras las cuales SAM no contemplará directamente. Sin embargo, al tratarse las pérdidas en SAM, en su gran mayoría, como variaciones porcentuales, el usuario podrá modificar dichos valores en función a las pérdidas que necesite detallar. Algunas de las pérdidas más importantes que SAM omite son:

- *Pérdidas debido a la degradación del módulo y otras causas*, se trata de unas pérdidas cruciales a largo plazo en el sistema fotovoltaico. Estas pérdidas si se manifestarán en sistemas fotovoltaicos con el modelo financiero habilitado, en concreto en el cálculo del flujo de cajas. En SAM podrían modelarse como “Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal”.
- *Pérdidas por degradación de potencial inducido*, causado por corrientes fuga entre las células del panel y el resto de los componentes (marco, tedlar, eva y vidrio), esto provoca un estrés extremo en las células del panel afectado y, en consecuencia, una reducción drástica de su rendimiento. No se trata de pérdidas mínimas, puede tratarse de pérdidas que pueden llegar fácilmente hasta el 30% en algunos módulos. En SAM podrían modelarse como “Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal”.
- *Equipos auxiliares*, dado que a veces el sistema fotovoltaico puede verse limitado por la temperatura del inversor, “efecto derating”, es recomendable utilizar equipos de ventilación para disipar el calor por convección forzada (ventiladores). Este consumo adicional de energía no se considerará en SAM ni de forma directa en el consumo del inversor ni en el apartado de “pérdidas” tal como se está comentando.

## 8 PRODUCCIÓN

*“No se puede enseñar nada a un hombre;  
sólo se le puede ayudar a encontrar la  
respuesta dentro de sí mismo”*

*–Galileo Galilei –*

En este capítulo se mostrará y explicará los aspectos más importantes en una instalación fotovoltaica en cuanto a la producción final de la misma, teniendo en cuenta la metodología empleada en SAM en el análisis final de la producción. Todos los coeficientes que aparecerán a continuación tendrán en posteriores capítulos un peso más que relevante dado que permitirán comparar rápidamente distintos escenarios en SAM.

### 8.1 Performance ratio

Se denomina ratio de producción PR al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Obviamente, mientras mayor sea la ratio de producción menos pérdidas se producen en la misma. La ecuación es la siguiente:

$$PR = \frac{E_{real}}{E_{ideal}} \quad (109)$$

Parámetro independiente del tamaño (potencia) de la instalación, y en buena medida también del emplazamiento.

Se trata del parámetro más importante de una instalación fotovoltaica ya que con este ratio se pueden comparar entre sí diferentes instalaciones fotovoltaicas en distintos emplazamientos en lo que respecta al aprovechamiento del potencial del recurso solar y aporta información sobre la eficiencia energética y la fiabilidad de la instalación fotovoltaica. El ratio típico de producción de una instalación fotovoltaica típica sin sombrear oscila entre 0,6 y 0,8 [29].

En el caso de SAM [28], el PR tendrá la siguiente forma:

$$PR = \frac{\text{annual energy (kWh)}}{\text{annual POA total radiation (nom)(kWh)} \cdot \text{mod efficiency (\%)}} \quad (110)$$

Donde:

- *annual energy (kWh)*, es la salida neta en CA del sistema en un año de simulación. Este dato se encontrará en la tabla de la página “Summary” de los resultados.
- *annual POA total radiation (nominal)(kWh)*, radiación total en el POA (nominal), es la radiación solar incidente en el campo antes de tener en cuenta las pérdidas por sombreado y

ensuciamiento aplicadas durante el año. Dicho valor puede encontrarse de manera muy visual en la pestaña “Losses” de los resultados de la simulación.

- *module efficiency (%)*, eficiencia nominal del módulo en el campo fotovoltaico en unas condiciones de operación STC. Dependiendo de la configuración podrá ser un dato introducido por el usuario o proporcionado por una hoja de datos almacenada en la librería de SAM.

## 8.2 Capacity factor

También denominado “factor de capacidad” de una central eléctrica, es el cociente entre la energía real generada durante un período establecido (normalmente anual) y la energía generada si hubiese trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los dispositivos y equipos. Dicho ratio para sistemas fotovoltaicos fluctuará entre un 10% y un 30%.

Para sistemas fotovoltaicos se trata de un valor de CA a CC y en SAM seguirá la siguiente ecuación en SAM:

$$Capacity\ factor = \frac{Net\ Annual\ Energy\ (\frac{kWhac}{yr}) \div System\ Capacity\ (kWac)}{8760(\frac{h}{yr})} \quad (111)$$

Donde:

- *Net Annual Energy (kWac ÷ yr)*, es la salida neta en CA del sistema en un año de simulación. Este dato se encontrará en la tabla de la página “Summary” de los resultados.
- *System Capacity (kWac)*, capacidad total del sistema proporcionada por los paneles fotovoltaicos tras ser diseñada su disposición en el campo fotovoltaico. Dicho valor podrá encontrarse en la página “System Design” de SAM.

## 8.3 Energy yield

Este parámetro representa cuanta energía útil (kWh) es producida por cada unidad de potencia en kWac de la capacidad total de los módulos del campo fotovoltaico para un período específico. En la herramienta tomará valores dados por la siguiente ecuación.

$$Energy\ yield = \frac{Net\ annual\ energy\ (kWh)}{System\ capacity\ (kWac)} \quad (112)$$

El rango de valores típicos en los que se encontrará este parámetro, para sistemas fotovoltaicos, estará entre 1000 kWh/kW y 2000 kWh/kW.



## 8.4 Reducción de emisiones

Una de las cualidades de una instalación fotovoltaica con conexión a red son su sencillez y simplicidad. Es por ello que constituye una apuesta de futuro, desde el punto de vista energético, para el uso de forma masiva.

Y es que los generadores de electricidad fotovoltaicos presentan dos grandes ventajas:

- Utiliza una fuente energética inagotable, que es la energía solar, que además no contamina, es silenciosa, no tiene emisiones, los residuos son mínimos (ácido de las baterías, elementos obsoletos por envejecimiento, etc.), es gratuita, etc.
- Generan un vector energético excelente: se transmite mediante un sistema simple ( un cable eléctrico), permite transportar una gran cantidad de energía a grandes distancias con pérdidas mínimas, es extremadamente versátil puesto que puede aplicarse a la producción de un trabajo mecánico, calor, procesos químicos, iluminación, etc.

Dadas las ventajas, cabe mencionar que esta tecnología urge principalmente, además de todo lo mencionado, porque podría ser una pieza clave en la lucha contra el calentamiento global. Se sabe que contribuye a la reducción de emisiones, ¿pero en qué medida? Se estima que cada kWh producido evita la emisión a la atmósfera de 0,6 kg de  $CO_2$ , 1,33 g de  $SO_2$  y 1,67 kg de  $NO_x$  (generados en centrales térmicas).

Además, las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, a partir de la arena, elemento muy abundante en la Tierra, y del que no se requieren grandes cantidades para su correspondiente fabricación.

Estos valores aplicados a las posteriores simulaciones que se llevarán a cabo permitirán al lector hacerse a la idea de la importancia que podría llegar a tener la implantación a gran escala de este tipo de energía con la urgencia que requiere. Y es que se podrían evitar toneladas de emisiones a la atmósfera, contribuyendo en gran medida en la lucha contra el calentamiento global del planeta. Quizás el impacto visual pueda ser un inconveniente en este tipo de instalaciones, no obstante, quedará totalmente justificado cuando se trata de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Por otra parte, la evolución de la humanidad está conduciendo a una demanda creciente de energía y es necesario, se cree que cada vez lo será más, tener presentes todas las posibilidades que la naturaleza y la técnica nos ofrecen.

## 8.5 Estimación de la energía diaria generada y de los costes de la instalación

Estimar la energía producida que generará la instalación será casi tan importante como el propio diseño de esta, y es que realizar estimaciones de la energía generada por el campo permite a los proyectistas optimizar los procesos y el inventario de forma más eficaz. Asimismo, proporciona una visión anticipada del tamaño de la instalación y de los flujos de cajas, lo que significa que las empresas pueden anticipar acciones y decisiones con mayor precisión y tiempo, esto en muchas ocasiones supondrá ahorros en cantidades ingentes de dinero.

En este caso, la energía solar que incide sobre una superficie orientada, se puede expresar en forma de número de horas solar pico (HSP), siendo una HSP el número de horas durante las cuales debería incidir un flujo de  $1000 W/m^2$  para que fuera igual a la energía total incidente a lo largo del día. Teniendo en cuenta esto, la energía útil generada por el panel viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_{p,anual} = HSP \cdot PR \cdot P_{cs} \cdot 365 \text{ días} \quad (113)$$

donde:

- $E_{p,diaria}$ , se trata de la energía producida anual en kWh/año.
- $HSP$ , son las horas de sol pico y se moverá en un rango de valores entre 3-7 h por lo que se utilizará un valor medio de 5 HSP/día.

- $PR$ , es el performance ratio, asociado en este caso a las pérdidas y se suele estimar con un valor de 0,78.
- $P_{cs}$ , es la potencia del campo solar en kWp.

En el caso de SAM [28] la potencia generada por el sistema vendrá determinada por la siguiente ecuación, la cual tendrá en cuenta las pérdidas y las correcciones utilizadas en anteriores apartados:

$$P_{gen} = N_{inv}P_{ac} \left(1 - \frac{L_{ac}}{100}\right) \left(1 - \frac{L_{adjust}}{100}\right) \quad (114)$$

siendo:

- $N_{inv}$ , el número de inversores del sistema.
- $P_{ac}$ , la potencia de salida en CA de un solo inversor (W).
- $L_{ac}$ , pérdida total de potencia en CA (%).
- $L_{adjust}$ , reducción y pérdidas de disponibilidad (%).

## 9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, SAM

*“En algún lugar, alguna cosa increíble aguarda a ser descubierta”*

*– Carl Sagan –*

**E**n este capítulo se llevará a cabo el modelado y la simulación de una instalación fotovoltaica que sirva de estudio para la temática que abarca el proyecto. Tras haber definido un caso base, el cual se empleará en comparaciones con posteriores simulaciones, se evaluará el peso de las hipótesis llevadas a cabo por el programa y la influencia que tendrán los parámetros más significativos sobre la producción final del sistema. Todo ello con el objetivo de poder valorar el método de cálculo empleado por SAM y así juzgar con criterio los resultados obtenidos.

### 9.1 Descripción del caso base: Instalación de 1045 MWp situada en Aznalcóllar, Sevilla

Cómo ya se ha visto, SAM posee multitud de configuraciones a la hora de modelar el panel fotovoltaico. Inicialmente se realizará una simulación que compare cada uno de los modelos, no obstante, en posteriores apartados o simulaciones, todos los parámetros serán variados sobre una sola configuración dado que continuar haciéndolo sobre todos los demás podrá llegar a ser bastante tedioso. El modelo elegido por tanto es “CEC Performance Model” dado que contiene la biblioteca más amplia y ofrece la posibilidad, apareciendo cómo otro modelo, de variar cada uno de los parámetros más significativos de un panel fotovoltaico tal cómo desee el usuario. Esto no quiere decir que no se vayan a estudiar otros aspectos fotovoltaicos de los otros modelos, cómo por ejemplo los coeficientes empíricos del modelo de Sandía.

Para el caso de los inversores también se dispone de un total de 4 configuraciones, pero como ya se explicó en capítulos anteriores, solo se simulará la instalación con el modelo “Inverter CEC Database” e “Inverter CEC datasheet”

En cuanto a las condiciones climáticas del sistema se empleará una serie de valores indicado en la Tabla 1. Dichos valores de referencia serán variados en posteriores simulaciones para ver la influencia del archivo climatológico sobre el sistema fotovoltaico.

A continuación, se mostrará uno a uno cada apartado en SAM para su respectivo estudio:

### 9.1.1 Location and resource

En la Figura 51 se puede observar como los datos relativos a la “profundidad máxima de la nieve”, tal y como se comentó en anteriores capítulos, no será objeto de estudio de este proyecto.

**Weather Data Information**  
 The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

---

**Header Data from Weather File**

Station ID	<input type="text" value="unknown"/>	Latitude	<input type="text" value="37.498"/> DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.
Data Source	<input type="text" value="ECMWF/ERA"/>	Longitude	<input type="text" value="-6.232"/> DD	
Elevation	<input type="text" value="60"/> m	Time zone	<input type="text" value="GMT 1"/>	

---

**Annual Values Calculated from Weather File Data**

Global horizontal	<input type="text" value="5.19"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	Average temperature	<input type="text" value="18.4"/> °C	<b>Optional Data</b>
Direct normal (beam)	<input type="text" value="6.06"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	Average wind speed	<input type="text" value="3.1"/> m/s	Maximum snow depth
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.58"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	*NaN indicates missing data.		<input type="text" value="NaN"/> cm
				Annual albedo
				<input type="text" value="-999"/>

Figura 51. “Location and resource” caso base. Fuente: SAM

En este apartado, el principal análisis consistirá en la simulación del caso base en distintos emplazamientos, desde emplazamientos con unas características similares hasta aquellos que presenten una gran disparidad en sus características, para ver que influencia podría llegar a tener el emplazamiento y las variables meteorológicas sobre la producción del sistema final.

### 9.1.2 Module

Para el módulo elegido en el caso base se habrá tenido en cuenta su disponibilidad en el mercado y en la base de datos de cada una de las configuraciones, e incluso su marca para disponer de veracidad en los resultados obtenidos. El módulo seleccionado consta de una potencia de 305Wdc y es de la marca “SunPower”, en concreto el modelo SPR-305E-WHT-U (Ver en el Anexo su ficha técnica).

Tal como se mostrará ahora, todas las configuraciones disponibles (exceptuando “Single Diode Model”) serán modeladas, en la medida de lo posible, con las características del panel fotovoltaico elegido en el caso base para que los resultados puedan compararse en unas condiciones de operación similares.

### Simple Efficiency Module Model

En este modelo se han realizado una serie de hipótesis, las cuales se comentarán a continuación:

Hipótesis a tener en cuenta:

- Los coeficientes empíricos relativos a la parte “Module structure and mounting” serán tomados de la base de datos de “Sandia Module Model”.
- La eficiencia del módulo no se verá alterada por la irradiancia, tal como se muestra en la Figura 52
- “Diffuse utilization factor” será igual a 1.

**Simple Efficiency Module Model** ▾

**Characteristics**

Maximum power (Pmp)  Wdc

Temperature coefficient (Pmp)  %/°C

Area  m<sup>2</sup>

Maximum power voltage (Vmp)  Vdc

Open circuit voltage (Voc)  Vdc

Module structure and mounting  ▾

a  b  dT  °C

1. Maximum power depends on the reference radiation and efficiency values specified below at a reference cell temperature of 25°C.

2. The Module Structure - Mounting options are used for temperature correction calculations. See Help for information about the options.

---

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction  [0-1]

Bifaciality  [0-1]

Ground clearance height  m

---

**Module Efficiency**

Irradiance (W/m <sup>2</sup> )	Efficiency (%)	Reference Condition
<input type="text" value="200"/>	<input type="text" value="18.65"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="400"/>	<input type="text" value="18.65"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="600"/>	<input type="text" value="18.65"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="800"/>	<input type="text" value="18.65"/>	<input type="radio"/>
<input type="text" value="1000"/>	<input type="text" value="18.65"/>	<input checked="" type="radio"/>

Diffuse utilization factor  0..1

1. Irradiance levels must increase monotonically.

2. The reference irradiance and efficiency value determines the maximum power value shown above.

3. Irradiance values are total plane-of-array irradiance, equal to the sum of the direct normal (beam) and diffuse (scaled by the utilization factor above) components.

Figura 52. Características del módulo del caso base, Simple Efficiency Module Model. Fuente: SAM

### CEC Performance Model with Module Database

Esta configuración será la elegida en el proyecto para realizar variaciones de cada una de las variables que intervienen en el sistema fotovoltaico. Y es que, además de tener la librería más amplia de módulos fotovoltaicos de todos los modelos presentes, SAM ofrece la posibilidad al usuario de modificar todas aquellas variables relativas al módulo con la configuración “CEC Performance Model with User Entered Specifications” que se trata del mismo modelo con la diferencia de que la base de datos del módulo es introducida manualmente.

La metodología empleada para la corrección de la temperatura será, por defecto, el “Nominal operating cell temperatura (NOCT) method”, con unos parámetros de “montaje y altura sobre la que estará situada el campo” que podrán ser reemplazados por otros que ofrece la herramienta, pero, de momento, se tomará la configuración reflejada en la Figura 53, situación por defecto que ofrece el programa.

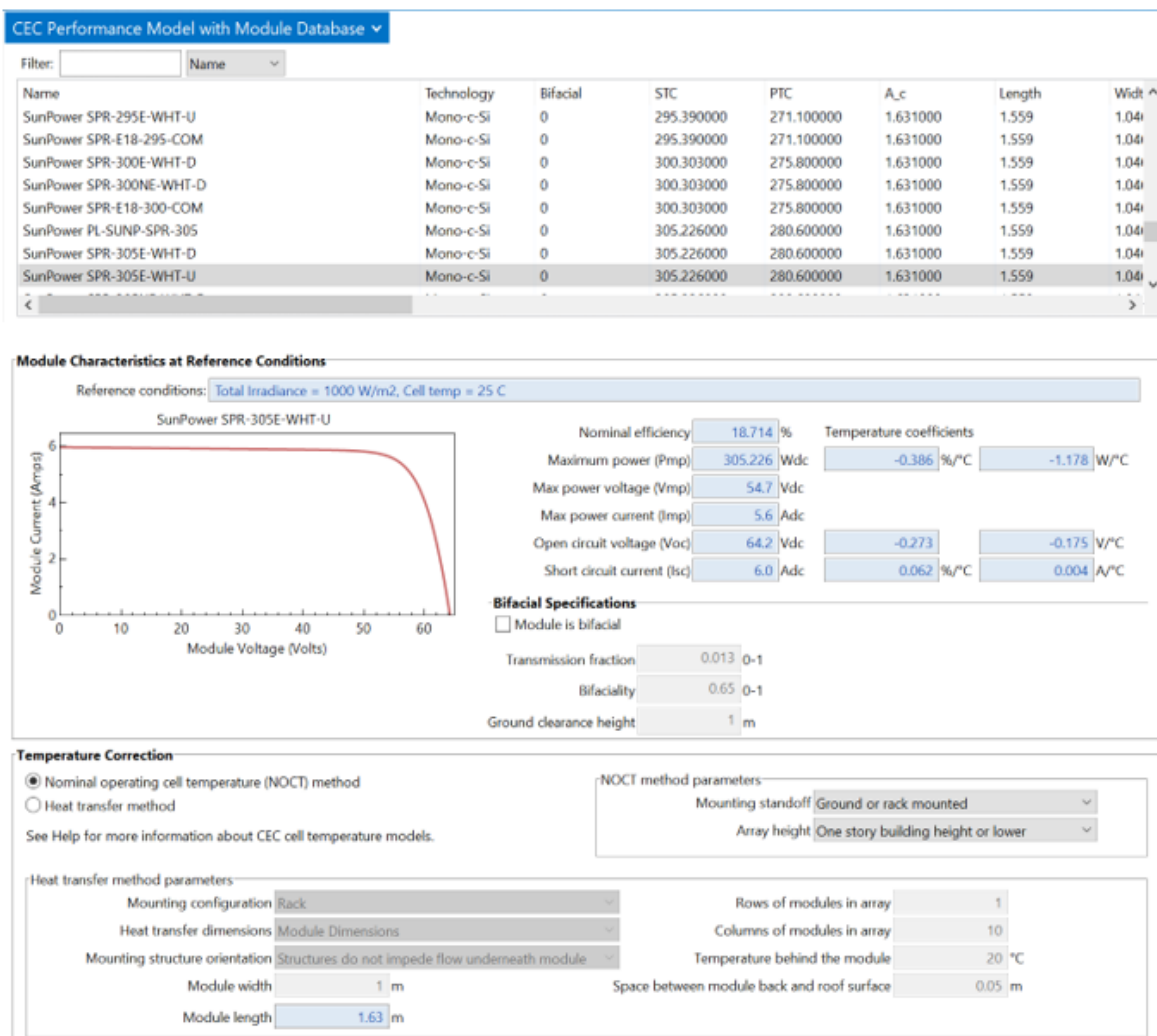


Figura 53. Características del módulo del caso base, CEC Performance model with module database.

Fuente: SAM

### CEC Performance Model with User Entered Specifications

Las características para este modelo son tomadas del caso base anterior, “CEC Module Model with Database Model”, tal como se muestra en la Figura 54. A pesar de haber introducido los mismos datos, la potencia y la eficiencia obtenidas difieren ligeramente, factor que habrá que tener en cuenta en futuras simulaciones.

La principal ventaja a la hora de utilizar este modelo, como ya se explicó anteriormente en el proyecto, es que permite al usuario variar cada una de las variables relativas al módulo y representa de manera automática su curva de eficiencia, siempre y cuando dicha representación sea posible.

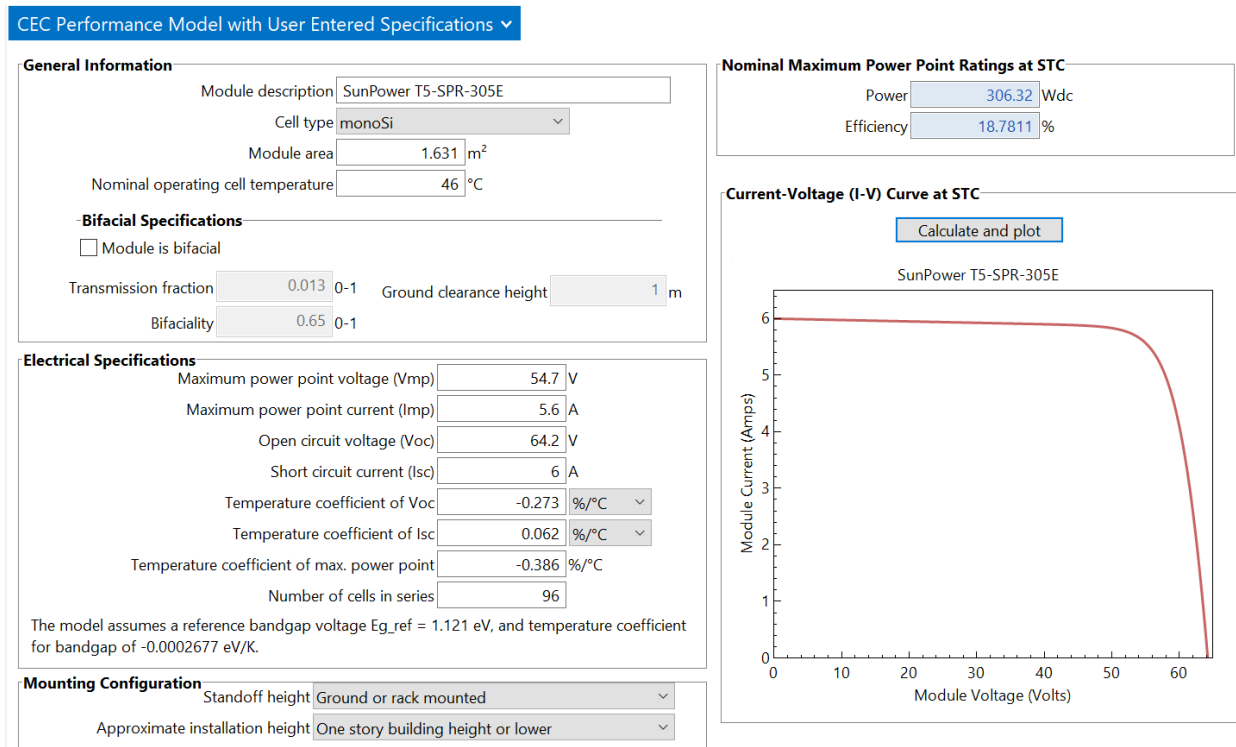


Figura 54. Características del módulo del caso base, CEC Performance model with module database.

Fuente: SAM

### Sandia PV Array Performance Model with Module Database

Este último escenario será el más restrictivo de los cuatro debido a que, al igual que el método CEC, se trata de un modelo que trabaja con una base de datos y, además, tan solo permitirá una opción en el “cálculo de corrección de la temperatura” (Nominal operating cell temperatura (NOCT) method). De esta manera, será bastante difícil, dadas las limitaciones, establecer la dependencia que tendrá la producción con los parámetros del sistema. Aun así, se intentará plasmar en el documento de manera visual y conceptual el resultado de variar los coeficientes empíricos del modelo.

Sandia PV Array Performance Model with Module Database ▾

Filter:  Name ▾

Name	Impo	Vmpo	Area	Isco	Voco	a	b
SunPower SPR-220 (CS) [ 2006]	5.56	40.03	1.244	5.988	48.53	-3.62	-0.07
SunPower SPR-220 (PVL) [ 2006]	5.547	40.06	1.244	5.975	48.47	-3.62	-0.07
SunPower SPR-220-BLK-U Module [ 2008]	5.431	40.762	1.244	5.826	49.077	-3.308	-0.08
SunPower SPR-220-BLK-U Module [2008 (E)]	5.37	41	1.244	5.75	48.6	-3.308	-0.08
SunPower SPR-225-BLK [2007 (E)]	5.49	41	1.244	5.87	48.5	-3.62	-0.07
SunPower SPR-225-WHT [2007 (E)]	5.49	41	1.244	5.87	48.5	-3.62	-0.07
SunPower SPR-230-WHT [2007 (E)]	5.61	41	1.244	5.99	48.7	-3.62	-0.07
SunPower SPR-300-WHT [2007 (E)]	5.49	54.7	1.631	5.87	64	-3.62	-0.07
SunPower SPR-305-WHT [ 2009]	5.59	54.43	1.631	5.92	65.31	-3.62	-0.07
SunPower SPR-305-WHT [2007 (E)]	5.58	54.7	1.631	5.96	64.2	-3.62	-0.07
SunPower SPR-315E-WHT [2007 (E)]	5.76	54.7	1.631	6.14	64.6	-3.62	-0.07
SunPower SPR-90 [2004 (E)]	5.1	17.7	0.547	5.5	21.2	-3.56	-0.07
SunPower SunTile [2007 (E)]	5.25	12	0.48	5.65	14.6	-2.81	-0.04

Source: Sandia National Laboratories Updated 9/25/2012 Module Database

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Air mass = 1.5, Cell temp = 25 °C

Nominal efficiency	18.65 %	Temperature Coefficients	
Maximum power (Pmp)	304.248 Wdc	-0.404 %/°C	-1.229 W/°C
Max power voltage (Vmp)	54.4 Vdc	-0.373 %/°C	-0.203 V/°C
Max power current (Imp)	5.6 Adc	-0.031 %/°C	-0.002 A/°C
Open circuit voltage (Voc)	65.3 Vdc	-0.296 %/°C	-0.193 V/°C
Short circuit current (Isc)	5.9 Adc	0.040 %/°C	0.002 A/°C

Module structure and mounting Use Database Values ▾

User-specified:

From library: a  b  dT  °C

The Module Structure and Mounting options are used for temperature correction calculations. Choose "Use Database Values" for most analyses. See Help for information about the options.

**Physical Characteristics**

Material	c-Si	Module area	1.631 m <sup>2</sup>
Vintage	2009	Number of cells	96
		Number of cells in series	96
		Number of cell strings in parallel	1

**References**

For more information about the Sandia module model inputs, see Help. For a detailed description of the model, see Gilman (2015) and King (2004) on the SAM website's Performance Documentation page:

[Performance Model Documentation page on SAM website](#)

Figura 55. Características del módulo del caso base, Sandia PV Array Performance Model with Module Database. Fuente: SAM



### 9.1.3 Inverter

En este apartado, teniendo en cuenta las configuraciones posibles en la elección del inversor, se elegirá el modelo “Inverter CEC Database”, ya que será suficiente para el objetivo final del proyecto. Además, los otros escenarios, exceptuando “Inverter Datasheet” que será un modelo bastante más inexacto el cual permite introducir manualmente las características del inversor, todos los demás necesitarán de una base de datos previa que el usuario debe importar de alguna librería. No se precisa de dichas librerías, pues, aunque fueran útiles en este estudio, no se podría trabajar con las configuraciones restantes.

El inversor elegido para la simulación del caso base es concretamente el modelo INGECON SUN 500T U X480 de “Ingeteam Power Technology”. El inversor elegido tiene una potencia de 500kW. Asimismo, se presenta la ficha técnica mostrada en el anexo del proyecto.

Dado que quería simularse de antemano un caso base cercano a 1MW y la capacidad total en DC que ofrecen los 2 inversores elegidos, configuración que más se aproxima al valor deseado, es concretamente 1.045MW, la instalación se ajustará a ese valor de máxima potencia en CC disponible.

Como hipótesis se considerará que el inversor no mostrará dependencia alguna con la temperatura ambiente (no se tendrá en cuenta el “efecto derating”) y el modelo dispondrá de un solo MPPT, ver Figura 56.

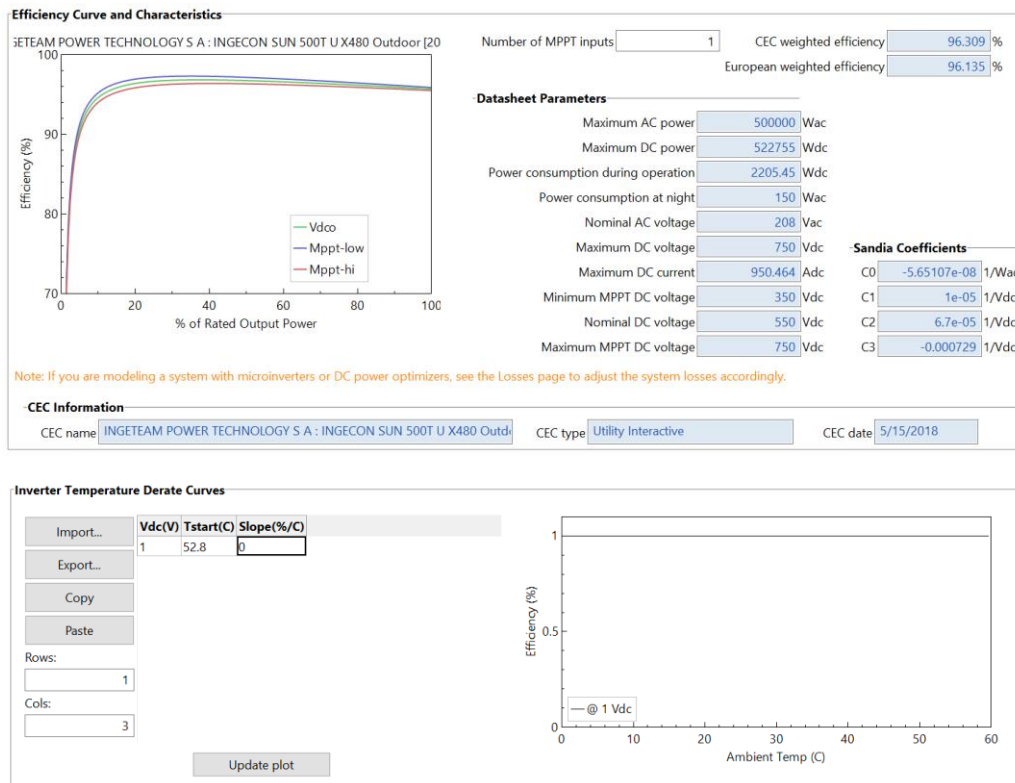


Figura 56. Características del inversor del caso base, “Inverter CEC Database”. Fuente: SAM

### 9.1.4 System Design

Tal como se explicó en capítulos anteriores, se tendrá disponible una configuración automática y otra manual. Para el caso base se procederá a realizar un diseño automático del sistema para poder comparar al final ambas configuraciones. La orientación de los paneles será fija y con una inclinación fijada por el programa.

Los valores que se puedan modificar se emplearán los que SAM proporciona por defecto y no se considerarán pérdidas por dispersión de parámetros en el campo fotovoltaico.

#### AC Sizing

Number of inverters:

DC to AC ratio:

Desired array size:  kWdc

Desired DC to AC Ratio:

Estimate Subarray 1 configuration

#### Sizing Summary

Total AC capacity	<input type="text" value="1,000.000"/> kWac	Total number of modules	<input type="text" value="3,410"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="1,045.511"/> kWdc	Total number of strings	<input type="text" value="341"/>
Nameplate DC capacity	<input type="text" value="1,044.551"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="5,561.7"/> m <sup>2</sup>

---

#### DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="10"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="341"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="3,410"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="642.0"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="547.0"/>			
<b>Tracking &amp; Orientation</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="margin-right: 20px;"> <p>Azimuth: N=0, W=270, E=90, S=180</p> <p>Tilt: 90° Vert., Horiz., or Seasonal Tilt</p> </div> <div> <p><input checked="" type="radio"/> Fixed</p> <p><input type="radio"/> 1 Axis</p> <p><input type="radio"/> 2 Axis</p> <p><input type="radio"/> Azimuth Axis</p> <p><input type="radio"/> Seasonal Tilt</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Tilt=latitude</p> <p>Tilt (deg): <input type="text" value="33"/></p> <p>Azimuth (deg): <input type="text" value="180"/></p> <p>Ground coverage ratio (GCR): <input type="text" value="0.3"/></p> <p>Tracker rotation limit (deg): <input type="text" value="45"/></p> <p>Backtracking <input type="checkbox"/> Enable</p> </div> </div>			
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.				

---

#### Electrical Sizing Information

Maximum DC voltage	<input type="text" value="750.0"/> Vdc	No system sizing messages.
Minimum MPPT voltage	<input type="text" value="350.0"/> Vdc	
Maximum MPPT voltage	<input type="text" value="750.0"/> Vdc	

Voltage and capacity ratings are at module reference conditions shown on the Module page.

---

#### Estimate of Overall Land Usage

Total module area	<input type="text" value="5,561.7"/> m <sup>2</sup>	SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m <sup>2</sup> = 0.0002471 acre).
Total land area	<input type="text" value="4.6"/> acres	

---

**PV Subarray Voltage Mismatch**

#### Subarray Voltage Mismatch Calculation

When subarrays have different orientations, modules in each subarray are exposed to different levels of solar radiation and wind speed, which results in different subarray cell temperatures and maximum power point voltages (Vmp). The voltage mismatch causes electrical losses and an inverter input voltage less than Vmp. By default, SAM estimates the inverter input voltage by averaging the subarray Vmp values.

If you are using the CEC or IEC 61853 module model, SAM can more accurately estimate the inverter input voltage. This option requires longer simulation times to calculate mismatch losses. This more accurate method generally results in lower system output than the default method. See Help for details.

Calculate maximum power voltage for array and associated losses due to subarray mismatch (CEC and IEC 61853 models only)

Figura 57. “System and design” caso base para la capacidad total e ILR deseados. Fuente: SAM

### 9.1.5 Shading and layout

En cuanto al sombreado y predisposición de sombras en el campo fotovoltaico será totalmente irrelevante en este primer proceso de cálculo. Se mantendrán los valores por defecto en aquellos que permitan ser modificados. Además, no se habilitará ninguna de opciones de sombreado disponibles ya que no es objeto de estudio de este proyecto.

**External Shading**

External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

**3D Shade Calculator**

Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

[Open 3D shade calculator...](#)

**Shade Loss Tables**

Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

**Subarray 1**

[Edit shading...](#)

**Subarray 2**

[Edit shading...](#)

**Subarray 3**

[Edit shading...](#)

**Subarray 4**

[Edit shading...](#)

---

**Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers**

Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading: None None None None

---

**Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules**

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Number of modules along side of row	2	2	2	2
Number of modules along bottom of row	7	9	9	9

**Calculated Layout Parameters**

Number of rows	243,571	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	3,410	0	0	0
Length of side (m)	3,33029	3,33029	3,33029	3,33029
GCR from System Design page	0.3	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	11,101	11,101	11,101	11,101

Module aspect ratio: 1.7

Module length: 1.66514 m

Module width: 0.979496 m

Module area: 1.631 m<sup>2</sup>

---

**Snow Losses**

Snow losses are caused by snow covering the array. When your weather file includes snow depth data, SAM can estimate losses due to snow. Losses are calculated for each subarray.

Estimate losses from snow coverage

Figura 58. “Shading and layout” caso base. Fuente: SAM

### 9.1.6 Losses

Se mantendrán las pérdidas por defecto que el programa ofrece de primera mano. Dichas pérdidas son las correspondientes a un sistema con “Inversores centrales”, una de las tres configuraciones disponibles en la hoja de datos tal como se explicó en capítulos anteriores.

En posteriores simulaciones se procederá a variar cada uno de los valores de estas pérdidas para analizar el efecto que tendrá en la producción. Ver Figura 59.

**Irradiance Losses**  
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>	<input type="text" value="Edit values..."/>
Average annual soiling loss	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="5"/>

**Bifacial modules only**  
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)

	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
--	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------------------------------

**DC Losses**  
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

Module mismatch (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Diodes and connections (%)	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>	<input type="text" value="0.5"/>
DC wiring (%)	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>	<input type="text" value="2"/>
Tracking error (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
Nameplate (%)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>
DC power optimizer loss (%)	<input type="text" value="0"/>	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>	<input type="text" value="4.440"/>

Total DC power loss = 100% \* ( 1 - the product of ( 1 - loss/100% ) )

**Default DC Losses**  
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for:  Central inverters  Microinverters  DC optimizers

**AC Losses**  
AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring  %

**Transformer Losses**  
The transformer loss model is intended for distribution or substation transformers in large PV systems. Losses apply to the electrical output of the inverter and assume a power factor of 1. The transformer capacity is equal to the total inverter AC power rating.

Transformer no load loss  %      Transformer load loss  %

**Transmission Losses**  
Transmission losses apply to the system generated power output.

Transmission loss  %

**Curtailment and Availability**  
Curtailment and availability losses reduce the system output to represent system outages or other events. Curtailment and availability losses may be applied either on the DC or AC side of the system.

<p><b>DC Losses</b></p> <p><input type="text" value="Edit losses..."/> Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None</p>	<p><b>AC Losses</b></p> <p><input type="text" value="Edit losses..."/> Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None</p>
--	--

Figura 59. “Losses” en el caso base. Fuente: SAM.

### 9.1.7 Principales resultados de la simulación

Una vez simulado cada uno de las configuraciones disponibles explicadas y detalladas en los apartados anteriores, se procede a graficar y plasmar los resultados obtenidos en la simulación.

De forma muy general, un resumen de los parámetros más importantes obtenidos en los cálculos son los siguientes mostrados en la Tabla 17. Dichos parámetros serán mostrados en cada unas de las futuras simulaciones llevadas a cabo ya que ofrecen al usuario la posibilidad de juzgar los resultados obtenidos sin entrar en mucho detalle. Estos valores proporcionados en la tabla por SAM serán todos anuales.

No obstante, no será ahora en el caso base, pero si en posteriores simulaciones, se estudiará con más detalle el efecto de determinados factores y variables en el sistema para poder analizar la sensibilidad final en la producción.

	ANNUAL ENERGY (kWh)		Capacity factor (%)	Energy yield (kWh/kW)	Performance ratio
<i>SIMPLE EFFICIENCY</i>	1,783,565 kWh	0%	19.50%	1,705 kWh/kW	0.81
<i>SANDIA</i>	1,754,509 kWh	-1.63%	19.50%	1,681 kWh/kW	0.8
<i>CEC DATABASE</i>	1,715,382 kWh	-3.82%	18.80%	1,643 kWh/kW	0.78
<i>CEC SPECIFICATIONS</i>	1,716,388 kWh	-3.77%	18.80%	1,643 kWh/kW	0.78
<i>PVWATTS</i>	1,651,417 kWh	-7.41%	18.00%	1,580 kWh/kW	-
<i>ESTIMACIÓN</i>	1,487,557 kWh	-16.6%	-	-	0.78

Tabla 17 Resumen de los parámetros y resultados más importantes de una instalación fotovoltaica para el caso base. *Fuente: SAM*

En la tabla superior se puede observar como el modelo “Simple Efficiency Module Model” será la configuración más optimista desde el punto de vista de la producción, y por tanto tendrá los parámetros y resultados más favorables. En el caso del modelo “PVWatts” ocurrirá todo lo contrario, serán resultados más prudentes, es algo que ya se podía deducir de antemano basándose en las definiciones de los modelos. Asimismo, la estimación realizada mediante la ecuación (113), tan solo tendrá un 15% de error respecto al máximo obtenido, nada mal para tratarse de un proceso de cálculo instantáneo y además siempre ofrecerá resultados que se posicionarán con un margen de seguridad para no sobredimensionar el sistema.

En cuanto a los parámetros obtenidos en el caso base, se encuentran dentro de los rangos estudiados en apartados anteriores.

Cabe destacar que para el modelo “PVWatts” no se puede obtener un PR ya que no es posible dadas las hipótesis que se realizan dentro de la configuración y los datos disponibles dentro de la misma.

#### Producción mensual de energía

En la Figura 60, se muestra de forma gráfica la producción mensual de energía para cada uno de los modelos. Con esto se puede aclarar lo explicado con la tabla anterior, y es que se puede observar como las configuraciones “Simple Efficiency Module Model” y “PVWatts” establecerán los límites de producción superior e inferior. También se puede ver como en los meses de verano los valores obtenidos de la producción en cada uno de los modelos difieren más entre ellos, debido principalmente a las condiciones ambientales a las que se ven sometidos.

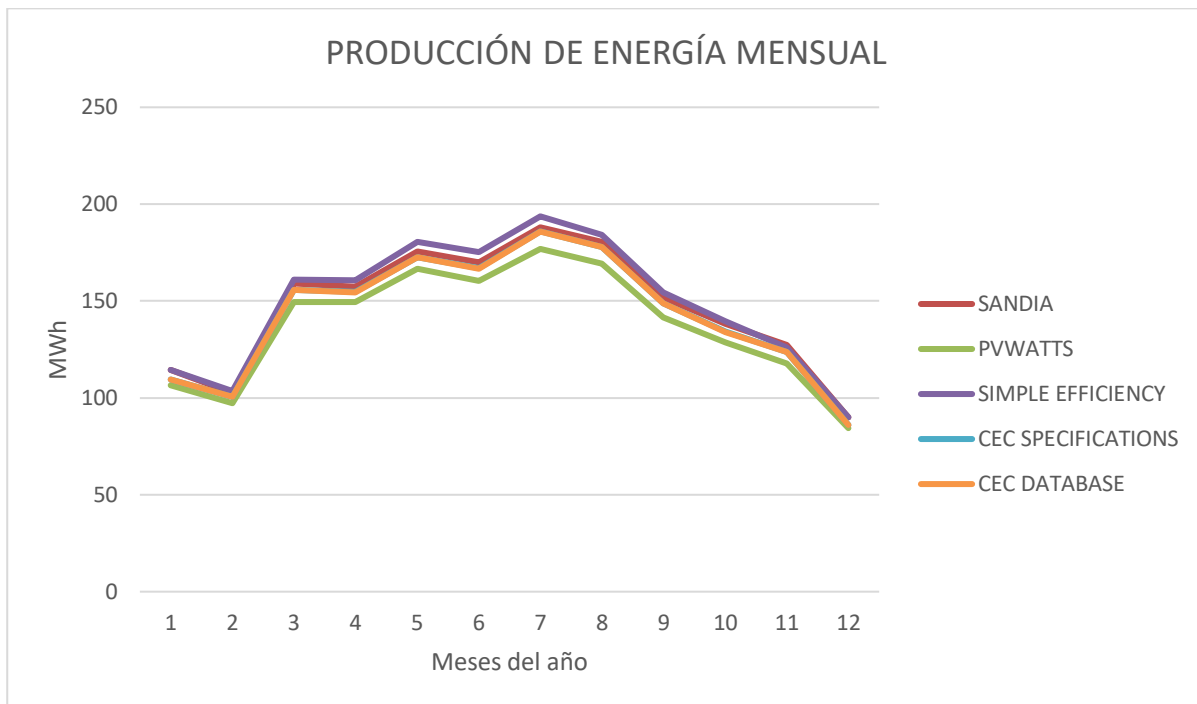


Figura 60. Producción de energía mensual para el caso base. Fuente: Elaboración propia con resultados de SAM.

### Diagrama de pérdidas

Para las pérdidas del sistema SAM ofrece multitud de formas de obtener los resultados, entre ellas una representación de las pérdidas en un diagrama de Sankey (Figura 61). En él se puede observar con bastante claridad las pérdidas que afectarán al sistema. El diagrama mostrado pertenece al modelo “Simple efficiency module model”, cada configuración tendrá un diagrama equivalente para los datos correspondientes. A continuación, en la Tabla 18, se compara el valor de aquellas pérdidas que varían para cada uno de los modelos, es decir, las pérdidas que no aparezcan en dicha tabla tomarán los mismos valores para todos los modelos según lo simulado.

Muchas de las pérdidas tomarán valores nulos dadas las hipótesis llevadas a cabo. Más adelante se estudiará con detenimiento estas pérdidas y el efecto que podrían llegar a tener en el sistema una variación premeditada de las mismas.

	IAM Losses	DC Module modeled losses	AC inverter power consumption loss	AC inverter night tare loss	AC inverter efficiency loss
Sandia	2.53571%	4.99453 %	0.501746 %	0.0797096 %	3.0813 %
Simple efficiency	0%	6.0215 %	0.486177 %	0.0783142 %	3.19776 %
CEC Specifications	2.81667%	6.84987 %	0.52189 %	0.08146 %	3.08375 %
CEC Database	2.81667%	6.84405 %	0.522442 %	0.0815078 %	3.0831 %

Tabla 18 Comparación de las pérdidas que difieren de cada uno de los modelos. *Fuente: Elaboración propia.*

Cabe destacar que el modelo “Simple efficiency module model” no tendrá pérdidas por el efecto del AIM.

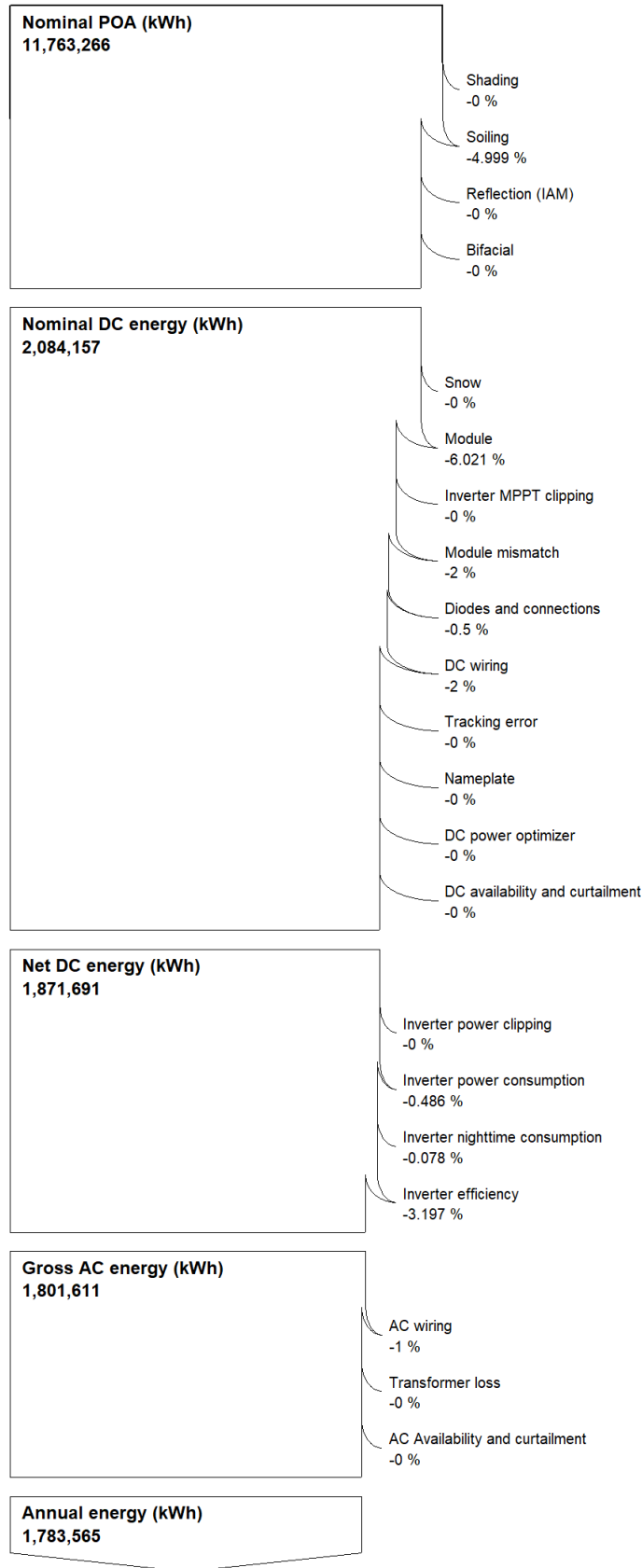


Figura 61. Diagrama de Sankey del modelo “Simple efficiency module model”. Fuente: SAM.

Reducción de emisiones



Tal como se explicó con anterioridad, el impacto que podría llegar a tener la energía fotovoltaica en la reducción de emisiones podría ser determinante. A continuación, se mostrará la reducción de efectos de gases invernadero que se obtendría en la planta simulada en SAM con los valores de conversión mostrados en el capítulo 8 del documento

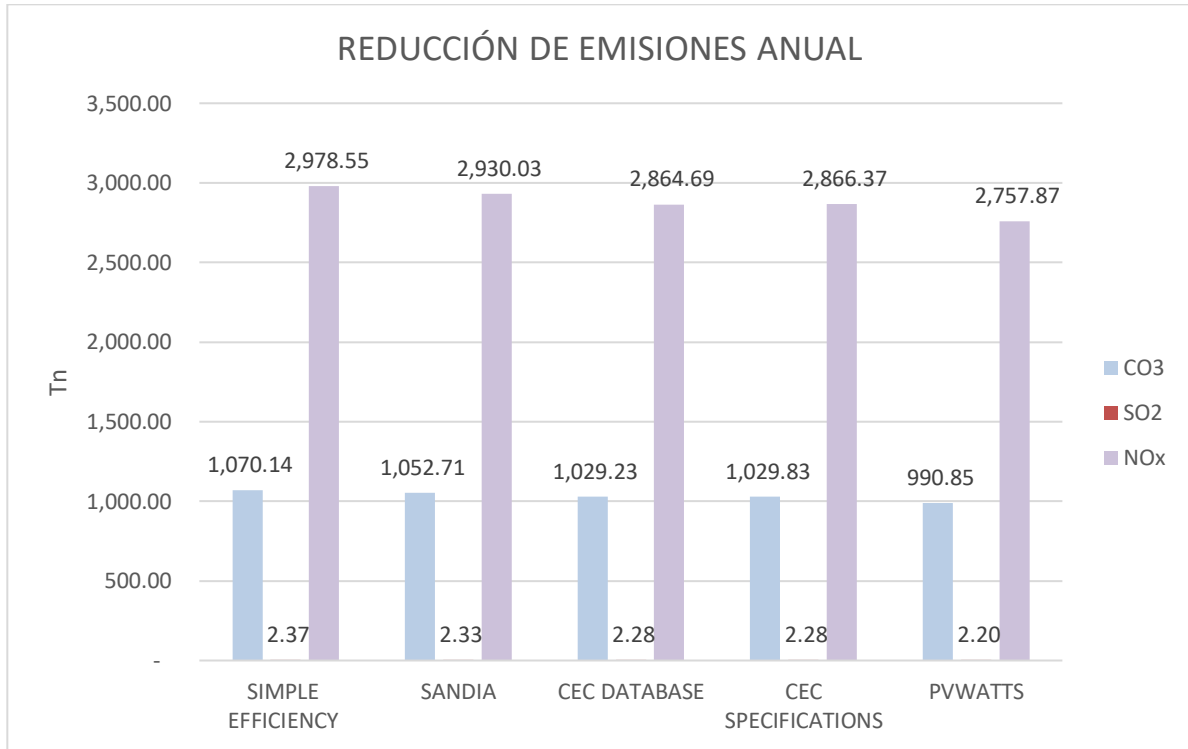


Figura 62. Reducción de gases de efecto invernadero para el caso base. Fuente: Elaboración propia.

El objetivo de esta gráfica, ver Figura 62 es mostrar al lector el peso de las energías renovables en la reducción de emisiones. No obstante, dada la similitud que se presentará en todos los casos, una representación será más que suficiente a lo largo del proyecto.

## 9.2 Valoración climática

Tal como ya se ha mencionado, las condiciones climáticas a las que estará sometido el sistema fotovoltaico jugarán un papel fundamental en los resultados obtenidos. Los parámetros a analizar en este capítulo, parámetros con mayor peso en la producción final del software, serán los siguientes: la irradiancia (radiación directa, difusa y global), la temperatura ambiente, la velocidad del viento y el AM, el cual se modificará de forma indirecta cómo se detallará más adelante.

Cabe destacar que SAM no permite al usuario realizar variaciones porcentuales directas de estos parámetros a su antojo, es decir, la planta se simulará para un emplazamiento de datos invariables. No obstante, realizando unas cuantas modificaciones sobre las hojas de cálculo de los archivos climáticos y ajustándolas al formato adecuado, se podrá simular un sistema con datos meteorológicos ficticios.

Además, mencionar que SAM tiene un apartado dedicado a “Análisis paramétricos”. De primera mano esto podría haber facilitado y agilizado los cálculos del proyecto, pero, sin embargo, se ha observado que los resultados obtenidos muchas veces son erróneos y no se interpretan tal y cómo deberían. A continuación, se comentará los problemas que se han ido obteniendo a lo largo del proyecto con el uso de esta herramienta:

- A pesar de que permite al usuario realizar simulaciones simultáneas en función a las entradas deseadas por el usuario, SAM limita esas entradas en la mayoría de sus apartados. Es decir, las entradas disponibles en las simulaciones estándares no se corresponden con las que se encuentran en el análisis paramétrico, muchas variables, e incluso apartados, no llegan ni a aparecer.
- Cuando se trata de elegir una configuración de los paneles fotovoltaicos ofrecida por SAM este lo ignora o no lo tiene en cuenta. Por ejemplo, en este apartado del proyecto en el cual se va a estudiar la influencia de las variables climáticas sobre cada uno de los parámetros más importantes y a su vez con las configuraciones posibles, habría sido de utilidad que el análisis paramétrico tuviese un correcto funcionamiento. Y es que para una simulación en la cual las entradas son “el archivo climático” (con las respectivas variaciones porcentuales) y “el modelo del panel fotovoltaico”, SAM ignora la segunda y toma por defecto el modelo “CEC Module Model”.
- Asimismo, las salidas disponibles en el “análisis paramétrico” tampoco se corresponden con las salidas de los resultados obtenidos tras realizar una simulación estándar.

Por todo lo comentado anteriormente, se ha decidido realizar manualmente uno a uno todas las simulaciones necesarias para comparar la influencia de los parámetros climáticos sobre cada una de las configuraciones disponibles. No obstante, dado que se trata de una tarea bastante tediosa e innecesaria en muchos de los casos, tan sólo se recogerán los resultados obtenidos en las configuraciones para las salidas de “Energía anual producida” y “Pérdidas del módulo modeladas”.

Sin embargo, tal cómo se comentó en el caso base, si se realizará un estudio exhaustivo para el modelo “CEC Module Model”, recogiendo los parámetros y datos que se crea conveniente para que pueda reflejarse con claridad el efecto de las variables climáticas sobre SAM. Por tanto, para cada apartado se compararán esas dos salidas mencionadas anteriormente para cada uno de las configuraciones, además de los resultados restantes que se estime oportuno para el modelo “CEC Module Model”.

Una vez estudiado el caso base, el cual es simulado para los datos meteorológicos ya indicados y constantes, se procede a realizar un análisis del efecto de una variación porcentual de hasta un +/-35% en cada uno de estos parámetros para observar el peso que podrían llegar a tener en la producción y en otras muchas variables.

### 9.2.1 Variación en la velocidad del viento

El efecto de la velocidad del viento, tal cómo se explicó anteriormente, tendrá una relevancia que será estudiada a continuación con más detalle. Un aumento de la velocidad del viento, por el efecto convectivo del aire sobre la superficie del módulo, se verá reflejado en una disminución de la temperatura del mismo; aproximándose a la temperatura ambiente a medida que aumente la velocidad del viento, dado que el efecto convectivo será mayor y el aire se encuentra aproximadamente a la temperatura ambiente.

Teniendo en cuenta lo anterior, en las Figura 63 y Figura 64 se puede ver cómo un aumento de la velocidad del viento estará ligado a un aumento de la producción y de su PR, dónde los resultados obtenidos en ambos casos serán casi idénticos. Es decir, un aumento de la velocidad implicará una mejora en la calidad de captación y producción proporcionales. Como dato significativo, tratando de establecer unos órdenes de magnitud, al variar un 20% la velocidad (3.72 m/s) se obtiene un aumento de la producción del 0.52% (“CEC Module Model”). Por otra parte, en la Figura 63 se puede observar cómo la velocidad del viento tendrá un mayor peso en la producción de energía anual para el modelo “CEC Module Model”, mientras, las configuraciones restantes tendrán comportamientos análogos, lo que tiene sentido dado que ambos modelos emplean el mismo algoritmo para corregir la temperatura (Sandia Cell Temperature Model).

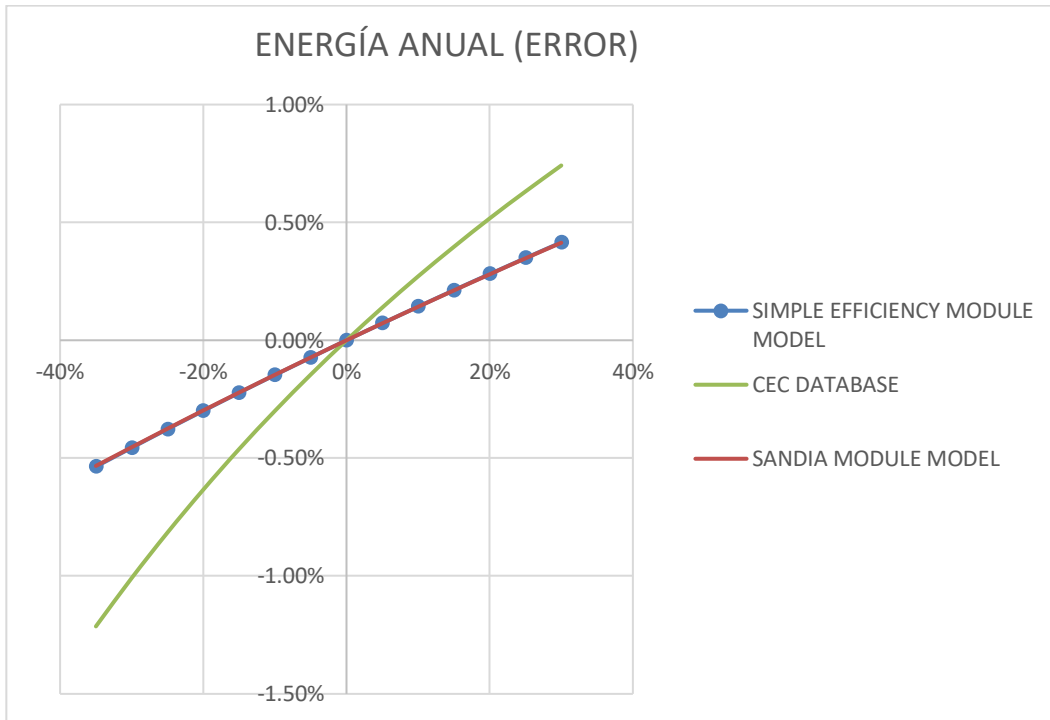


Figura 63. Variación de la energía anual producida de todas las configuraciones posibles tras realizar una variación porcentual de la velocidad del viento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

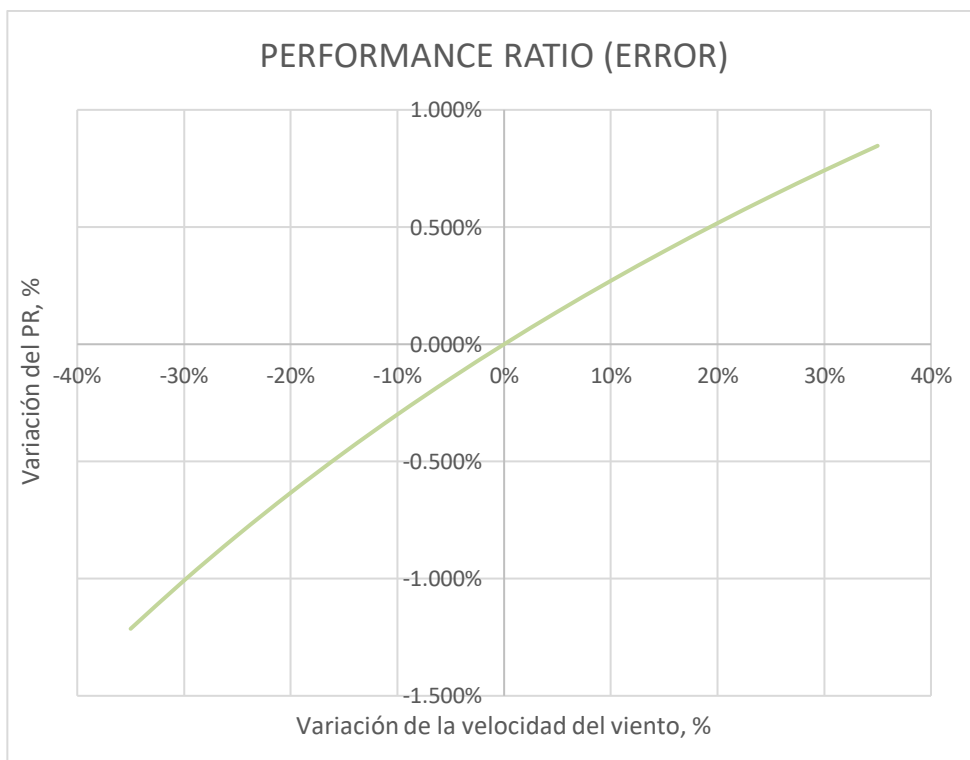


Figura 64. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la velocidad del viento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

En las figuras Figura 65 y Figura 66, se puede observar cómo incrementando la temperatura del viento

efectivamente implicará una disminución en la temperatura del módulo. Asimismo, el efecto que tendrá esta variación tendrá más peso en invierno que en verano, ver Figura 67, al poderse disipar esa energía térmica con más facilidad en invierno.

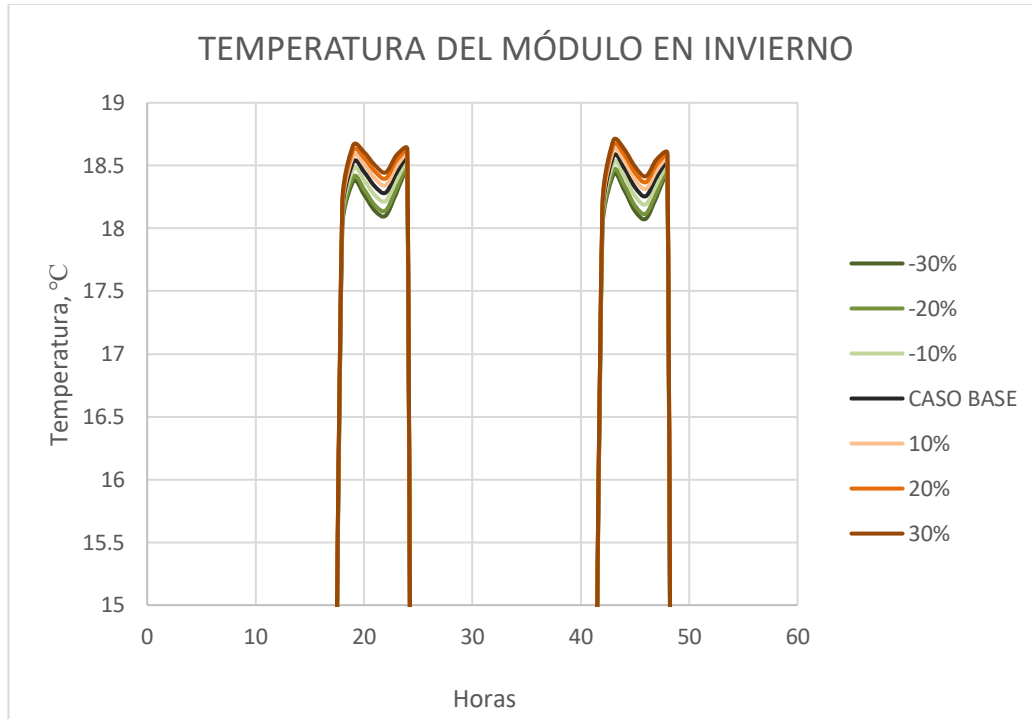


Figura 65. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

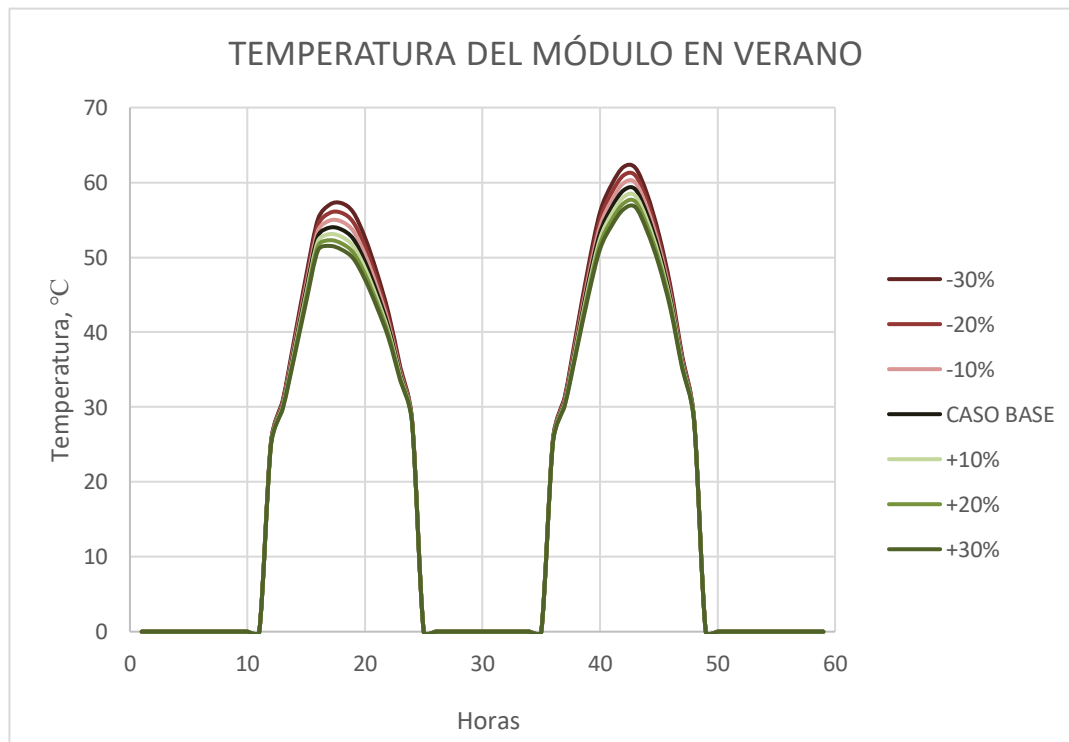


Figura 66. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

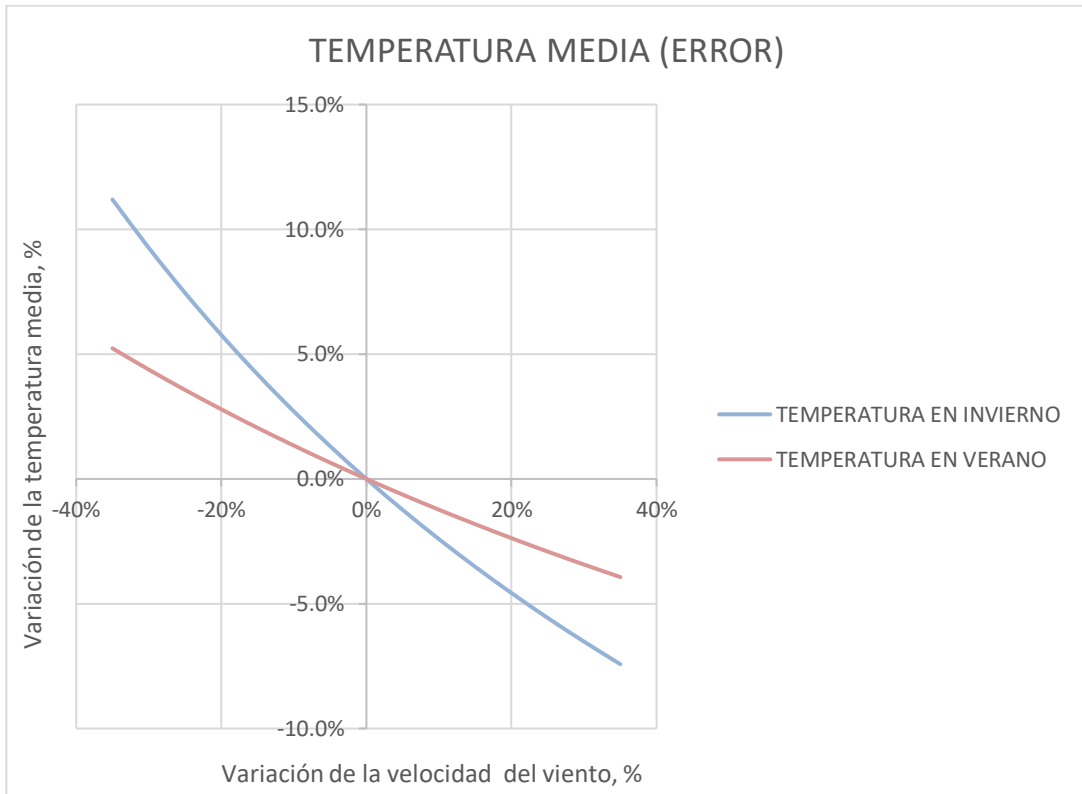


Figura 67. Temperatura media del módulo en invierno vs temperatura media del módulo en verano, tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

En el caso del rendimiento, ver Figura 68 y Figura 69, se obtendrá resultados análogos a los obtenidos para la temperatura. Al igual que antes, en invierno el rendimiento medio del módulo sufrirá mayores alteraciones, ver.Figura 70 Podría destacarse que los resultados obtenidos son coherentes, dado que al reducirse la temperatura de la célula las pérdidas térmicas se verán reducidas, y con ello, la eficiencia del módulo mejorará.

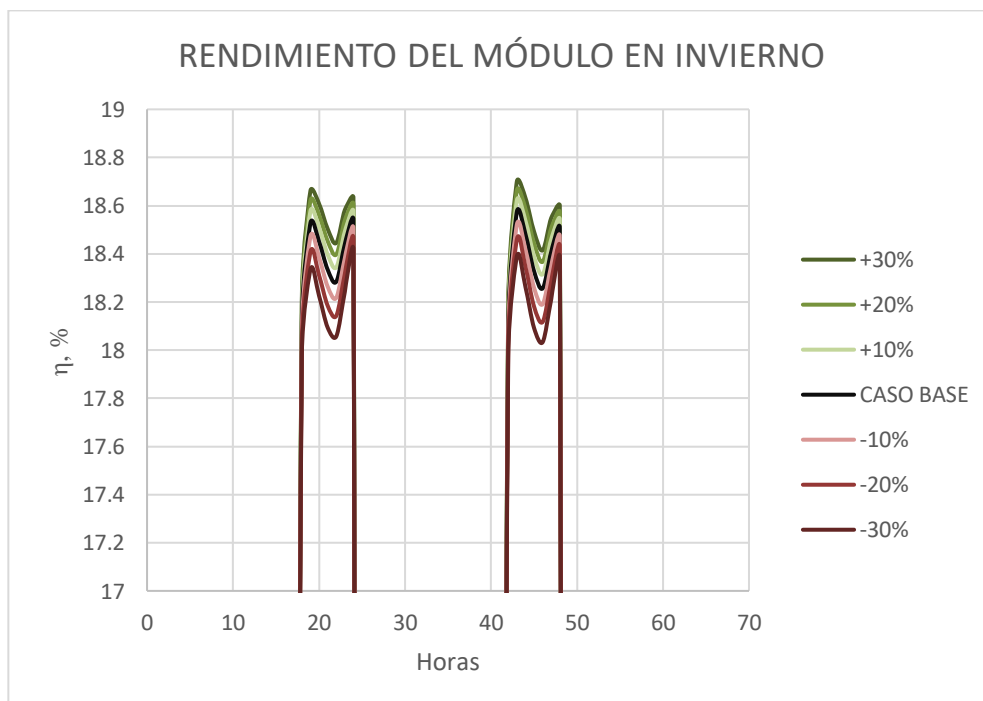


Figura 68. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

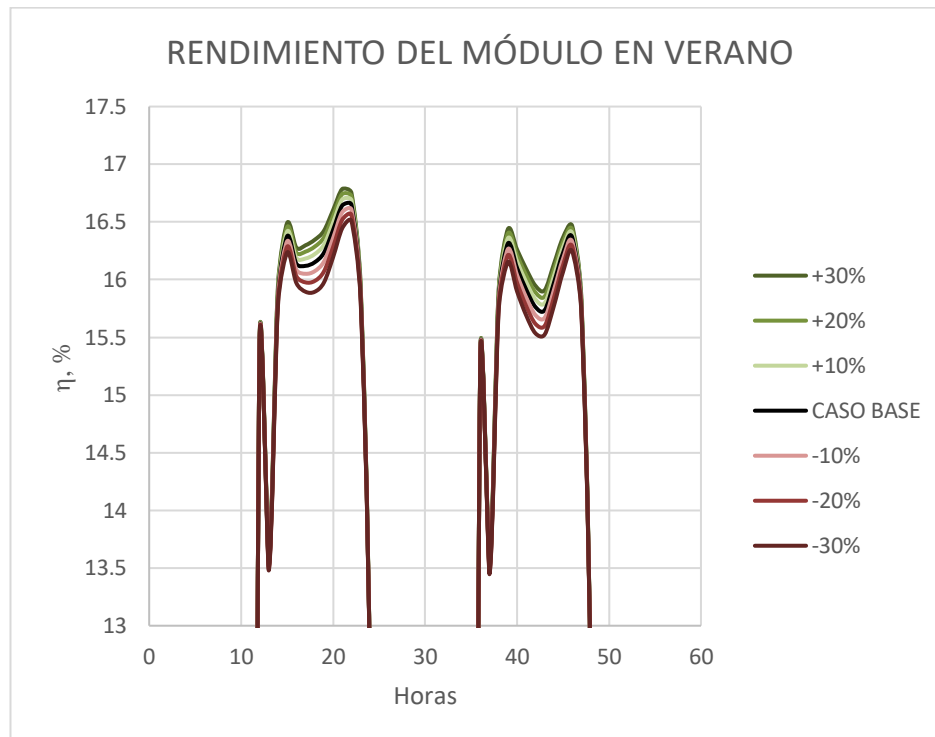


Figura 69. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

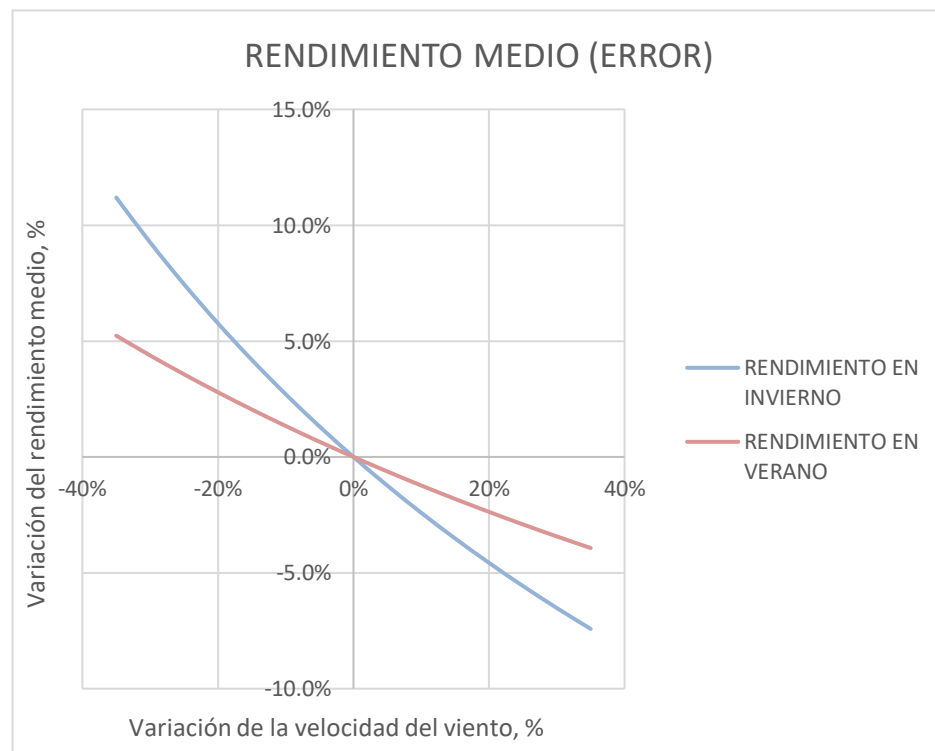


Figura 70. Rendimiento medio del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

Finalmente, sabiendo de antemano que las pérdidas deberán reducirse al aumentar la velocidad, ver Figura 71, podría resaltar el hecho de que aumentarla en hasta un 20% podría reducir las pérdidas un 7%. Este hecho no solo afectaría directamente en la producción, sino, además, en la integridad física de los dispositivos

fotovoltaicos que se vean afectados por las altas temperaturas. Esto se traduciría, en este caso en particular, en un considerable aumento de la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Realizando una comparación de las configuraciones se obtiene para “CEC Module Model” resultados coherentes, acordes a lo obtenido en la producción de energía. No obstante, para las configuraciones resultantes, teniendo en cuenta que en la producción de energía se mantuvo el mismo comportamiento, se obtienen resultados confusos dado que en el modelo “Sandia Module Model” tras una variación en la velocidad del viento tendrá un mayor peso en las pérdidas que en el modelo “Simple Efficiency Module Model” y esto debería verse reflejado de alguna forma en la producción de energía.

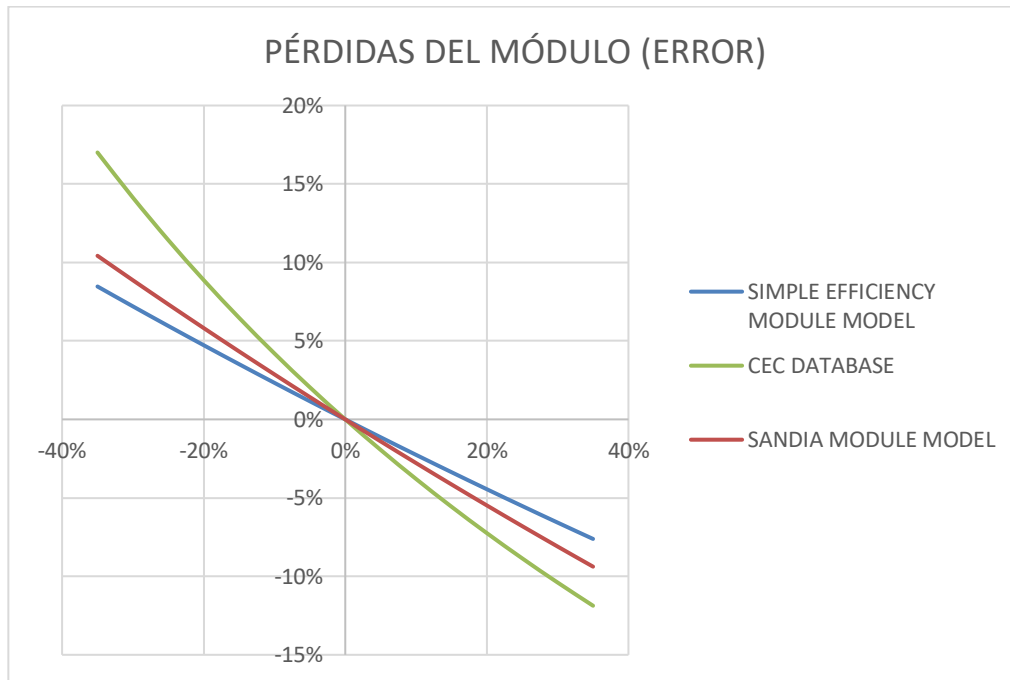


Figura 71. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento.

*Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

### Conclusiones

- Aunque se traten de pequeñas variaciones respecto a sus valores en el caso base, estas variaciones podrían traducirse en algunos grados que, a la larga, tal como se ha explicado anteriormente, podría llegar a marcar la diferencia para que una instalación pudiese llegar a ser rentable o no.
- Un aumento en la velocidad del viento podría llegar a necesitar una configuración de montaje distinta a la previamente establecida, esto SAM no lo contemplará. El usuario deberá decidir por su cuenta que configuración será adecuada para las velocidades del viento recogidas en el emplazamiento.
- La temperatura a la que trabaja el inversor, tal y como se comentará en su respectivo apartado, no sufrirá ningún tipo de alteración tras una variación en la velocidad del viento. En el caso de que el inversor se encontrase expuesto en el exterior debería considerarse dicho efecto del aire, ya que supondría una merma del “efecto derating” y un aumento en la producción.
- El hecho de reducir las pérdidas por efecto de la velocidad del aire no se verá reflejado en SAM en la vida útil de los dispositivos involucrados.
- Tras obtener un resultado idéntico en la producción de energía anual para los modelos de “Sandia Module Model” y “Simple Efficiency Module Model” se obtienen resultados dispares para las pérdidas del módulo, esto debería verse reflejado en la producción de energía. Es probable que las pérdidas en ambas configuraciones no se modelen de la misma manera, de ahí las incongruencias.

### 9.2.2 Variación de la temperatura ambiente

Analizando de la misma forma que la velocidad del viento, al aumentar la temperatura ambiente del emplazamiento la temperatura del módulo fotovoltaico aumentará y con ello las pérdidas térmicas del mismo, pérdidas que se traducen en un aumento de las pérdidas totales en el caso de SAM. Cabe mencionar que, tal como se comentó en el “caso base”, el “efecto derating” se ha anulado, quitando toda dependencia del inversor con la temperatura, para que los resultados obtenidos ofrezcan cierta claridad en su análisis.

Comenzando con las Figura 72 y Figura 74, energía anual producida y performance ratio de la planta, se puede observar que al igual que antes ambas gráficas serán prácticamente idénticas lo que implica que la temperatura ambiente afectará directamente en la calidad de captación y producción del sistema, al igual que la velocidad del viento. Haciendo una comparación, la temperatura ambiente tendrá un mayor peso en la producción que la velocidad del viento, obteniéndose hasta un 1.9% más de producción al reducirse en un 20% la temperatura (14.72°C, “CEC Module Model”). Atendiendo a la comparación entre las configuraciones, mencionar que todas mantienen el mismo comportamiento.

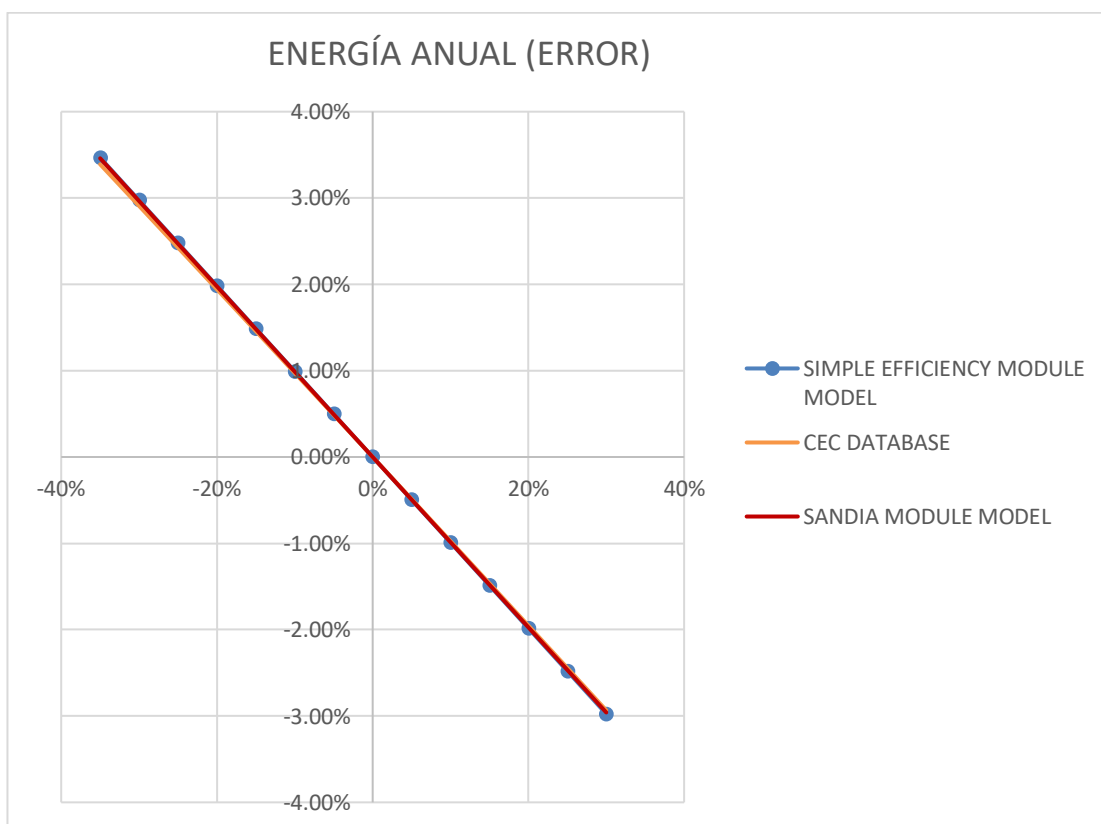


Figura 72. Variación de la energía anual producida de todas las configuraciones posibles tras realizar una variación porcentual de la temperatura ambiente. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*



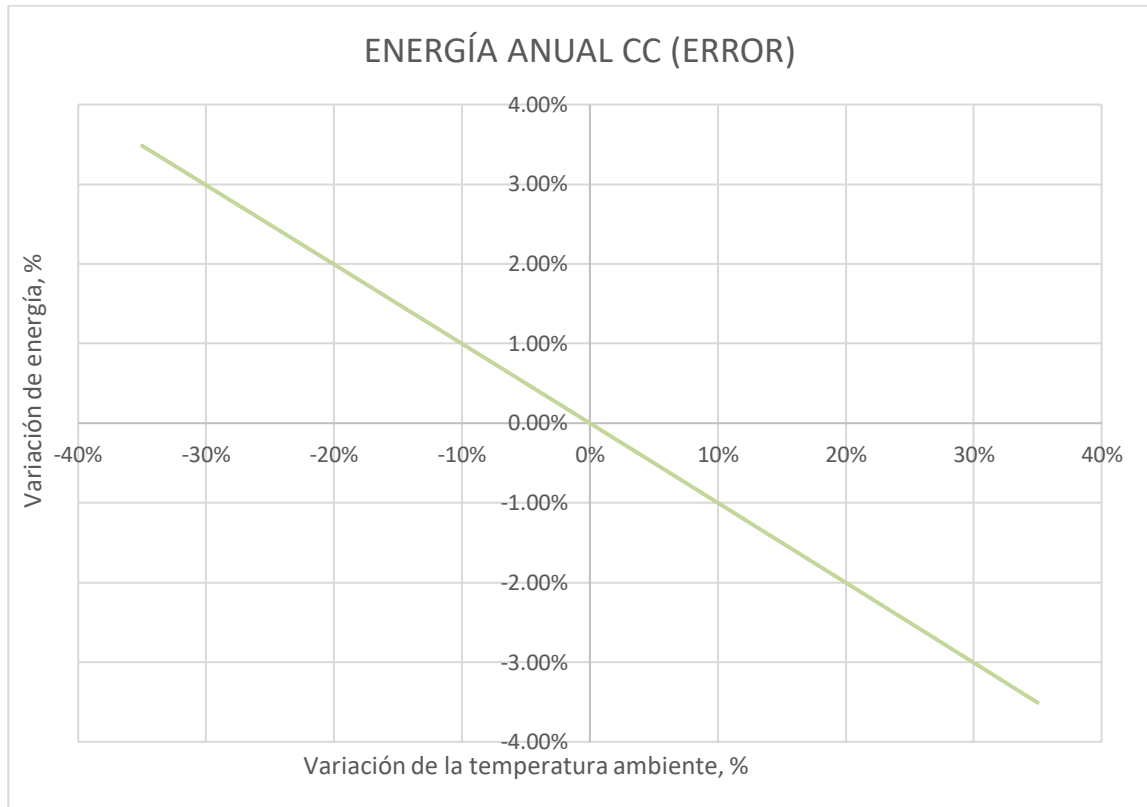


Figura 73. Variación de la energía anual producida en CC tras realizar una variación porcentual de la temperatura ambiente. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

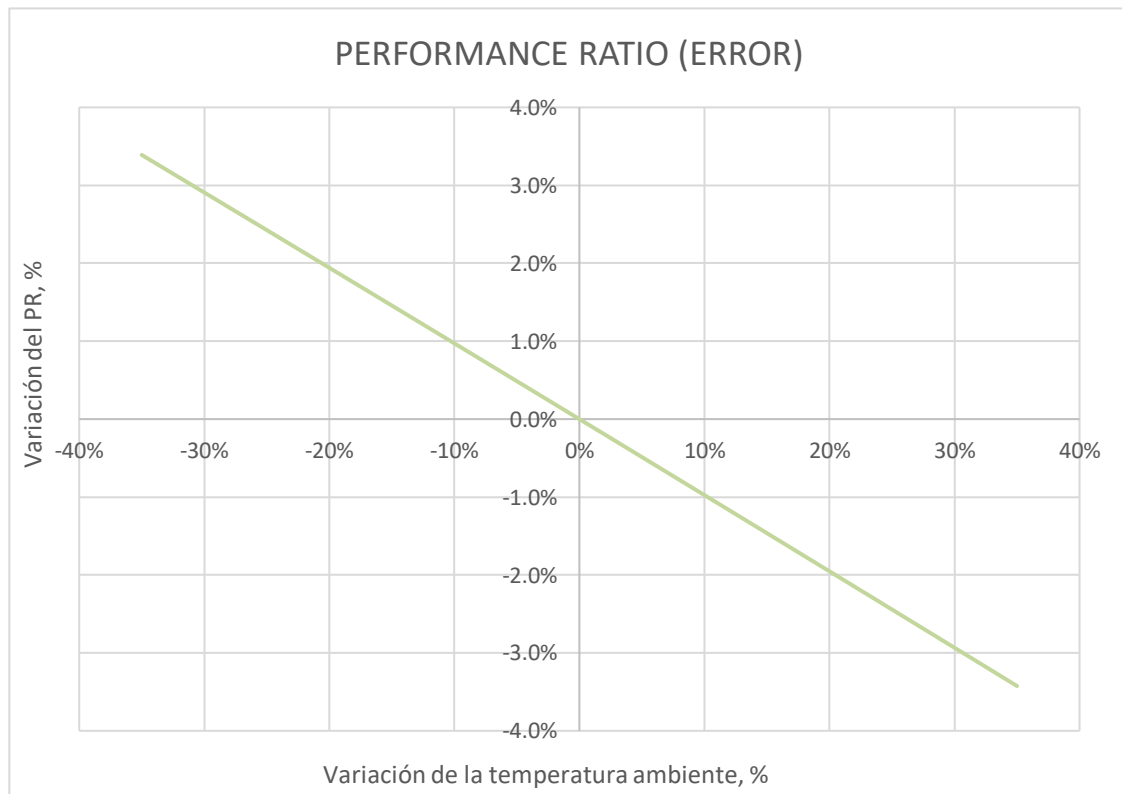


Figura 74. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la velocidad del viento. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

En cuanto a la temperatura del módulo fotovoltaico, ver Figura 75 y Figura 76, se observa que aumentando la temperatura ambiente dicha temperatura también aumentará, obteniéndose valores cercanos a los 70°C para una temperatura media de 24.435°C. Además, en la Figura 77, se puede ver que un aumento en la temperatura ambiente en verano tendrá más trascendencia que en invierno.

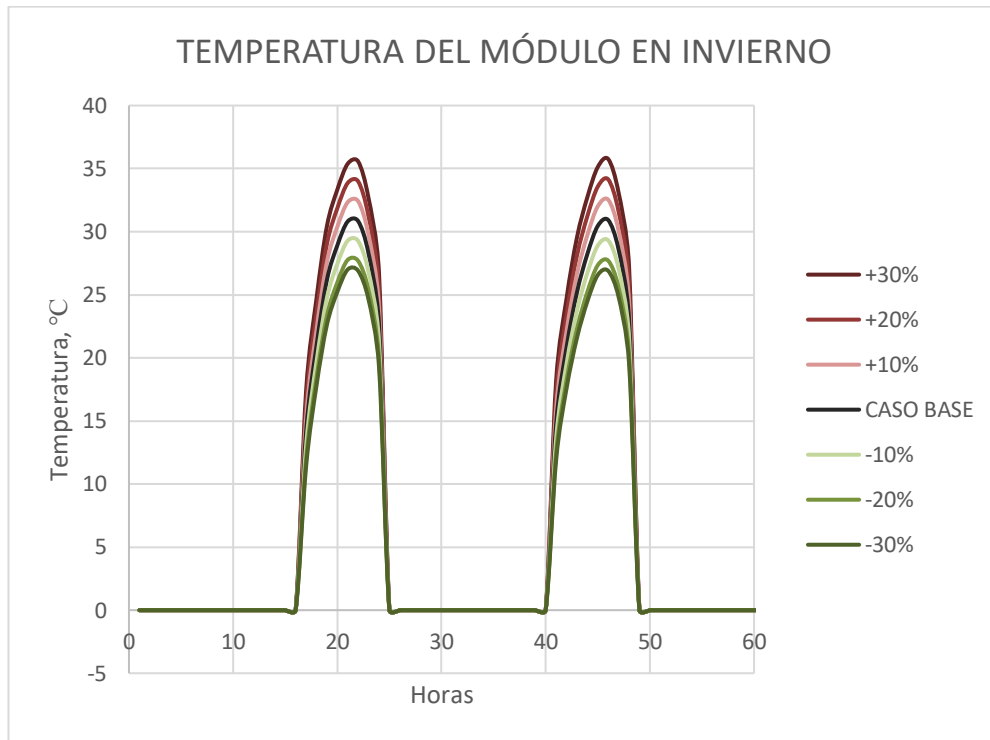


Figura 75. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la temperatura ambiente. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM

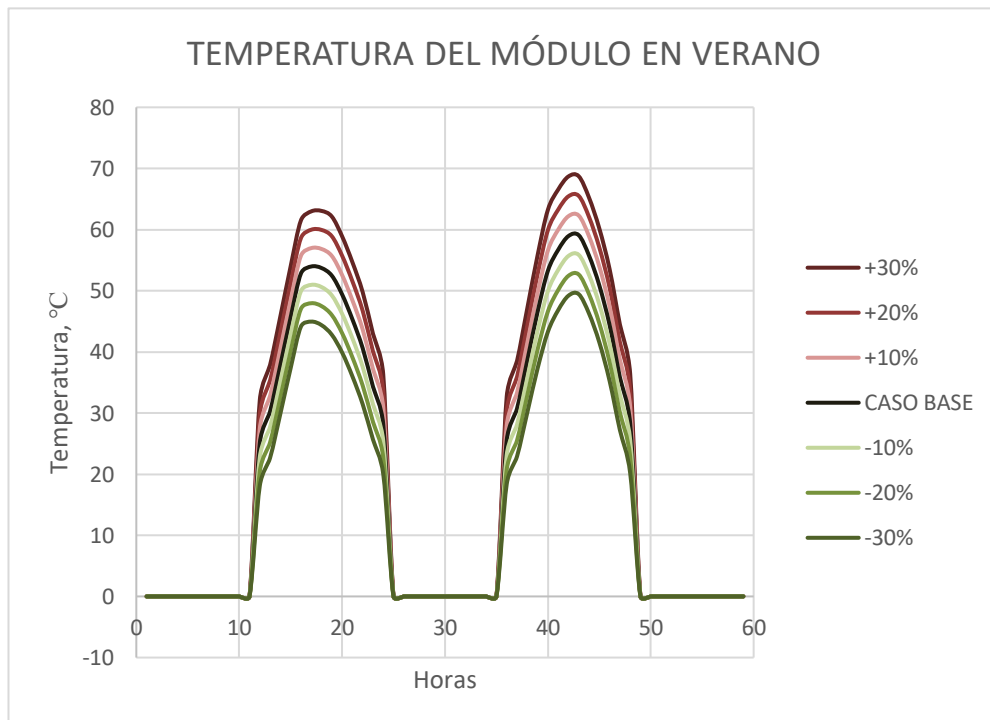


Figura 76. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la temperatura ambiente. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM

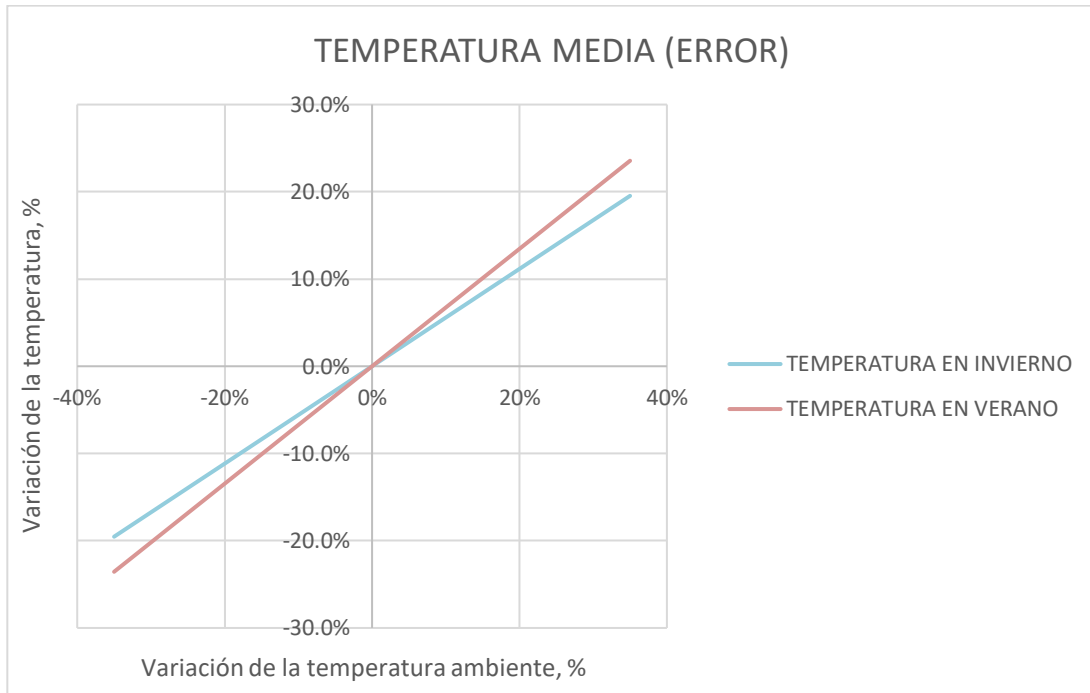


Figura 77. Temperatura media del módulo en invierno vs temperatura media del módulo en verano, tras una variación de la temperatura ambiente. Fuente: *Elaboración propia*.

En un emplazamiento donde la temperatura ambiente sea menor, para el mismo nivel de radiación, la eficiencia del módulo fotovoltaico mejorará, Figura 78 y Figura 79. Mejorará hasta tal punto que los valores obtenidos en invierno se acercan bastante al valor nominal de la eficiencia del módulo. Y observando la Figura 80, los resultados obtenidos serán consecuencia directa de la temperatura y, por consiguiente, se obtendrán resultados equivalentes; es decir, la eficiencia sufrirá mayores variaciones en verano.

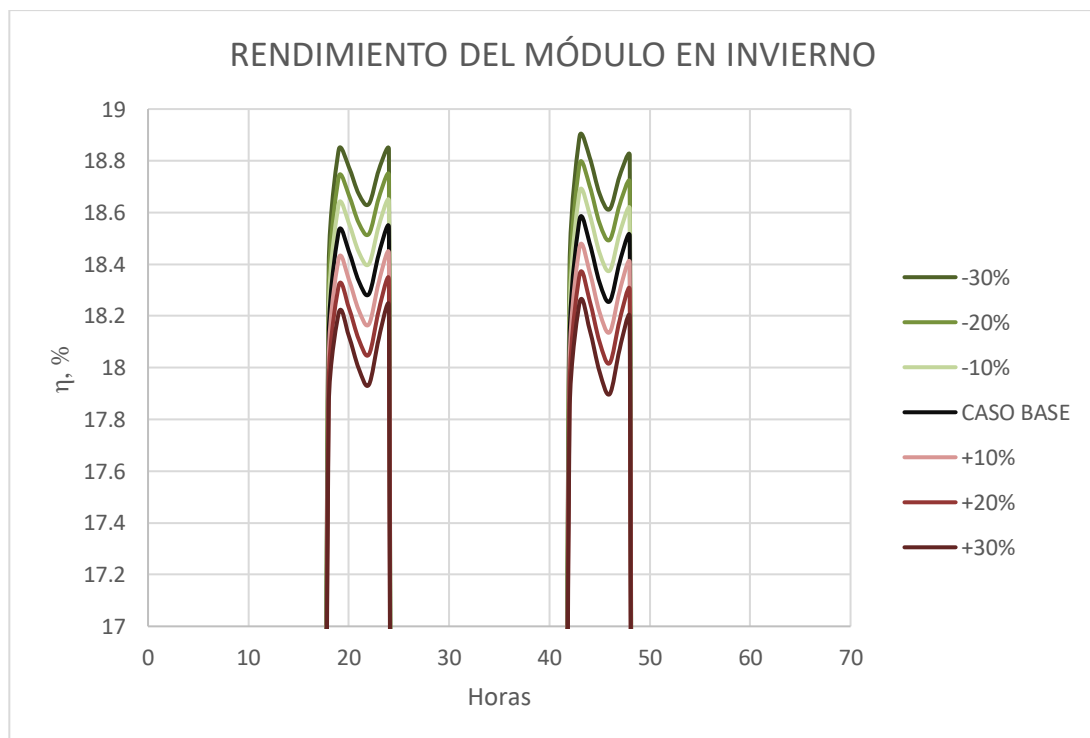


Figura 78. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la temperatura ambiente. Fuente: *Elaboración propia*.

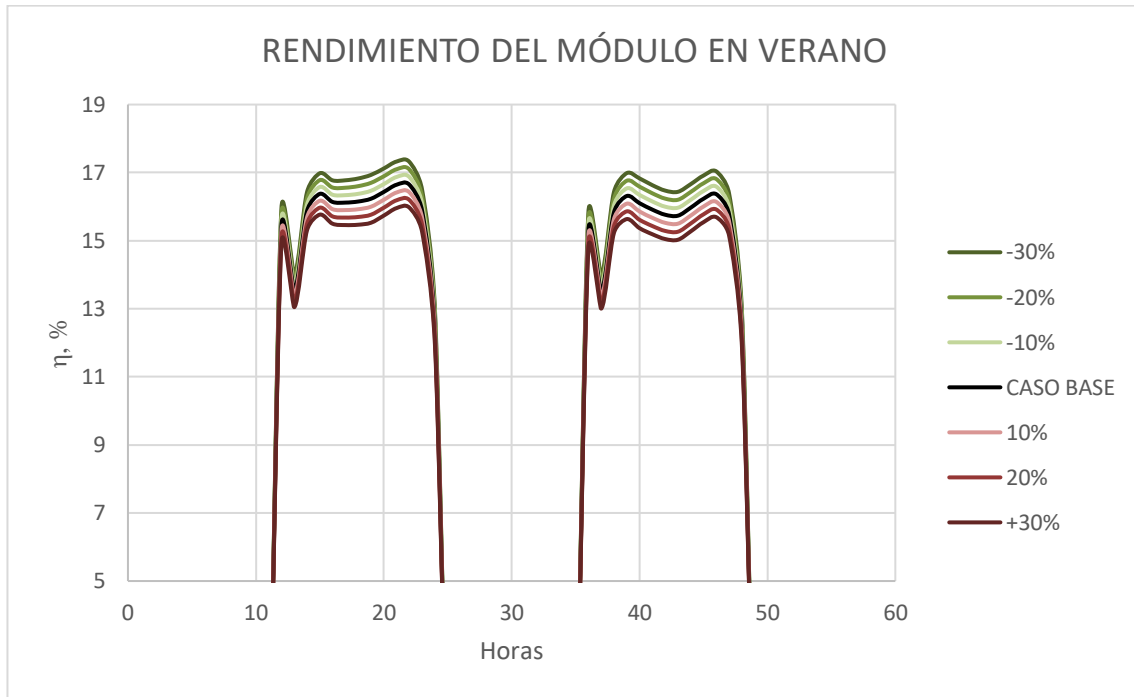


Figura 79. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la temperatura ambiente. Fuente: Elaboración propia.

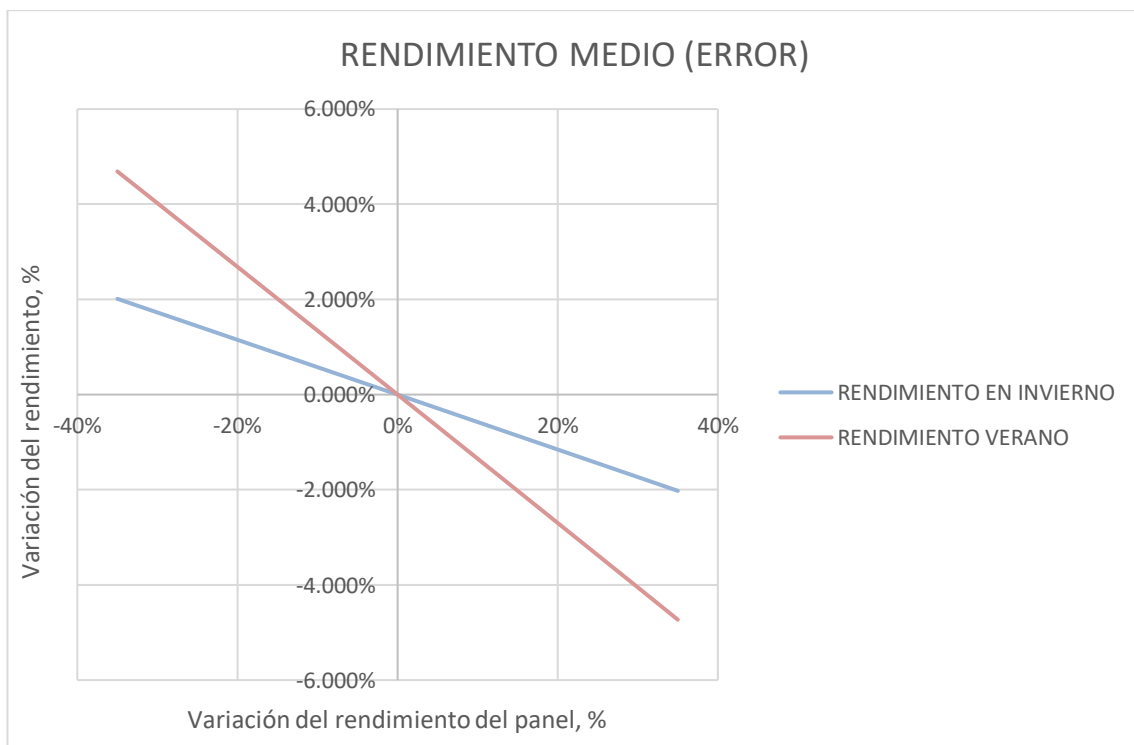


Figura 80. Rendimiento medio del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la velocidad del viento del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.

En último lugar, en la Figura 81 se muestra cómo las pérdidas aumentarían al elevar la temperatura ambiente del emplazamiento. El incremento de las pérdidas totales será únicamente debido a un aumento de las pérdidas térmicas. En este caso, al contrario que con la velocidad del viento, se obtendrán variaciones en las pérdidas bastante considerables, hasta un 40% al variar un 30% la temperatura (“CEC Module Model”). También, al igual que ocurriría con la velocidad del viento, las pérdidas no se corresponden con lo visto anteriormente en la producción de energía anual, y es que se obtienen resultados distintos en las pérdidas térmicas del módulo. El modelo más sensible a la temperatura ambiente es el “Sandia Module Model” y el menos “CEC Module Model”.

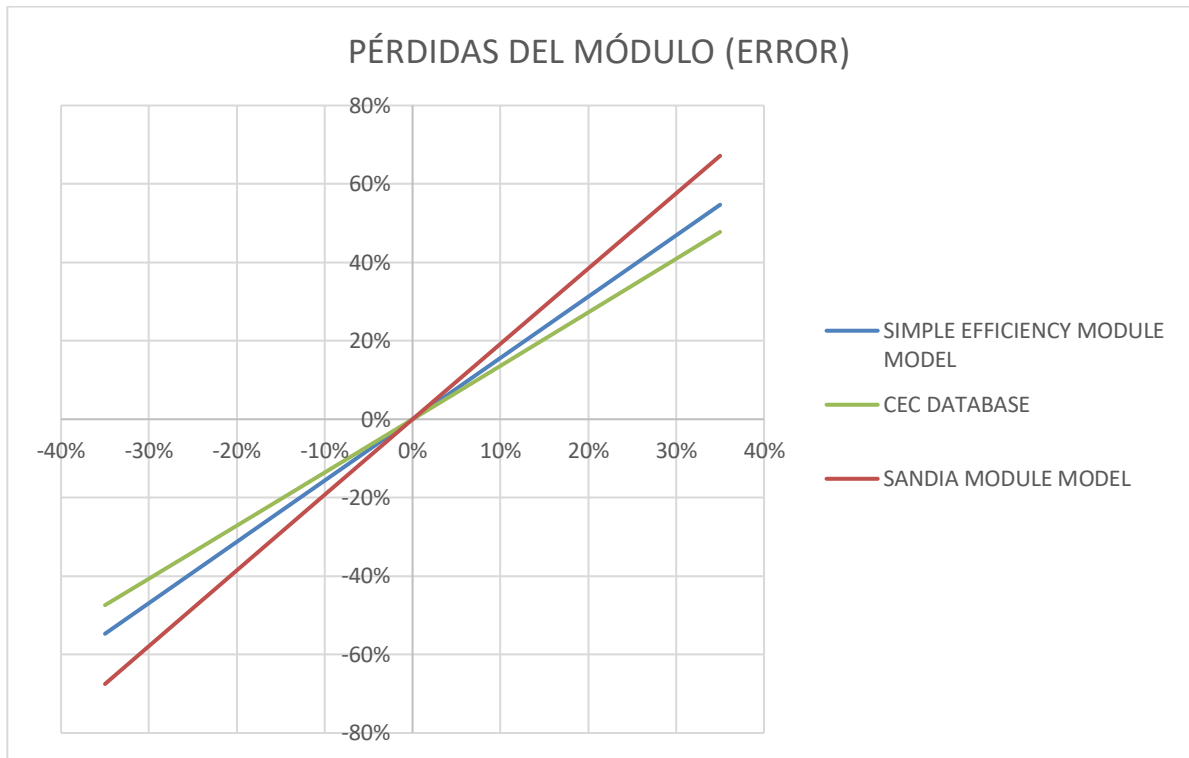


Figura 81. Pérdidas modeladas del módulo de todas las configuraciones posibles tras una variación de la temperatura ambiente del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

### Conclusiones

- No se tendrá recogido en SAM las consecuencias que podría llegar a tener un aumento de la temperatura en la vida útil de los dispositivos.
- Tendrá una mayor influencia que la velocidad del viento en el sistema fotovoltaico.
- No se observa ninguna anomalía en la producción de energía, funciones lineales en todo momento, por lo que se intuye que SAM el único efecto que tendrá en cuenta en la curva del inversor será el “efecto derating”. Además, en la Figura 73, se puede ver cómo la variación en la producción de energía en el campo fotovoltaica es proporcional a la obtenida en CA e idénticas, lo que implica que el inversor no sufre alteraciones en ningún momento.
- Los resultados obtenidos en la producción de energía entre configuraciones no son coherentes si se compara con las pérdidas del módulo.
- El modelo más sensible a una variación en la temperatura ambiente es el “Sandia Module Model”.

### 9.2.3 Variación del nivel de radiación

SAM, tal como ya se ha explicado, trabaja con tres parámetros referidos a la irradiancia: Global horizontal, directa normal y difusa. En este apartado se modificará proporcionalmente y por igual cada una de las componentes proporcionadas por la base de datos climáticas, dado que variar por separado cada una de ellas podría dar lugar a resultados y conclusiones un tanto confusas.

Por tanto, comenzando con la producción, ese aumento de los valores de la irradiancia se traduce en una mayor producción, la cual se puede ver en la Figura 82 cómo será una función lineal. Y esas variaciones en la producción son casi proporcionales a la variación producida en la irradiancia, es decir, para un aumento en un 20% de la irradiancia se obtiene un 18% más en la producción final de energía. Comparando los valores obtenidos entre configuraciones, se obtienen resultados que tienen un comportamiento análogo siendo el modelo "CEC Module Model" ligeramente más sensible a una variación en la irradiancia.

En cambio, en el caso del PR, efecto claramente reflejado en la Figura 83, disminuirá a medida que aumente la irradiancia captada en el emplazamiento. Además, se puede observar que en la curva del PR irá disminuyendo su pendiente cuando decrezca la irradiancia.

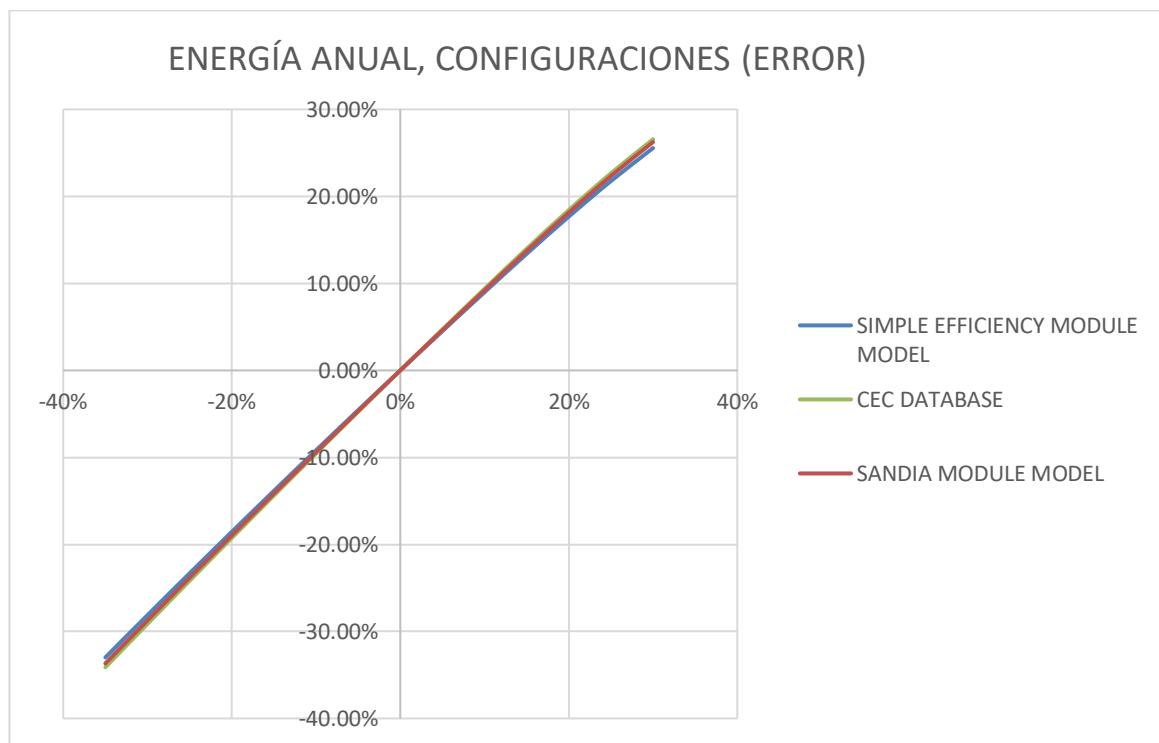


Figura 82. Variación de la energía anual producida de todas las configuraciones posibles tras realizar una variación porcentual de la irradiancia. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

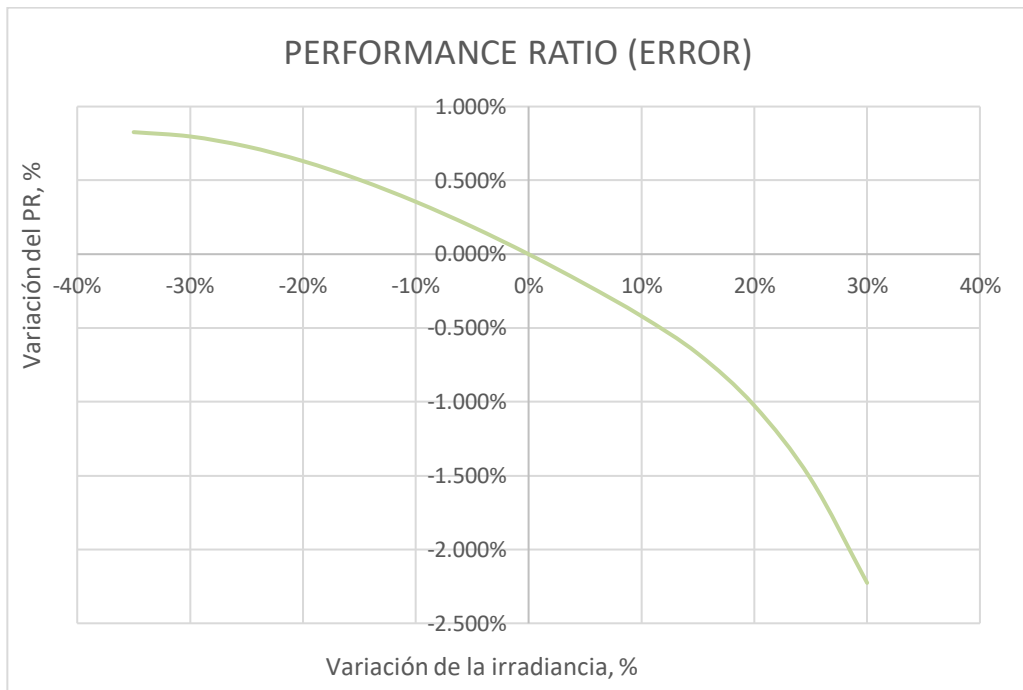


Figura 83. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la irradiancia. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

En el caso de la temperatura, ver Figura 84 y Figura 85, la temperatura aumenta con la irradiancia. Asimismo, ver Figura 86, se ha obtenido que la irradiancia tendrá un mayor peso en la temperatura media en invierno que en verano.

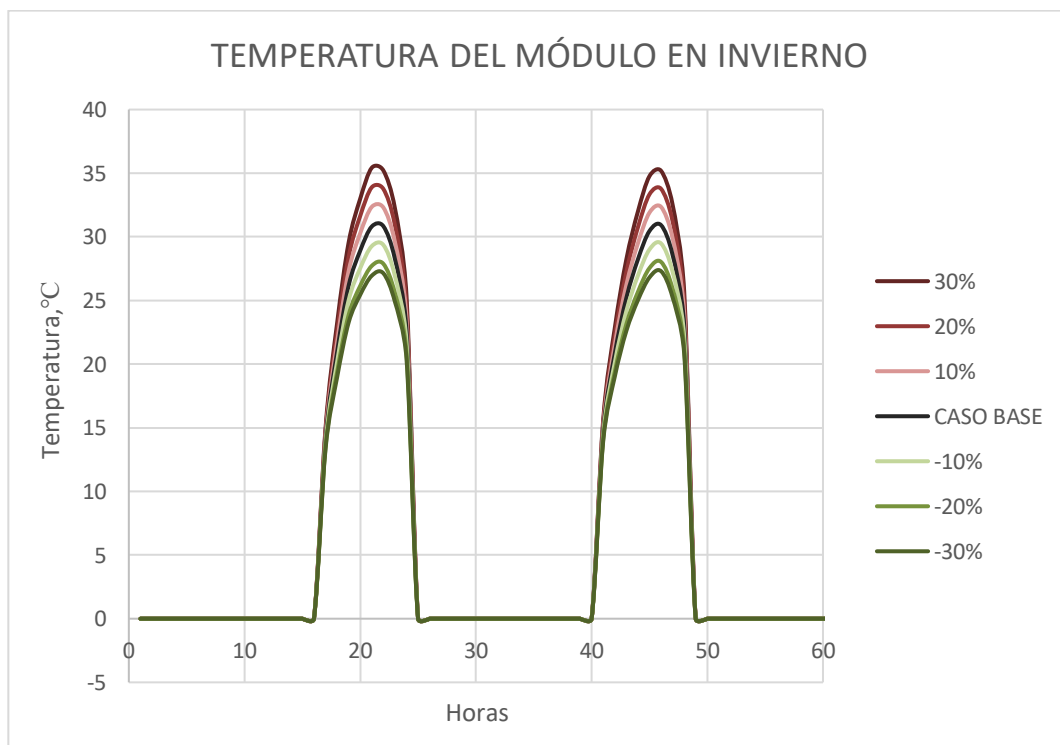


Figura 84. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la irradiancia. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

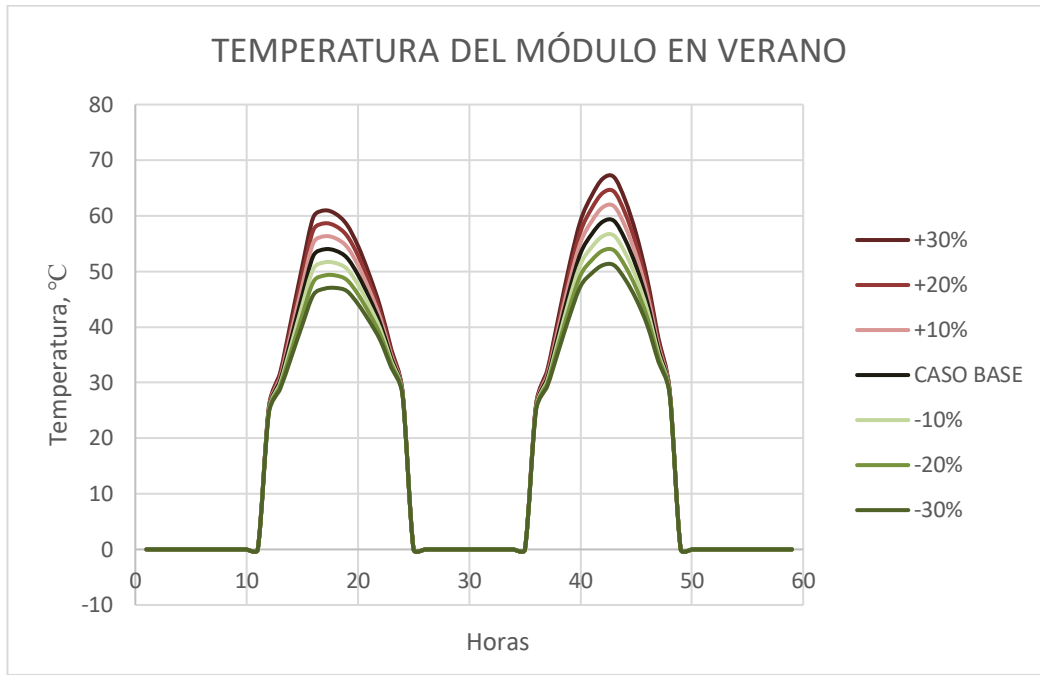


Figura 85. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la irradiancia. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

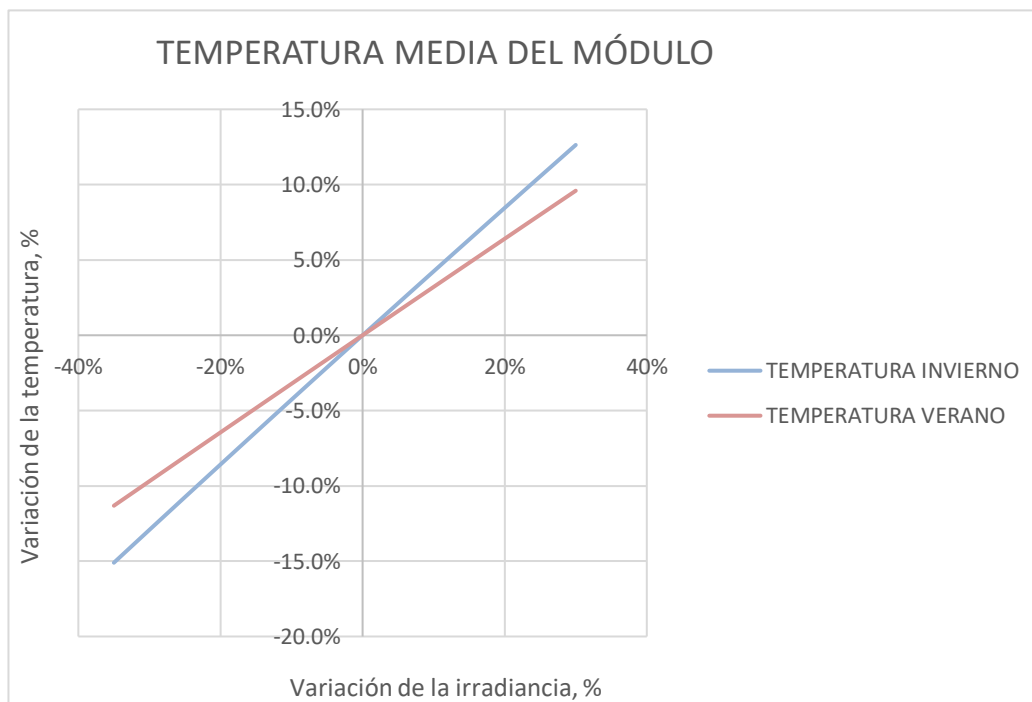


Figura 86. Temperatura media del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la irradiancia del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

Para niveles de irradiancia menores, y manteniendo constantes todos los demás datos climáticos, la eficiencia del módulo aumentará, ver Figura 87 y Figura 88. Por otro lado, ver Figura 89, la irradiancia tendrá un mayor impacto en la eficiencia del módulo en verano.



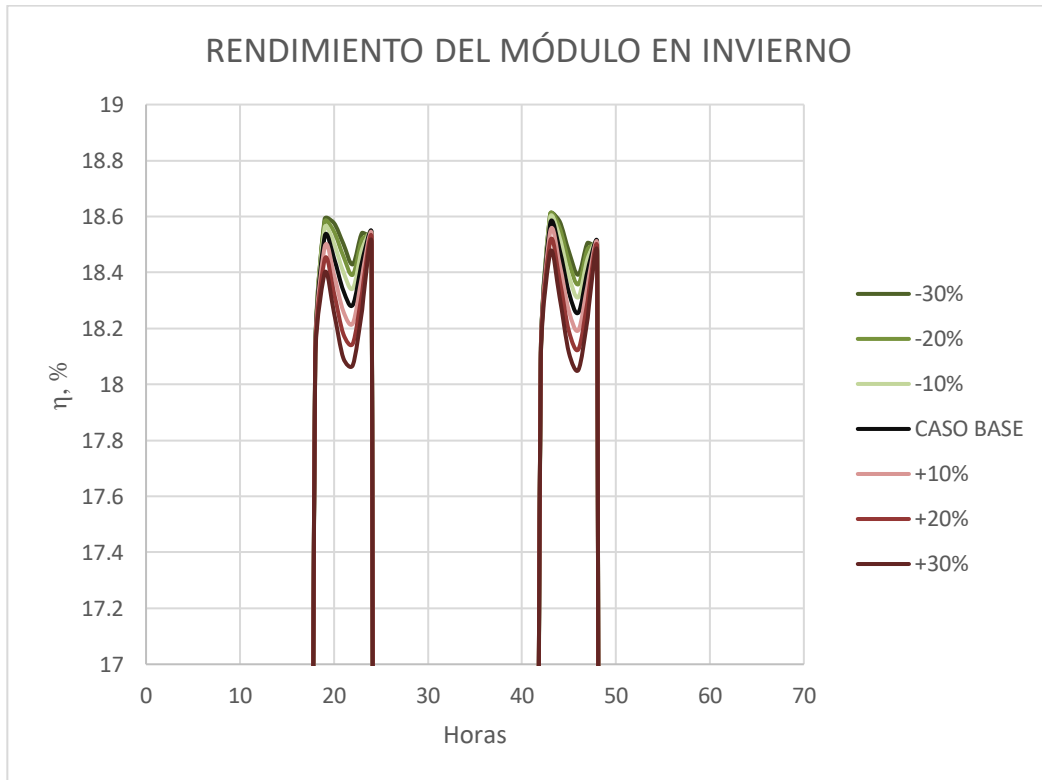


Figura 87. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación de la irradiancia.  
Fuente: Elaboración propia.

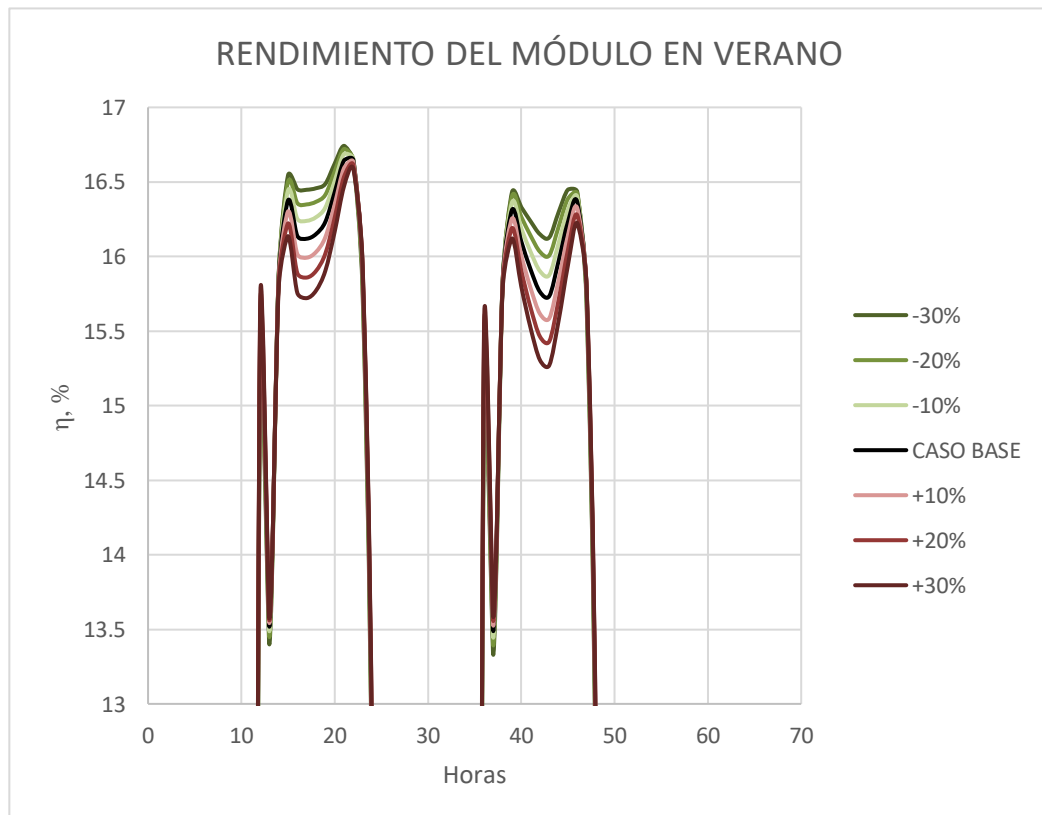


Figura 88. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación de la irradiancia.  
Fuente: Elaboración propia.

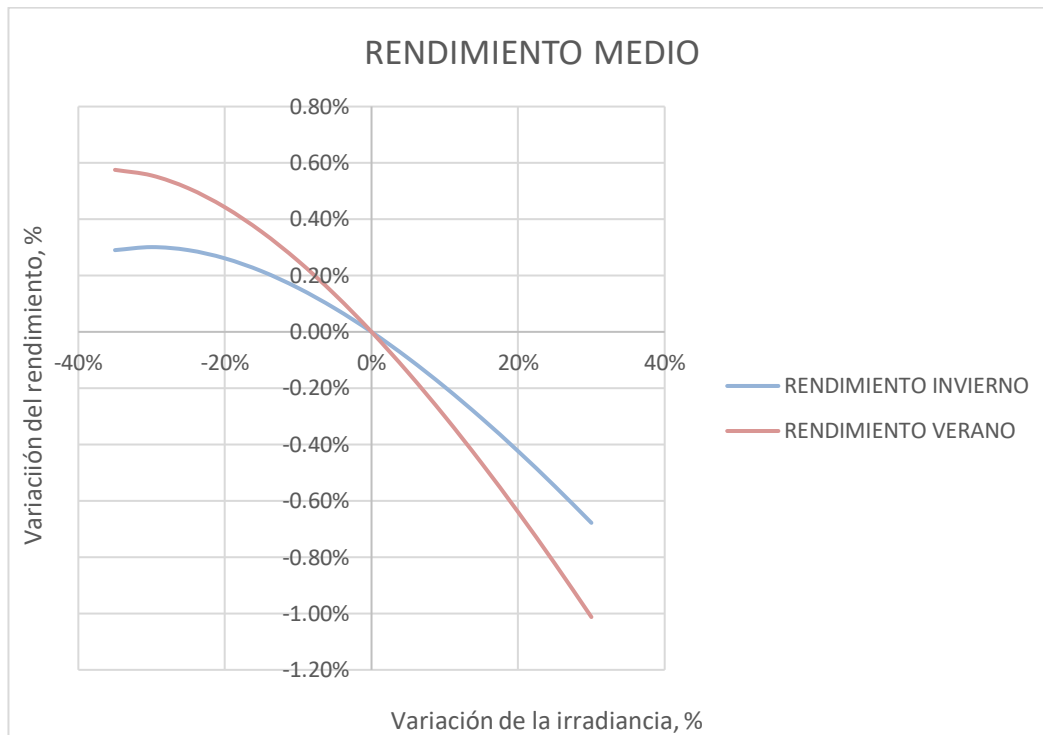


Figura 89. Rendimiento medio del módulo en invierno vs rendimiento medio del módulo en verano, tras una variación de la irradiancia del emplazamiento. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

En último lugar, en la Figura 90 se muestra cómo las pérdidas aumentarían al elevar la temperatura ambiente del emplazamiento. El incremento de las pérdidas totales será únicamente debido a un aumento de las pérdidas térmicas. Debe observarse, que aún después de haber mejorado en gran medida la producción, las pérdidas serán similares a las obtenidas en las variaciones de la velocidad del viento, las cuales además no eran demasiado altas.

Teniendo en cuenta las obtenidas en las demás configuraciones vuelve a ocurrir lo mismo que en las anteriores simulaciones. Cabe destacar que el comportamiento no será lineal y que en los modelos “Simple Efficiency Module Model” y “Sandia Module Model” se obtendrá aproximadamente el doble de pérdidas que para el “CEC Module Model”, teniendo un mayor efecto la irradiancia en el “Simple Efficiency Module Model”.

### Conclusiones

- No se tendrá recogido en SAM las consecuencias que podría llegar a tener un aumento de la irradiancia en la vida útil de los dispositivos.
- Es sin lugar a duda la variable climática que tendrá un mayor efecto en la producción.
- Los resultados obtenidos en la producción son aproximadamente lineales, lo que quiere decir que la variación de la irradiancia es directamente proporcional a la energía producida.
- Los resultados obtenidos en la producción de energía entre configuraciones no son coherentes si se compara con las pérdidas del módulo.
- El modelo más sensible a una variación en la irradiancia es el “Simple efficiency Module Model”. Destacar que en el modelo “CEC Module Model” se obtendrán valores bastante inferiores (aproximadamente la mitad).

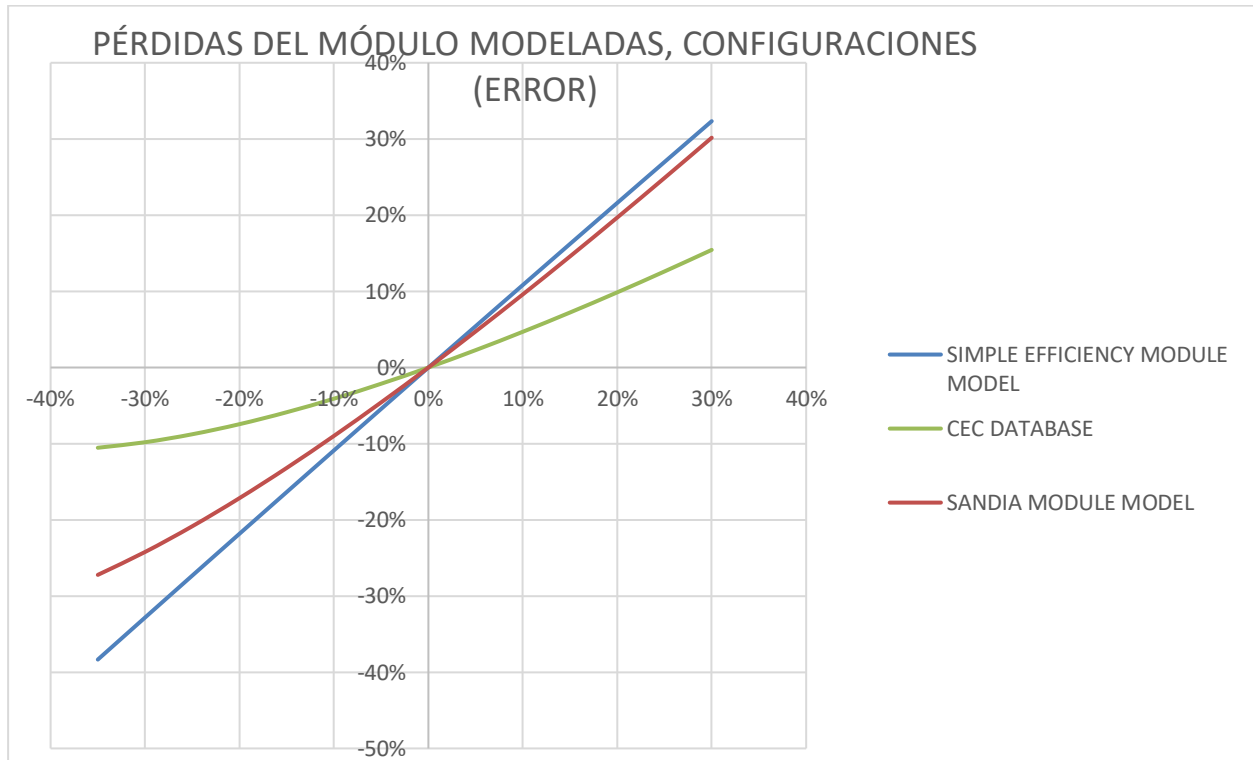


Figura 90. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación de la irradiancia del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

#### 9.2.4 Influencia del AM

Tal como ya se ha mencionado anteriormente, la eficiencia de una célula solar será sensible no solo a las variaciones en la potencia, sino también en el espectro de la luz incidente. Y es que SAM calcula el AM en sus respectivos modelos mediante la ecuación (19), en el caso del modelo “CEC module model” trabajará con una adaptación de la misma. En dicha ecuación se puede observar que el AM dependerá del ángulo cenital ( $Z$ ) y la altura sobre el nivel del mar ( $h$ ). En este apartado se pretenderá mostrar y analizar la dependencia que podría llegar a tener este parámetro sobre la producción del sistema y para ello se realizará una modificación en el archivo climático del “caso base”. Las modificaciones serán las siguientes:

- *Ángulo cenital,  $Z$ .* Para calcular el ángulo cenital SAM emplea un proceso de cálculo nada trivial el cual estará explicado en su respectivo manual para más información [3]. Dicho algoritmo dependerá en gran parte de la geolocalización del emplazamiento, es decir, su latitud y longitud. Así pues, en lugar de variar directamente el ángulo cenital, algo que no es posible, se realizará el análisis deseado variando en el archivo climático sus coordenadas de forma independiente.
- *Altura sobre el nivel del mar,  $h$ .*

#### Latitud

La latitud del emplazamiento será de vital importancia en el proceso de producción de energía de la energía fotovoltaica. Y es que una variación de la latitud supondría una variación de todos los parámetros climáticos del lugar de estudio, no es el caso, dado que se mantendrán todos ellos constantes para evaluar la influencia que tendrá única y exclusivamente la latitud en el sistema.

En las Figura 91, se puede observar que la influencia que tiene la latitud sobre el sistema fotovoltaico es bastante relevante, alcanzando valores por debajo de 200 MWh/yr (-80% en la producción). Además, se puede ver cómo la producción de energía aminora a medida que el emplazamiento se acerca a los polos, obteniéndose los valores

mínimos para unos valores negativos de la latitud, es decir, el hemisferio Sur. Los valores óptimos se obtendrán en una franja de valores comprendida entre 30° y 60°, encontrándose pues el “caso base” en ese intervalo.

Estableciendo una comparación entre los modelos disponibles en SAM, todos ellos mantendrán un comportamiento similar. Cabe destacar que en el modelo “Sandia Module Model” se obtienen valores por encima de energía en el intervalo comprendido 50° y 60°.

Asimismo, en la Figura 92, en la cual se compara la energía obtenida en las simulaciones con la del “caso base”, se observa que existen escenarios aún más favorables al ya estudiado. Situándose sobre la “cumbre” de la curva y realizando una variación porcentual se podría delimitar y detallar el punto con mayor producción proporcionado por SAM. Así pues, la Figura 93 ofrece una perspectiva bastante clara de la geolocalización que debería tener el emplazamiento para obtener una producción máxima: la producción será máxima para una latitud de 46.87° (un 25% más respecto al caso base), que supondrá un 0.71% más en la producción final.

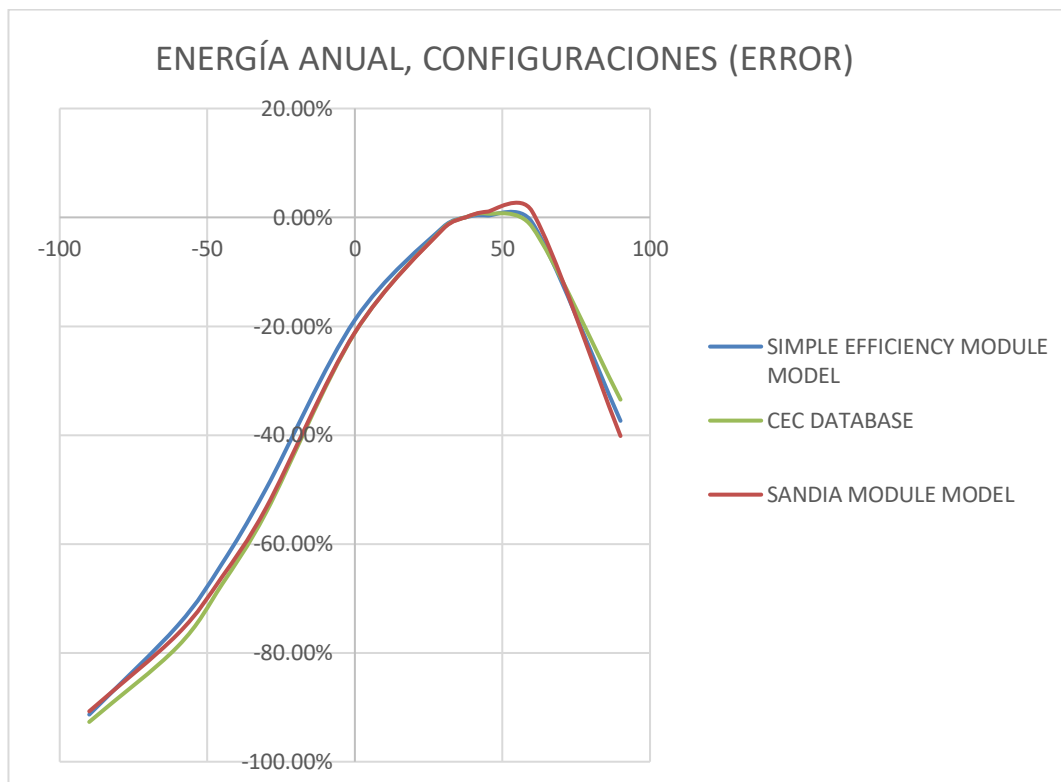


Figura 91. Variación porcentual en la producción en función de la latitud del emplazamiento para todas las configuraciones posibles. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

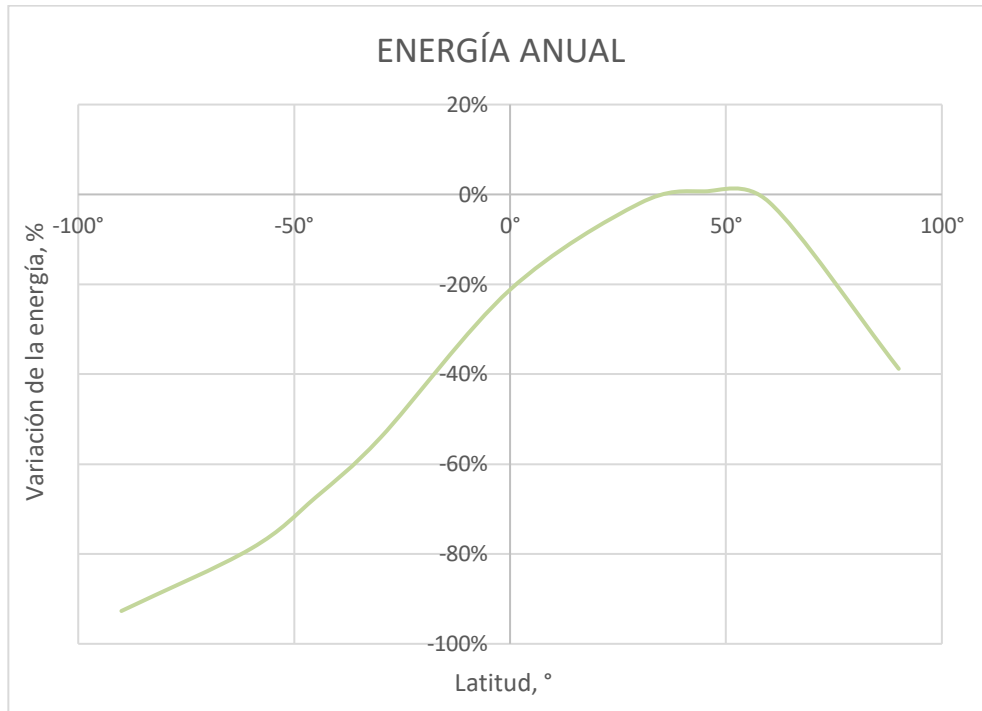


Figura 92. Variación porcentual del modelo “CEC Database” en la producción respecto al caso base en función de la latitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

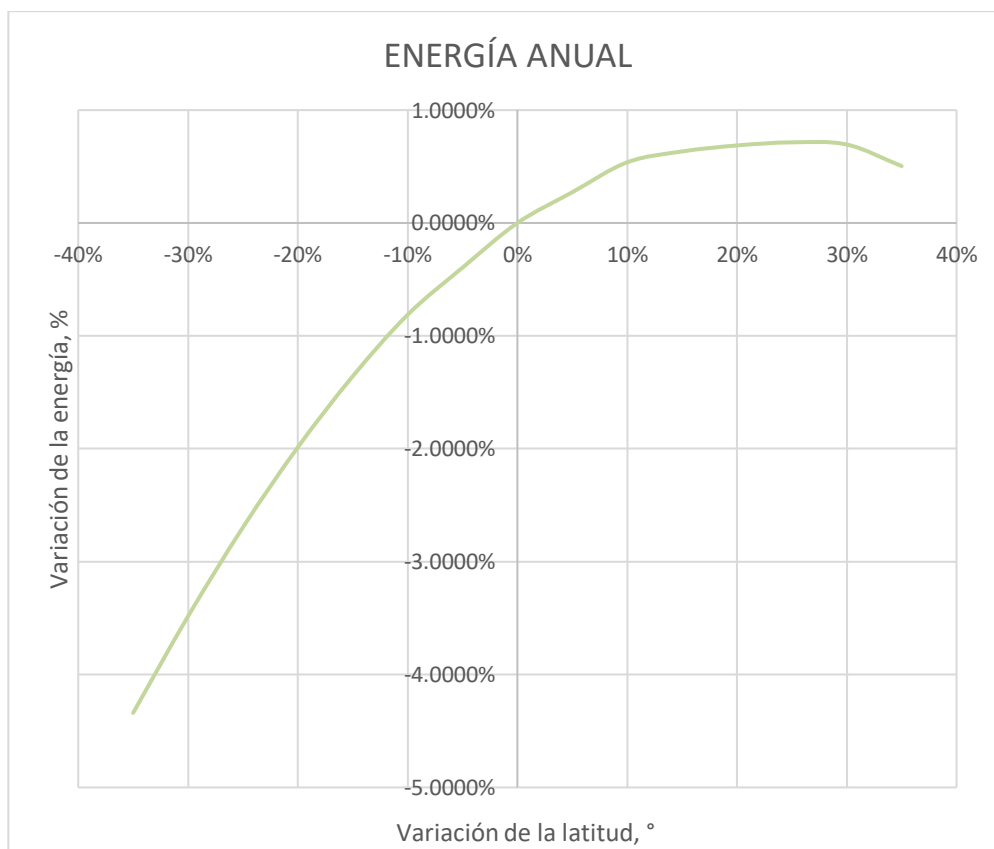


Figura 93. Variación (%) en la producción tras haber realizado una variación porcentual en la latitud. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

Una variación en la producción de hasta un 90% podría llevar a una conclusión errónea, y es que la cantidad de energía no está directamente relacionada con el PR. Tal como se puede ver en la Figura 94, el PR estará dentro en todo momento de un rango adecuado (0.6-0.8) y en ningún momento la captación de energía está cerca de ser ineficiente.

La latitud a su vez también afectará en gran parte a la temperatura de la célula fotovoltaica, ver Figura 95, recalando que en los polos habrá un determinado intervalo de tiempo en el cual no se reciba radiación solar, por ello esa ausencia de resultados en ciertas temporadas. SAM modelará esta circunstancia como días con producción nula.

A su vez, en la Figura 96, se muestra la variación que sufrirá las pérdidas totales del módulo. Para las variaciones realizadas en este apartado, se recogerá en las pérdidas totales tanto el efecto de las pérdidas térmicas como de las angulares. SAM no permite al usuario fraccionar la variable estudiada según la tipología estudiada, lo cual supone un inconveniente en el caso de que se quisiera saber aún más información del origen de dichas pérdidas. Al mismo tiempo, se puede observar cómo el intervalo asociado al de menores pérdidas no se corresponde con el de mayor producción como se podría llegar a pensar.

Finalmente, teniendo en cuenta las pérdidas obtenidas para las distintas configuraciones (véase la Figura 96), los resultados no ofrecen ningún tipo de equivalencia entre ellos. Resaltar el efecto que tendrá la variación en la latitud en las pérdidas obtenidas en el modelo "Sandia Module Model", valores desorbitados en comparación con los modelos restantes, y que para el modelo "CEC Module Model" se mantendrá una estabilidad dentro del rango de valores posibles de la latitud, en ningún momento se obtienen variaciones del 100% de las pérdidas.

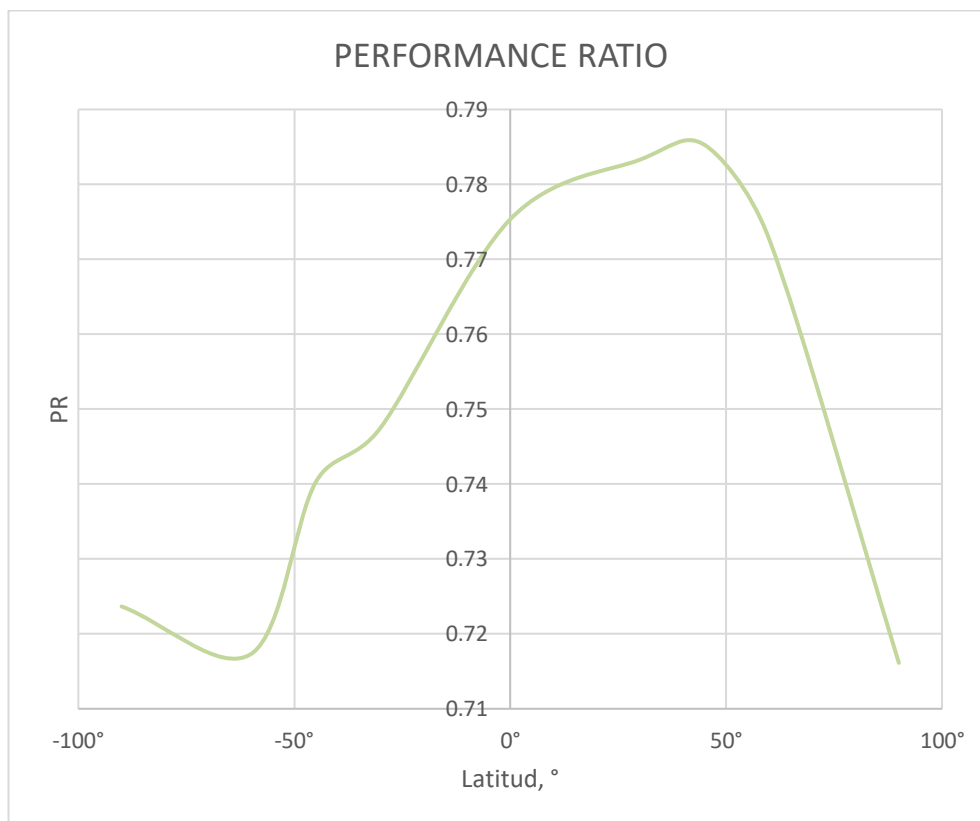


Figura 94. Variación del PR en función de la latitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

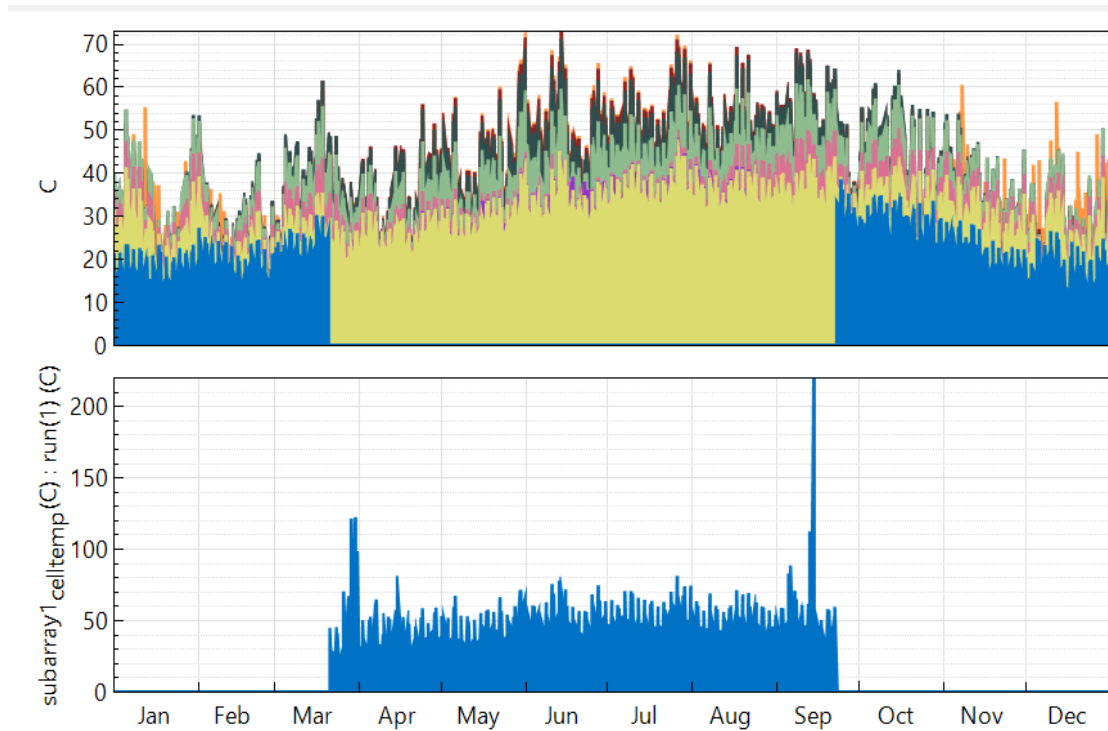


Figura 95. Variación de la temperatura a lo largo del año en función de la latitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

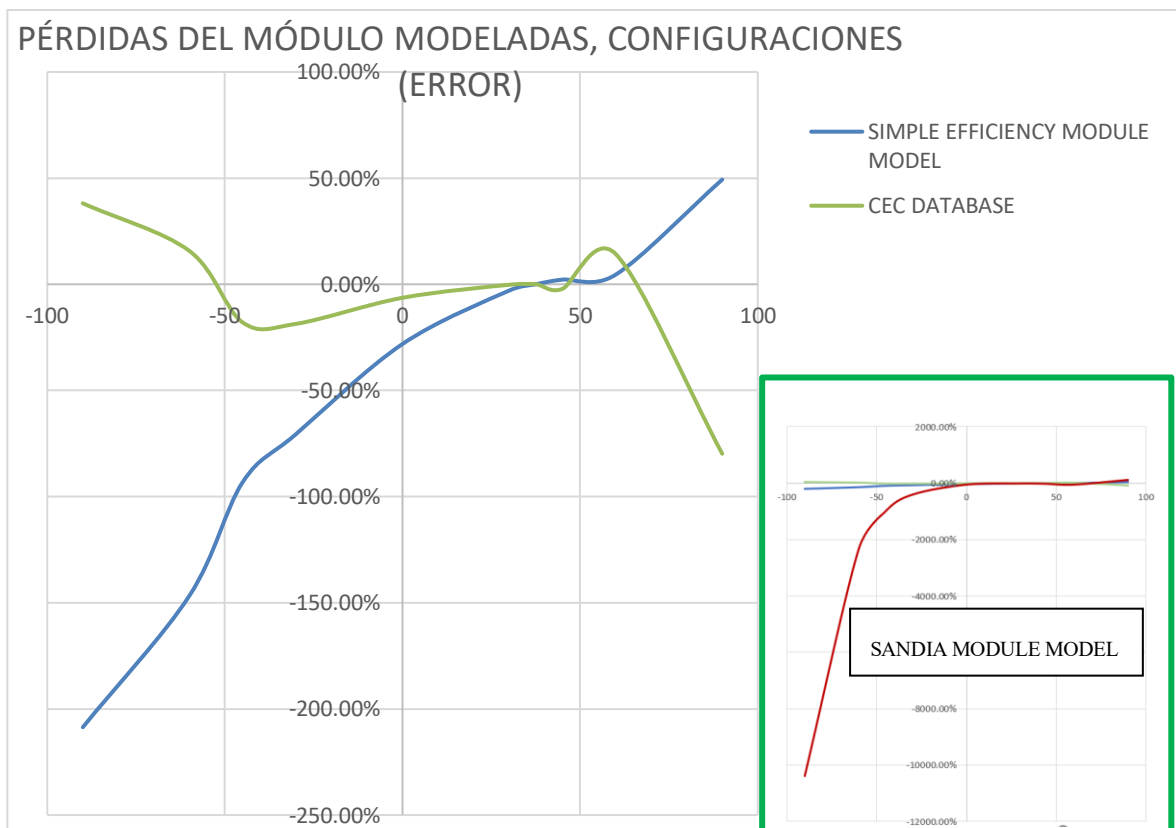


Figura 96. Variación porcentual en las pérdidas totales del módulo respecto al caso base, en función de la latitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

## Conclusiones

- SAM recoge las pérdidas del módulo totales e impide desglosarlas. En este caso no es posible saber si las pérdidas obtenidas tendrán una parte debido al efecto térmico o todas ellas se asocian a las pérdidas ópticas o angulares.
- En este apartado queda recogido la importancia que tiene la geolocalización de la planta fotovoltaica y que las coordenadas de España recogen unas condiciones idóneas y casi óptimas.
- La influencia que tendrá en el PR es casi despreciable en comparación con los demás parámetros, es decir, una variación de la latitud no tendrá un gran peso en la ineficiencia de la planta.
- El comportamiento de las curvas de pérdidas de las distintas configuraciones no permite establecer ningún tipo de conclusión ya que los intervalos de mayor producción no se corresponden con los de menor pérdidas en muchos casos.
- El modelo más sensible a una variación en la latitud es el “Sandia Module Model”.

## Longitud

Al igual que la latitud, una variación de la longitud supondrá un desplazamiento de la geolocalización de estudio, y por ende, todos los datos meteorológicos variarán acto y seguido, pero tal como se comentó anteriormente, se mantendrán constantes todos los parámetros excepto la longitud.

En la Figura 97, se puede apreciar que la relevancia que tendrá la longitud en el sistema no es nada despreciable. De hecho, se llega a obtener valores por debajo de 30 MWh/año para una longitud de 180°. En este caso también se obtendrá unos valores óptimos de la longitud en el cual el emplazamiento llegue a producir valores por encima de los obtenidos en el “caso base” (ver Figura 98), dicha franja de valores se comprende entre -30° y 45°. Atendiendo a las demás configuraciones, se puede observar que el comportamiento de las curvas volverá a ser idénticos.

Haciendo hincapié en lo comentado anteriormente, variando porcentualmente la longitud (un 5% equivaldrá a 18°), ver Figura 99, el punto en el que se obtendrá una máxima producción de energía anual se corresponderá para una longitud del emplazamiento de 11.768°.



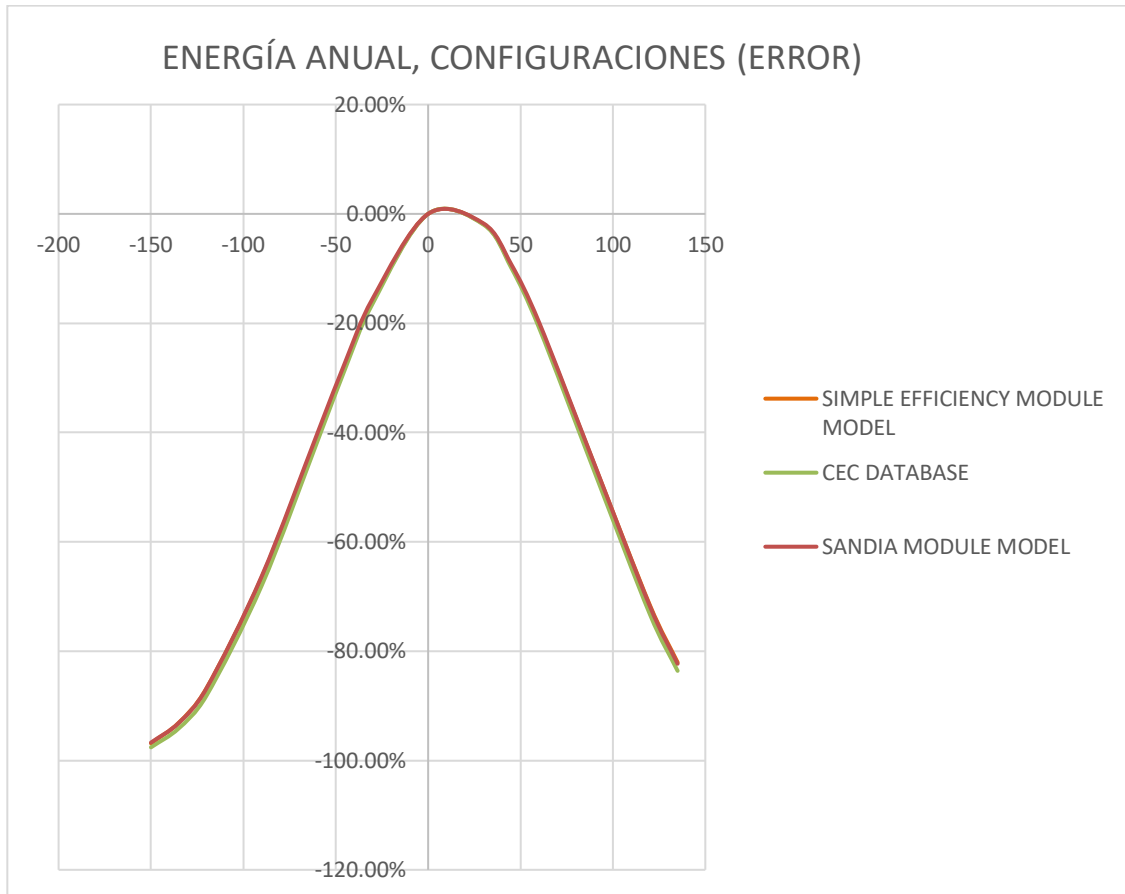


Figura 97. Variación en la producción en función de la latitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

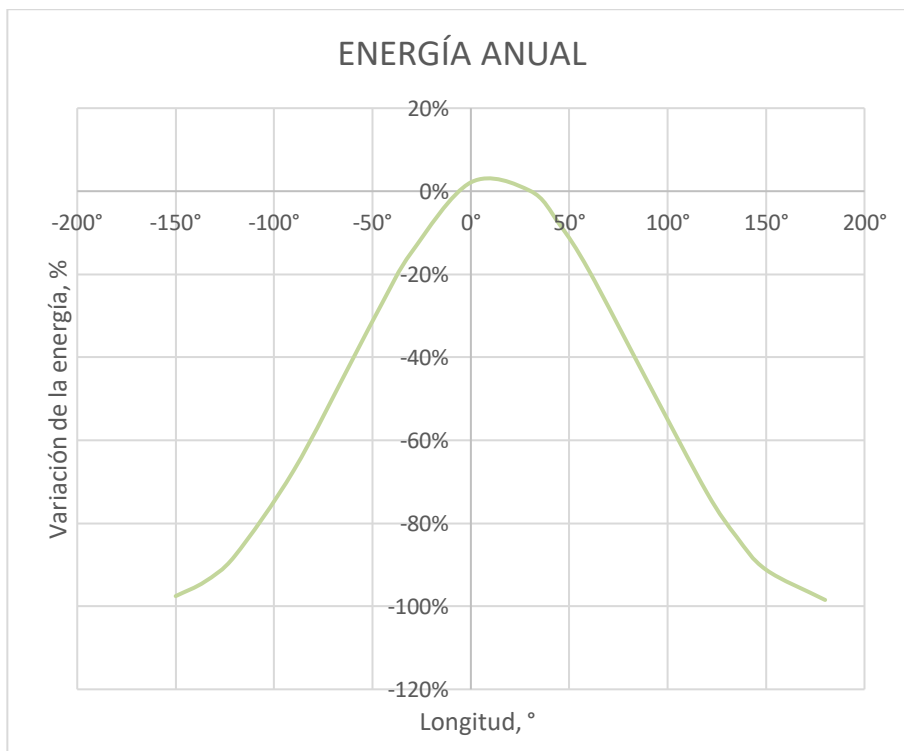


Figura 98. Variación porcentual de la energía respecto al caso base en función de la latitud y la latitud del

emplazamiento. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

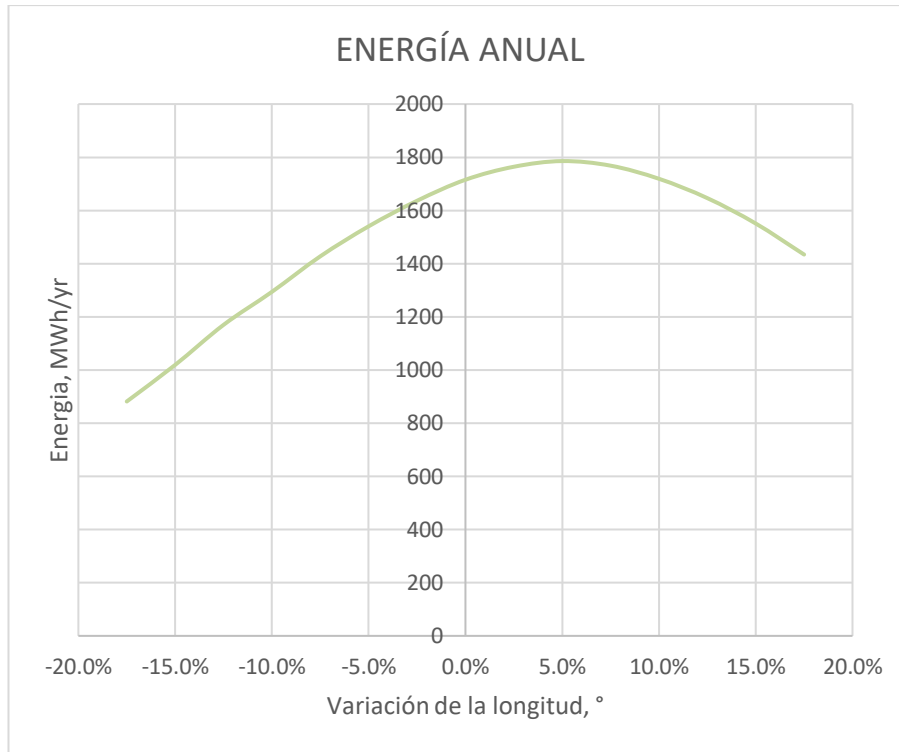


Figura 99. Variación en la producción tras haber realizado una variación porcentual en la latitud. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

Al contrario que en las simulaciones anteriores, el PR, ver Figura 100, si alcanzará valores por debajo de los normalmente considerado adecuados para una planta fotovoltaica. No obstante, en el cómputo general se puede ver cómo los valores que tomo son superiores a los obtenidos en anteriores simulaciones y se trata de valores casi constantes. En resumidas cuentas, el PR sufrirá variaciones inapreciables para valores comprendidos entre  $-100^\circ$  y  $100^\circ$ ; para valores que no pertenezcan al intervalo definido el PR del sistema pasará a ser un parámetro a tener en cuenta.

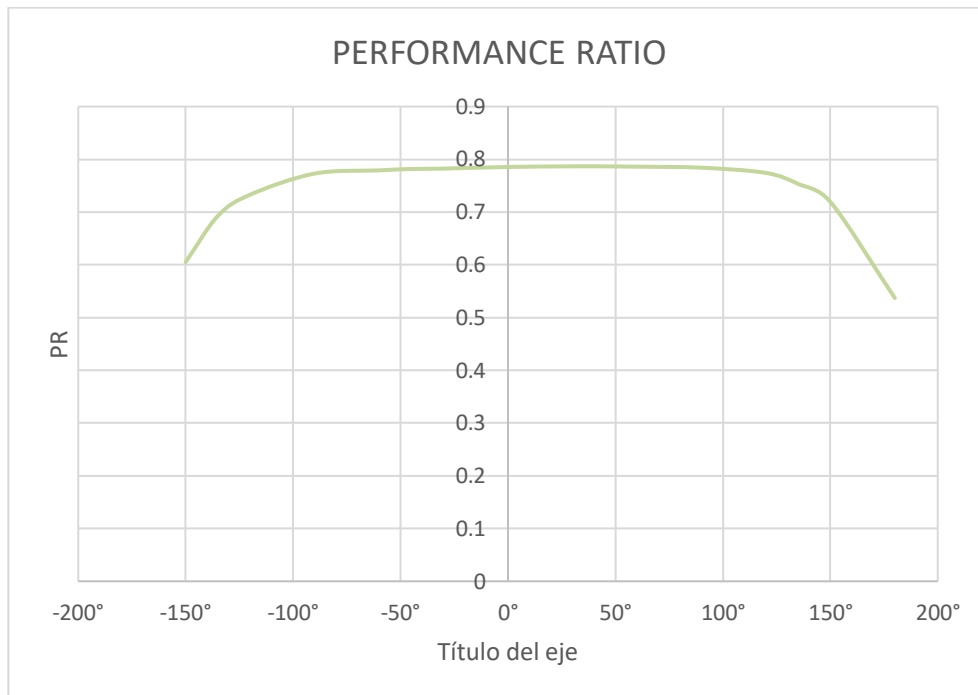


Figura 100. Variación del PR en función de la latitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

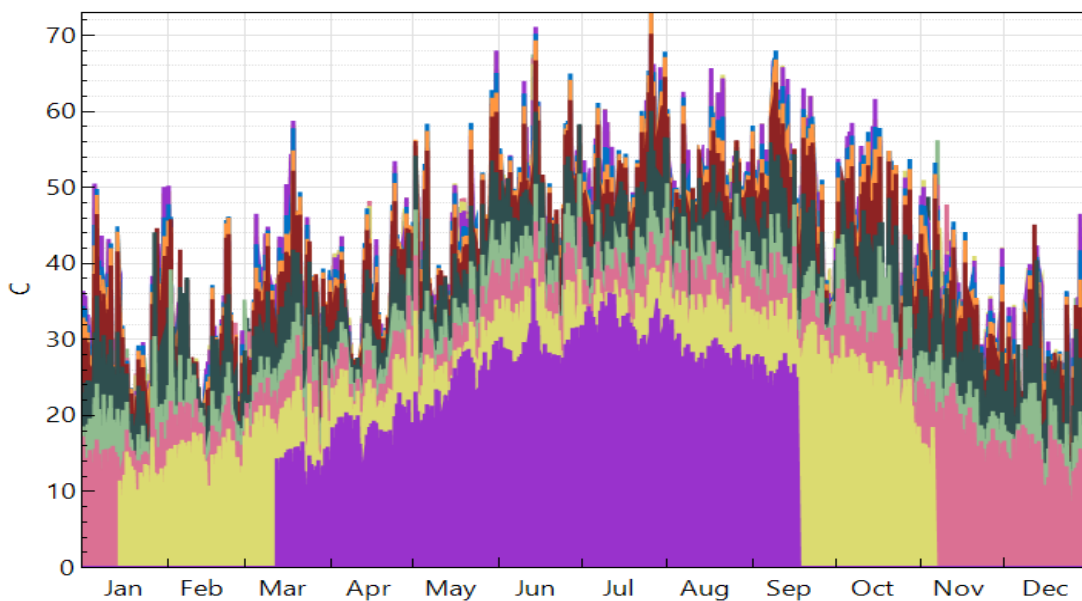


Figura 101. Variación de la temperatura a lo largo del año en función de la longitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

En último lugar, ver Figura 102, las pérdidas del módulo permanecerán casi constantes para todas las configuraciones, al igual que antes, en el intervalo de valores comprendido entre -100° y 100° aproximadamente. De nuevo se obtienen resultados desproporcionados en el caso del modelo “Sandia Module Model”.

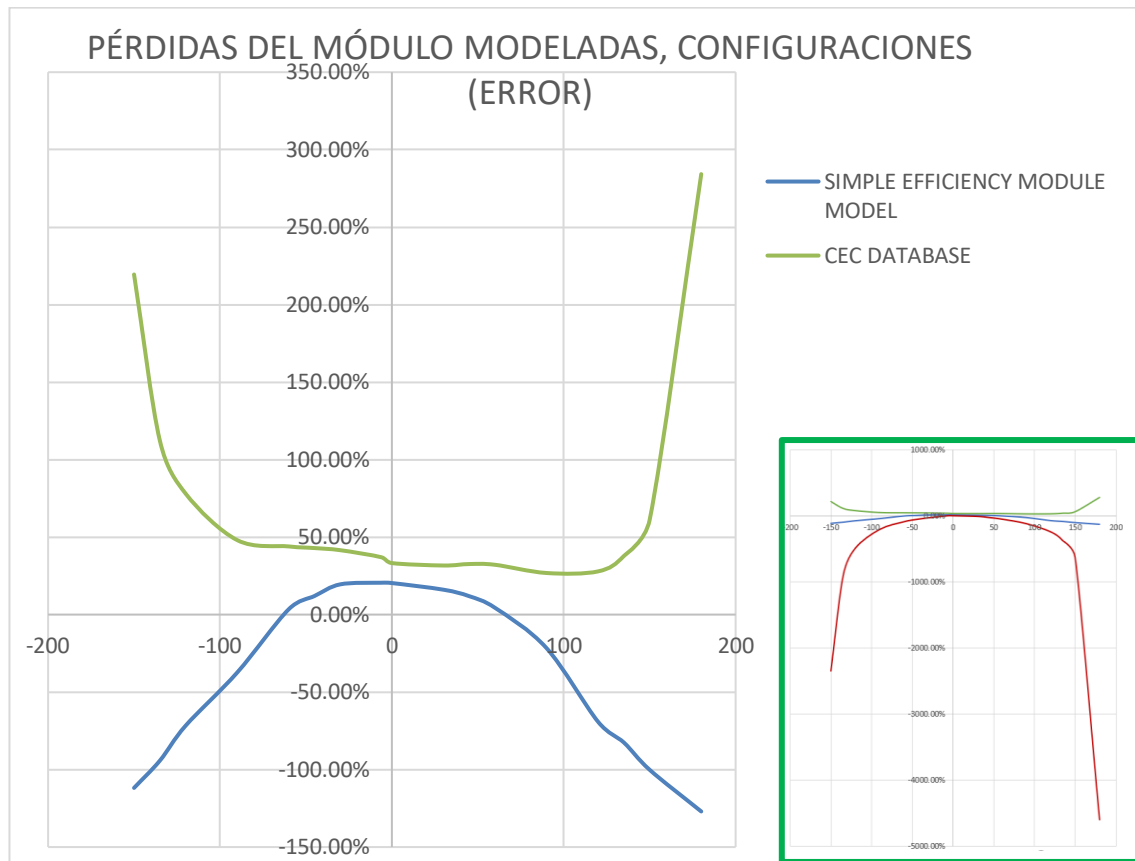


Figura 102. Variación porcentual en las pérdidas totales del módulo respecto al caso base, en función de la longitud del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

### Altura sobre el nivel del mar

De antemano se sabe que la intensidad del sol aumenta con la altura sobre el nivel del mar y el contenido espectral de luz también cambiará. A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos en las simulaciones tras haber realizado variaciones porcentuales en la altura sobre el nivel del mar de los datos meteorológicos.

En la Figura 103 se puede observar que un aumento de  $h$  sería contraproducente para instalación fotovoltaica. No obstante, el efecto de variar en un 35% la altura reduciría la producción alrededor de un 0.004%, 0.06 MWh/año, pérdidas inapreciables teniendo en cuenta los valores que se están manipulando. También se puede ver que variar la altura del mar en el modelo “Simple Efficiency Module Model” no tendrá ningún efecto.

Manteniendo todos los demás parámetros invariables, la temperatura media del módulo incrementaría al aumentar  $h$ , ver Figura 104. Al igual que la temperatura, el rendimiento del módulo, ver Figura 105, un incremento de  $h$  pondrá unos mayores valores en la eficiencia del módulo.

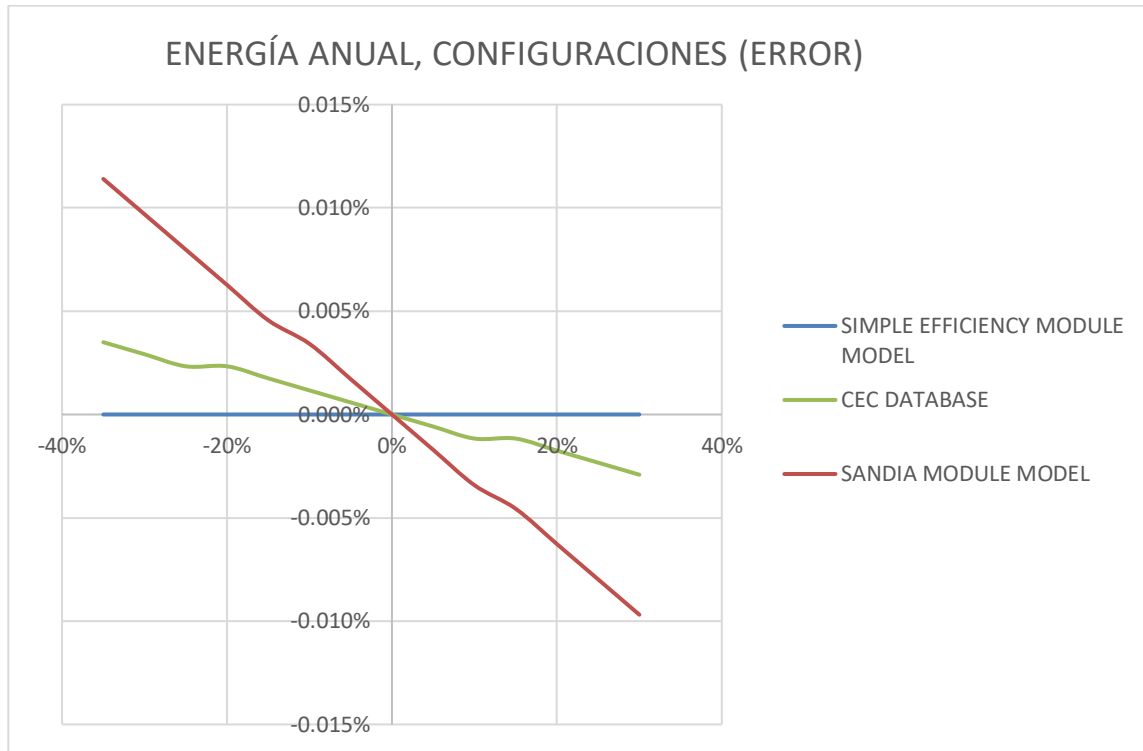


Figura 103. Variación en la producción tras realizar una variación porcentual en h. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

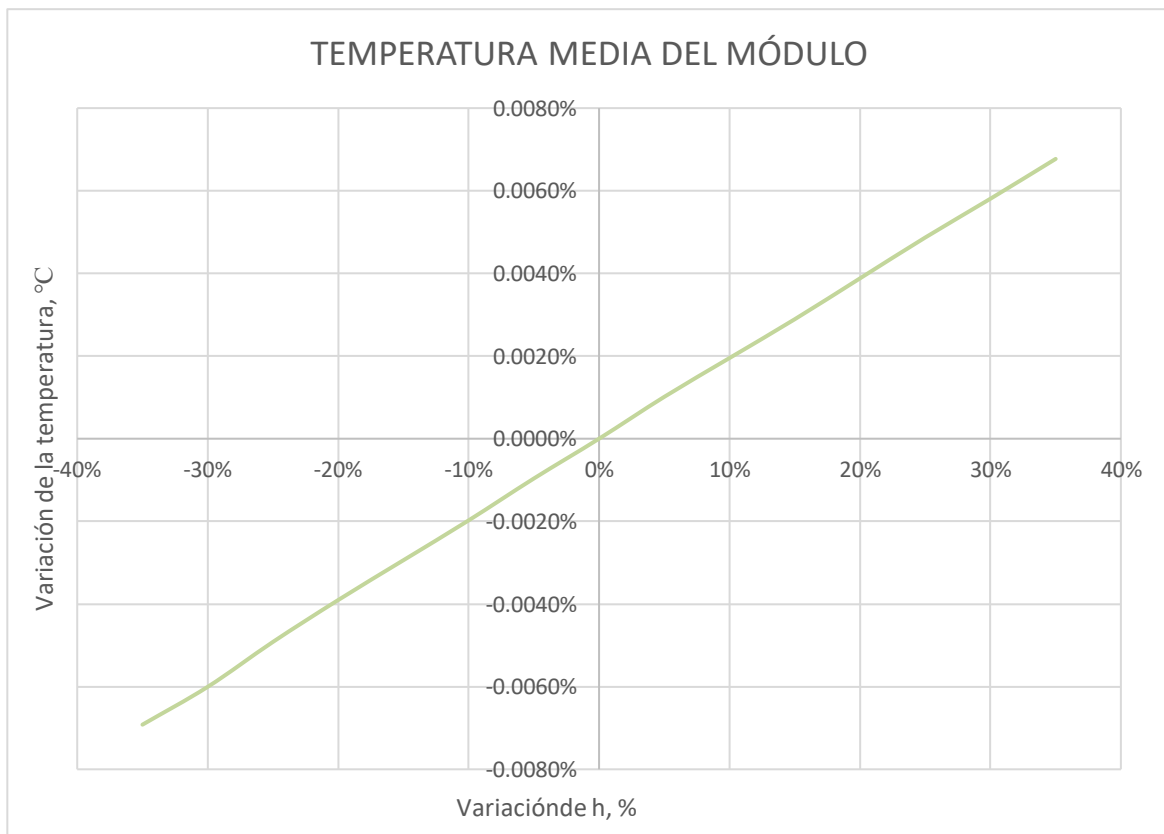


Figura 104. Variación en la temperatura media del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual en h. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

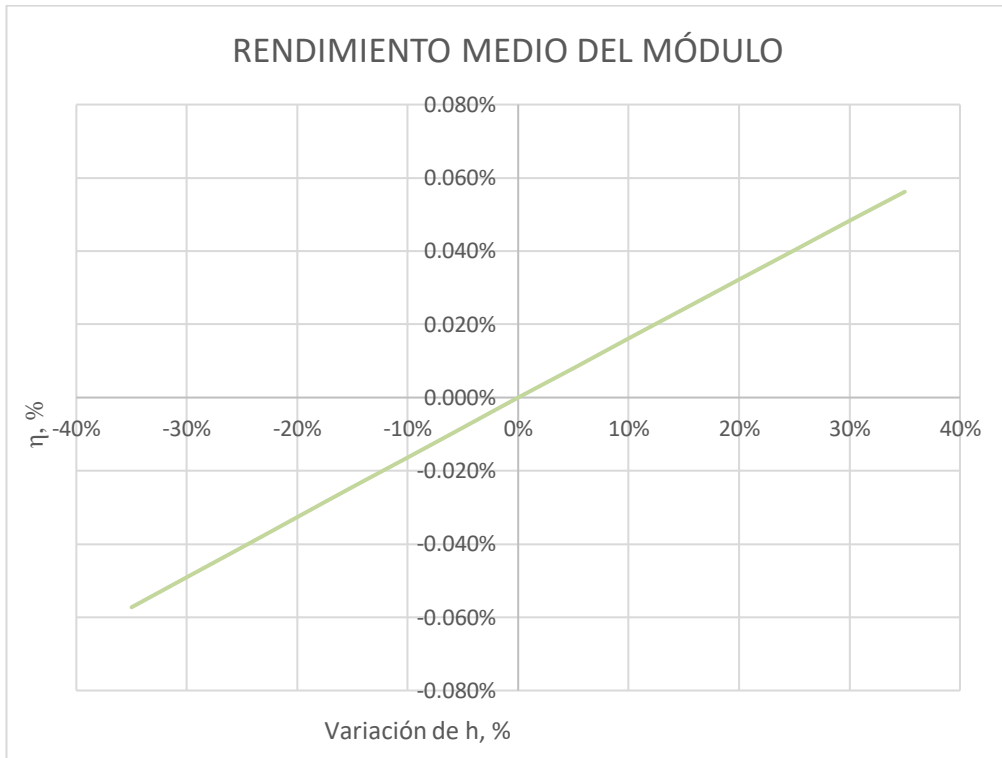


Figura 105. Variación en el rendimiento medio del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual en h. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

De igual modo, un aumento en la temperatura del panel conllevará un aumento de las pérdidas totales del módulo, ver Figura 106. Los resultados obtenidos son prácticamente despreciables y por ello no se seguirá haciendo hincapié.

### Conclusiones

- El efecto que tendrá una variación en la altura sobre el nivel del mar en el sistema fotovoltaico será prácticamente inapreciable en la producción de energía.
- De nuevo las pérdidas no se corresponden con el comportamiento que tendrá la curva producción de energía. Se puede deducir entonces que las pérdidas modeladas del módulo totales no estarán directamente relacionadas con la producción.
- Variar la altura sobre el nivel del mar no tendrá ningún tipo de efecto en el modelo "Simple Efficiency Module Model".
- El modelo más sensible a una variación en la altura sobre el nivel del mar es el "Sandia Module Model".

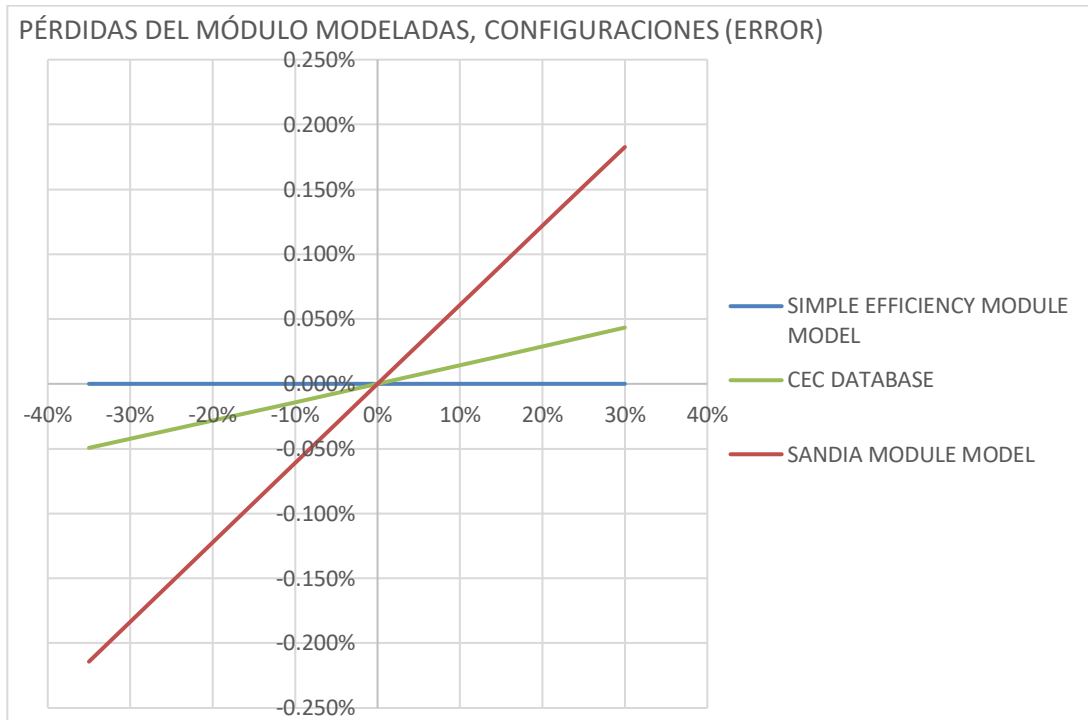


Figura 106. Variación en la temperatura media del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual en h. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

### 9.3 Parámetros del módulo

En el siguiente apartado, se procederá a realizar unas variaciones de los parámetros que cuenten con una mayor trascendencia en el módulo e influencia en la producción, tales como la tensión de circuito abierto, los coeficientes de temperatura o la temperatura de operación nominal. Cabe mencionar que no se modificarán aquellas variables que perturben las características fundamentales del módulo, es decir, variables que incidan directamente en la potencia y rendimiento nominal del módulo para respetar el panel fotovoltaico que se ha estado empleando en el “caso base”.

#### 9.3.1 Corriente de cortocircuito

En el caso de la corriente de cortocircuito,  $I_{SC}$ , comprenderá un rango de valores en el cual el módulo podrá seguir trabajando adecuadamente. Fuera de esa franja, se producirá un error de cálculo en la simulación y no podrá ejecutarse correctamente. Es lógico que dicha corriente no pueda encontrarse por debajo de la del punto de máxima potencia (supondría un -2%), pero, además, tendrá un valor máximo de operación para el “caso base” (7.25 A, un 21% más), manteniendo como siempre todos los demás valores constantes.

Comenzando con la producción, ver Figura 107, se puede observar cómo la producción es mayor a medida que este parámetro se aproxima al de máxima potencia. Aumentar este valor no tendría ningún tipo de beneficio para la instalación dado que la energía producida disminuiría en todo momento.

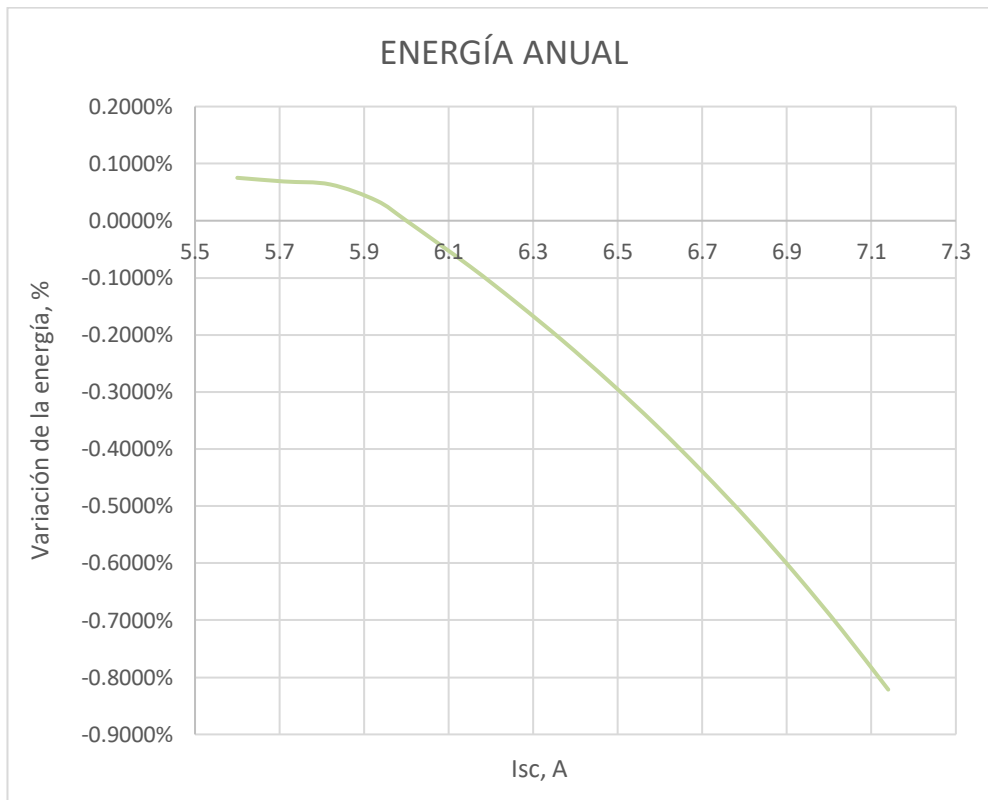


Figura 107. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la corriente de cortocircuito. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

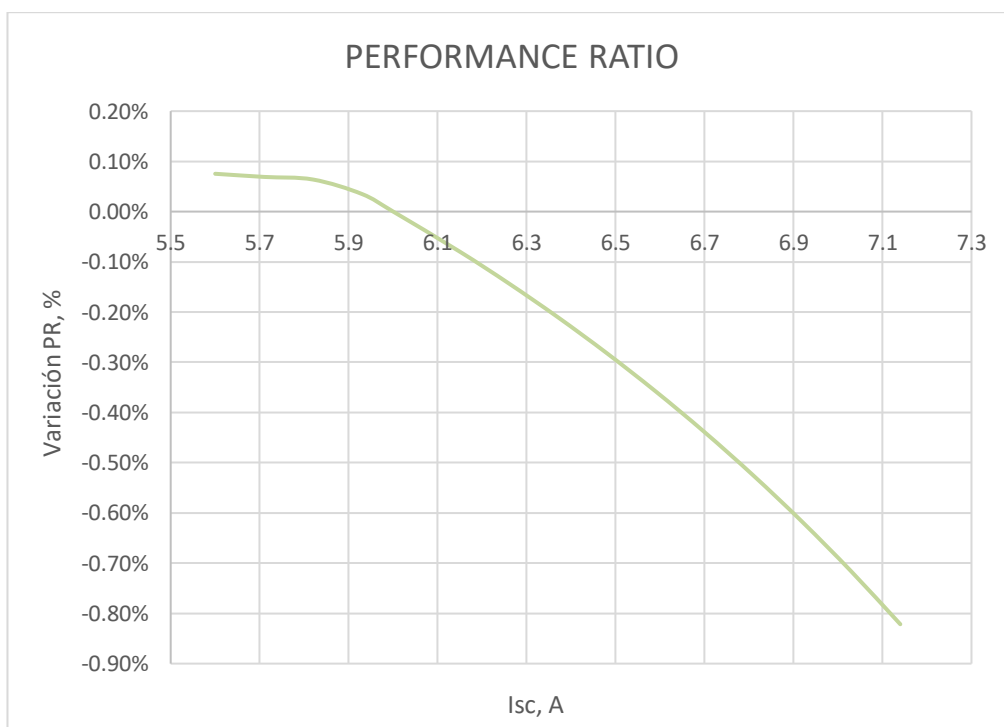


Figura 108. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la corriente de cortocircuito. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.



Además, Figura 108 y Figura 109, el PR, manteniendo la misma forma y mismos valores, disminuiría y aumentaría en la misma proporción que la energía anual producida. Esto quiere decir que la energía perdida en la variación del parámetro incide con el mismo peso en la calidad de captación del campo fotovoltaico, PR. Como era de esperar, las pérdidas también mantendrán la forma de la curva y aumentarán a medida que el parámetro aumente.

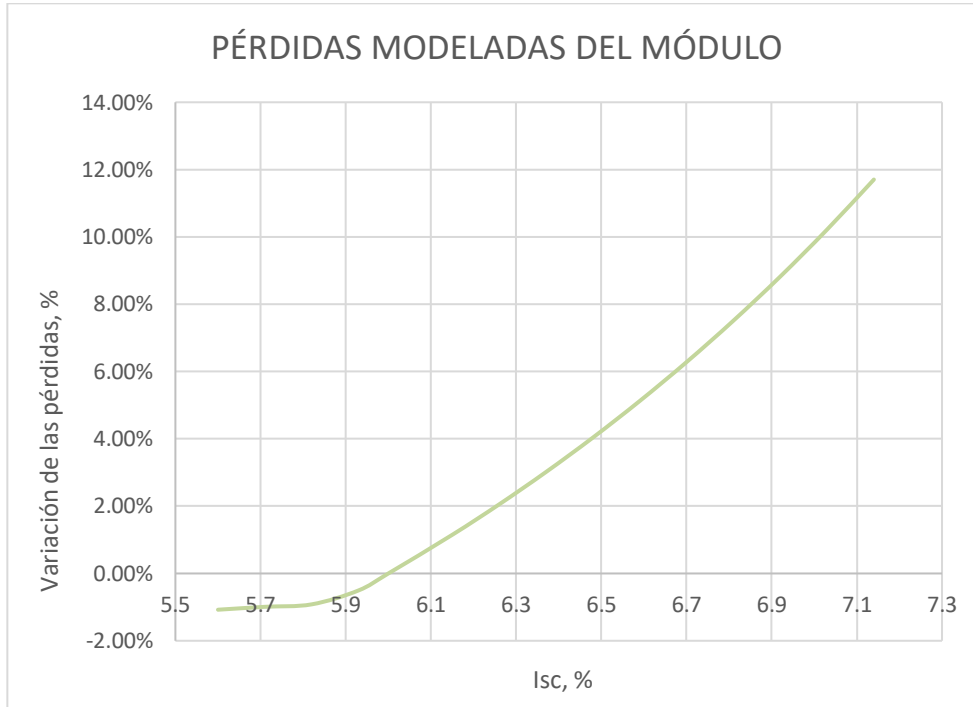


Figura 109. Variación de las pérdidas modeladas totales del módulo tras realizar una variación porcentual de la corriente de cortocircuito. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

### 9.3.2 Tensión de circuito abierto

Al contrario que  $I_{sc}$ , ver Figura 110,  $V_{oc}$  será más trascendente en la producción final de energía. Obteniéndose, por ejemplo, para una variación del parámetro en un +12%, un aumento en la producción del 4.9%. Cabe destacar que la función obtenida será lineal.

En las Figura 111 y Figura 112, se puede observar que aparecen anomalías. Y es que al incrementar  $V_{oc}$  por encima de un 19% se obtienen pérdidas negativas lo cual no sería posible. Eso deja un rango de valores inhabilitados y a tener en cuenta. Asimismo, el PR volverá a tener el mismo comportamiento que la energía producida.

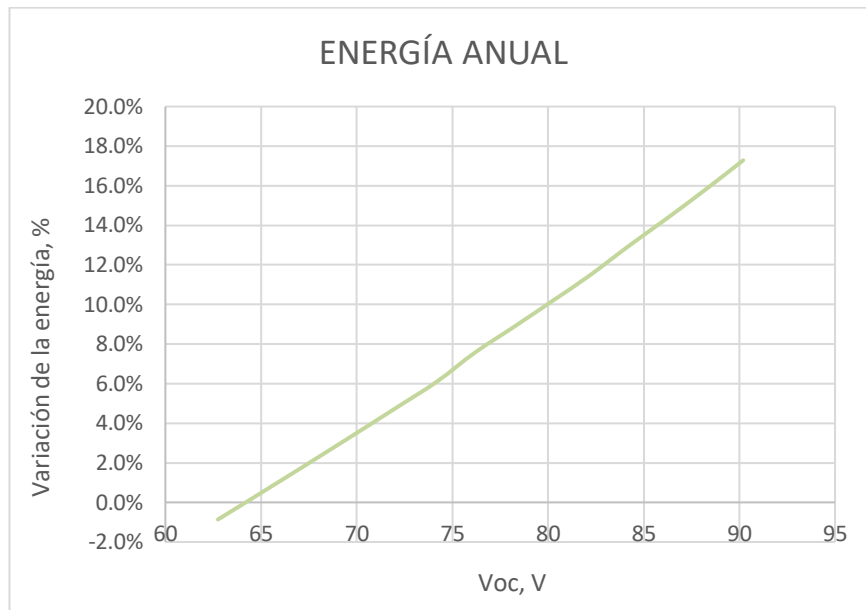


Figura 110. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la tensión de circuito abierto. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

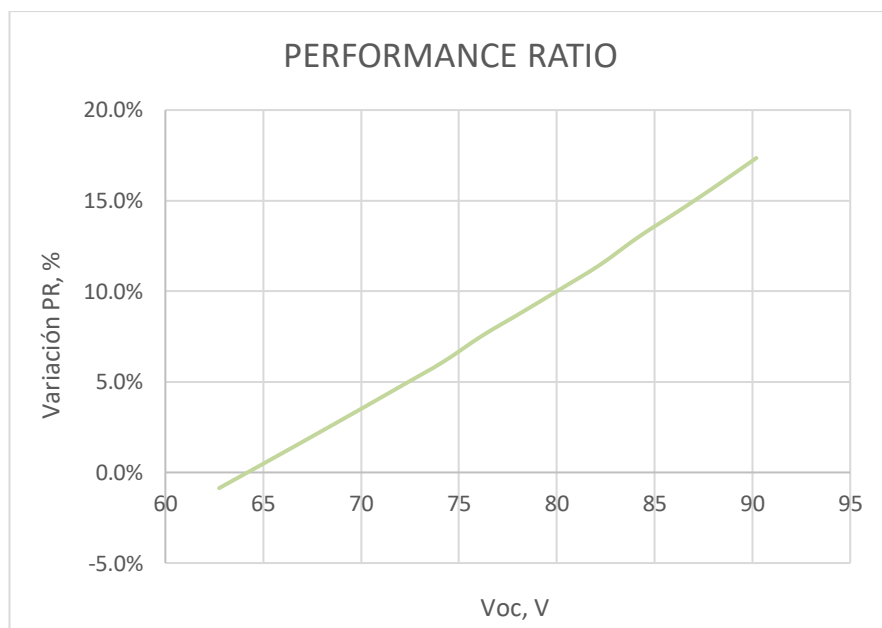


Figura 111. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la tensión de circuito abierto. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

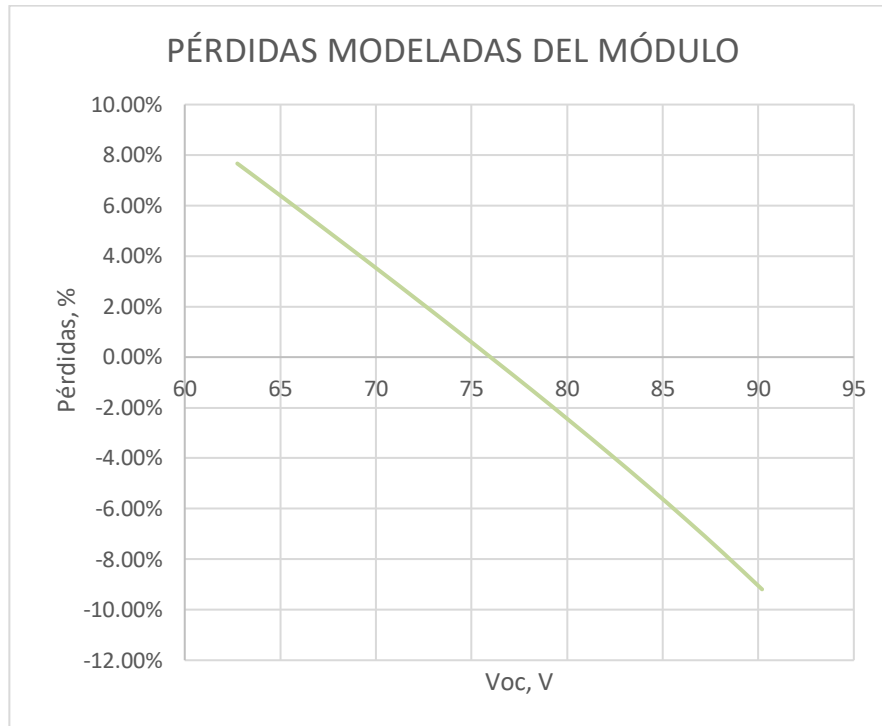


Figura 112. Pérdidas modeladas totales del módulo tras realizar una variación porcentual de la tensión de circuito abierto. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

### 9.3.3 Temperatura de operación anual

Este parámetro estará fundamentalmente relacionado con el comportamiento térmico de la célula por lo que se mostrará, al contrario que los parámetros anteriores, la influencia que tendrá en la temperatura de la célula y su rendimiento.

En la Figura 113, se puede observar cómo a medida que aumenta la  $T_{onc}$  decrece la producción de energía linealmente. Cabe resaltar que realizando una variación del 10% la  $T_{onc}$  se obtienen variaciones en la producción de hasta un 1%. Asimismo, al igual que los anteriores parámetros estudiados, el PR (Figura 114) obtenido variará en la misma cantidad que la energía y decrecerá a medida que aumente la  $T_{onc}$ .

Seguidamente, analizando la importancia que tendrá la  $T_{onc}$  en la temperatura de la célula, ver Figura 115, se puede contemplar cómo la dependencia de la misma es más que significativa, obteniéndose resultados similares a las variaciones realizadas en la  $T_{onc}$ .

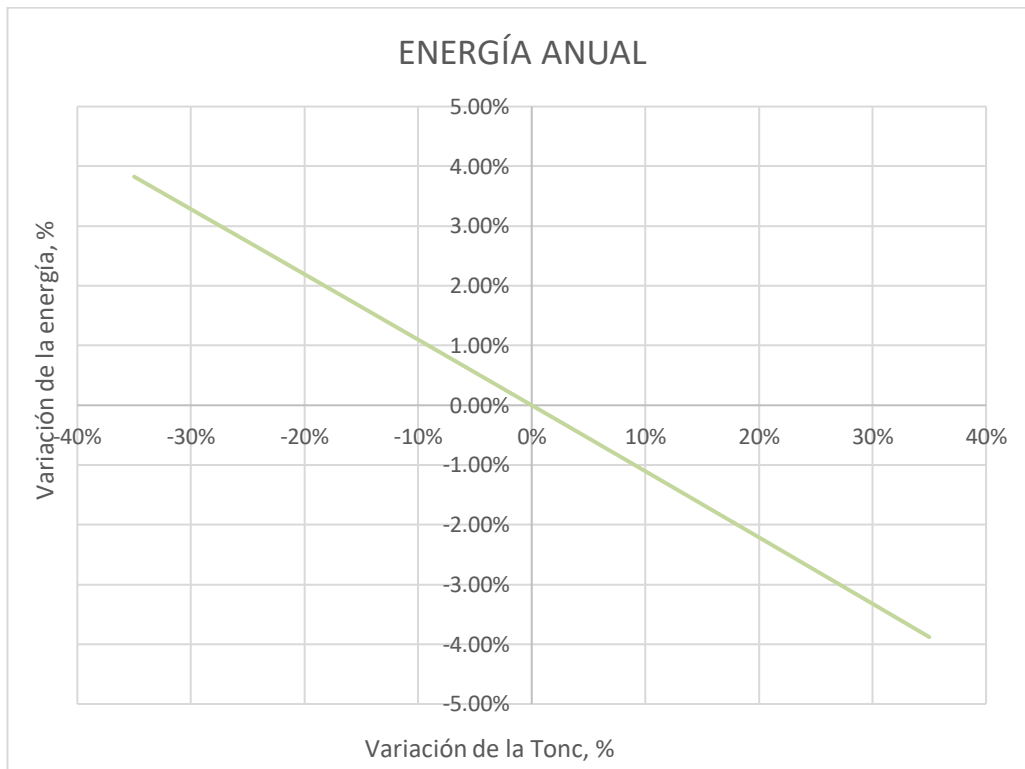


Figura 113. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de la Tonc.  
*Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

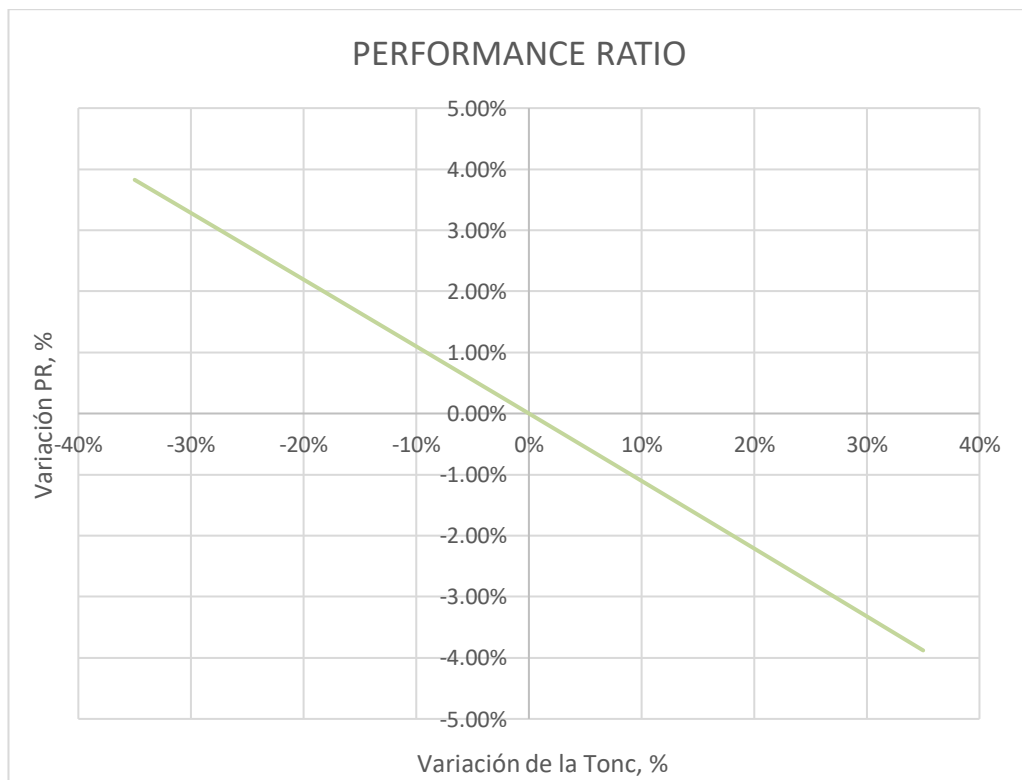


Figura 114. Variación del PR tras realizar una variación porcentual de la Tonc. *Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

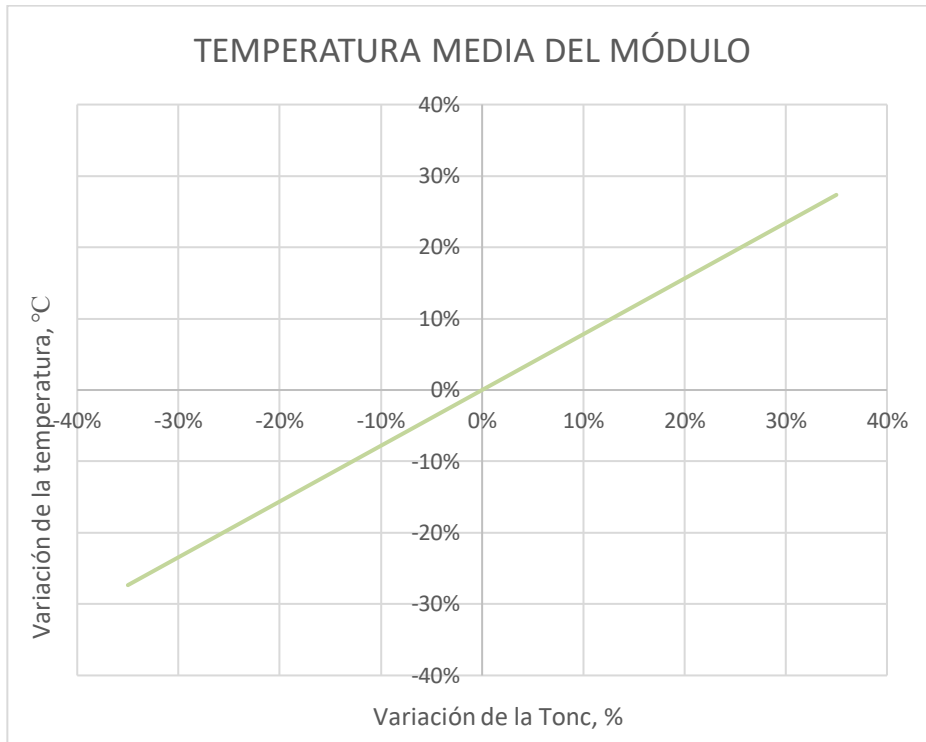


Figura 115. Variación de la temperatura media del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual de la Tonc. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

En cuanto a las pérdidas, ver Figura 116, se puede ver que el grado de influencia de la Tonc será abismal. Dicha variación en las pérdidas sería fundamentalmente debido a una alteración en las propiedades térmicas de la célula fotovoltaica.

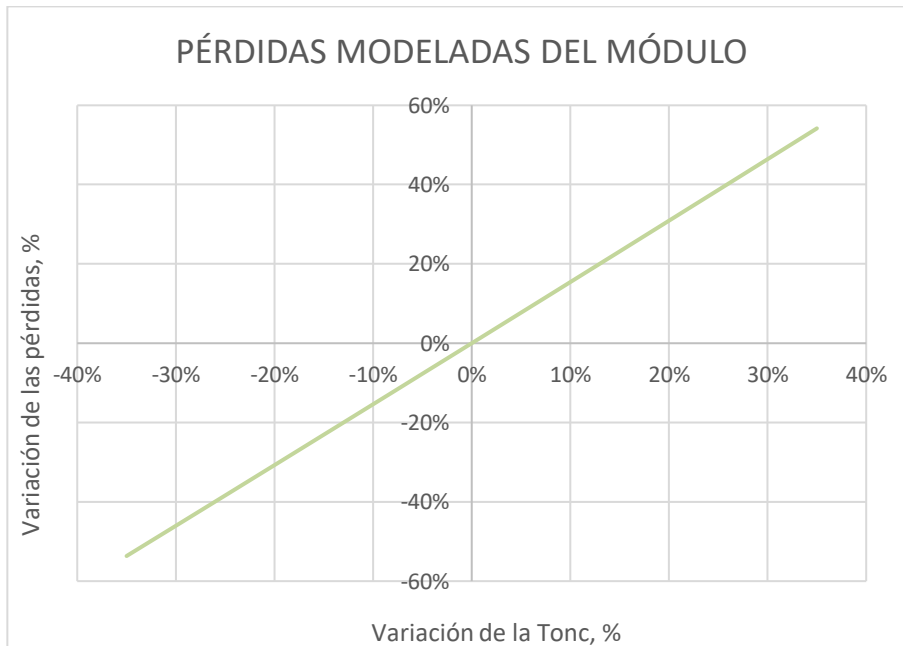


Figura 116. Variación de las pérdidas modeladas del módulo tras realizar una variación porcentual de la Tonc. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.ç*

No obstante, aún teniendo variaciones en las pérdidas de hasta el 50% el rendimiento no se obtendrán resultados desorbitados del rendimiento (Figura 117). Esto se debe a que en las simulaciones realizadas el único parámetro variado ha sido la  $T_{onc}$  y todas las demás variables características del módulo, entre ellas las térmicas, han permanecido constantes.

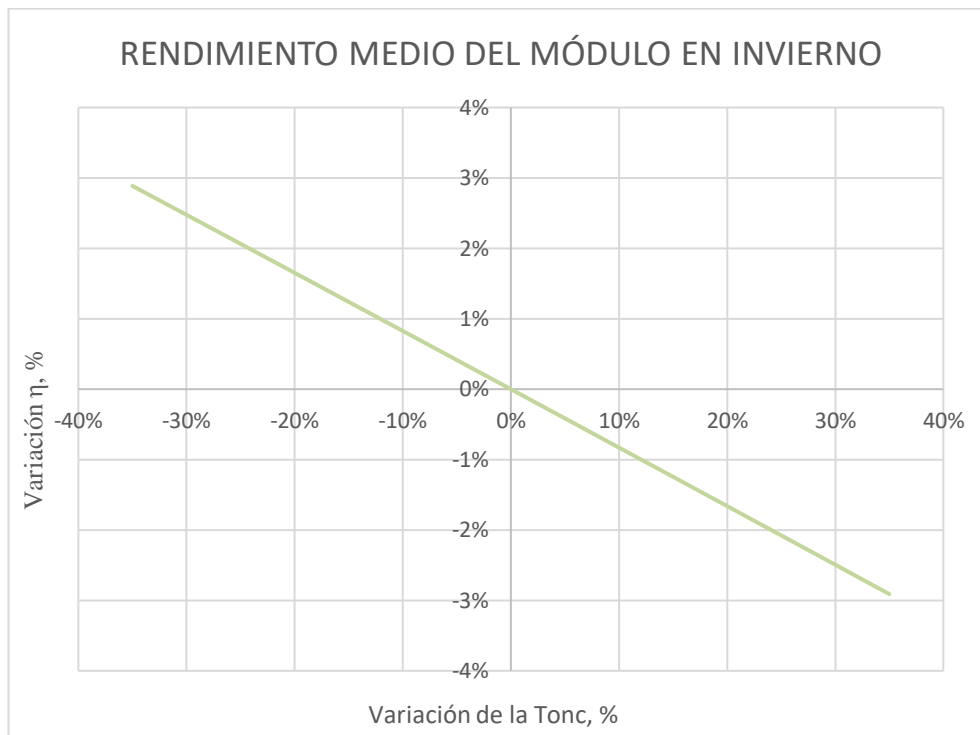


Figura 117. Variación del rendimiento medio del módulo en invierno tras realizar una variación porcentual de la  $T_{onc}$ . Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

### 9.3.4 Área del módulo fotovoltaico

En este apartado se estudiará el efecto de una variación del área del módulo fotovoltaico manteniendo constante todos los parámetros restantes del mismo.

Echando un vistazo a las ecuaciones que modelan el sistema, se puede intuir que el efecto de disminuir el área tendrá un impacto positivo en la eficiencia del módulo, pero ¿y en la producción? En la Figura 118, se puede observar que el resultado de disminuir el área del módulo, y todos los positivos efectos que se obtendrán como consecuencia del mismo que se detallarán a continuación, compensará la mengua del área del campo fotovoltaico. De este modo, una disminución del área del módulo manteniendo invariables los demás parámetros del mismo, aun viéndose rebajada el área total del campo en gran medida, supondrá un aumento de la producción de energía, y, por ende, dado que supone una mejora en el aprovechamiento de la energía captada, de su PR (ver Figura 119). Cabe destacar, que el hecho de limitar el área tendrá un mayor impacto, en este caso positivamente (hasta un 0.9% para un -35%), que el impacto negativo que tendrá aumentar el área (hasta un -44% para un 35%).

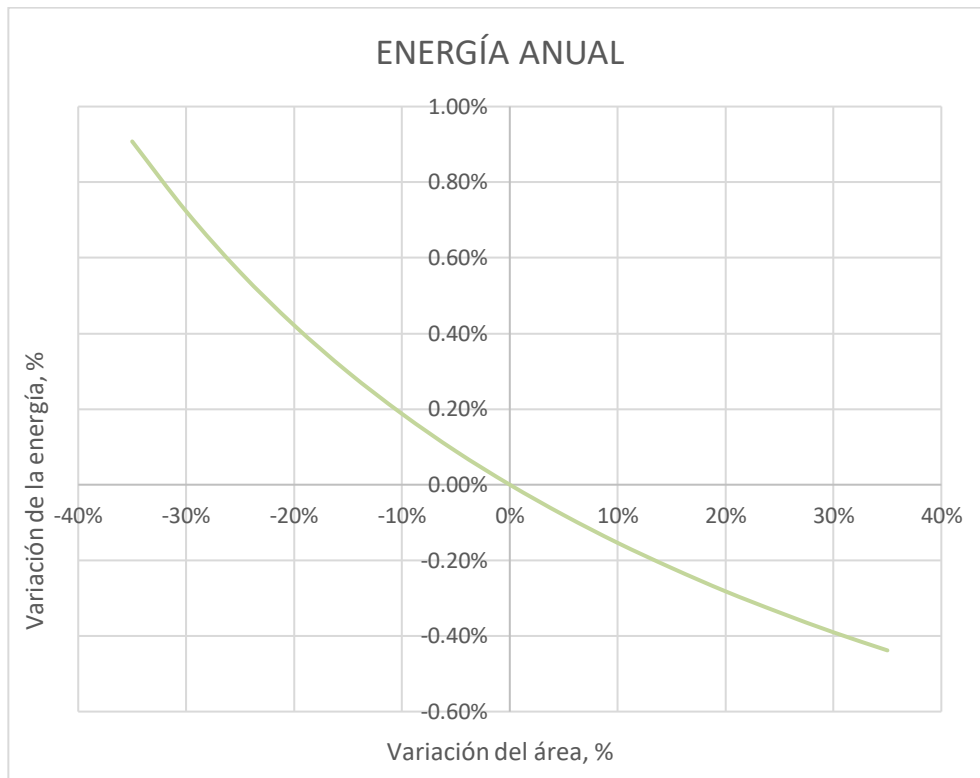


Figura 118. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual del área del módulo. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

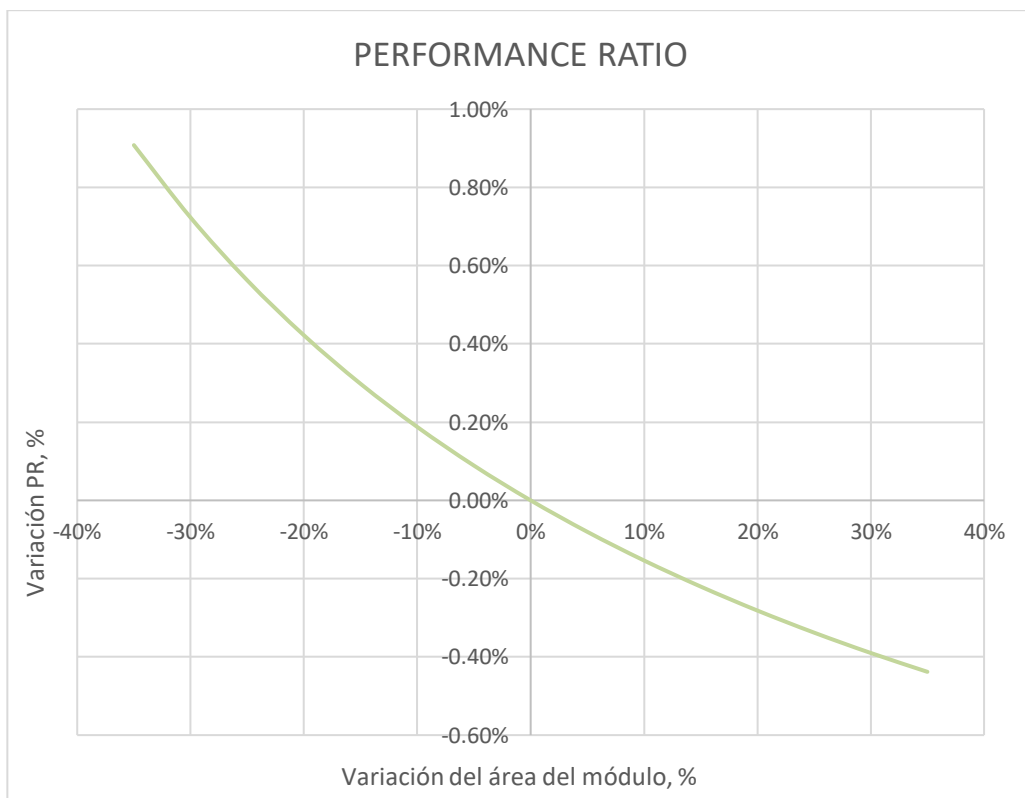


Figura 119. Variación del PR tras realizar una variación porcentual del área del módulo. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

Tal como se explicó anteriormente, ver Figura 120, el rendimiento del módulo mejorará a medida que se disminuya su área, hasta un 55% más de eficiencia para una disminución del área del 35%.

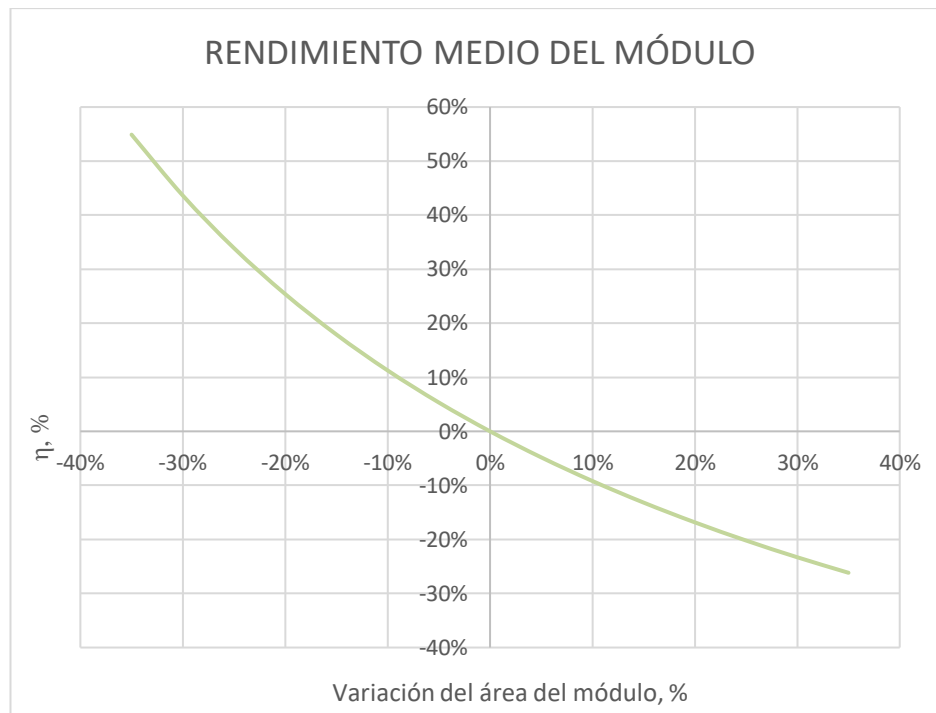


Figura 120. Variación de la eficiencia del módulo tras realizar una variación porcentual del área del módulo.

*Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

Y es que el efecto de realizar una variación de la eficiencia tendrá consecuencias directas en la temperatura del módulo (ver Figura 122), y, por consecuencia, en las pérdidas totales del módulo (ver Figura 121). La temperatura del módulo fotovoltaico disminuirá al reducir el área de módulo y con ella las pérdidas del mismo.



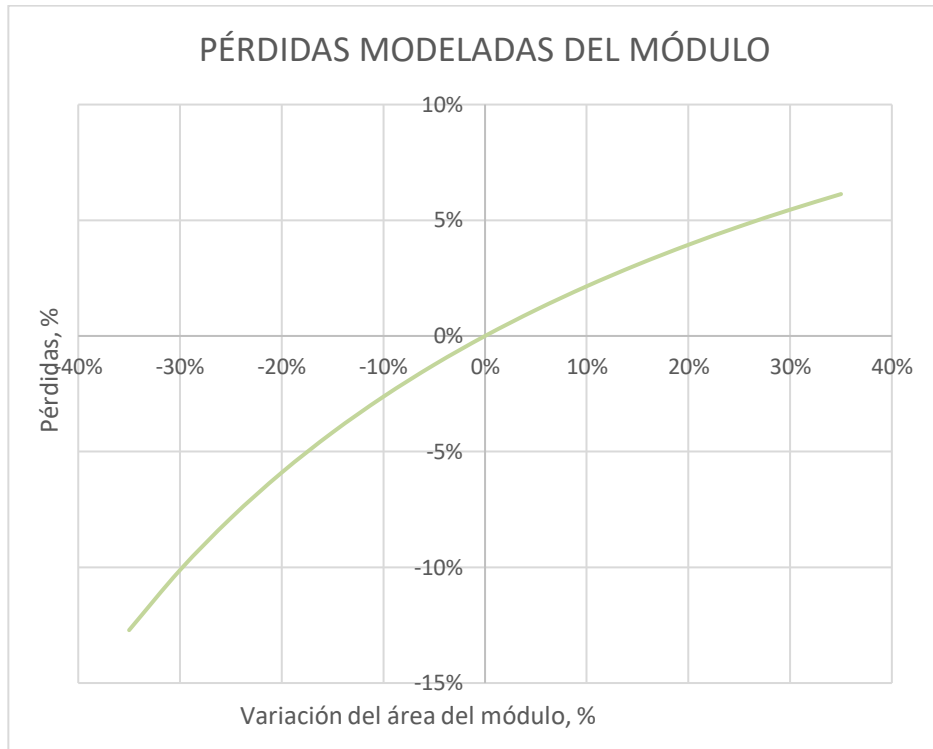


Figura 121. Variación de la temperatura del módulo tras realizar una variación porcentual del área del módulo. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

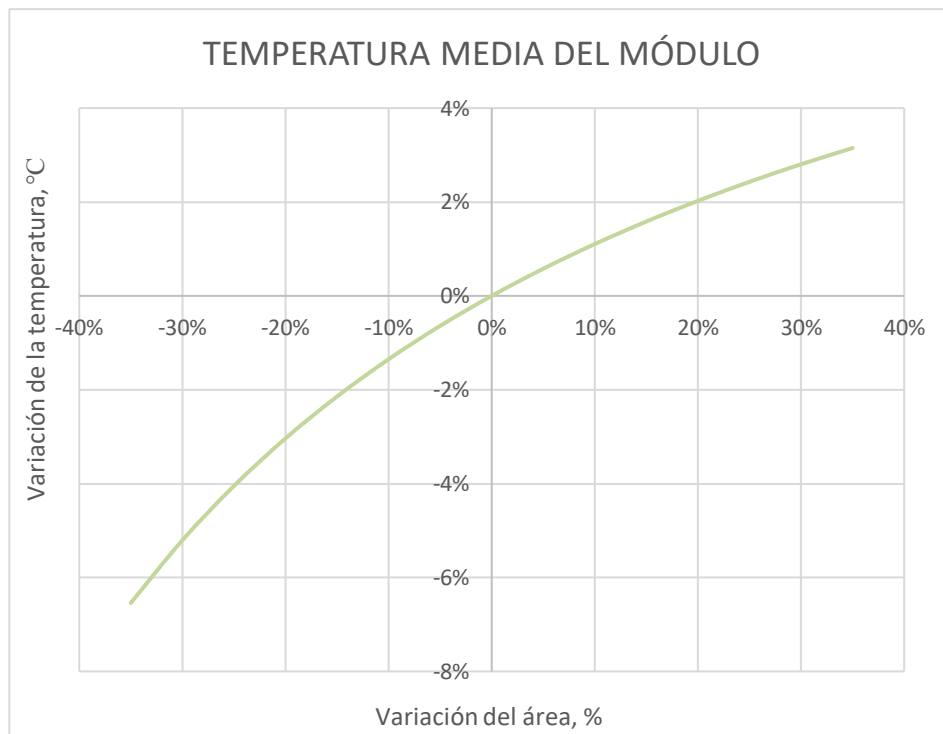


Figura 122. Variación de la temperatura del módulo tras realizar una variación porcentual del área del módulo. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

*Conclusiones:*

- Disminuir el área del módulo en cierta medida podría llegar a ser beneficioso para el sistema si conlleva una mejor en la eficiencia del módulo en SAM.
- El impacto de variar en unos centímetros el tamaño del módulo no será nada despreciable, hasta un 0.2% más en la producción al reducir un 10% el área.
- Los resultados obtenidos pueden llevar a una conclusión errónea al lector. Recalcar que una variación del área del módulo supondrá una variación directa en sus parámetros de potencia, y por tanto se obtendrían resultados y conclusiones totalmente distintas. Y es que estas simulaciones se han realizado con fines empíricos y no tienen por qué ser totalmente veraces.
- En esta herramienta se supone que el efecto de aumentar o disminuir el área del módulo estará totalmente relacionado con su eficiencia y no con el área total de captación del campo fotovoltaico. Es decir, la potencia se calculará teniendo en cuenta el número de paneles, la potencia que podrán proporcionar y su eficiencia.

### 9.3.5 Coeficientes de temperatura

Como ya se ha explicado en capítulos anteriores, las elevadas temperaturas pueden reducir la capacidad de adaptación y captación del panel, y un buen cuantificador de la reducción de potencia que sufrirá el sistema serán los “coeficientes de temperatura” ( $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ ). Por ello, en este apartado se procederá a realizar una comparación de los resultados obtenidos del sistema tras una variación porcentual de los coeficientes de temperatura.

En primer lugar, centrandó toda la atención en la energía total producida en CA por el sistema, ver Figura 123, Figura 124 y Figura 125, se puede intuir de antemano que incrementar los valores de los coeficientes supondrá una disminución de la producción. Así pues, se puede observar que el grado de influencia que tendrá cada uno de los coeficientes, ordenados de mayor a menor relevancia, será  $\gamma$ ,  $\beta$  y  $\alpha$ .

Cabe matizar que la trascendencia de realizar una variación en los coeficientes de temperatura no tendrá ninguna repercusión en la temperatura del panel, tan sólo en el efecto que tendrá dicha temperatura en el módulo fotovoltaico.

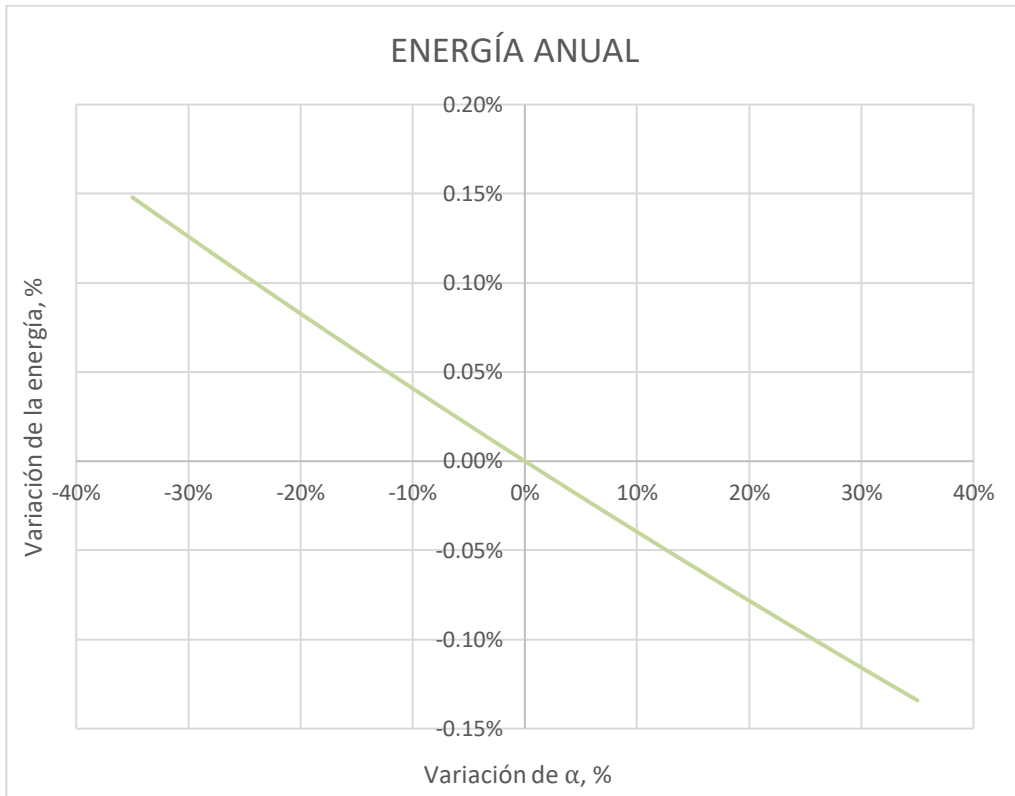


Figura 123. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de  $\alpha$ . Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

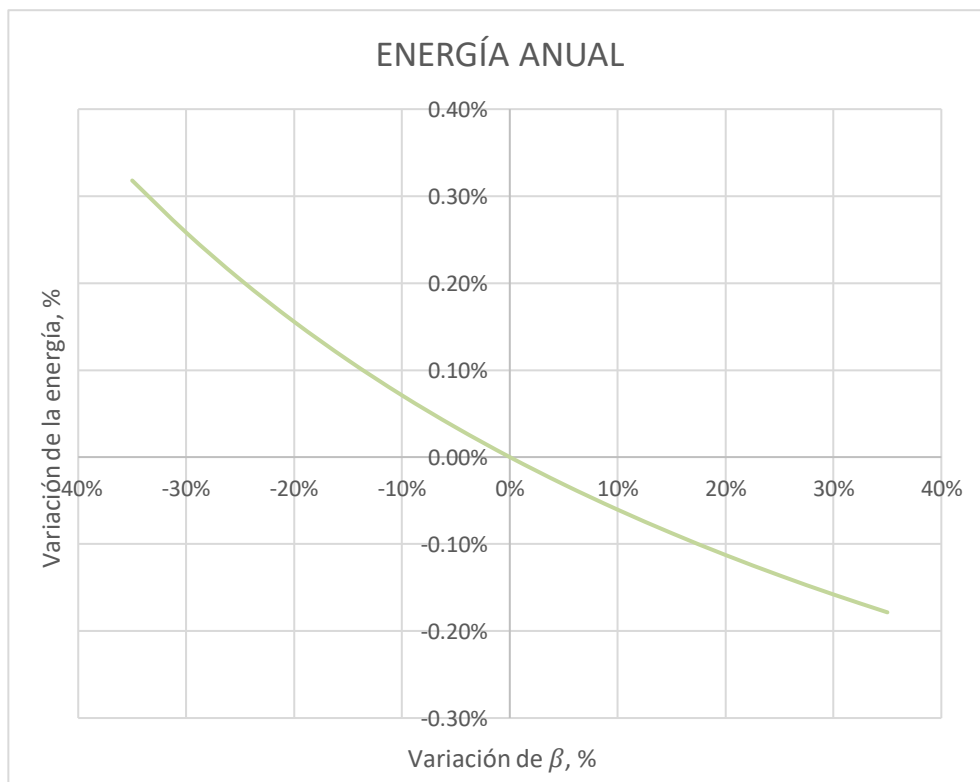


Figura 124. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de  $\beta$ . Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

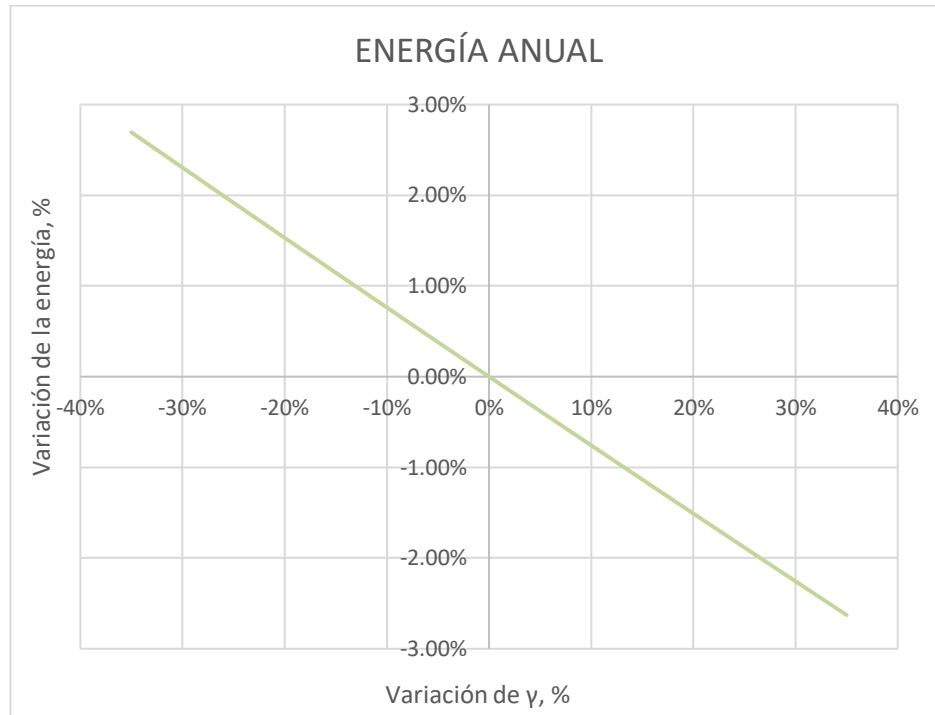


Figura 125. Variación de la energía anual producida tras realizar una variación porcentual de  $\gamma$ . Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

En cuanto a las pérdidas totales del módulo serán consecuencia directa de la variación realizada en los coeficientes, y es que aumentar los parámetros equivaldría a unas pérdidas mayores. Atendiendo al mismo criterio de clasificación empleado anteriormente, los coeficientes quedarían de la siguiente forma en cuanto a pérdidas del módulo respecto al caso base:  $\gamma$ ,  $\beta$  y  $\alpha$  (Figura 126, Figura 127 y Figura 128).

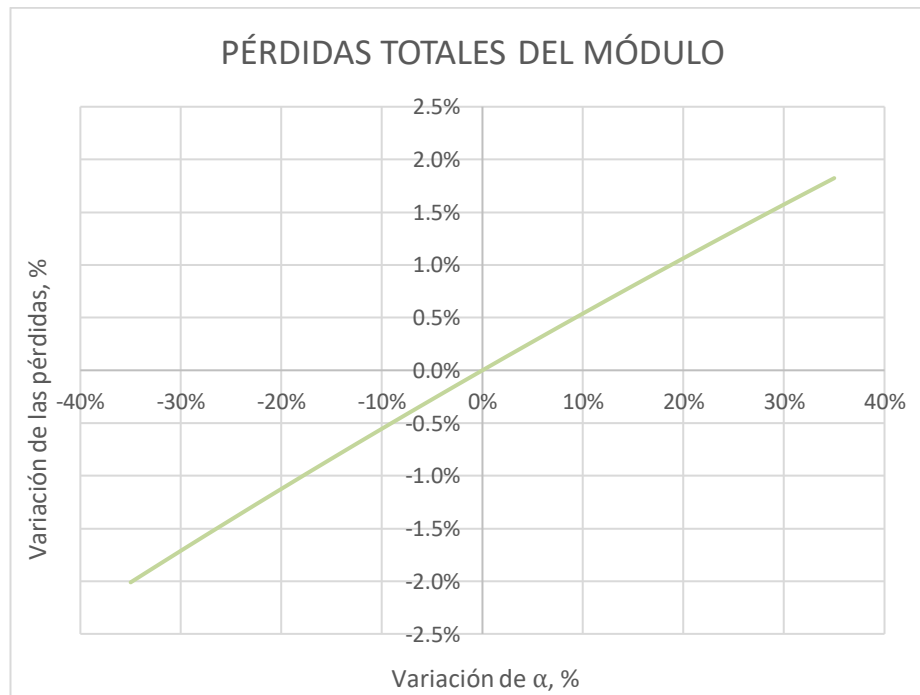


Figura 126. Variación de las pérdidas totales anuales del módulo tras realizar una variación porcentual de  $\alpha$ . Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

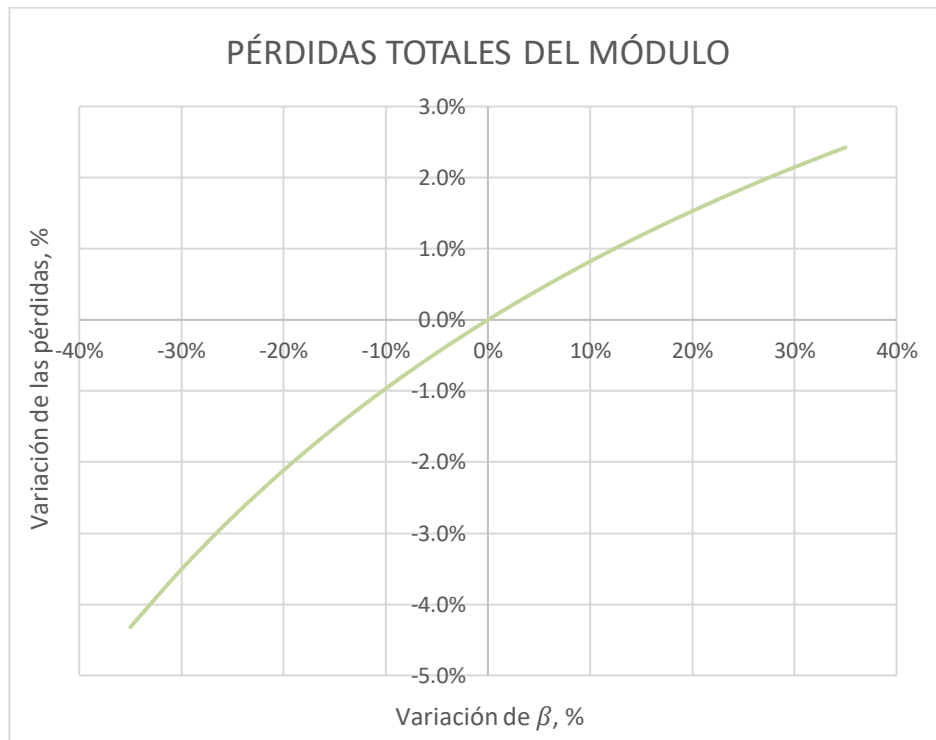


Figura 127. Variación de las pérdidas totales anuales del módulo tras realizar una variación porcentual de  $\beta$ .  
Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

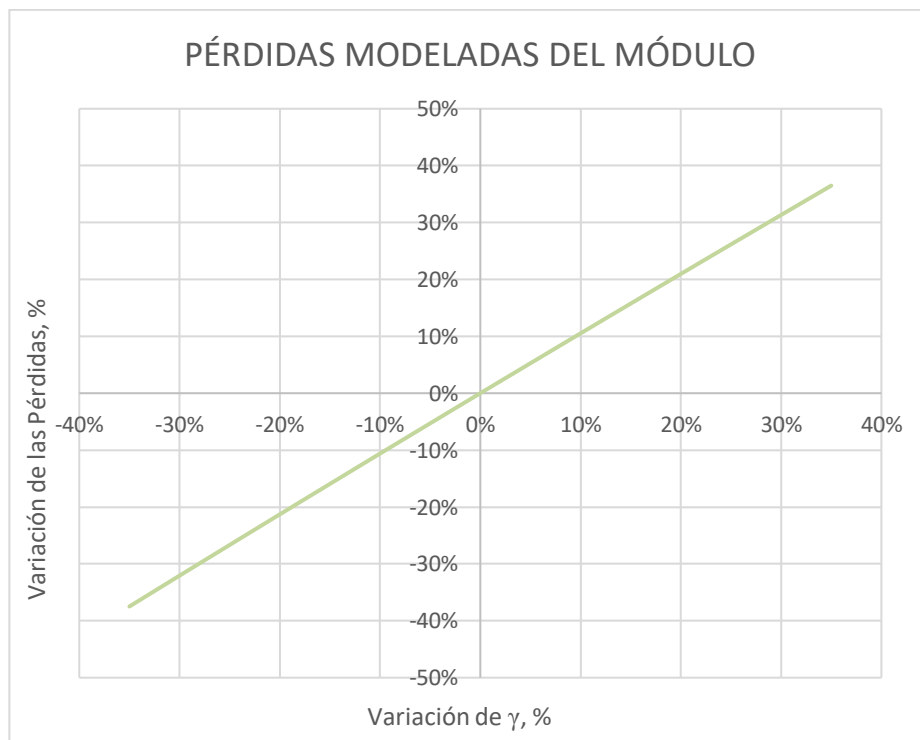


Figura 128. Variación de las pérdidas totales anuales del módulo tras realizar una variación porcentual de  $\gamma$ .  
Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

### Conclusiones

- Resumiendo, el parámetro que mayor impacto tendrá sobre el sistema fotovoltaico será  $\gamma$ . Tiene sentido dado que  $\gamma$  será totalmente dependiente de la corriente y la tensión, será suma de ambos efectos.
- En cuanto a la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito, será un poco más determinante en los resultados  $\beta$ , es decir, el efecto de la temperatura en el panel conllevará una mayor reducción de la potencia de salida y eficiencia del módulo debido a la tensión de circuito abierto.

## 9.4 Coeficientes empíricos de Sandia

En este apartado se procederá a analizar los coeficientes empíricos del modelo “Sandia Module Model” realizando multitud de simulaciones de los mismos. Los coeficientes y sus respectivas definiciones son los siguientes:

- $a$ , define el límite superior de la  $T_{cell}$  (a velocidades del viento bajas y altos niveles de radiación).
- $b$ , Define la velocidad a la que disminuye la temperatura del módulo a medida que aumenta la velocidad del viento.
- $\Delta T$ , diferencia de temperatura entre la superficie de la célula y la de referencia.

El objetivo de los próximos razonamientos es ni más ni menos que conocer un poco mejor estos coeficientes. Se tratará de establecer un rango de operación típico para cada uno de ellos y la relevancia que tendrán sobre determinados parámetros del sistema fotovoltaico.

Cabe mencionar que tanto el coeficiente “a” como el “b”, que aparecen en la ecuación (14), serán en su mayoría valores negativos ya que, tal como se puede observar, para valores positivos se obtendrán valores de  $T_{back}$  desorbitados que no tendrán ningún tipo de sentido. Al igual que en otras muchas ocasiones, SAM simulará el sistema y el usuario deberá darse cuenta, con los resultados obtenidos, que los valores son totalmente erróneos e irracionales.

Además, los resultados obtenidos en el análisis dependerán en gran parte de los valores que mantengan los coeficientes que no se estén simulando durante el proceso, es decir, en función del caso base elegido se obtendrán unos resultados u otros. Sin embargo, las posteriores simulaciones serán lo suficientemente válidas para ayudar al usuario a comprender el impacto que podrían llegar a tener estos coeficientes sobre el sistema.

### 9.4.1 Configuraciones disponibles en SAM

SAM de primer mano ofrecerá al usuario la posibilidad de establecer valores por defecto de determinadas configuraciones, configuraciones mostrada y explicadas el capítulo correspondiente.

En este apartado se simulará el “caso base” para cada una de estas configuraciones. A continuación, se comparará la producción de energía final obtenida en cada una de ellas, Figura 129.

La situación más desfavorable será la respectiva al montaje en la superficie de un edificio, “Glass/Cell/ Polymer Sheet – Insulated Rack”. Esta opción supondrá casi un 10% menos en la producción de energía final respecto a la situación más favorable, “Polymer/Thin Film/Steel – Open Rack”.

Posteriormente se pasará a analizar los tres parámetros del “Sandia module model”, sin embargo, analizarlos porcentualmente no tendrá sentido ya que dependerá en gran parte de los valores tomados como referencia y las variaciones serán prácticamente inapreciables hasta que se superen ciertos valores.

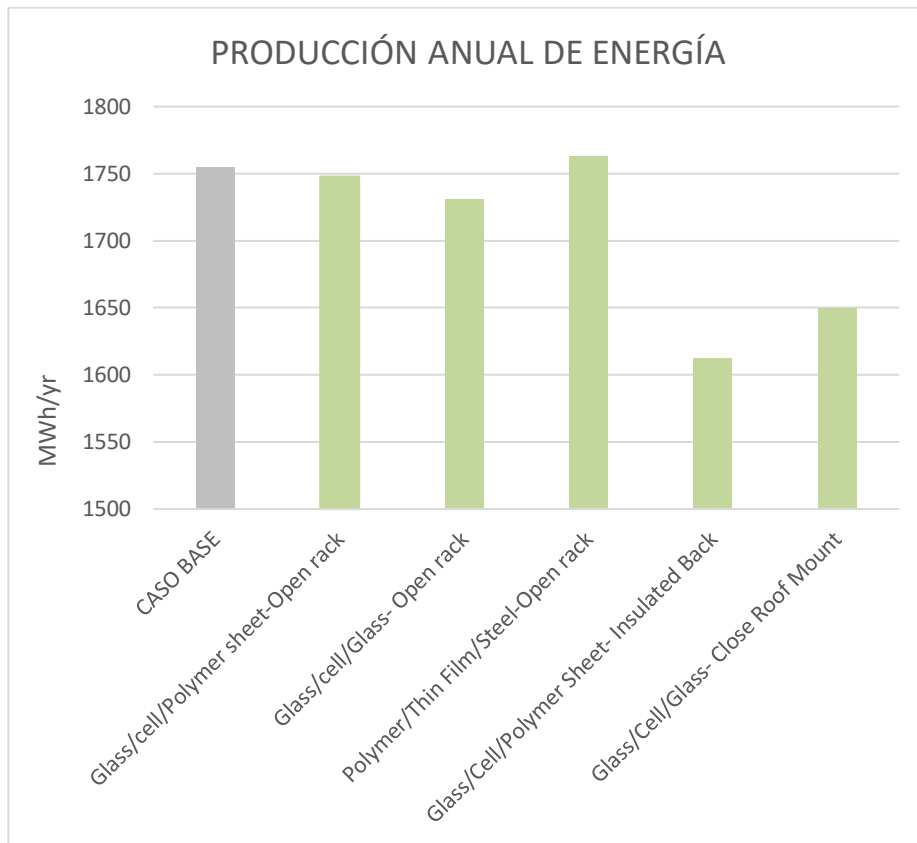


Figura 129. Producción anual de energía del “Caso base” para cada una de las configuraciones disponibles de montaje y módulo. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

#### 9.4.2 Coeficiente empírico “a”

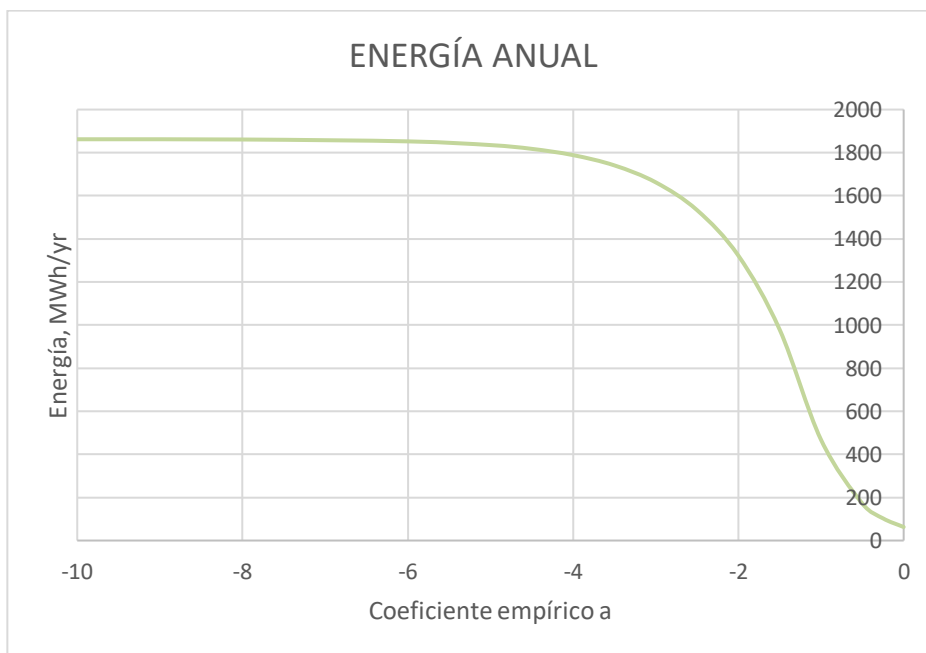


Figura 130. Energía anual obtenida tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. Fuente: *Elaboración propia.*

A continuación, se simulará y analizará el sistema, manteniendo constantes e iguales a los del caso base, los coeficientes “b” y “ $\Delta T$ ”, tras una variación del coeficiente “a” previamente deliberada.

En primer lugar, se estudiará la influencia que tendrá dicha variación sobre la producción final de energía del sistema en CA. En la Figura 130 se puede observar cómo para valores comprendidos de “a” entre -10 y -2 el sistema mantiene una coherencia, los valores mantienen un cierto parecido a los obtenidos a lo largo del proyecto. No obstante, aun teniendo en mente los resultados aproximados que deberían adquirirse, no se puede descartar de momento ningún valor del coeficiente “a” ya que no existe una razón obvia para ello. Ya que esta gráfica no ofrece un enfoque claro que plantee alguna conclusión sobre el coeficiente, se pasará a analizar el performance ratio del sistema fotovoltaico.

En el caso del performance ratio, ver Figura 131, sabiendo que el rango típico en el que debe establecerse una instalación fotovoltaica se encuentra entre 0.6 y 0.8, para comprender ese rango de operación el coeficiente “a” debería tomar aproximadamente valores comprendidos entre -2 y -4. Sin embargo, un diseño muy deficiente de la instalación, el cual no aseguraría valores del PR por encima de 0.6, y un diseño óptimo del mismo, que en ocasiones superan valores del PR por encima de 0.8, no deposita ningún tipo de confianza en el rango de valores previamente mencionado. Al igual que antes, el PR aportará información sobre la variable estudiada pero no la suficiente para razonar algunas conclusiones.

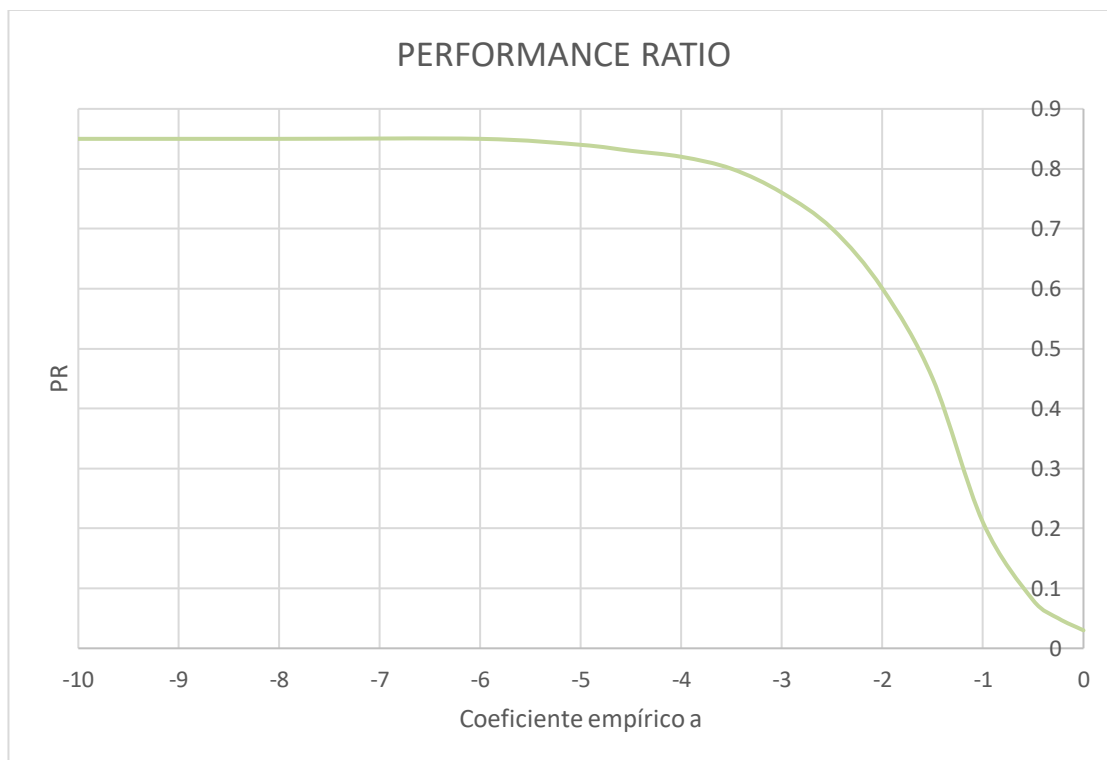


Figura 131. Performance ratio del sistema asociado a una variación del coeficiente empírico a. *Fuente: Elaboración propia.*

En segundo lugar, dejando de lado los parámetros generales del sistema los cuales no han ofrecido demasiada claridad sobre el análisis, se pasará a estudiar la temperatura de la célula fotovoltaica tras una variación de “a”, ver Figura 132, Figura 133, Figura 134 y Figura 135 Observando cada una de las gráficas disponibles sobre la temperatura de la célula en el documento, se podría razonar que “a” no tomará valores por encima de -2 ya que se alcanza temperaturas por encima de 100 °C. También, tratando de establecer un límite inferior al coeficiente en función de la temperatura obtenida, sería prudente elegir -4 ya que por debajo de dicho valor la temperatura de la célula apenas varía a lo largo del día, supuesto bastante ideal, y, además, el coeficiente comienza a tener una influencia significativa.



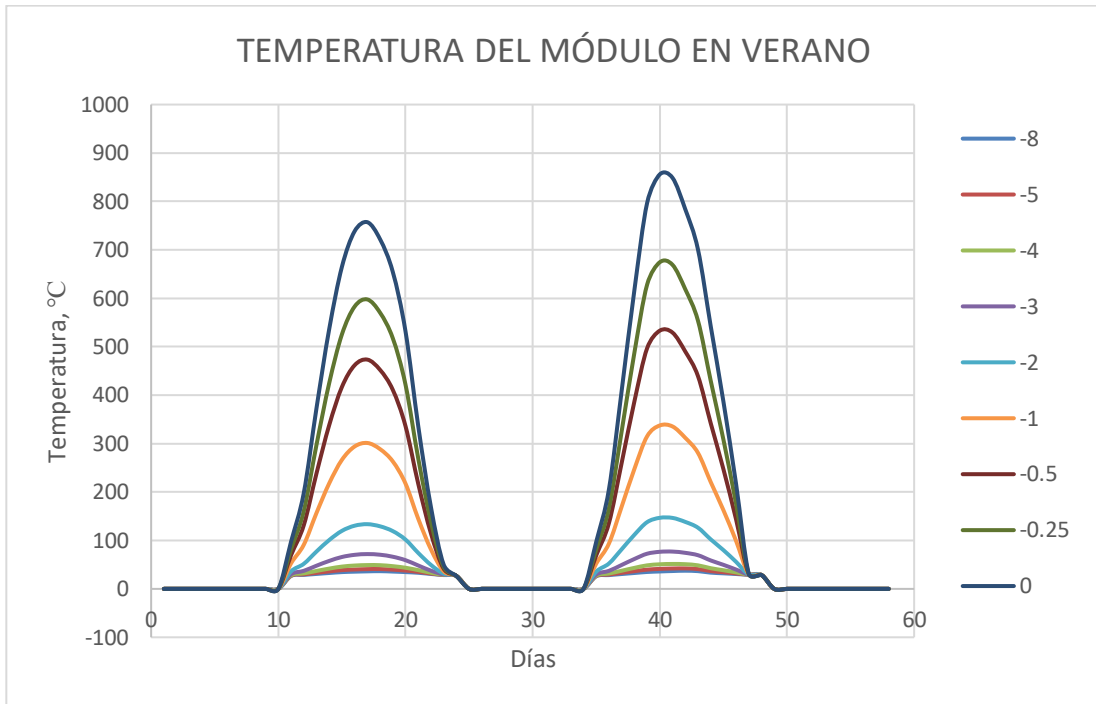


Figura 132. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. Fuente: *Elaboración propia*.

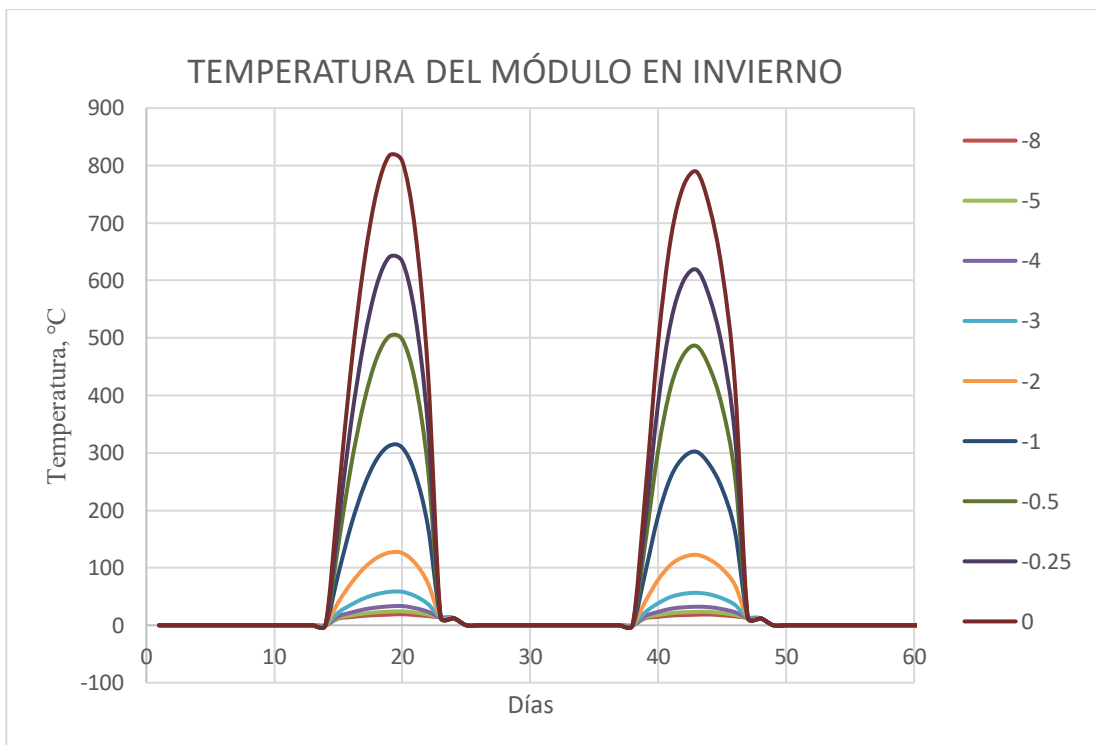


Figura 133. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. Fuente: *Elaboración propia*.

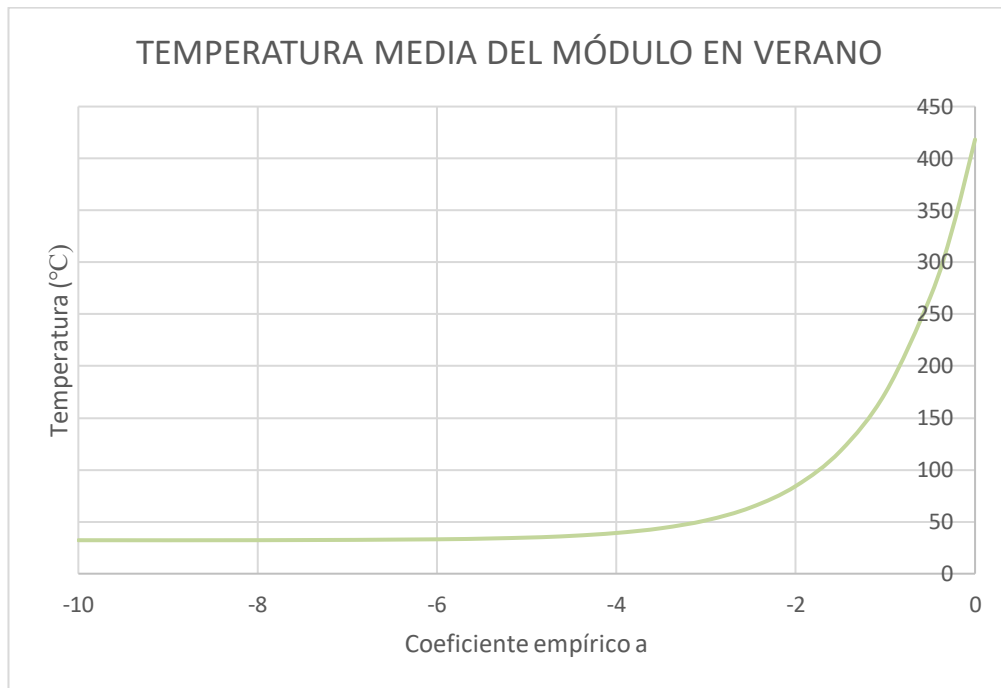


Figura 134. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.*

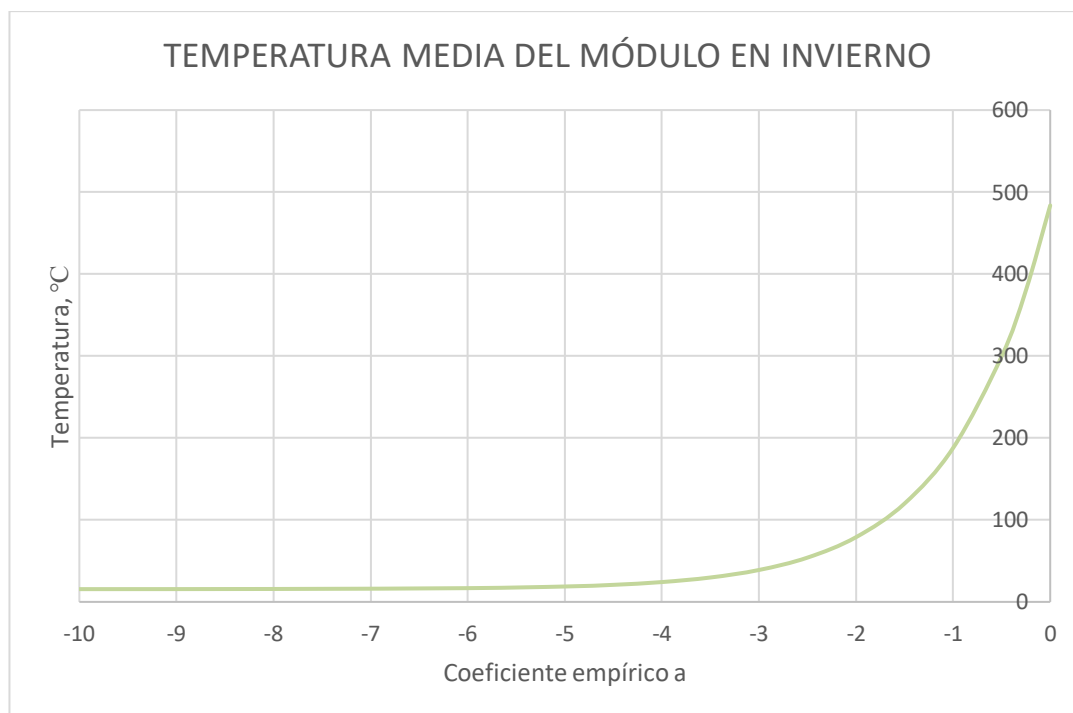


Figura 135. Temperatura media del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico  $a$  en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.*

En tercer lugar, haciendo referencia al rendimiento del módulo, ver Figura 136, Figura 137, Figura 138 y Figura 139 se puede observar cómo los rangos de valores establecidos anteriormente podrían justificarse también para este escenario. De la misma manera, sería posible estrechar aún más la banda de operación si se hace hincapié

en las dos primeras gráficas. Y es que para un valor de -2 el rendimiento del módulo tomará valores muy por debajo del nominal durante el día (valor nominal de 18.65 %). Por esta misma razón, podría precisarse la franja de valores del coeficiente “a” a valores comprendidos entre -4 y -2.5. Esta nueva teoría podría respaldarse con las curvas del rendimiento medio, teniendo en cuenta que un rendimiento medio para un valor de -2.5 se ajusta más al valor nominal de la eficiencia del módulo.

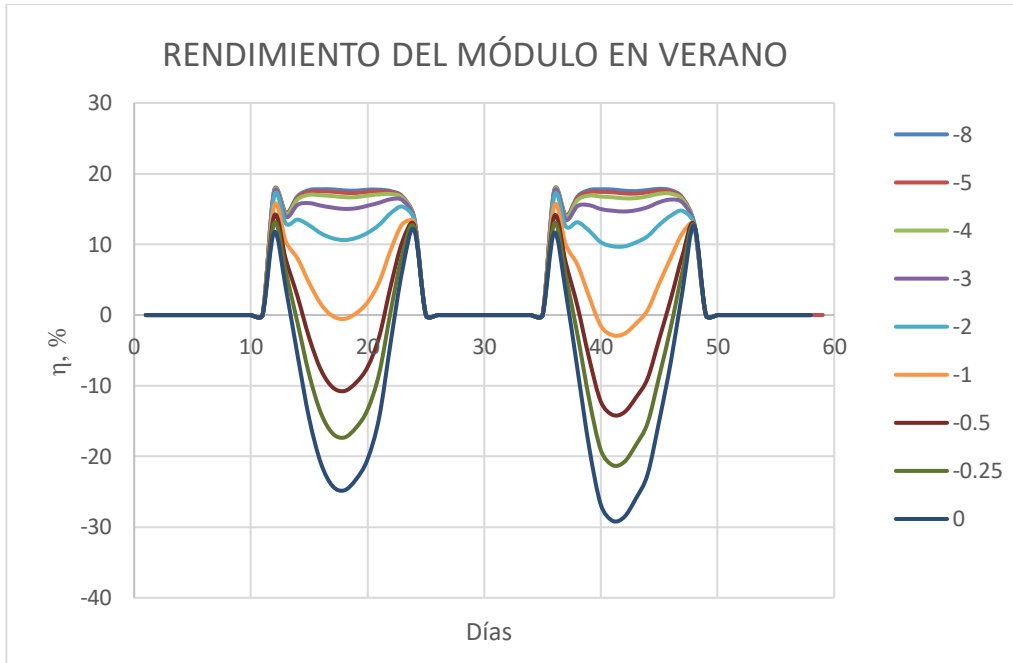


Figura 136. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. Fuente: Elaboración propia.

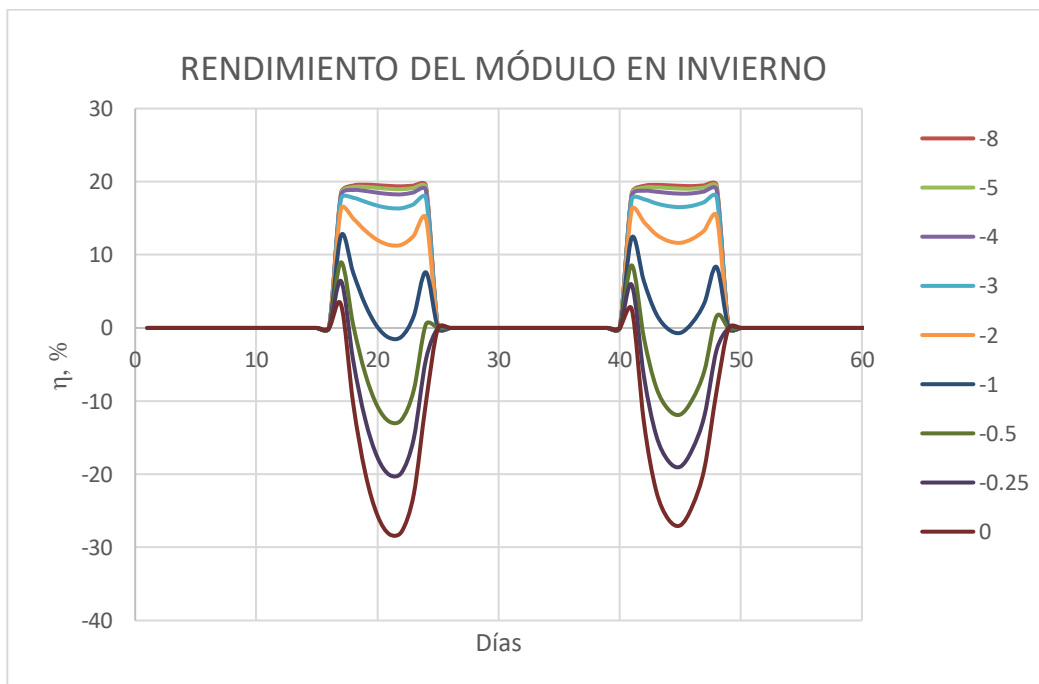


Figura 137. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. Fuente: Elaboración propia.

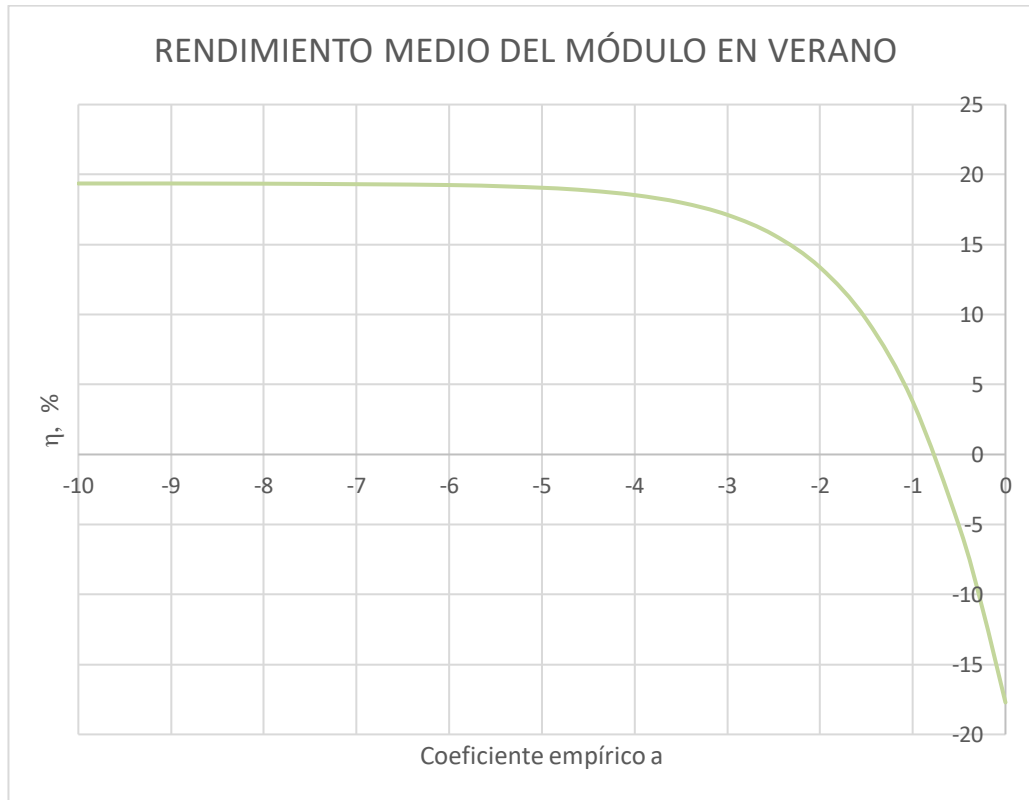


Figura 138. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.*

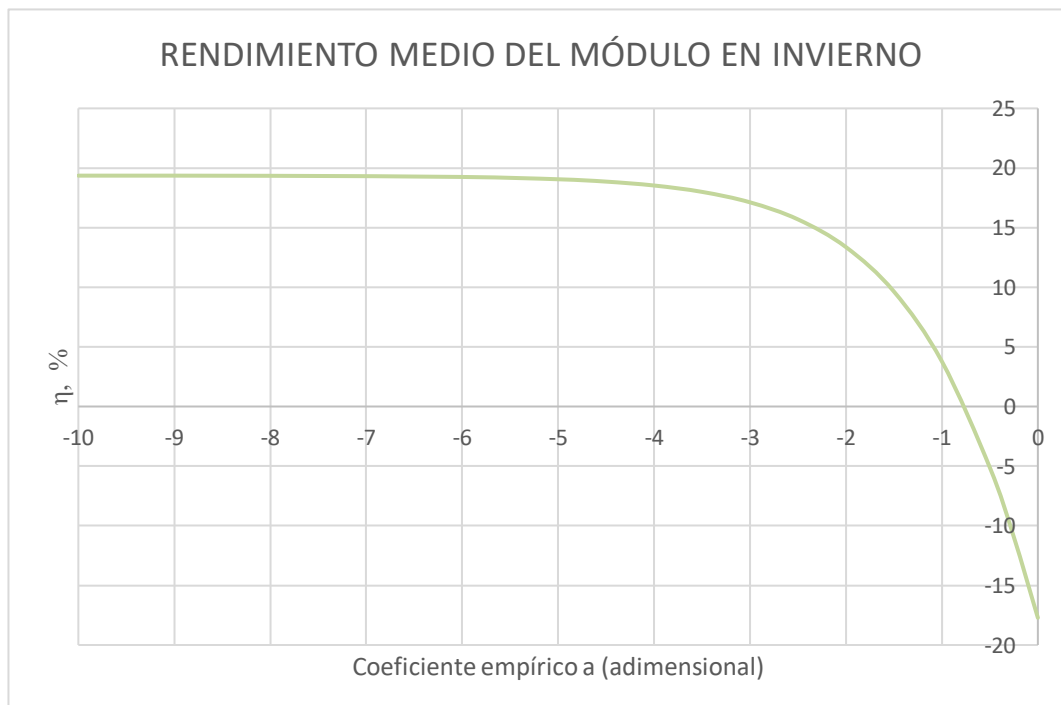


Figura 139. Rendimiento medio del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.*

Por último, tras graficar las pérdidas del módulo fotovoltaico, ver Figura 140, teniendo en cuenta que unas pérdidas en un módulo fotovoltaico superiores al 15% son excesivas, podría disminuirse aún más el rango adecuado de operación del coeficiente “a” hasta un límite superior de -2.7.



Figura 140. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema.

*Fuente: Elaboración propia.*

En conclusión, si se aumenta el coeficiente “a”, tal como su propia definición indica, la temperatura de la célula se elevará. Sin embargo, teniendo en cuenta las explicaciones anteriores, no todos los valores darán como resultado valores racionales o idóneos. Y es que el coeficiente “a” es un parámetro que depende de los materiales y la construcción del módulo, así como de la configuración del montaje del módulo. Podría concluirse pues que un rango de operación bastante realista para el coeficiente podrían ser valores comprendidos entre -4 y -2.7.

### 9.4.3 Coeficiente empírico “b”

Operando de la misma forma que en el apartado anterior, la producción de energía anual y el PR, ver Figura 141 y Figura 142, al contrario que el coeficiente “a”, tomarán valores razonables a lo largo de toda la simulación. Este factor hará que sea aún más difícil conjeturar a lo largo del proceso. A pesar de ello, ya se podría deducir que el coeficiente “b” tendrá un menor peso en el sistema que “a”. Y, además, como primera toma de contacto, podría decirse que el parámetro se encontrará entre -2 y 0 ya que es dónde comenzará a tener algún tipo de influencia sobre el sistema.

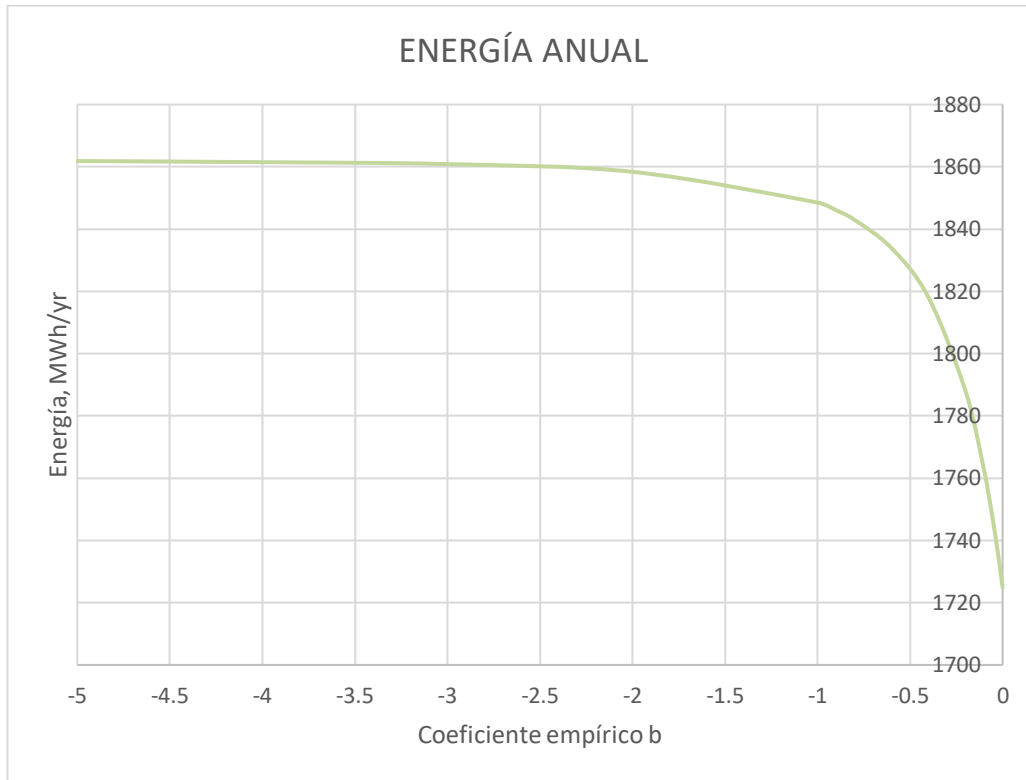


Figura 141. Energía anual obtenida tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. *Fuente: Elaboración propia.*

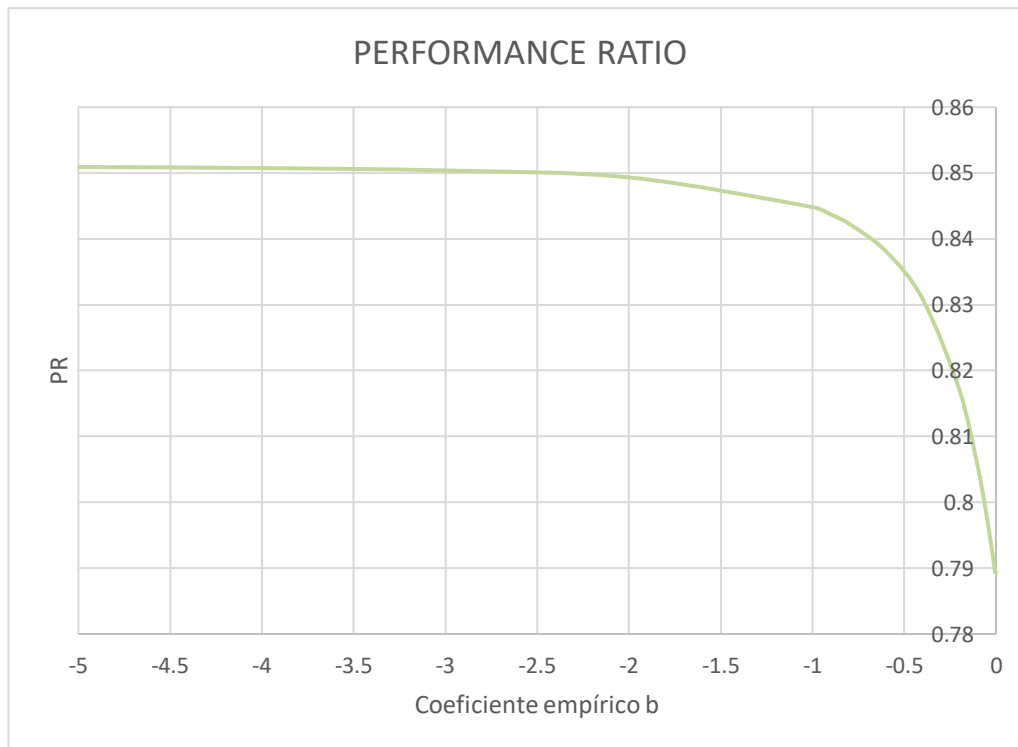


Figura 142. Performance ratio del sistema asociado a una variación del coeficiente empírico b. *Fuente: Elaboración propia.*

En lo que respecta a la definición del coeficiente, el efecto quedará perfectamente plasmado en las Figura 143, Figura 144, Figura 145 y Figura 146, dónde se representa el efecto que tendrá el coeficiente sobre la temperatura de la célula fotovoltaica. Observando detenidamente cada una de las figuras se podría razonar que la velocidad del viento aumenta a medida que “b” se hace más pequeño, y, por ende, la temperatura del módulo disminuiría. Además, tal como se puede observar en la ecuación (14) y en las gráficas posteriores, seguir disminuyendo el coeficiente no tendrá ningún tipo de relevancia en el sistema. Es más, al igual que el coeficiente “a”, a partir de un valor aproximado de -2.5 los resultados tienden a ser constantes ya que la temperatura de la célula pasaría a ser igual a la  $T_{Ambient}$  (el término de “ $E_{incident} \cdot e^{a+b \cdot v_{wind}}$ ” pasaría a anularse). Finalmente, estrechando aún más el cerco, fijando valores entre -0.75 y 0 se obtendrían valores de la temperatura de la célula en el sistema bastante reales.

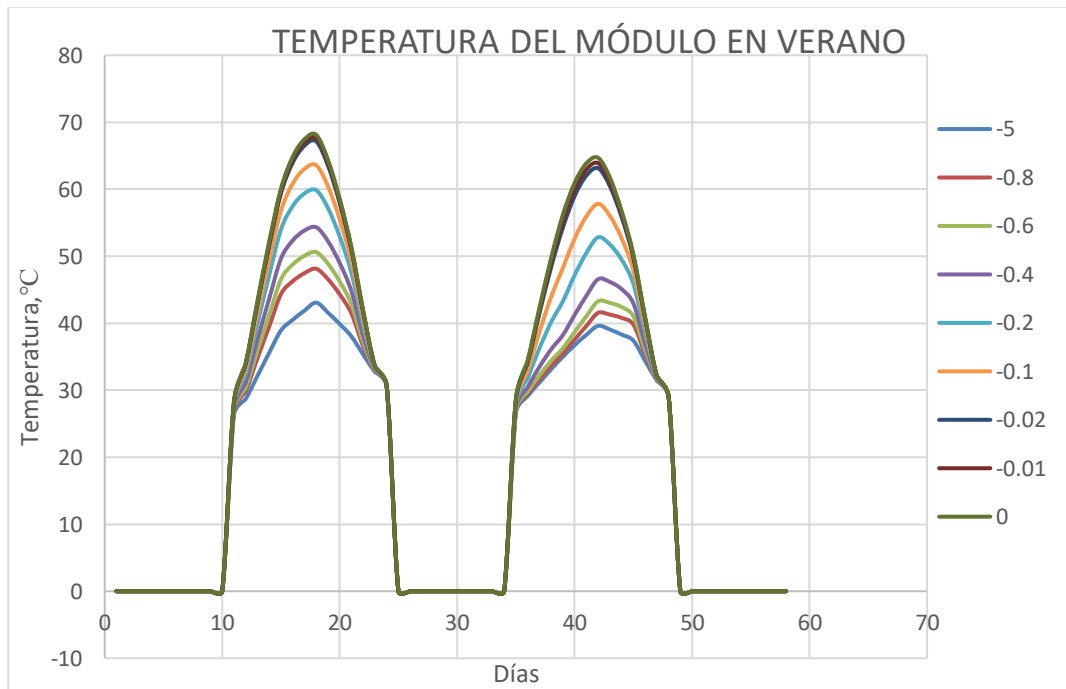


Figura 143. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. Fuente: *Elaboración propia*.

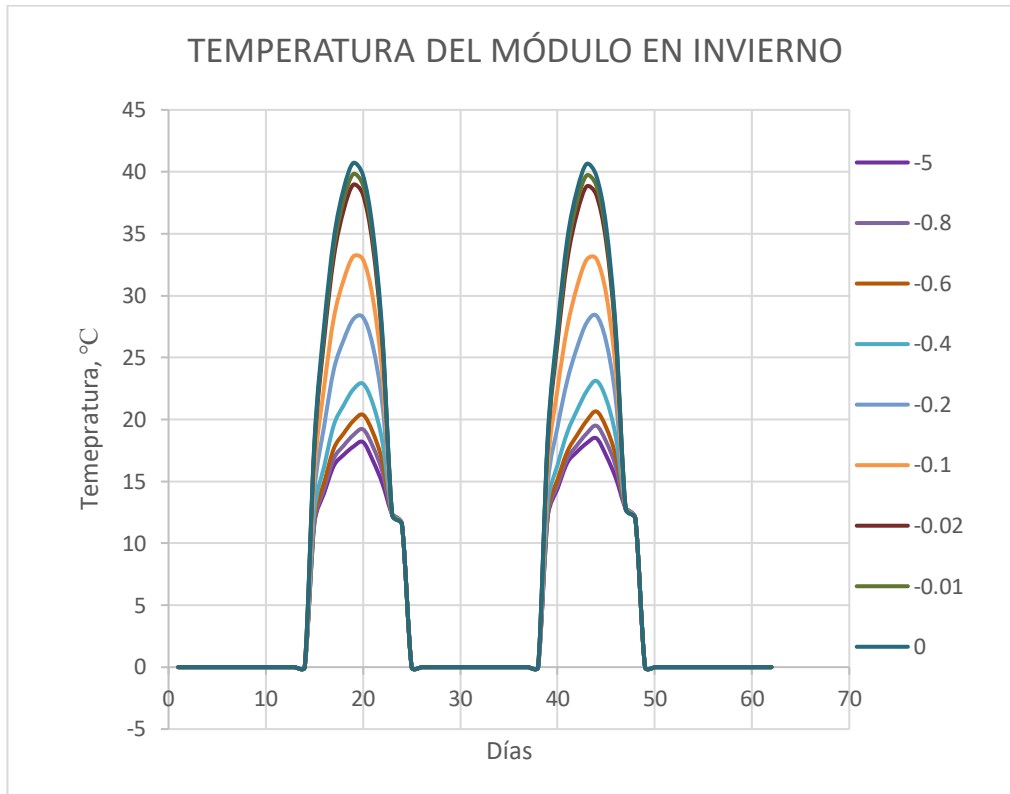


Figura 144. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico  $b$  en el sistema. Fuente: *Elaboración propia*.

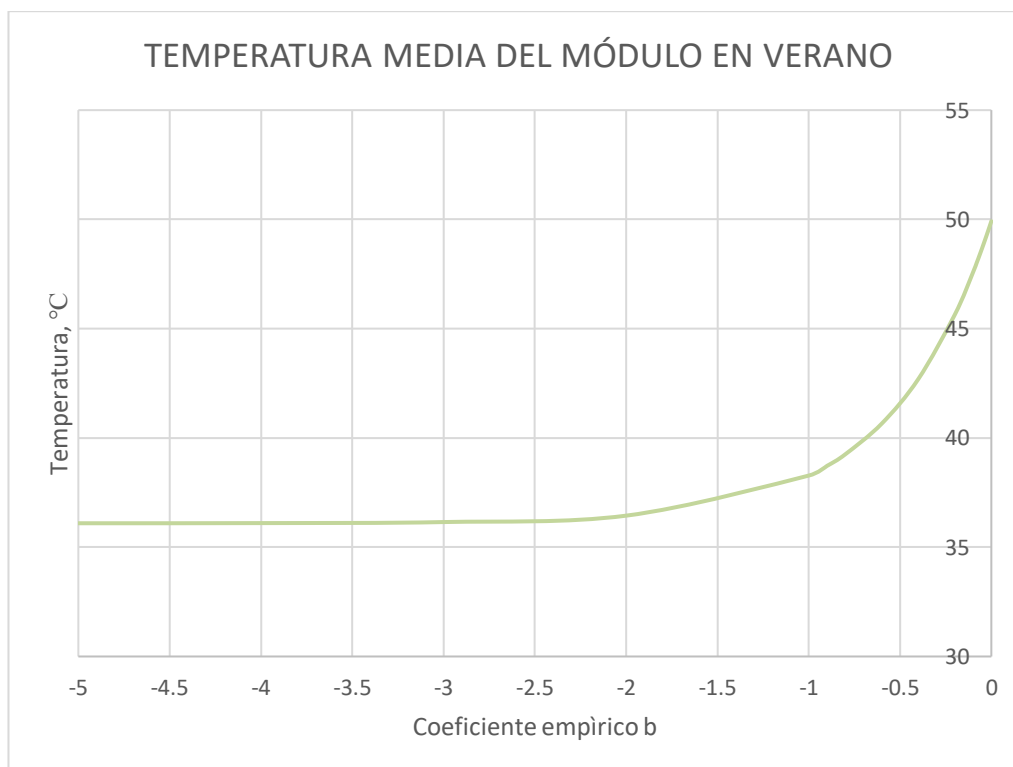


Figura 145. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico  $b$  en el sistema. Fuente: *Elaboración propia*.



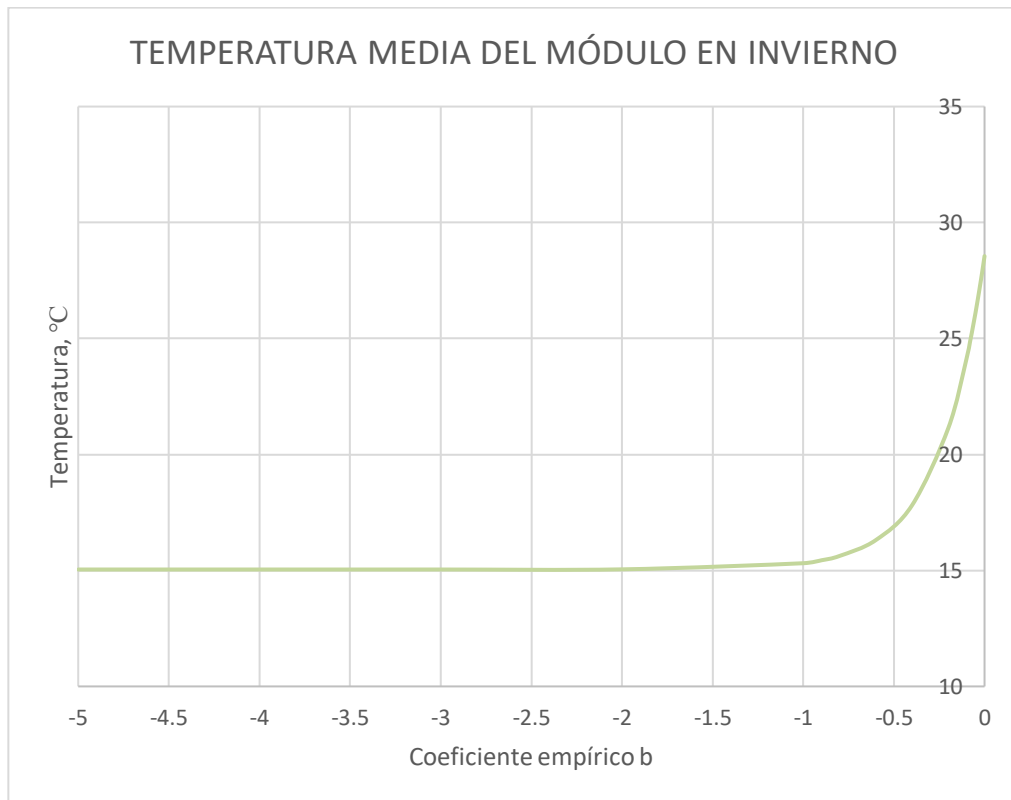


Figura 146. Temperatura media del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. Fuente: *Elaboración propia*.

En contraste con el capítulo anterior dónde el rendimiento del módulo ofrecía tenía un papel crucial en el análisis de los resultados, en este escenario la forma de las curvas (ver Figura 147, Figura 148, Figura 149 y Figura 150) no ofrecerán ningún tipo de información relevante. A pesar de ello, podría establecerse que los datos respaldan lo ya mencionado anteriormente y que el rendimiento obtenido durante la simulación no presenta anomalías, se encuentra dentro de unos rangos de operación cotidianos teniendo en cuenta su rendimiento nominal.

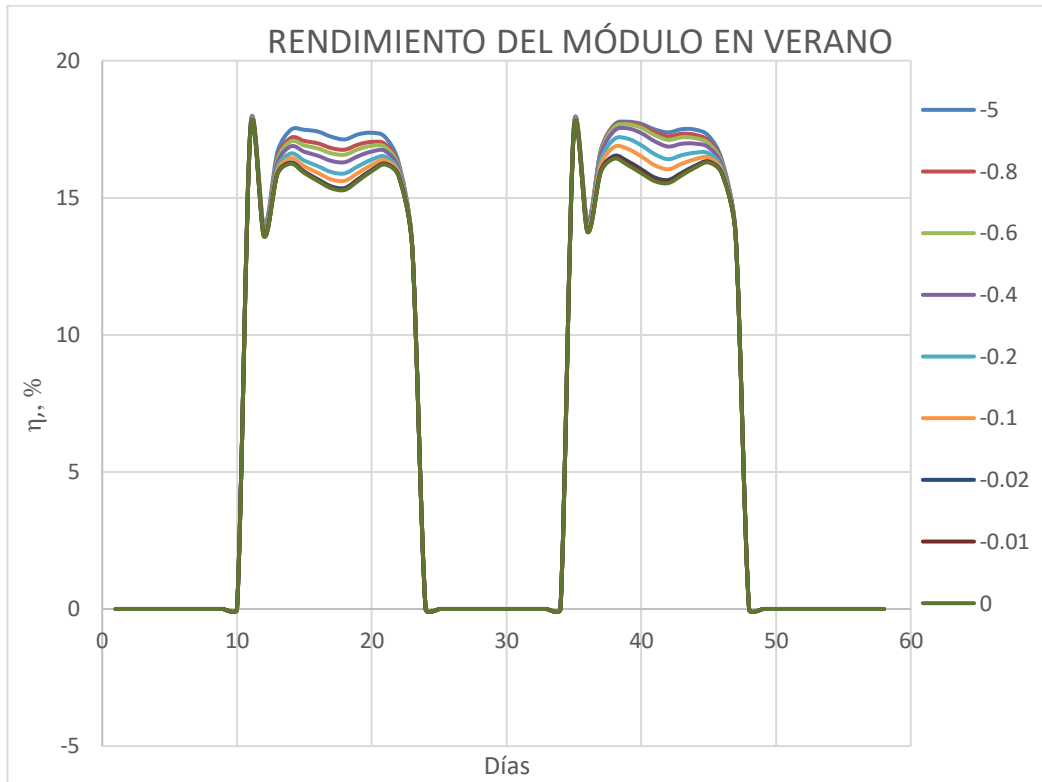


Figura 147. Rendimento do módulo em dois dias típicos de verão após uma variação do coeficiente empírico  $b$  no sistema. *Fuente: Elaboração propia.*

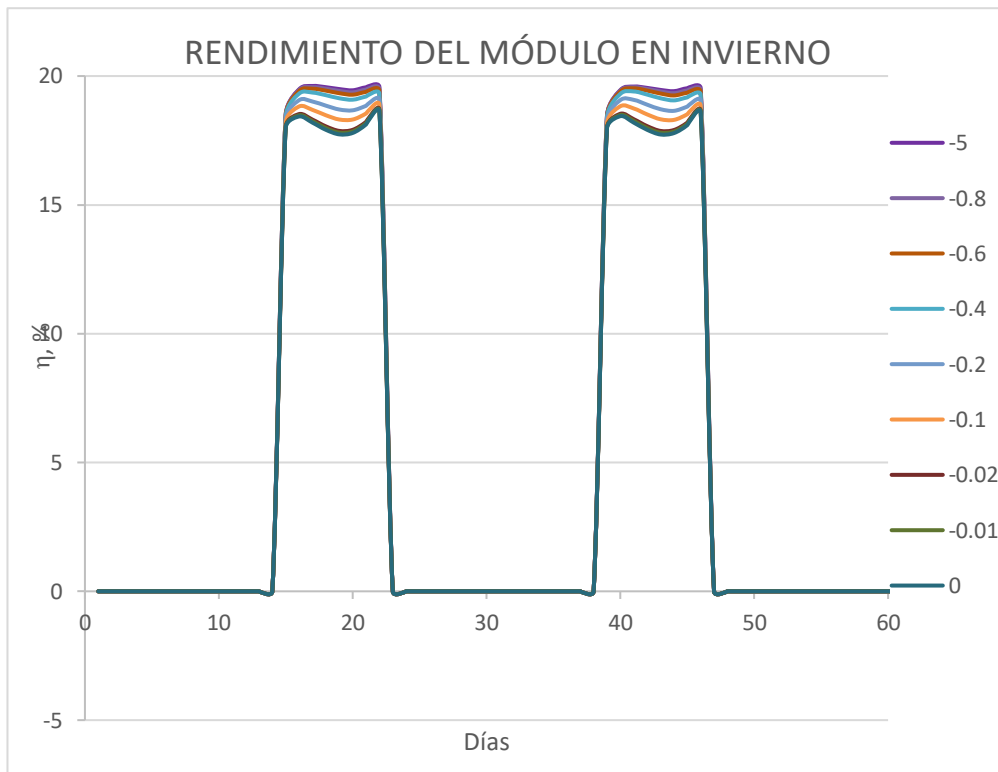


Figura 148. Rendimento do módulo em dois dias típicos de inverno após uma variação do coeficiente empírico  $b$  no sistema. *Fuente: Elaboração propia.*

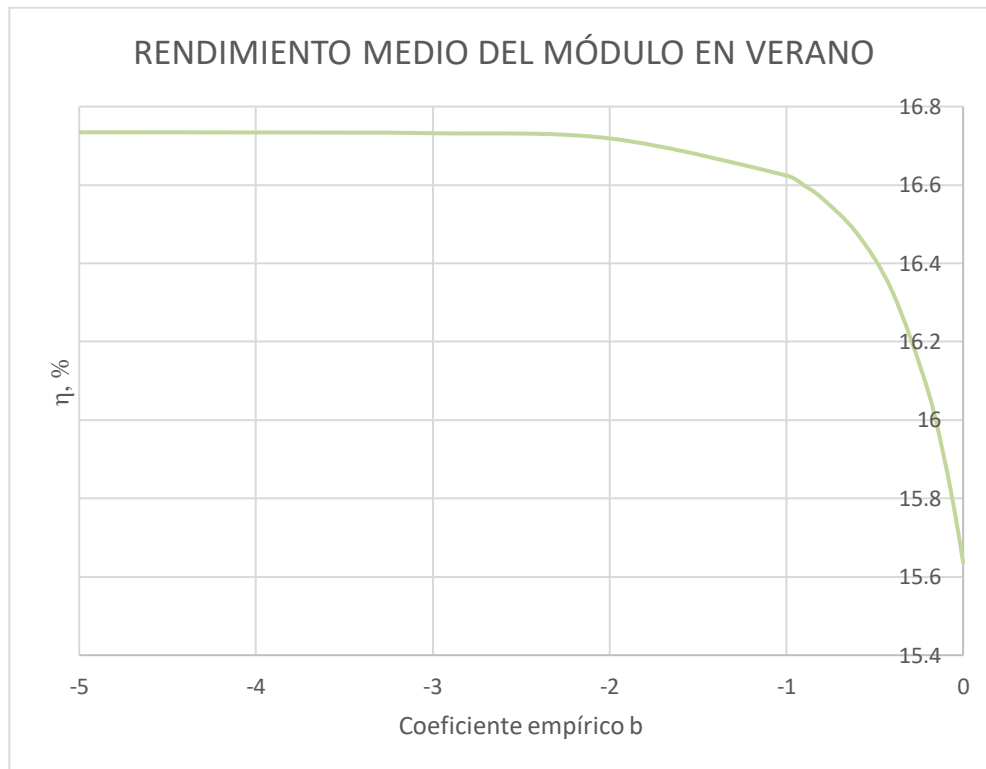


Figura 149. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. Fuente: Elaboración propia.

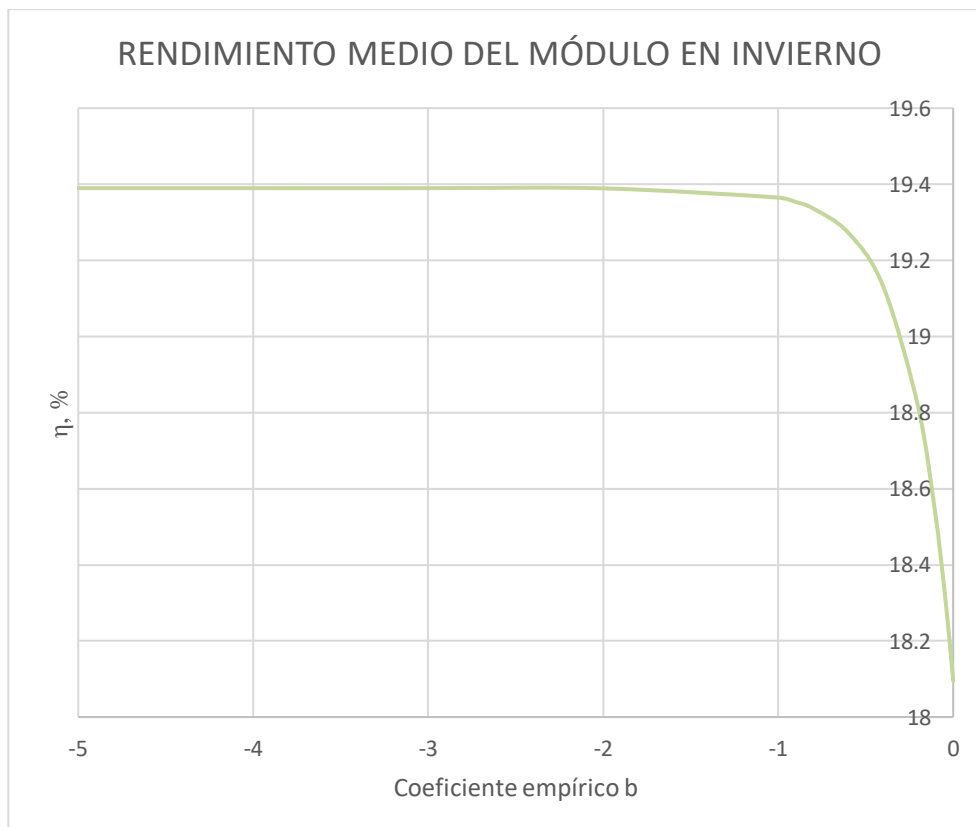


Figura 150. Rendimiento medio del módulo en invierno tras una variación del coeficiente empírico b en el sistema. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, con lo que respecta a las pérdidas del módulo (ver Figura 151), se puede observar cómo a partir de un valor próximo a -1 las pérdidas empiezan a tomar valores coherentes (positivos). Sabiendo que estas pérdidas estarán como mínimo por encima de un 3-4%, y siendo bastante optimistas, el coeficiente “b” operará en una franja de valores entre -0.2 y 0. Dicho rango será lo suficientemente prudente y seguro como para que el usuario trabaje y obtenga resultados veraces y próximos a los reales.

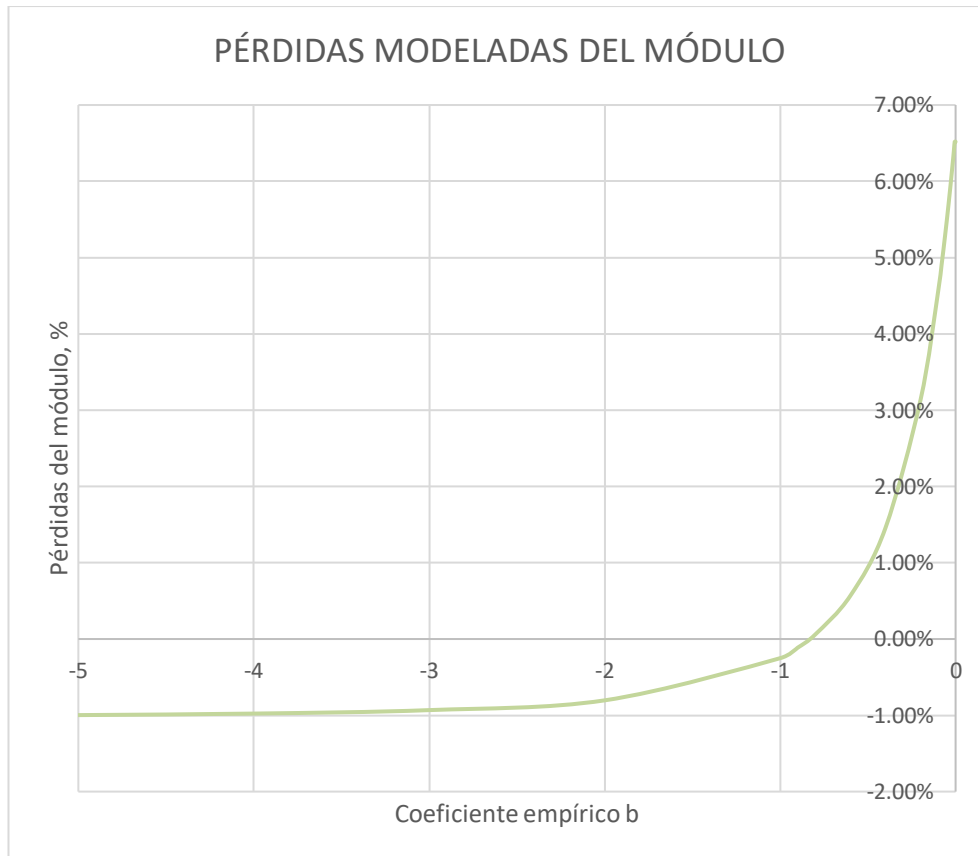


Figura 151. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación del coeficiente empírico a en el sistema.

*Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.*

#### 9.4.4 Coeficiente empírico $\Delta T$

En primer lugar, tener en cuenta que un valor negativo del coeficiente  $\Delta T$  será una situación bastante improbable ya que supondría una temperatura de la superficie de la célula por debajo de la temperatura de referencia. Dicho esto, no se tendrán en cuenta valores negativos en el análisis de este apartado.

Echando un primer vistazo a la producción esperada tras una variación de “ $\Delta T$ ”, ver la Figura 152, se puede observar cómo el rango de valores obtenido es aún menor que para el caso de “b”. Es decir, tendrá por regla general un menor peso que los otros dos coeficientes. Además, será el único coeficiente con un grado de influencia directamente proporcional a su variación.

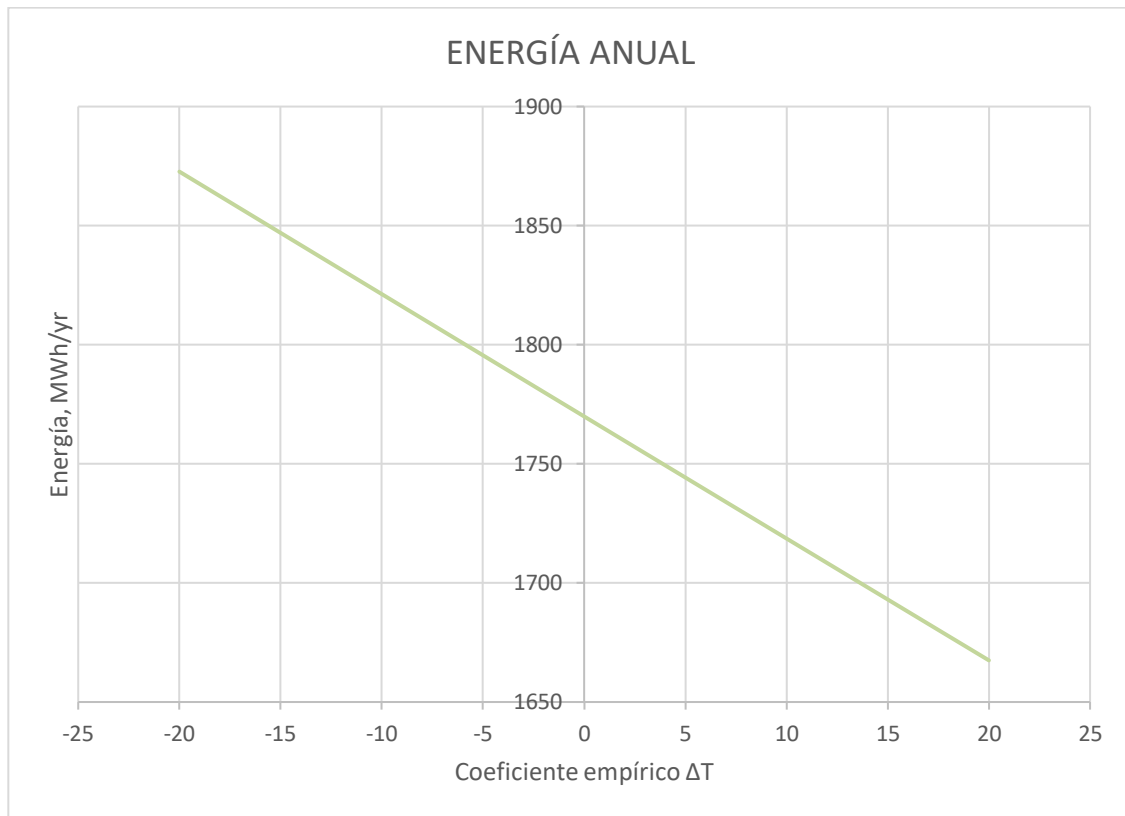


Figura 152. Energía anual obtenida tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

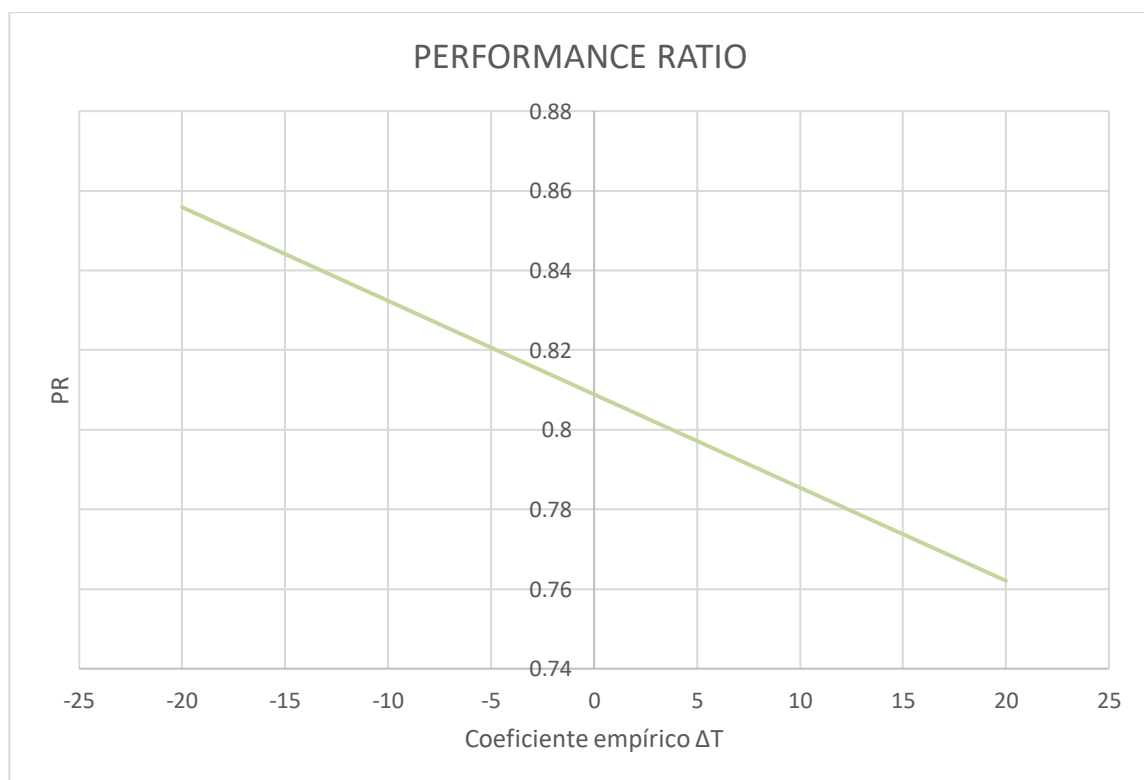


Figura 153. Performance ratio del sistema asociado a una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$ . Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

Continuando con la temperatura obtenida de los módulos a lo largo del año, ver Figura 154, Figura 155, Figura 156 y Figura 157, y atendiendo al rango de temperatura típico de un módulo fotovoltaico, una temperatura media a lo largo del año entre 30 y 55 °C, puede intuirse que el coeficiente “ $\Delta T$ ” no superará los 9 °C.

Para el caso del rendimiento del módulo, ver Figura 158, Figura 159, Figura 160 y Figura 161, al contrario que con la temperatura no se podrá establecer ninguna conclusión. Tan sólo observarse que el comportamiento es coherente, es decir, el rendimiento aumentará al reducir la temperatura de la superficie del módulo fotovoltaica. Asimismo, teniendo en cuenta el valor nominal de la eficiencia del módulo, podrá decretarse que un valor próximo a cero debería ser adecuado dado que se encontraría próximo al valor deseado.

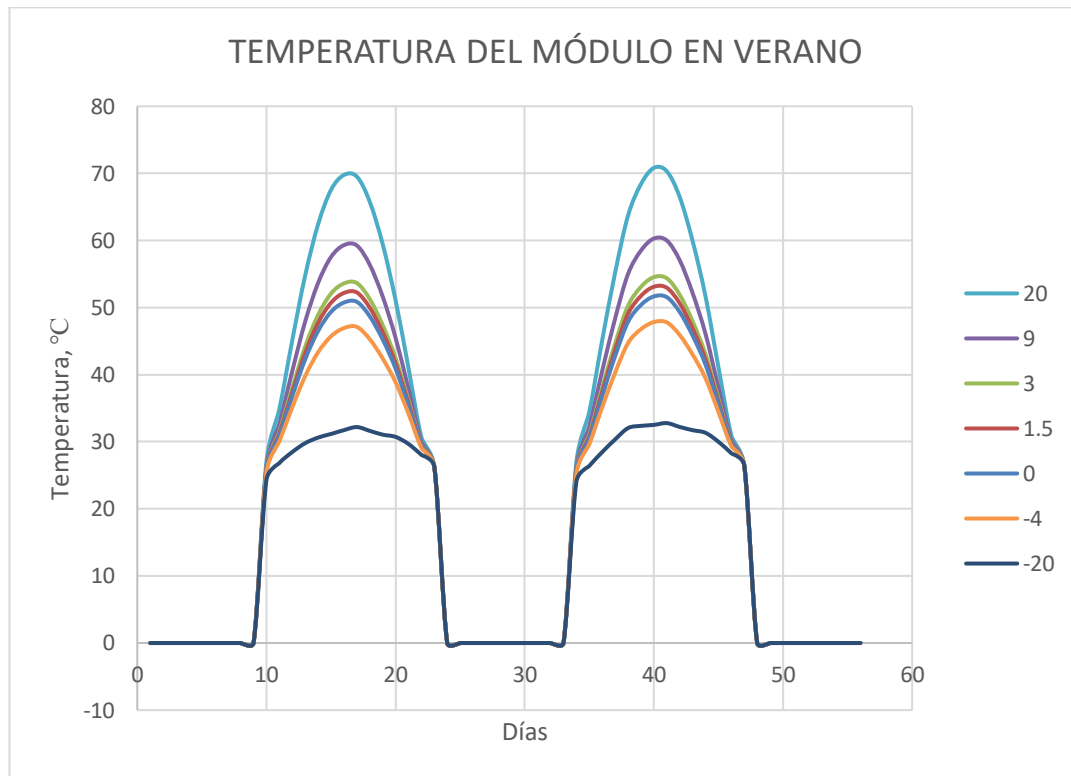


Figura 154. Temperatura del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

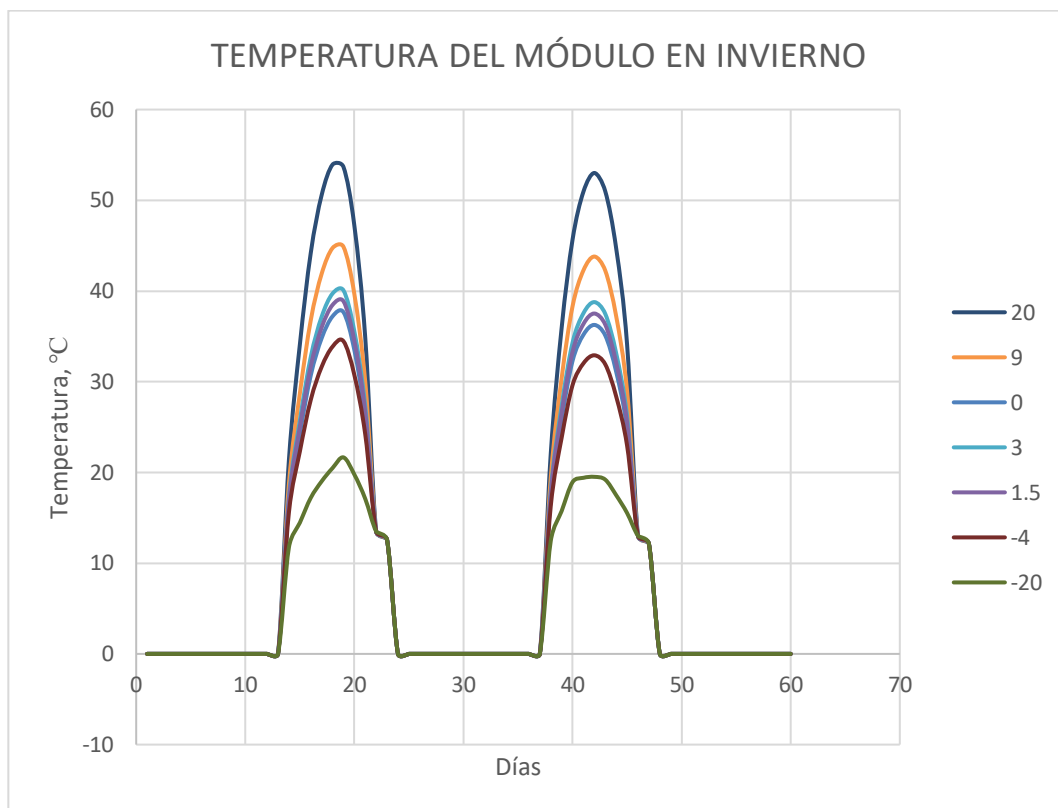


Figura 155. Temperatura del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

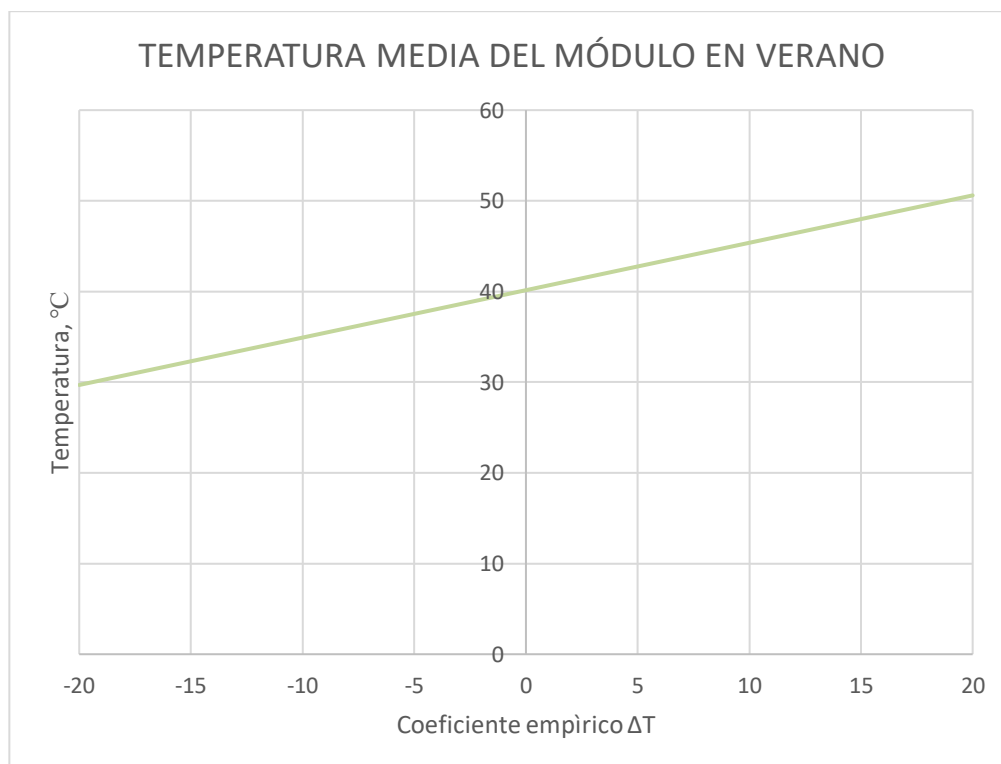


Figura 156. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

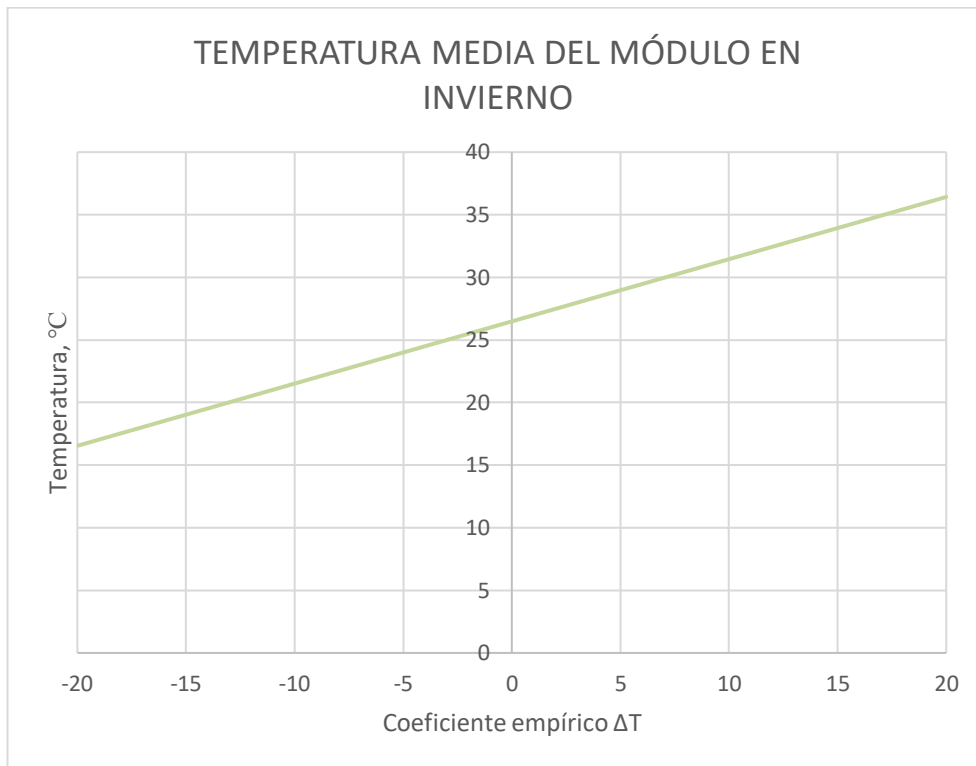


Figura 157. Temperatura media del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

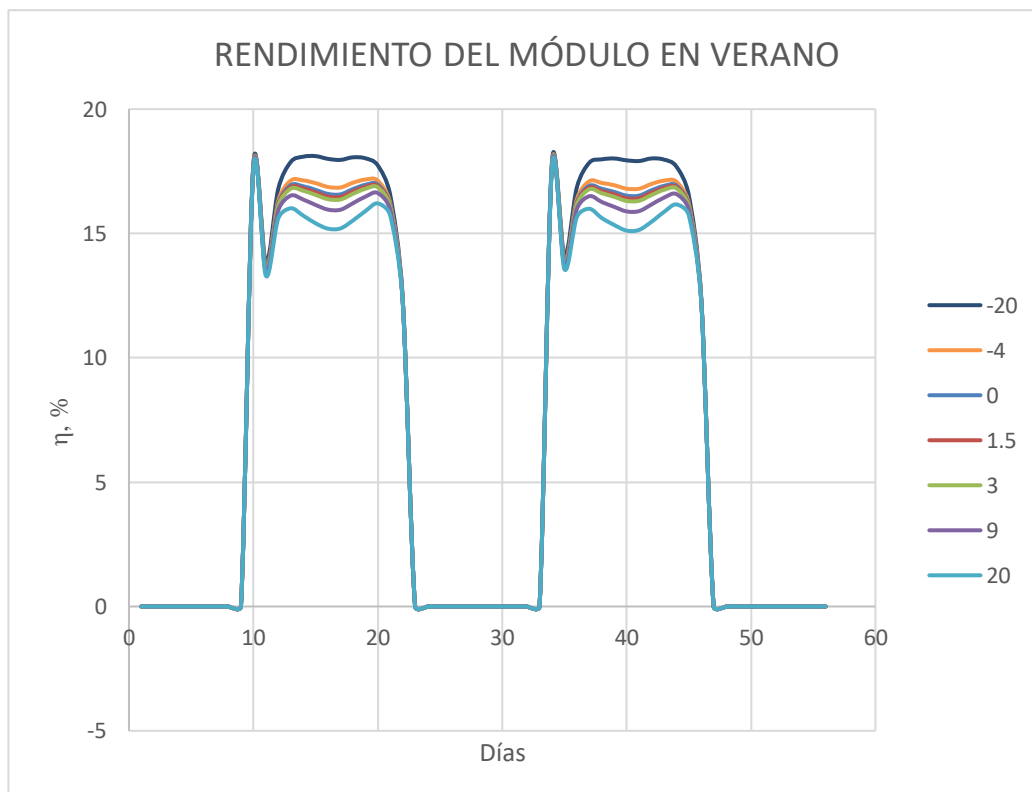


Figura 158. Rendimiento del módulo en dos días típicos de verano tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.



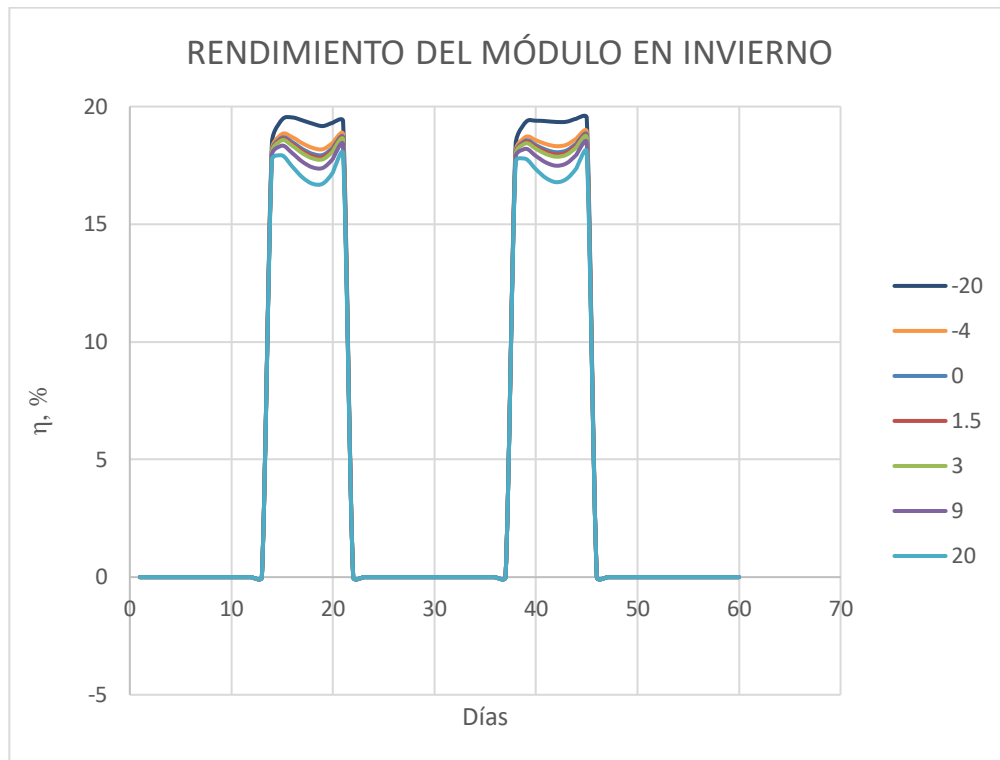


Figura 159. Rendimiento del módulo en dos días típicos de invierno tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

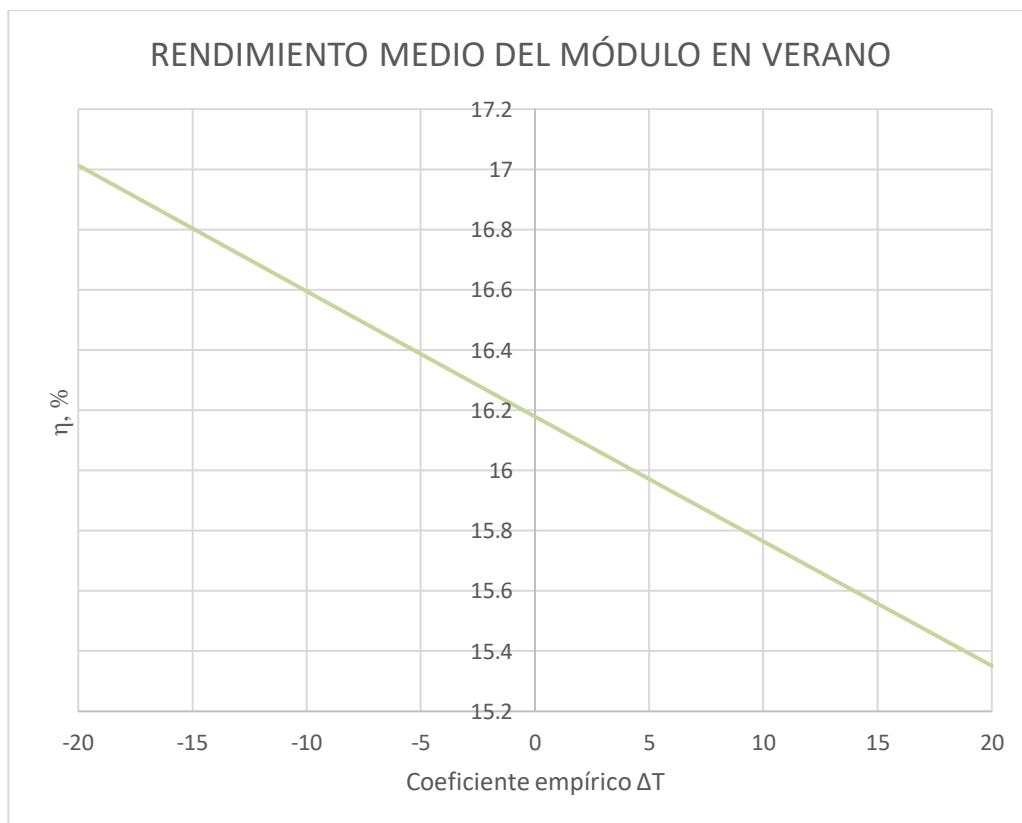


Figura 160. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM

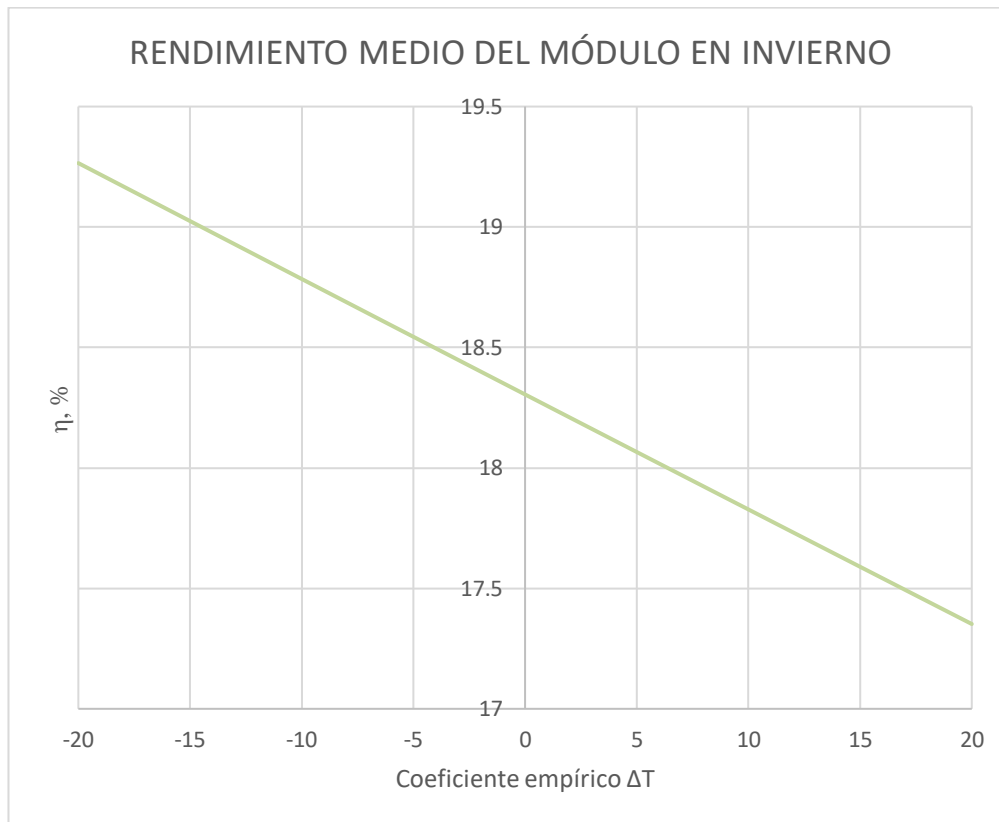


Figura 161. Rendimiento medio del módulo en verano tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM*

En último lugar, ver la Figura 162, concluir fijando un rango de valores fiable para “ $\Delta T$ ”. Sabiendo que un rango de operación adecuado para las pérdidas del módulo deberá encontrarse entre un 6 y 8 %, los valores del coeficiente que cumple estos requisitos será una banda de valores en torno a 0 y 6 °C.

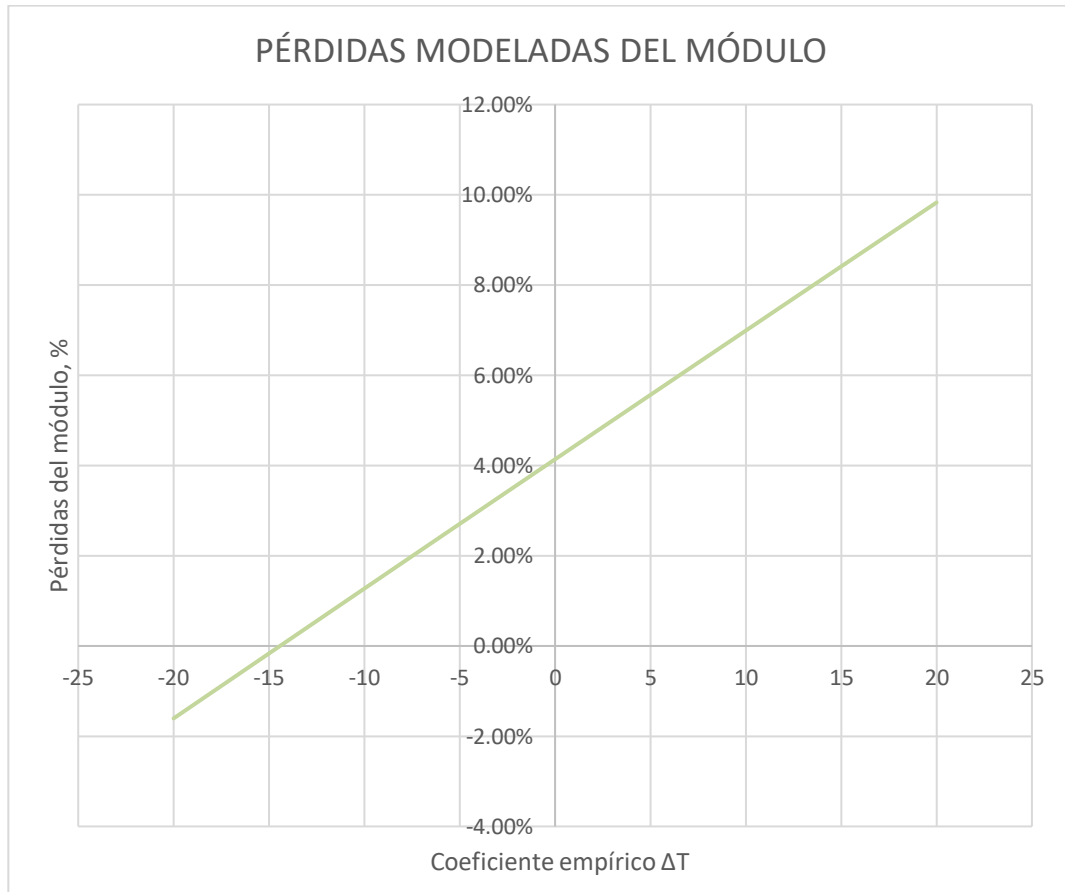


Figura 162. Pérdidas modeladas del módulo tras una variación del coeficiente empírico  $\Delta T$  en el sistema.  
Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

## 9.5 Pérdidas

En este apartado se llevará a cabo una serie de simulaciones del modelo que SAM tiene asociado a las pérdidas. Dichas configuraciones, detalladas en profundidad en su respectivo apartado del documento, pasarán a ser de vital importancia en una planta fotovoltaica simulada en la herramienta objeto. El principal objetivo de estas simulaciones será determinar el grado de influencia que podría llegar a tener cada una de las pérdidas en la producción final del sistema.

Teniendo en cuenta la entrada de datos que ofrece SAM, ver Figura 59, la sistemática será sencilla: variar uno a uno los parámetros disponibles e intuir mediante la observación cuál de ellos tendrá un mayor peso.

En primer lugar, todas las variaciones se han realizado sobre pérdidas de 1% (valores nulos pasarán en su respectiva simulación a ser “1%”) salvo que sean valores por defecto distintos de cero. Además, para evitar algún tipo de anomalía en los resultados y que estos fuesen afines en su contexto, cada pérdida tendrá un “caso base” propio con el que será comparado (variación del parámetro “0%”, es decir, las variaciones se harán en función de las pérdidas establecidas).

Tras haber realizado cada una de las simulaciones, tomando los valores del caso base, se puede observar cómo hay pérdidas que al aplicarle una misma variación (+/- 35%) se obtienen variaciones de la producción idénticas. Por tanto, dichas pérdidas se comentarán y mostrarán a continuación en conjunto

- Pérdidas en el cableado de CA.
- Pérdidas por transmisión o transporte.
- Pérdidas por restricciones o disponibilidad en CC.

- Pérdidas por restricciones o disponibilidad en CA.

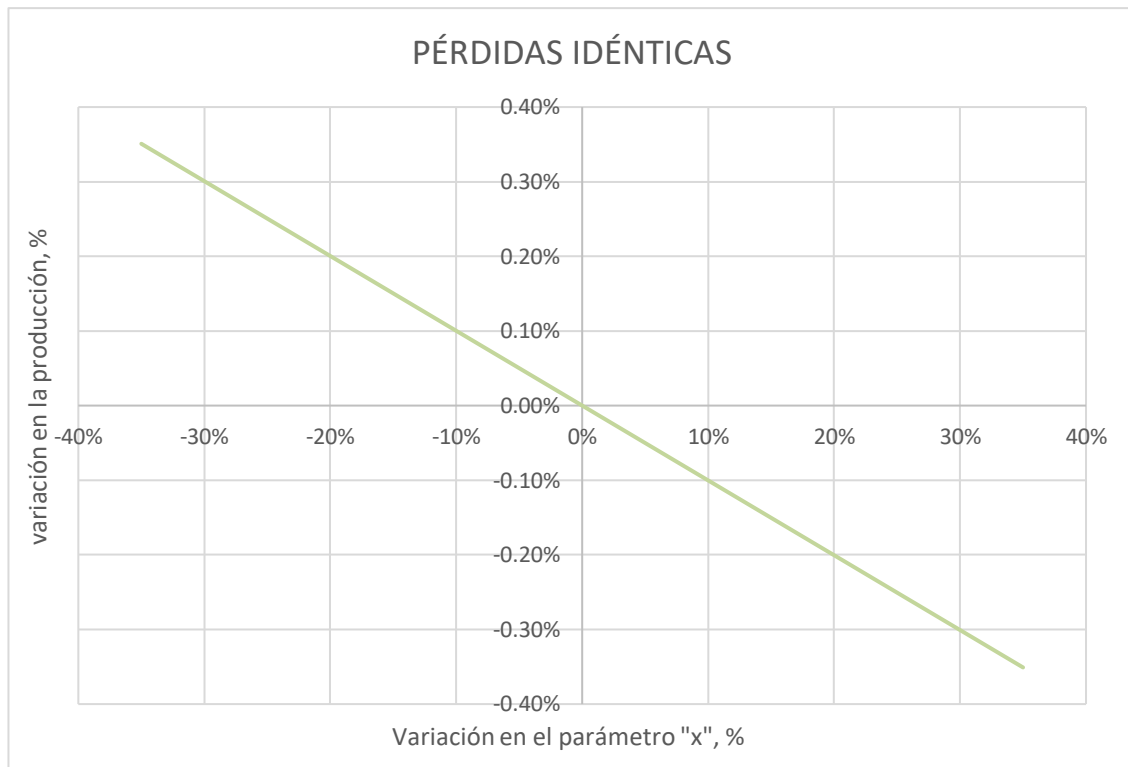


Figura 163. Representación gráfica de la variación de aquellas pérdidas que supondrán una desviación idéntica en la producción. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

En la figura 163 se puede ver cómo estas pérdidas como máximo implicarán un aumento de un 0.35% en la producción si se reducen los parámetros un 35%, y como mínimo una reducción de hasta un 0.35% si se aumentan los parámetros en un 35% (de forma individual).

Cabe mencionar que las pérdidas en el cableado de CA se han simulado con unas pérdidas en el transformador nulas (valor por defecto). Si se observa la ecuación (106), se puede ver que al no depender en cierta parte de las pérdidas en el transformador, las pérdidas en el cableado de CA influirán directamente en la potencia de salida del sistema fotovoltaico. No obstante, realizando simulaciones de la planta tanto con pérdidas por el cableado como pérdidas de transformación (atribuyéndole un 1% a cada uno de los parámetros, “load loss” y “no load loss”), uno puede percatarse de que el efecto de seguir aumentando las pérdidas en el cableado es mínimo, siendo bastante similar a lo mostrado anteriormente, ver Figura 164. Haciendo una comparación exhaustiva de la evolución que ha podido llegar a tener dichas pérdidas, se puede percibir un minúsculo aumento en su pendiente que conllevará un aumento o disminución de la producción del 0.37% si el parámetro varía un +/- 35%.

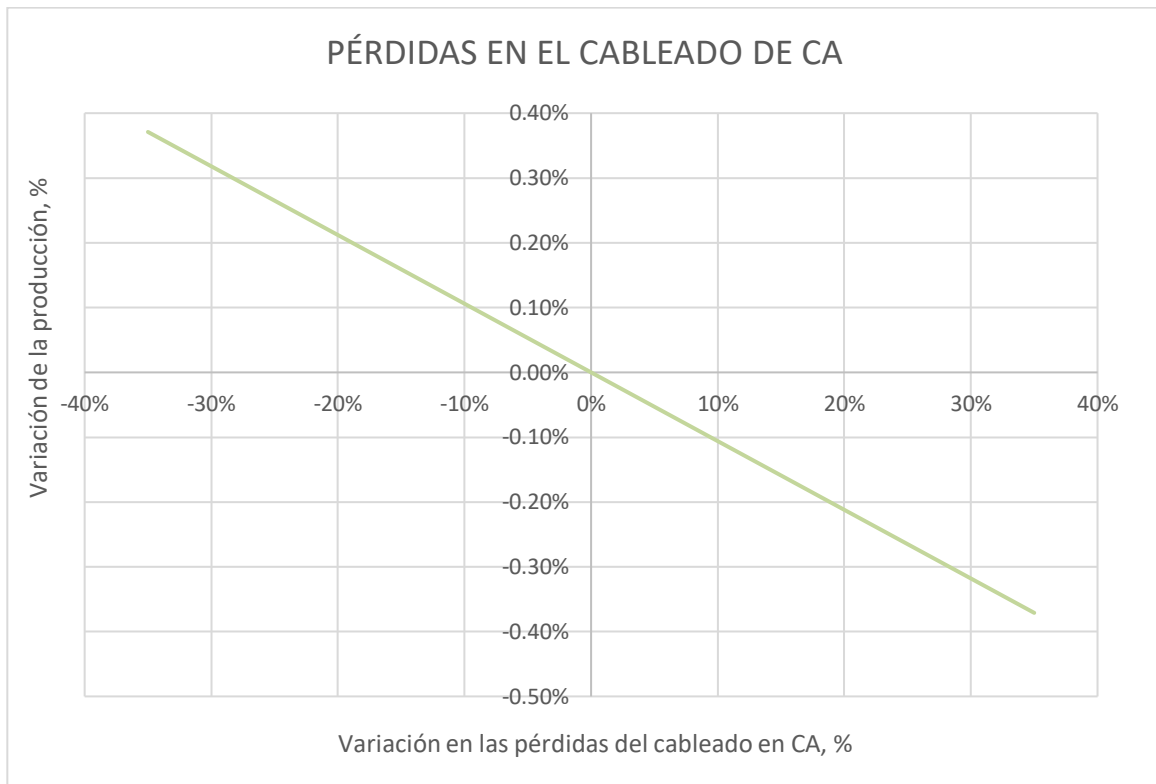


Figura 164. Representación gráfica de la variación de las pérdidas en el cableado cuando además están presentes en el sistema las pérdidas por transformación. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

Con respecto a las pérdidas restantes que mantienen un comportamiento muy similar, las “pérdidas por ajustes” influirán directamente en la potencia de salida del sistema, de ahí los resultados obtenidos. Y finalmente, las “pérdidas por transmisión o transporte” no aparecen de forma explícita en ninguna parte del manual de SAM, pese a ello, teniendo en cuenta los resultados obtenidos y el sentido de las pérdidas, se podría intuir que dichas pérdidas afectarían directamente a la potencia de salida del sistema fotovoltaico y podrán, por ende, asignarse a las “pérdidas por ajuste”.

Seguidamente, se estudiará la influencia que tendrá la variación de las pérdidas restantes en la producción, ver Figura 165. Primero destacar que el conjunto de pérdidas estudiado anteriormente tendrá un grado de influencia bastante menor sobre el sistema. Asimismo, observar que todas las pérdidas tendrán una influencia lineal sobre el sistema fotovoltaico en SAM y aquella con más relevancia será la que posea una mayor pendiente. Así pues, las pérdidas con un peso más destacado en la producción serán, de mayor a menor influencia: “Pérdidas por transformación”, “Pérdidas en CC (“Nameplate”)", las cuales se explicarán posteriormente, “Pérdidas por suciedad” y “Pérdidas en CC”.

Las “pérdidas en CC” en este caso se han planteado dos escenarios: un primero con valores por defecto mostrados en el “caso base” y un segundo en el cual además aparecerán pérdidas por “Nameplate”. Ambas supondrán entre un 1.5% y un 2% en la variación porcentual de la producción para variaciones de los parámetros de un +/- 35%.

En lo que respecta a las pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal, serán bastante inusuales en sistemas fotovoltaicos actuales ya que la mayoría de los módulos tendrán hojas de datos que reflejen con precisión el funcionamiento del módulo en STC, a pesar de ello, aún aplicando unas pérdidas del 1%, no tendrán una mayor pendiente que las pérdidas por transformación, pero si pasarán a ser más relevantes que las pérdidas por suciedad o polvo.

Para el caso de la degradación del panel, efecto recogido también en las pérdidas por “nameplate”, será más que suficiente formar parte de ese “1%” que se le ha atribuido anteriormente a estas pérdidas. No obstante, dado que el efecto de la degradación del panel está recogido directamente en la parte financiera de SAM (“Lifetime”) y

evaluarlo con datos anuales podría llegar a ser confuso, se recomienda estudiar esta consecuencia en su apartado respectivo. Un valor testado y recomendado será una tasa de degradación anual para los módulos de un 0.7% [30]

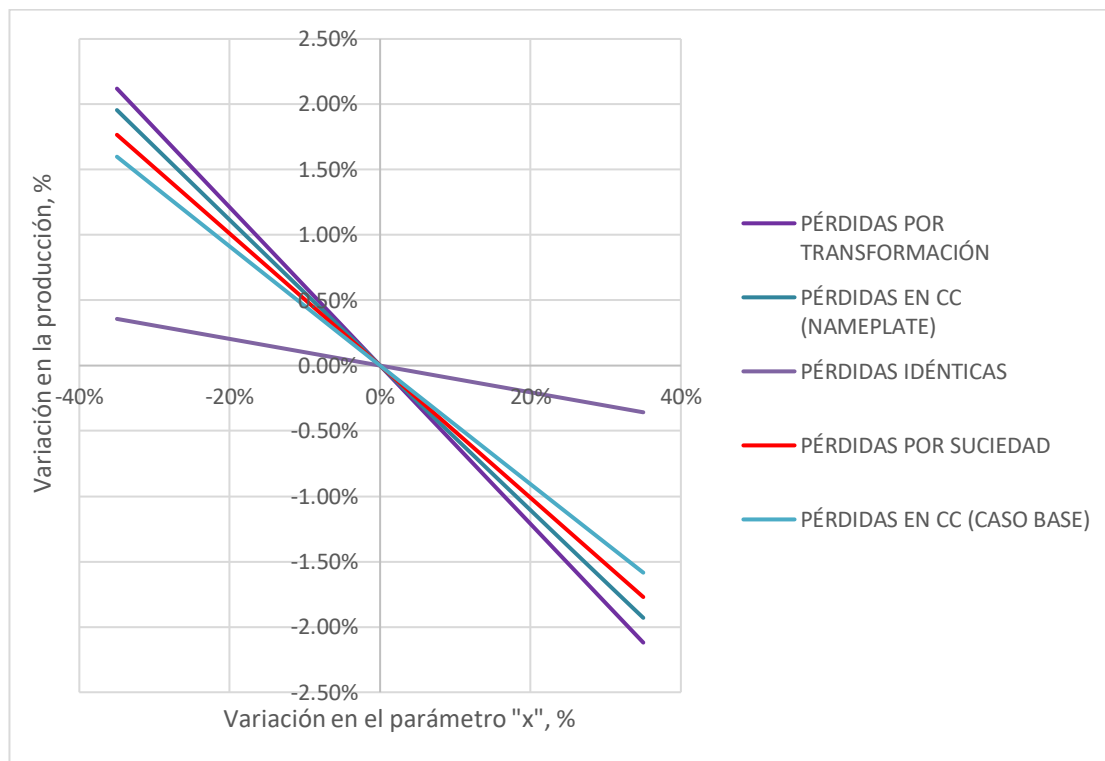


Figura 165. Representación gráfica de la variación de las pérdidas restantes del sistema fotovoltaico con respecto a la producción final. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

En cuanto a las pérdidas por suciedad o polvo, ver ecuación (94), influirán de forma negativa y directa sobre la radiación incidente. Se trata de una aproximación válida pero no realista ya que las pérdidas por suciedad o polvo serán consecuencia directa de las pérdidas de conexionado, el efecto “mismatch” o pérdidas por formación de puntos calientes. Estas pérdidas serán de vital importancia en el sistema fotovoltaico debido al papel tan destacado que podría llegar a tomar en la producción, casi un 2% en la producción final para variaciones del parámetro de un +/- 35%, y las implicaciones y fallos que conllevaría a la planta la aparición de estas.

En último lugar, las pérdidas por transformación, ver ecuación (108), serán las que tengan más relevancia en la producción final de SAM. Dichas pérdidas podrán separarse en dos tipos, dónde podrá verse a continuación que no tomarán influencias análogas: “Load loss” y “no load loss”. En la Figura 166 se puede observar la influencia entre una pérdida y otra será desproporcionada. Las pérdidas por transformación serán en su mayoría relativas a la corriente de magnetización en el núcleo del transformador y todas aquellas que no provengan o estén relacionadas con las pérdidas de carga nominal del transformador, alcanzándose hasta casi un 2% en la variación de la producción para variaciones de +/-35% del parámetro.

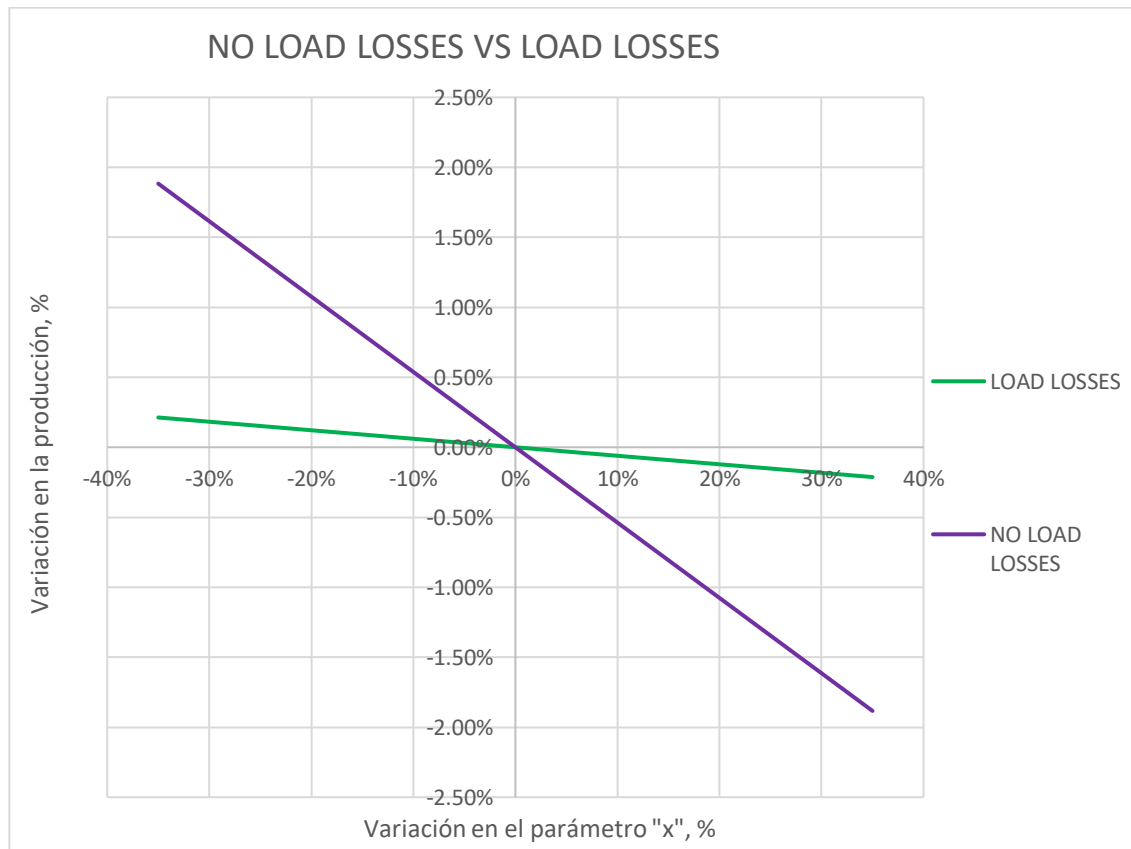


Figura 166. Representación gráfica de la variación de los dos tipos de pérdidas en la transformación con respecto a la producción final. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

### Conclusiones

- Los algoritmos que conformarán las pérdidas del sistema son tan solo un reflejo de la realidad. Y es que habrá variables que al ser modificadas puedan llegar a influir en parámetros de los dispositivos electrónicos que componen el campo, tales como los módulos. Podría ser el caso del punto caliente.
- Todas las pérdidas disponibles en el modelo de pérdidas de SAM tendrán en la producción una influencia lineal a menos que el usuario modifique manualmente el valor anual y pase a ser mensual u horario según se desee.
- Algunas pérdidas, tales como las de “transformación o transmisión”, no quedan definido adecuadamente lo que podría llegar a abarcar.
- No existe un nexo de unión entre las pérdidas por suciedad y polvo y otras pérdidas que son consecuencias de esta, tales como el “mismach” o efecto del “punto caliente”.
- SAM no tiene establecido un rango adecuado de pérdidas o un límite el cual no debería superarse. Además, para estos escenarios, no despliega mensajes con recomendaciones a seguir o “warnings”.
- Aun pudiéndose evitar muchas de las pérdidas presentes en el modelo, este apartado será trascendente en la producción del sistema y en el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica.

## 9.6 Thermal derate losses

Teniendo en cuenta lo ya mencionado en el documento, tal como se puede ver en la Figura 167, tendrá como hipótesis lo siguiente: el usuario podrá fijar una temperatura de “inicio” (ya se explicará en más detalle en lo que consiste dicha temperatura) y una reducción porcentual de la eficiencia del inversor por cada grado ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ). Además, en el caso que se desee, se podrán añadir variaciones a la “curva de reducción” fijando valores adiciones de temperatura y pérdidas en la tabla disponible.

Tal como se puede observar, la función representada consta de tramos totalmente lineales lo que podría suponer una limitación si se quiere obtener valores de la instalación con precisión.

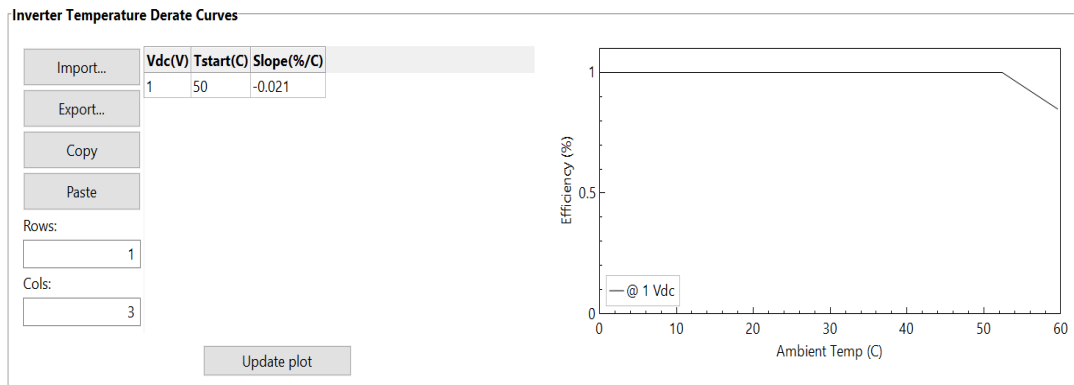


Figura 167. Configuración disponible en SAM de la “Inverter temperatura derate curve”. Fuente: SAM.

Procediendo con las simulaciones, se mantendrá la reducción de la eficiencia del inversor establecida por defecto en SAM, pero la temperatura de “inicio” del inversor se reducirá a  $50^{\circ}\text{C}$  para el caso base de la simulación por motivos que se especificarán a continuación. Por tanto, el parámetro que será variado constantemente será el “Tstart” del inversor y no se añadirá ninguna especificación más a la “temperatura derate curve” de las ya comentadas.

En el caso del parámetro “Tstart” se refiere a la temperatura ambiente a la que el sistema fotovoltaico empezará a reducir el rendimiento del inversor por el efecto “derating”. Este hecho será bastante hipotético dado que la temperatura del inversor en SAM está directamente relacionada con la temperatura ambiente y esto realmente no será así. En su gran mayoría, las instalaciones fotovoltaicas contienen los inversores en habitaciones amplias diseñadas y acondicionadas específicamente para un correcto funcionamiento de los mismos. Dichas habitaciones estarán controladas por un termostato que al alcanzar un “set point”, establecido previamente por un usuario (en torno a  $50^{\circ}\text{C}$ ), activa la ventilación para evitar el efecto “derating”. Por esta razón, al relacionar la temperatura ambiente con la del inversor se obtendría, en la mayoría de los escenarios, unos resultados por debajo de los esperados.

La relación directa que SAM establece entre la temperatura ambiente y la del inversor se puede observar con bastante claridad en la Figura 168, en la que el inversor tendrá una “Tstart” de  $20^{\circ}\text{C}$  para intensificar el efecto “derating”. El efecto es obvio, las pérdidas térmicas por el efecto “derating” aparecen cuando la temperatura ambiente supera los valores del “set point” indicado anteriormente en SAM en la configuración del inversor. Asimismo, dichas pérdidas se verán directamente reflejadas en una disminución del rendimiento del inversor tal como se puede observar en la misma figura, en la gráfica inferior.



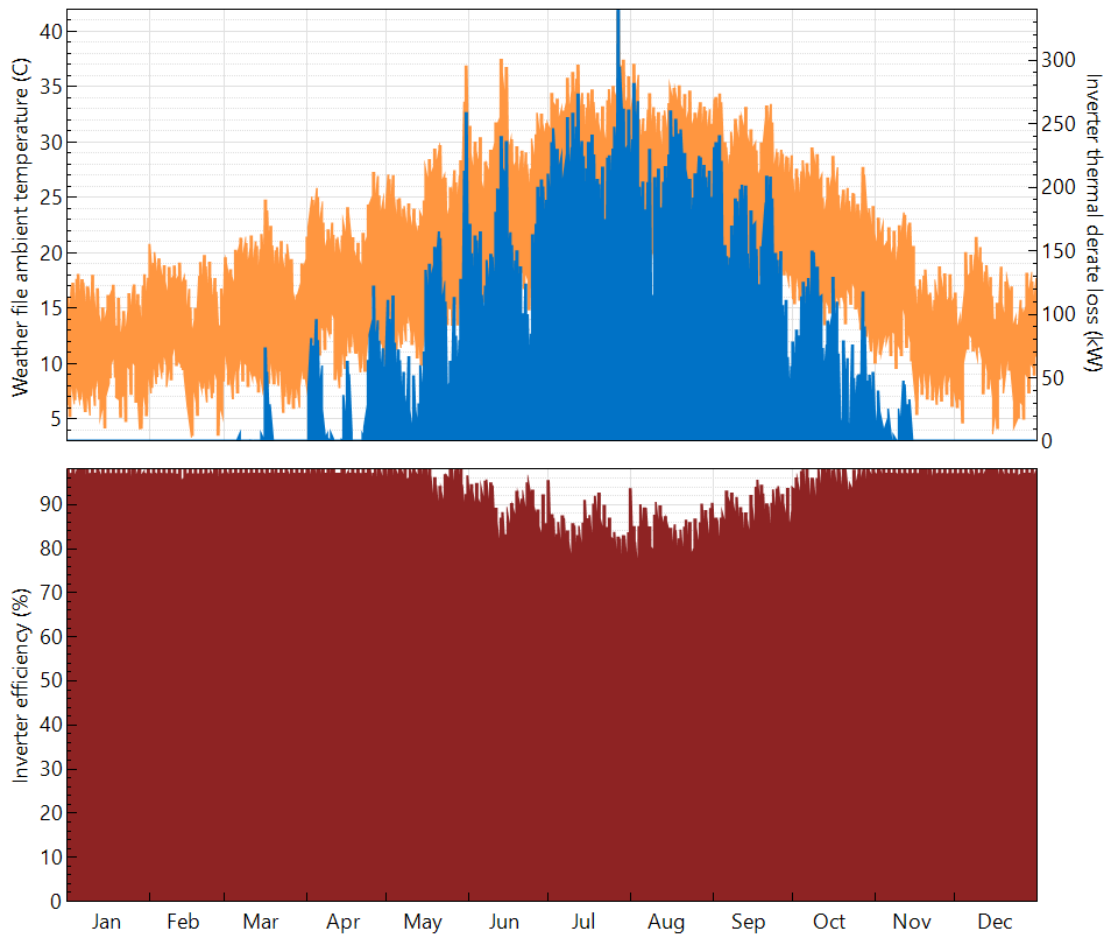


Figura 168. Parte superior: Temperatura del archivo climático vs Pérdidas de reducción térmicas del inversor (Datos anuales). Parte inferior: Eficiencia del inversor anual (Datos anuales). Fuente: SAM.

Desarrollando los resultados de las simulaciones que se han llevado a cabo, al observar la producción de energía que se obtiene tras una variación de la “Tstart” (ver Figura 168) se podría recalcar que el efecto “derating” comienza a ser palpable cuando el “set point” se encuentra por debajo de 30 °C. Estos resultados obtenidos son totalmente coherentes y podía intuirse de antemano dado que el rango de operación de la temperatura ambiente se encontrará generalmente por debajo de ese valor. En la figura Figura 170, se puede observar cómo reduciendo un 40% la “Tstart” la producción no mermará ni un 1%.

En el caso del PR, ver Figura 171 y Figura 172, los resultados serán muy similares a los obtenidos en la situación anterior. Cabe destacar, que por encima de un “Tstart” de 12.5 °C el PR se encontrará en un rango de valores tolerable (0.6-0.8). Esto significa, que aún reduciendo un 75% el valor establecido por defecto, un valor análogo al real, el sistema seguirá produciendo y trabajando en una franja de valores más que aceptables.

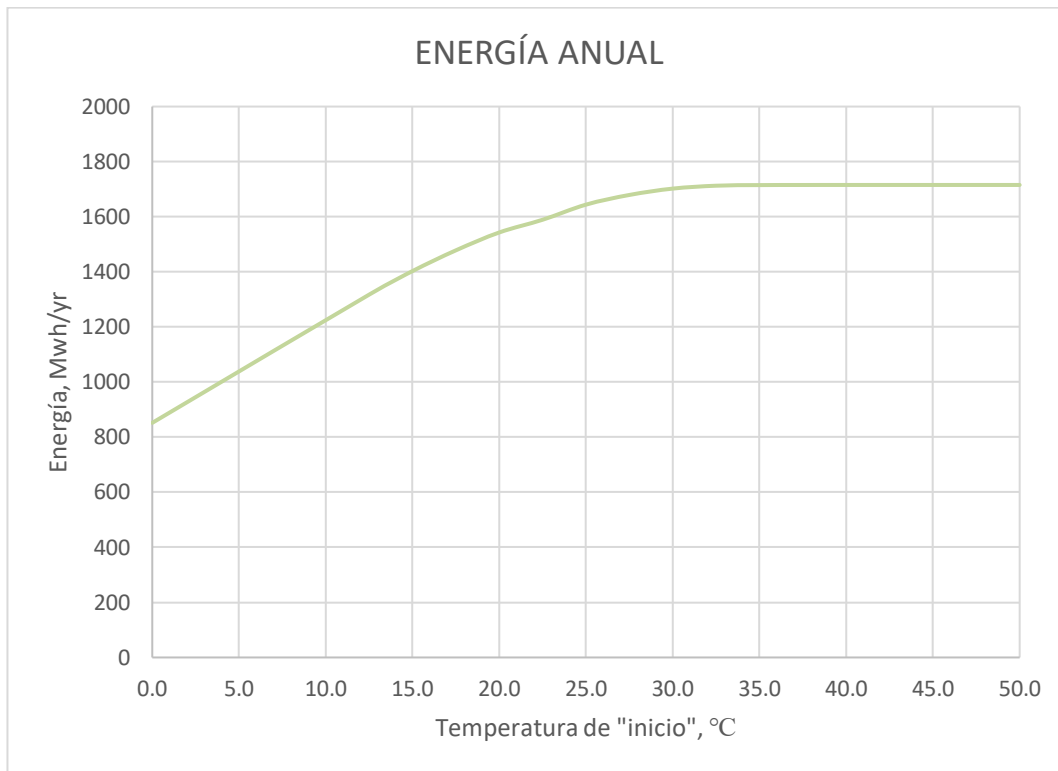


Figura 169. Producción de energía del sistema fotovoltaico frente a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

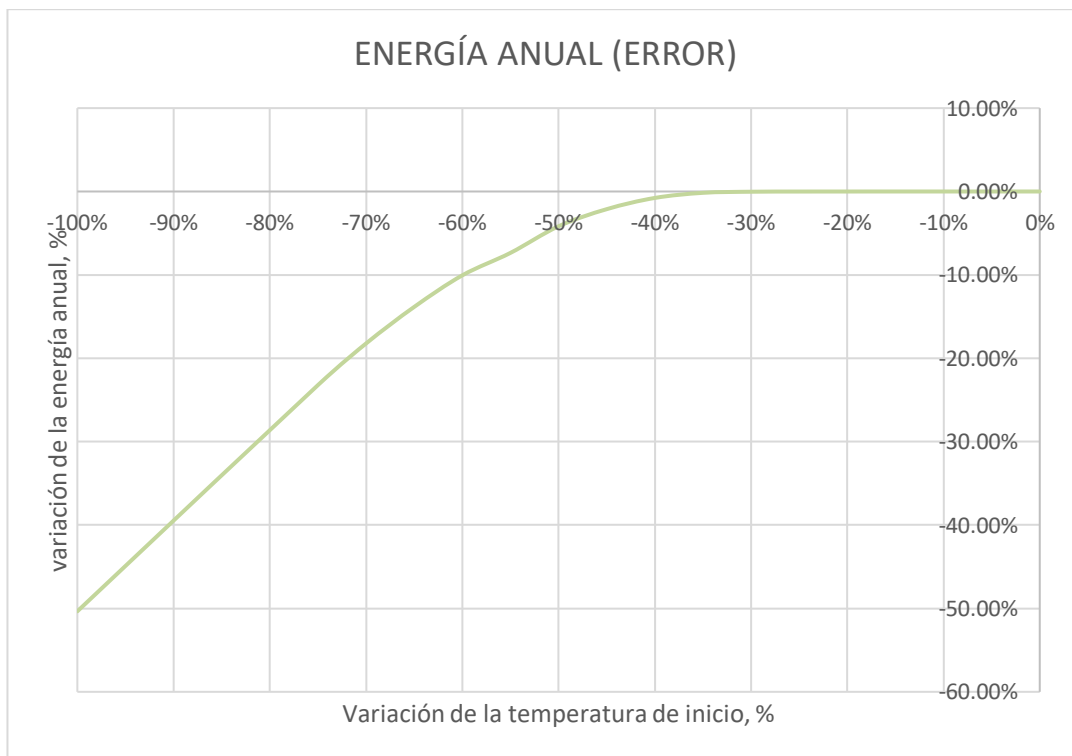


Figura 170. Variación porcentual de la producción de energía anual en función de la variación porcentual de la temperatura de “inicio” del inversor. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

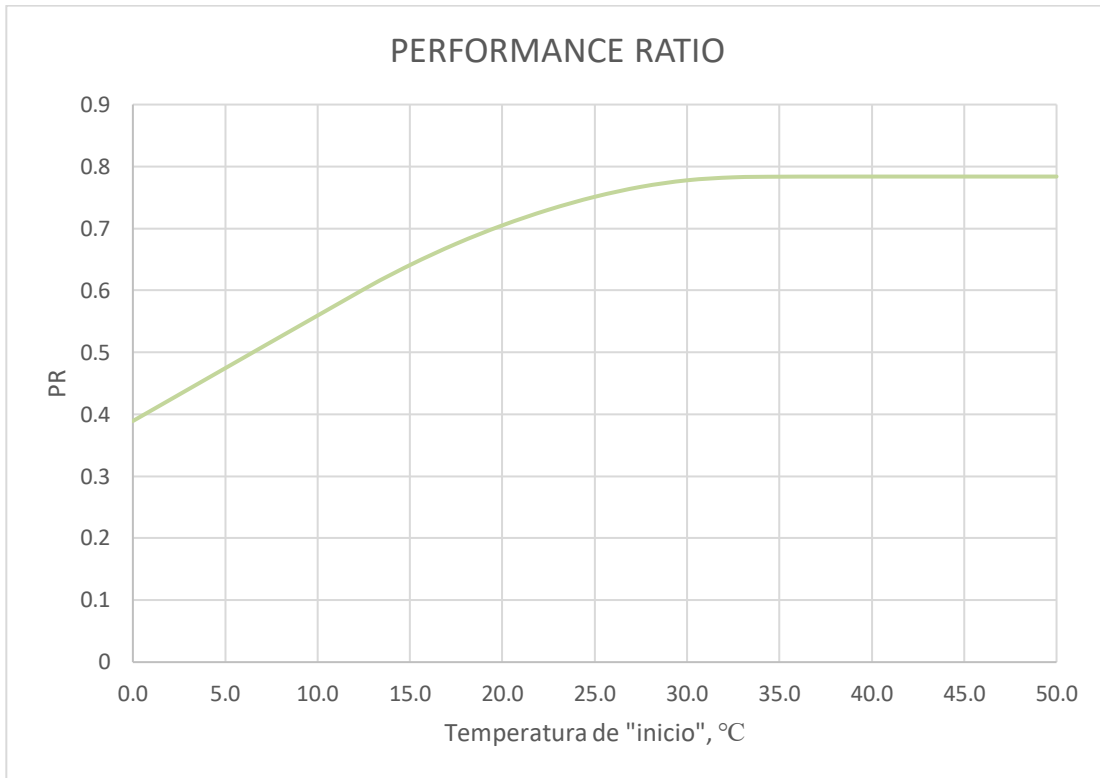


Figura 171. Performance ratio del sistema fotovoltaico frente a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

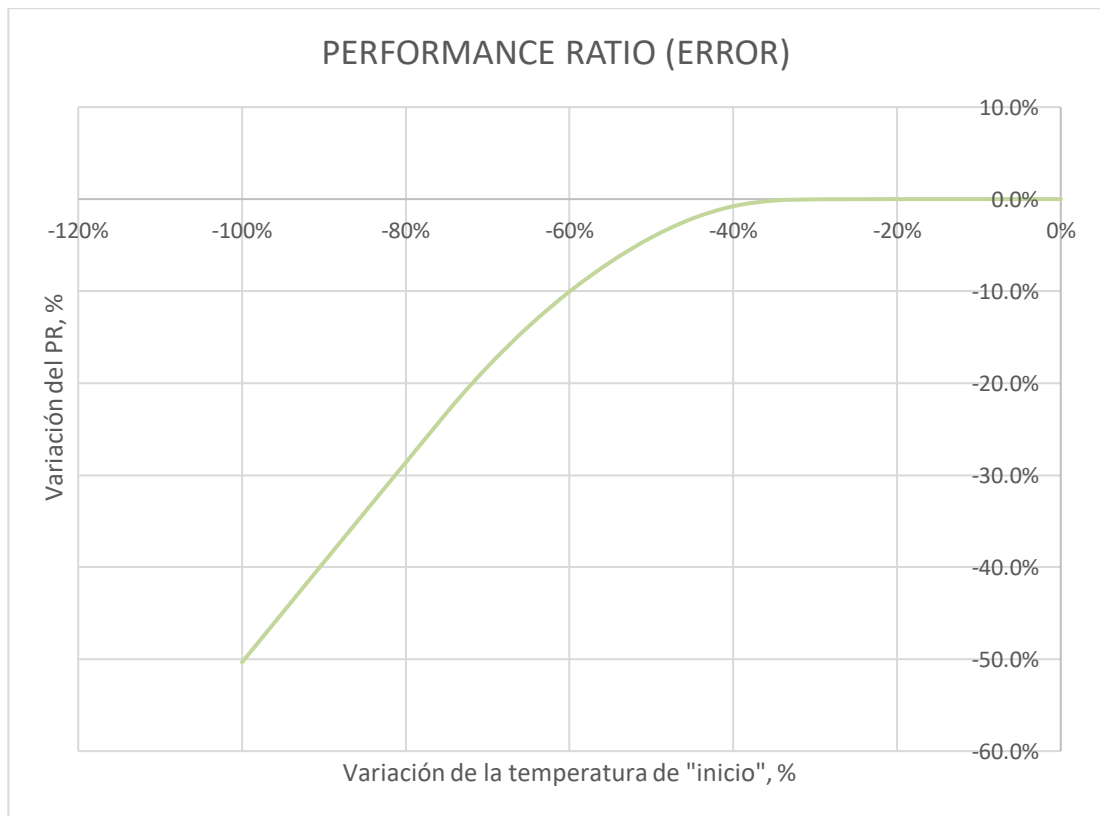


Figura 172. Variación porcentual del Performance Ratio en función de la variación porcentual de la temperatura de “inicio” del inversor. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

Tal como se puede observar, la función representada consta de tramos totalmente lineales lo que podría suponer una limitación si se quiere obtener valores de la instalación con precisión.

Finalmente, SAM ofrece al usuario la posibilidad de obtener tanto las pérdidas anuales del inversor como las pérdidas anuales totales por efecto “derating”. Ambas, en esta herramienta, estarán directamente relacionadas tal como se puede ver en la Figura 173. Las pérdidas totales por efecto “derating” (en rojo) se sumarán directamente a las totales (en azul). Teniendo en cuenta esto, si se estudia el efecto de las pérdidas totales será más que suficiente. Y es que fijando la variación del “Tstart” en un 75% las pérdidas totales en la eficiencia del inversor podrían llegar a aumentar en un 700%, valores bastante desorbitados e inusuales en comparación con los estándares, pero, tal como se ha visto, supone tan solo un 25% menos de la producción total final.

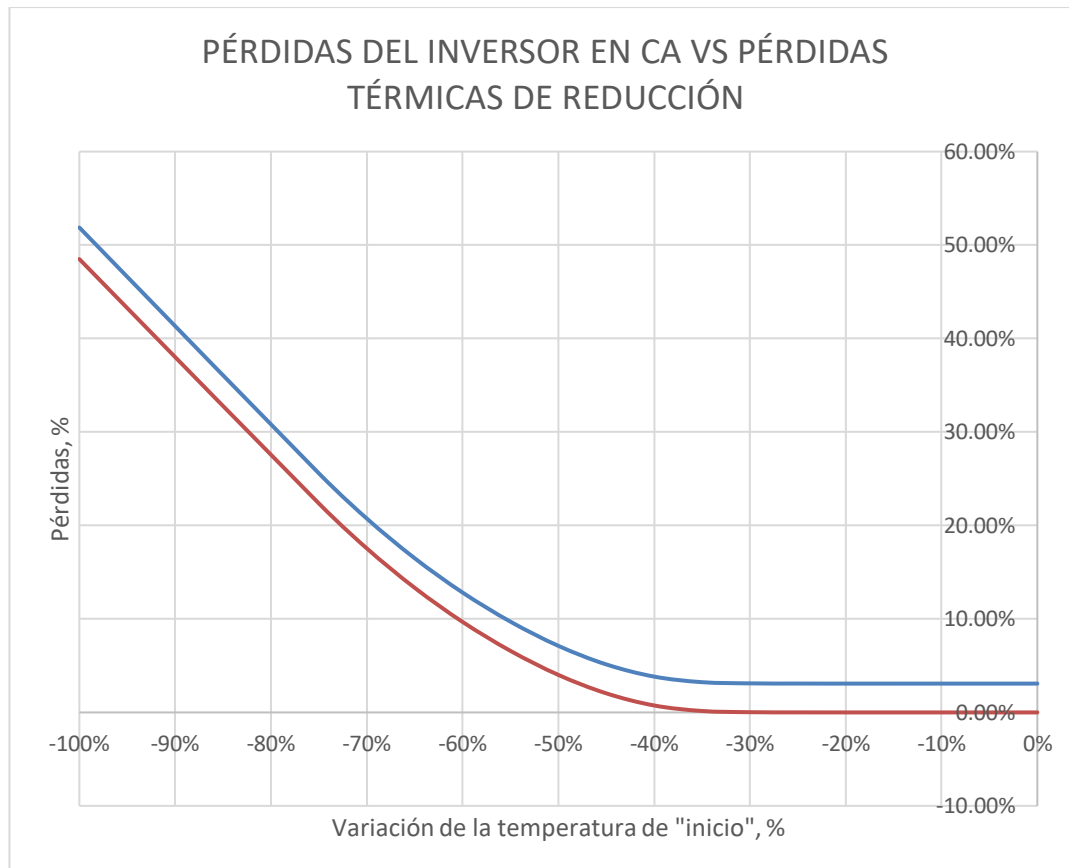


Figura 173. Pérdidas del inversor en CA (en azul) frente a las pérdidas térmicas de reducción (rojo), sometidas a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. Fuente: *Elaboración propia con datos de SAM.*

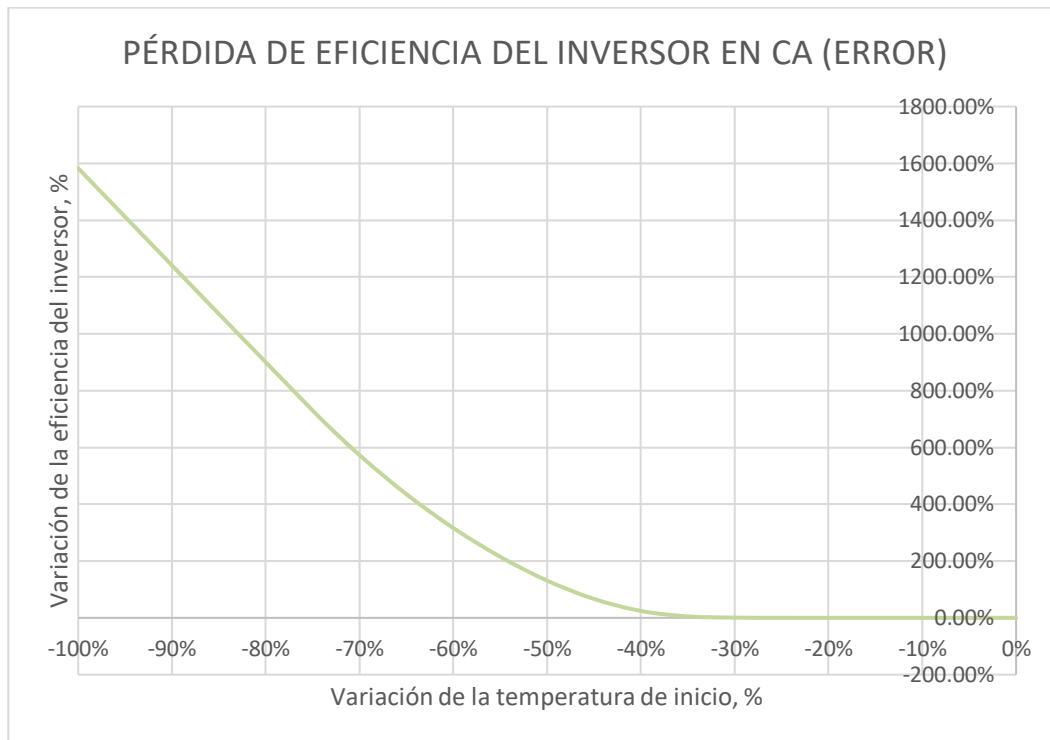


Figura 174. Eficiencia del inversor en CA tras ser sometido a una variación de la temperatura de “inicio” del inversor. Fuente: Elaboración propia con datos de SAM.

## CONCLUSIONES

- La configuración de “derate curve que ofrece SAM al usuario es bastante limitada, empezando por su forma. Solo se podrán realizar modificaciones lineales de la misma.
- Tal como se ha comentado, este efecto depende directamente de la temperatura ambiente. Este hecho será suficiente para realizar una primera aproximación del sistema, pero para nada será pragmático dado que la temperatura del inversor será la de la habitación que lo contiene.
- Para estar presente dicho efecto tienen que darse condicionantes con probabilidades bastante remotas ya que requiere que el inversor esté sometido a enormes temperaturas, por encima del ambiente. No obstante, en el caso de fallar los sistemas de ventilación, un accidente, un mal diseño... el efecto “derating” se dará casi con total seguridad.
- Una vez presente estas pérdidas, siendo cuerdo con los resultados y encontrándose el efecto en un rango de valores habitual, podrían llegar a suponer una merma en la producción de casi un 1%.
- En el hipotético caso de encontrarse el sistema operando en unas condiciones de operación extremas, elevadas temperaturas o que los componentes electrónicos del inversor fallen, algo bastante inusual, el sistema podría llegar a reducir su producción y su PR en un 50 %.

## 9.7 Clipping losses

Tal como se explicó anteriormente, el sistema fotovoltaico puede aumentar su producción considerablemente siempre y cuando el usuario diseñe el ILR del mismo de manera óptima. A continuación, se procederá a simular el “Caso Base” del documento para distintos valores de ILR con el objetivo de desarrollar y analizar el peso que podría llegar a tener el mismo sobre la producción final. De antemano, se podrá deducir que habrá un momento en el cual un aumento del mismo no llegue a resultar rentable para el sistema, es decir, si las pérdidas de energía debido a un aumento del ILR pasan a tener un valor considerablemente alto.

La simulación realizada abarca valores del ILR entre 1 y 2. Seguidamente se mostrará en la Tabla 19 los parámetros que se han considerado más relevantes en el estudio de la variación del ILR del sistema.

	Annual Energy (MWh/yr)	AC inverter efficiency loss (%)	AC inverter power clipping loss (%)	Inverter clipping loss AC power limit (kWh/yr)	Energy yield (year 1)	Performance ratio (year 1)
1	1641.979	3.16809	0	0	1641	0.78
1.05	1724.002	3.25315	0	0	1641	0.78
1.1	1805.857	3.33832	0.0010321	19.5851	1640	0.78
1.15	1887.513	3.42342	0.00464469	92.1683	1639	0.78
1.2	1968.199	3.51019	0.0479772	993.686	1637	0.78
1.25	2046.193	3.60128	0.206893	4464.64	1634	0.78
1.3	2115.067	3.69253	0.51499	11530.3	1628	0.78
1.35	2181.727	3.80172	1.12486	26161.2	1616	0.77
1.4	2240.404	3.9235	2.01891	48706.2	1600	0.76
1.45	2293.163	4.0549	3.08408	77079.8	1581	0.75
1.5	2340.916	4.19442	4.26748	110360	1560	0.74
1.55	2384.419	4.34104	5.52911	147784	1537	0.73
1.6	2424.54	4.49353	6.82971	188474	1514	0.72
1.65	2462.555	4.64984	8.12049	231142	1491	0.71
1.7	2496.406	4.79883	9.3078	272476	1469	0.7
1.75	2530.884	4.96198	10.5643	318428	1447	0.69
1.8	2562.772	5.13033	11.8301	366847	1424	0.68
1.85	2592.499	5.30326	13.0907	417297	1401	0.67
1.9	2620.301	5.48051	14.3393	469544	1379	0.66
1.95	2646.075	5.66246	15.58	523689	1356	0.65
2	2669.922	5.84911	16.8103	579632	1334	0.64

Tabla 19 Valores de los parámetros más importantes a tener en cuenta en el “clipped” de una instalación tras una variación del ILR de la misma. *Fuente: Elaboración propia.*

Antes de graficar los resultados y sacar conclusiones de los mismos, se puede interpretar los valores de los parámetros mostrados en la tabla superior directamente sin entrar en detalle. En dicha tabla, se ha clasificado las filas por colores en función del “AC inverter power clipping loss (%)”. Las filas en verde no superan un 1% de pérdidas, es decir, serán casi despreciables frente a la producción final. En naranja se encontrarán valores entre 1 y 10%, en este caso dichas pérdidas si tendrán un peso a tener en cuenta en el campo fotovoltaico. Por último, para valores superiores al 10%, filas de color rojo, las pérdidas serán protagonistas en el diseño y supondrá una serie de desventajas y problemas en el sistema las cuales serán explicadas posteriormente.

Asimismo, tal como se puede ver en la Figura 175, estos valores mencionados anteriormente en la tabla tomarán valores diferentes según la instalación sea con fines comerciales o residenciales.

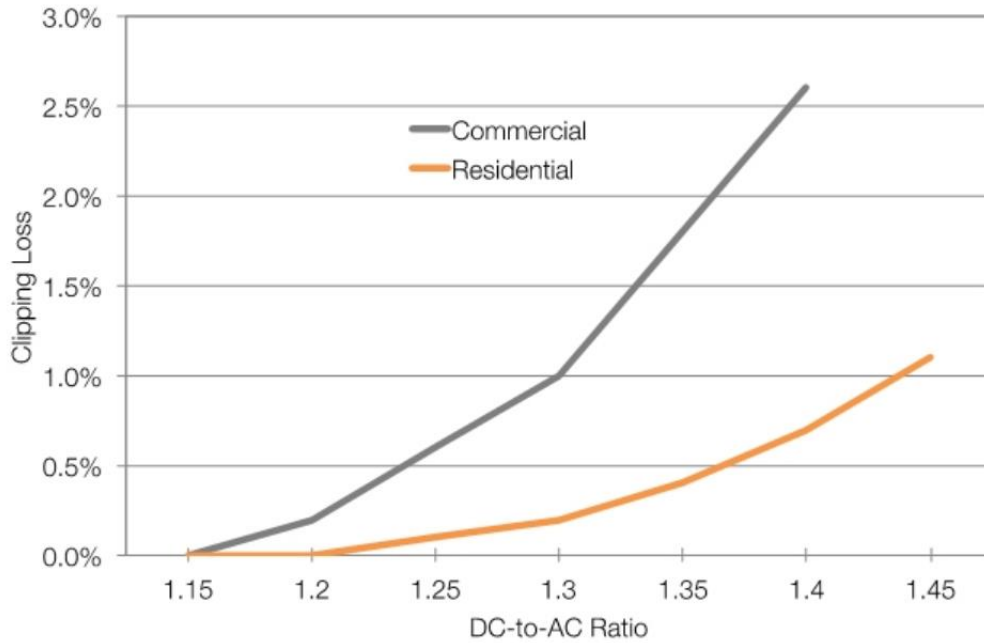


Figura 175. Pérdidas de energía recortada por la potencia límite en AC para instalaciones de conexión a red y residenciales al variar el ILR del sistema. Fuente: Solar Power World.

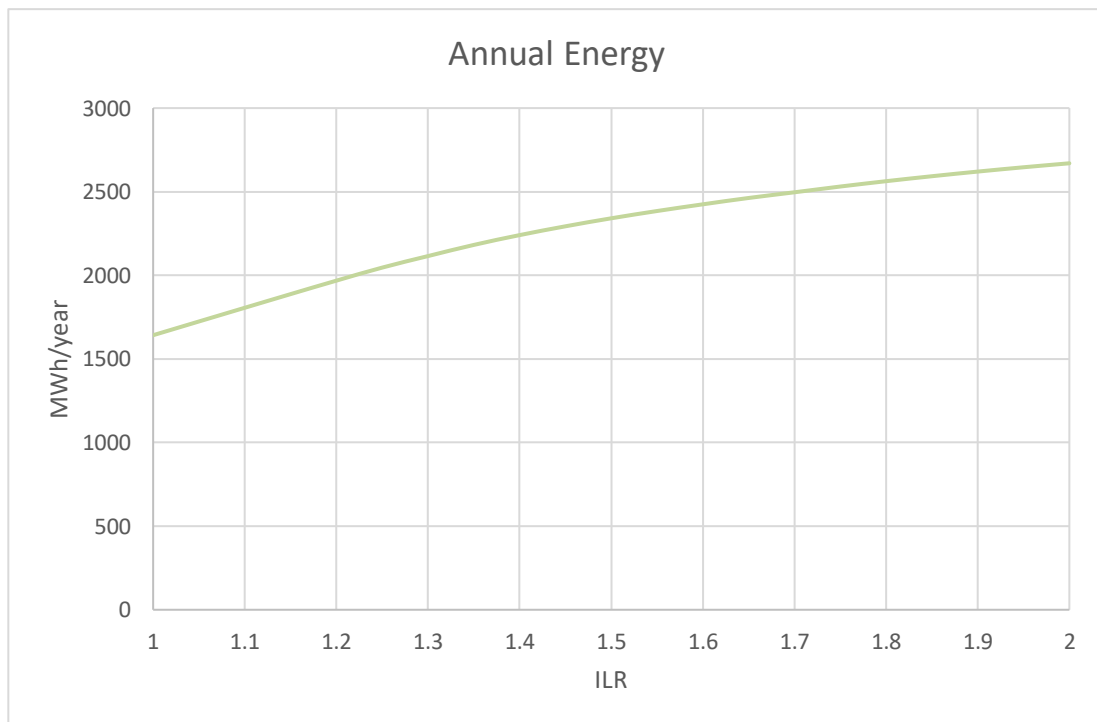


Figura 176. Energía anual obtenida variando el ILR del sistema. Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar, la energía anual obtenida, ver Figura 176, se puede observar cómo tiende a volverse constante a medida que aumenta el valor del ILR. El rango de valores en el cual el sistema parece tener un incremento de energía notable se encuentra entre 1 y 1.5. A partir de dichos valores la energía generada por el campo anualmente irá decreciendo hasta volverse casi constante.

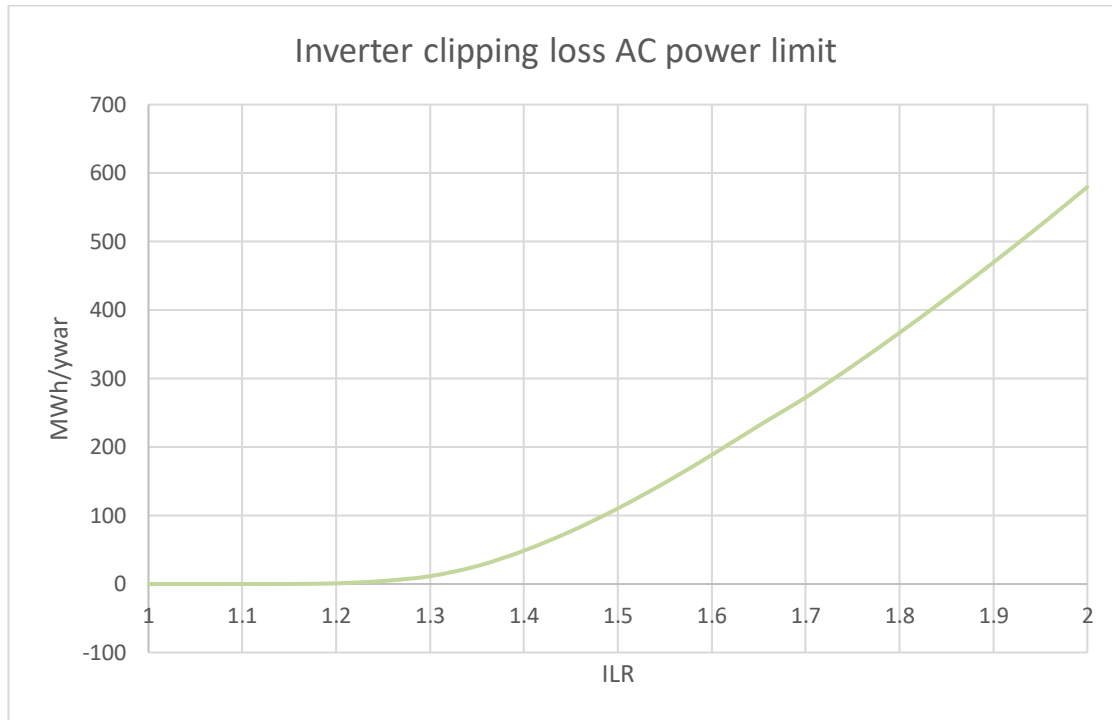


Figura 177. Pérdidas de energía recortada por la potencia límite en AC al variar el ILR del sistema. Fuente: *Elaboración propia.*

En segundo lugar, en cuanto a las pérdidas de energía debido al recorte de la misma por superar la potencia límite del inversor en AC, ver Figura 177, se puede ver cómo para valores comprendidos entre 1 y 1.3 el campo fotovoltaico apenas tendrá pérdidas. Una vez superados dichos valores, un incremento del ILR del sistema supondrá una pérdida de energía prácticamente lineal.

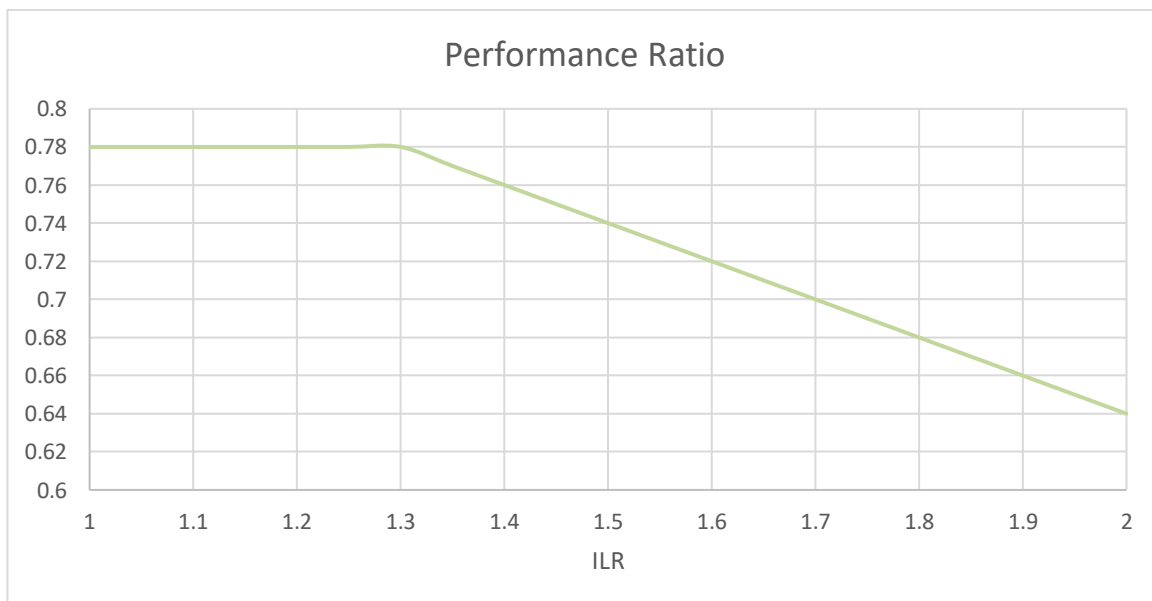


Figura 178. PR anual del sistema al variar el ILR. Fuente: *Elaboración propia.*



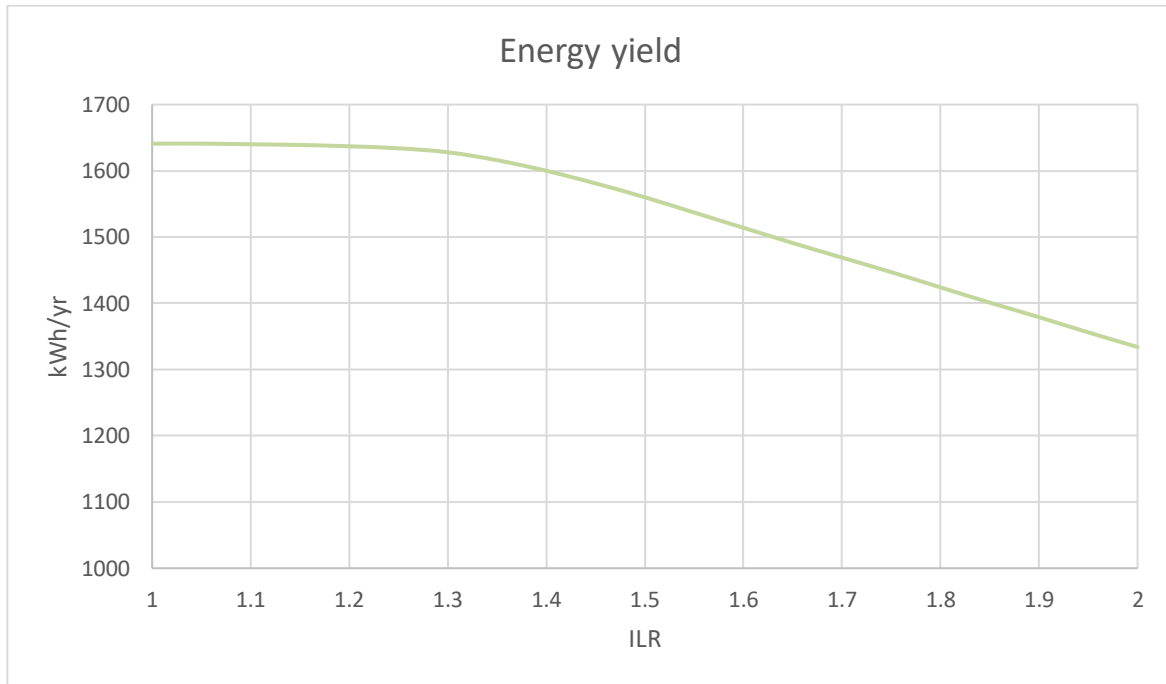


Figura 179. “Energy yield” anual del sistema al variar el ILR. Fuente: *Elaboración propia.*

Finalmente, se pasará a estudiar dos variables que modelan el rendimiento global del sistema fotovoltaico, “Performance Ratio” y “Energy yield” (ver Figura 178 y Figura 179), para establecer un análisis final. Se puede observar cómo en ambos casos, el rendimiento del sistema disminuye bruscamente para un valor del ILR por encima de 1.3. Hasta entonces dicho rendimiento se mantiene relativamente constante.

### CONCLUSIONES

Tal como se ha explicado y mostrado anteriormente, un buen diseño del sobredimensionamiento del campo en CC podría suponer un aumento de la producción a largo plazo. Pero, ¿qué rango de valores del ILR serán generalmente óptimos para los sistemas fotovoltaicos? El enfoque de diseño tradicional conduce a una relación que varía de 1.1 a 1.2 en la mayoría de los casos. No obstante, para este diseño del sistema llevado a cabo por SAM, se podría establecer un rango de valores aún más amplio, en torno a 1 y 1.5 ya que las pérdidas no superarán un 5%. Si el usuario desea realizar un diseño desde un punto de vista más prudente y seguro, el ILR podría situarse entre 1 y 1.3, valores en los cuales las pérdidas serán prácticamente nulas.

Además, si se trata de darle un enfoque financiero al aumento de la relación de conversión la justificación tomará aún más fuerza. Considerando un coste total de propiedad de aproximadamente 0.08 \$/kWh asociados en este caso a las pérdidas, y se estima una venta de la energía a 0.30 \$/kWh, relativa al aumento de producción respecto a un ILR de 1, se obtendrá una cantidad de ingresos bastante considerable (ver Figura 180).

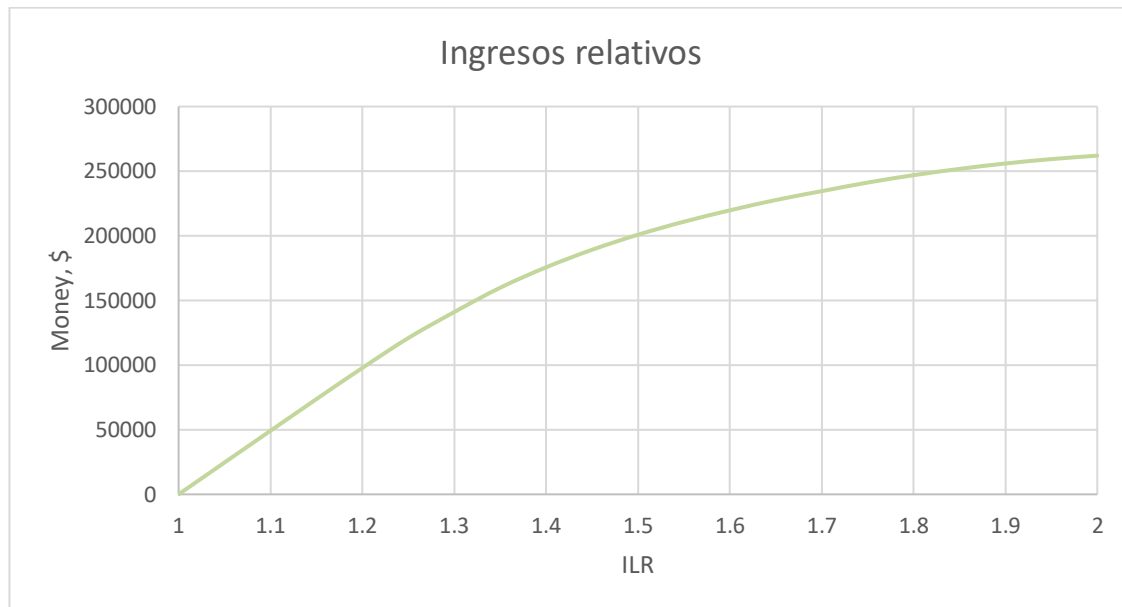


Figura 180. Ahorro económico obtenido en \$ debido a la variación del ILR del sistema. Fuente: Elaboración propia.

Si un aumento de la relación de transformación constituye, aún teniendo en cuenta las pérdidas, una mejora continua sustancial en la producción y en la parte financiera respectiva al proyecto, ¿por qué se establecen unos límites de diseño para el ILR? Esto se debe en gran parte a los siguientes motivos:

- Si se sigue aumentando el ILR se podría exceder los parámetros del inversor y del campo poniendo en riesgo el correcto funcionamiento del mismo.
- Dicho aumento no se verá justificado por el rendimiento del sistema. Es decir, a partir de un cierto valor existirán diseños más favorables del sistema que operen con un PR superior (emplear inversores con otra capacidad, cambiar la tipología del panel, establecer una configuración de los paneles diferente, etc).
- Uno de los factores limitantes que no se suelen tener en cuenta en una simulación es el área disponible. Y es que un ILR superior significa un aumento proporcional del área del campo fotovoltaico y esta será limitada.
- A veces producir la máxima energía no es lo más barato. En ocasiones, una vez superado un cierto valor para la relación, el coste de seguir aumentando el tamaño de la instalación podría sobreponerse a los ingresos obtenidos de la venta de ese aumento de la energía.

## 9.8 Bifacialidad

Para comenzar, esta simulación consistirá en la variación de los 3 parámetros disponibles en esta configuración (ya explicados en anteriores capítulos):

- “Transmission Fraction” (valor por defecto 0.013).
- “Bifaciality” (valor por defecto 0.65).
- “Ground clearance height” (valor por defecto 1m)

Sin embargo, antes de proceder a dichas simulaciones se dispondrá a comparar el caso base y una simulación del sistema con especificaciones bifaciales cuyos valores tomaran los valores recomendados por defecto en SAM. A continuación, se mostrará una tabla que recoge las variables más importantes obtenidas tras la

simulación que resumen el rendimiento global del sistema y su producción anual (ver Tabla 20).

	Annual Energy (MWh)		Energy yield (kWh/kW)	Capacity factor (%)	Performance Ratio
<i>Base Case</i>	1715.382	-	1643	18.80%	0.78
<i>Bifaciality, default values</i>	1810.085	5.52%	1734	19.80%	0.83

Tabla 20 Resumen de los parámetros que resultan de comparar el caso base y el caso base bifacial tomando los valores por defecto. *Fuente: Elaboración propia.*

Se puede observar cómo el sistema pasará a producir un 5.52% de energía adicional y además trabajará con un PR de 0.83, valor por encima de la media (0.6-0.8) por lo que la bifacialidad será considerada una mejora sustancial en un sistema fotovoltaico.

### TRANSMISSION FRACTION

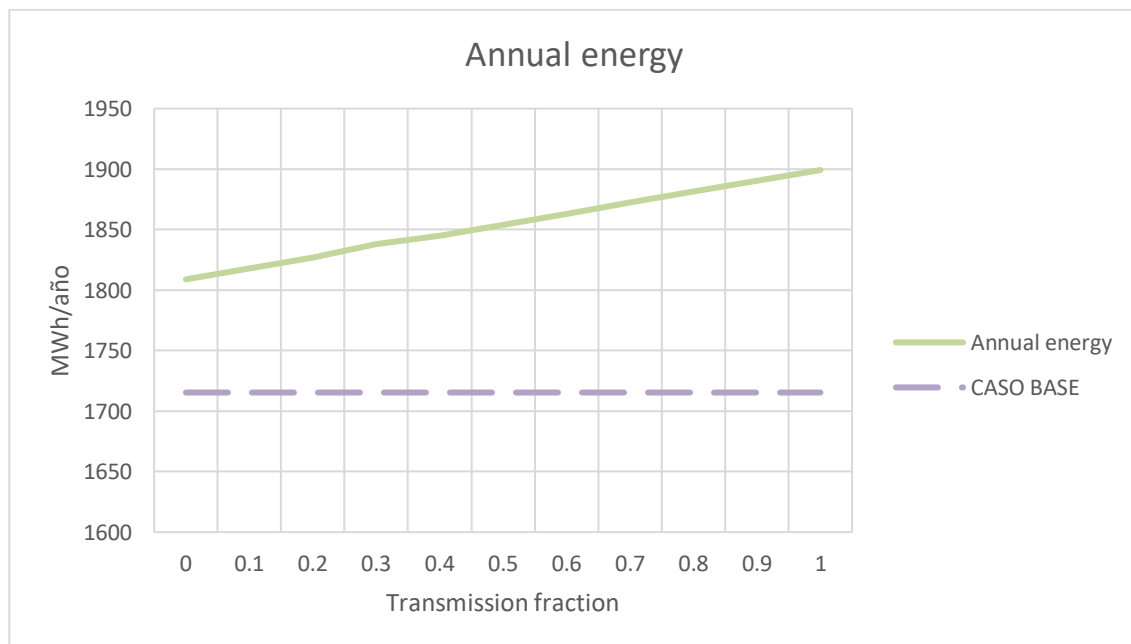


Figura 181. Energía anual obtenida de la variación del “Transmission Fraction” de un módulo bifacial. *Fuente: SAM.*

A priori podría decirse que el impacto del parámetro sobre el sistema será proporcional al aumento de su valor (Forma de la curva “lineal”).

Al variar el parámetro “transmission fraction” de un módulo bifacial entre 0 y 1 se podría llegar a obtener un aumento en la producción final de un 5.4% (para un valor de 0 y los demás parámetros constantes e igual a sus valores por defecto) hasta un 10.7% ((para un valor de 1 y los demás parámetros constantes e igual a sus valores por defecto). En resumen, supondrá un aumento de aproximadamente un 5% en la energía final obtenida.

Además, operando de la misma forma, el PR ratio tomará valores comprendidos entre 0.83 y 0.87.

### BIFACIALITY

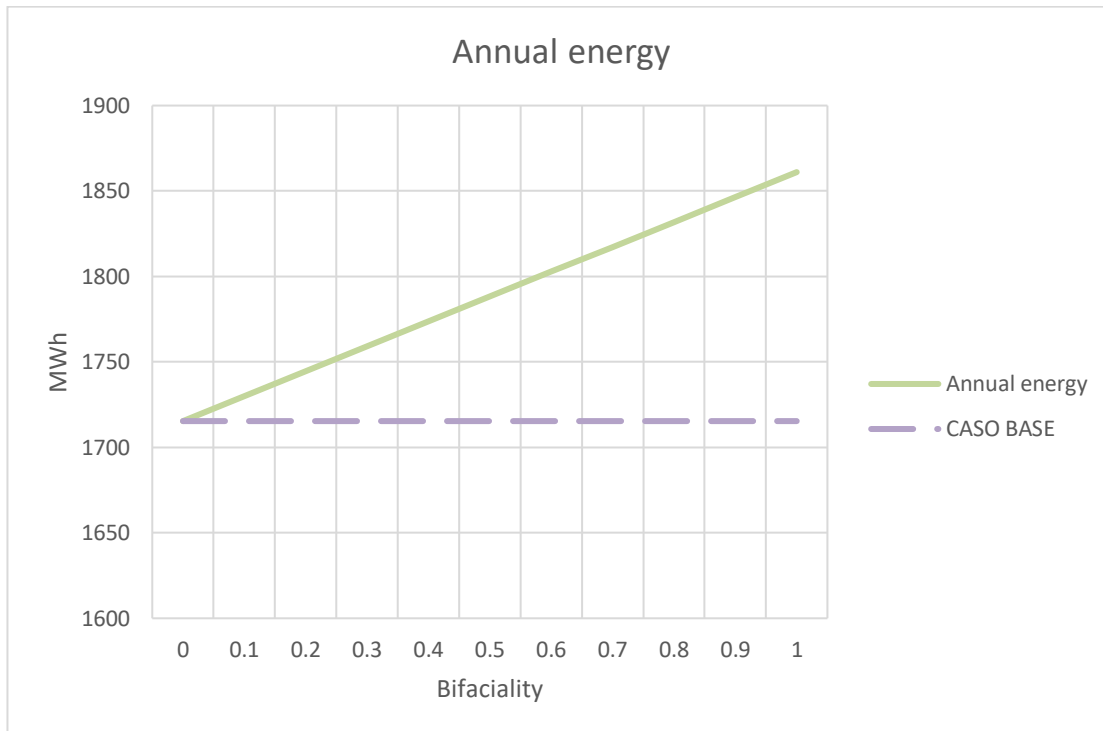


Figura 182. Energía anual obtenida de la variación de la “Bifaciality” de un módulo bifacial. *Fuente: SAM.*

Al igual que en el caso anterior, el campo sufrirá un impacto proporcional al aumento del valor del parámetro. También, al tener una pendiente mayor la recta (lineal), supondrá un mayor peso sobre el sistema fotovoltaico en comparación con el “Transmission Fraction”.

Tras una variación de dicho parámetro, ver Figura 182, se puede observar que para un valor de 0 el módulo no será bifacial y se obtendrá los resultados del caso base. Es decir, cómo ya se podía suponer de antemano, un módulo con un porcentaje de bifacialidad igual a 0 no será considerado bifacial y se comportará como un módulo estándar sin especificaciones bifaciales.

En cuanto a la energía anual producida, en este caso significará un aumento de la misma en un 8.5% (para un valor de 1).

Asimismo, el PR tomará valores comprendidos entre 0.78 y 0.85.

### GROUND CLEARANCE HEIGHT

Antes de comenzar con el análisis cabe mencionar que la temperatura de la célula no se verá afectada tras a una variación de este parámetro, hipótesis bastante conformista ya que alejar los módulos del suelo podría suponer una disminución de la temperatura de la célula gracias al efecto convectivo del aire, y por ende, la eficiencia de los mismos aumentaría.

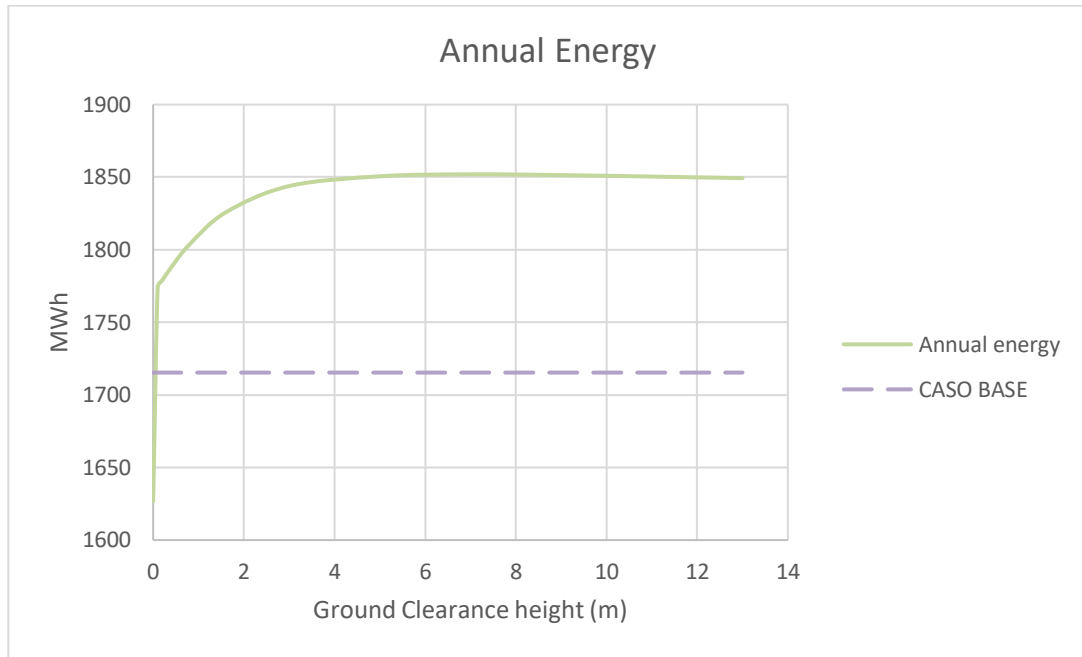


Figura 183. Energía anual obtenida de la variación del “Ground clearance height” de un módulo bifacial.  
Fuente: SAM.

Al contrario que en los dos casos anteriores, la forma de la curva no será lineal y estará marcada por tres tramos bien diferenciados:

- Un primer tramo, para valores muy cercanos a cero, en los que el sistema estará produciendo energía por debajo del caso base (1626 MWh). No es nada trivial deducir dicho comportamiento, no obstante, podría deberse a un aumento significativo de la temperatura del panel al encontrarse a escasos cm del suelo.
- Un segundo tramo, valores comprendidos entre 0.1 y 4 m, en los que la energía aumenta considerablemente, desde un 3.3% (1774 MWh) a un 7.2% (1848 MWh) frente al caso base.
- Por último, un tercer tramo en el cual la producción de energía es constante. Esto ocurre para valores por encima de los 4 m. Esto quiere decir que un aumento de dicha distancia por encima del límite no supondría un aumento de energía en el sistema, será irrelevante en el sistema y supondrá un mayor coste final en la instalación (soportes/estructuras de los módulos fotovoltaicos deberán ser más grandes, un diseño del sistema más complejo).

Del mismo modo, en este caso el PR se encontrará en un rango de valores entre 0.81 y 0.84 (siendo 0.74 el PR del primer tramo).

### DISEÑO BIFACIAL IDEAL

Tras haber analizado cada uno de los parámetros que intervienen en la bifacialidad de un módulo fotovoltaico en SAM, se podrá establecer que valores deberían tomar dichos parámetros para maximizar la producción del sistema. Estos valores serán los siguientes:

- “Transmission fraction” tomará un valor de 1.
- “Bifaciality” será igual a 1.
- “Ground clearance height” tomará un valor de 4 m.

Los valores obtenidos en la Tabla 21 serán los valores máximos que se podrán alcanzar en el sistema fotovoltaico, manteniendo constantes e igual al caso base todos aquellos aspectos o parámetros que puedan ser modificados en el caso base.

	Annual Energy (MWh)		Energy yield (kWh/kW)	Capacity factor (%)	Performance Ratio
<i>Base Case</i>	1715.382	-	1643	18.80%	0.78
<i>Ideal Case</i>	2004.714	16.87%	1920	21.90%	0.92

Tabla 21 Diseño ideal de las especificaciones bifaciales del módulo (configuración CEC Database). *Fuente: SAM.*

## CONCLUSIONES

*“Si buscas resultados distintos, no hagas siempre lo mismo”*

*– Albert Einstein –*

Las conclusiones generales del proyecto, teniendo los objetivos finales del mismo planteados en el mismo, son:

- Se han encontrado multitud de flaquezas en el programa. Una gran debilidad del mismo es, sin lugar a duda, su “análisis paramétrico”, para nada efectivo. Una opción que ofrece el programa al usuario para facilitar enormemente los cálculos y ahorrar con ello una gran cantidad de tiempo en algunas ocasiones no funciona correctamente obteniéndose resultados erróneos si se comparan con las simulaciones estándares.
- La configuración que tiene SAM de las pérdidas del sistema es bastante conformista. En la mayoría de los casos serán pérdidas que tan sólo tendrán algún tipo de repercusión sobre la producción final del sistema, omitiendo los posibles efectos que podrían llegar a tener sobre otros parámetros del sistema cómo la temperatura del panel fotovoltaico o la vida útil de los dispositivos. Asimismo, hay pérdidas tan importantes cómo las “LID losses” (“Light induced degradation” losses) que SAM no permite modificar directamente al antojo del usuario. Si se compara este apartado con el de su gran competidor, PVSyst, SAM carece de multitud de configuraciones y modelos que si tendrá PVSyst.
- Tras haber realizado un análisis exhaustivo de las variables climatológicas que tendrán algún tipo de dependencia en la producción del sistema fotovoltaico se puede establecer que la producción de sistema responde de forma coherente para cada uno de los modelos estudiados. Se ha podido observar en las simulaciones que el modelo “CEC Module Model” es el modelo que ofrece un mayor grado de confianza, además de que la biblioteca que ofrece es la más amplia y presenta otro modelo capaz de variar a gusto del usuario cada una de las variables implicadas en el sistema. También hay que tener en cuenta que, en ocasiones, en los modelos restantes se llegan a obtener resultados desorbitados.
- Cómo se ha podido observar, el único efecto que tendrá en cuenta SAM en la curva del inversor será el efecto “derating”.
- SAM recoge unos datos climáticos del emplazamiento elegido, pero en ningún momento ofrece la posibilidad de variar dichas variables climatológicas manualmente. Un usuario que trabaje con este tipo de programas de diseño en el ámbito profesional se da por hecho que sabrá manipular con soltura las variables a su antojo, no obstante, al tratarse de una herramienta gratuita y, por tanto, accesible a todo tipo de usuarios, sería conveniente implementar dicha posibilidad en la herramienta.
- Tal como se puede observar en su capítulo respectivo, los coeficientes empíricos tendrán un peso más que relevante en el sistema fotovoltaico.

- Muchos aspectos de la herramienta, aun habiéndose leído manuales y artículos, no quedan del todo claros. El manual no es demasiado extenso y omite multitud de algoritmos y suposiciones que la herramienta realiza.

Cabe destacar que System Advisor Model se trata de un programa gratuito y posee un nivel de exactitud, detalle y alcance a la altura de cualquier otro competidor del sector. Sin embargo, dadas las limitaciones que se han observado a lo largo del proyecto y otras muchas que no se han llegado a estudiar, PVSyst continúa a la cabeza de los softwares implicados en el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

A día de hoy, SAM sigue actualizándose y reportando todo tipo de errores que puedan llegar a mejorar la herramienta. No se trata de una herramienta obsoleta, y cómo ya se ha mencionado, igual de válida si se maneja por una persona que tenga una amplia base de conocimientos en el sector fotovoltaico.



## LÍNEAS DE TRABAJO FUTURO

*“Me interesa el futuro porque es donde voy a pasar el resto de mi vida”*

*– Woody Allen –*

A lo largo del documento se ha estudiado y analizado una serie de aspectos, pero para nada se ha llegado a abarcar la totalidad de los objetivos marcados en el proyecto de antemano. A continuación, se detallará cada una de los aspectos que deberían retomarse del trabajo en un futuro si se quiere llegar a completar los objetivos del mismo:

- La configuración “Shading and Snow Model” de SAM debería estudiarse de manera exhaustiva ya que en este documento tan sólo se ha explicado de forma general las posibilidades que ofrece.
- Se ha estudiado la configuración “PVdetailed para sistemas fotovoltaicos conectados a red, en concreto, grandes instalaciones. SAM además tiene disponible otras configuraciones y sistemas, cómo por ejemplo “Sistemas fotovoltaicos de alta concentración”, el modelo “PVWatts o sistemas de autoconsumo en la edificación.
- Se requiere un análisis del modelo de geometría solar empleado, así como en el modelo de radiación difusa para analizar su influencia en la producción.
- Se requiere una comparación con el principal competidor del Software, PVSyst. A día de hoy se han realizado estudios complementarios a este documento sobre dicha herramienta por lo que tan sólo habría que analizar los puntos débiles que tiene uno frente a otro.
- Estudiar la discrepancia que existe en los resultados obtenidos de las variables climáticas. Y es que si se compara lo obtenido en la producción de energía los resultados no son coherentes si se comparan con las pérdidas del módulo.
- Dada la desinformación existente en los documentos de la herramienta, la única forma de estudiar a fondo cada una de las carencias vistas y por haber es analizando internamente cada uno de los algoritmos empleados en la programación. Para ello se requiere un alto nivel en lenguajes de programación de los que no se disponían en la realización de este documento.
- SAM tiene disponible un modelo financiero bastante completo, y aunque no esté directamente relacionados con los objetivos del proyecto, sería interesante tratar de analizar a fondo las carencias y fortalezas que podría llegar a presentar frente a otros programas.
- Realizar un reporte de los fallos y problemas existentes en el “análisis paramétrico” de SAM y cada una de las mejoras que podrían llegar a implementarse en un futuro.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] ANPIER, “Anuario fotovoltaico 2019” ( <https://anpier.org/wp-content/uploads/2019/06/anuario245x173-DEF.junio-2019-WEB.pdf> )
- [2] *El País*, “El sol brilla más desde este año” ( [https://elpais.com/elpais/2019/05/20/actualidad/1558365184\\_918645.html](https://elpais.com/elpais/2019/05/20/actualidad/1558365184_918645.html) )
- [3] *SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update*, Paul Gilman, Aron Dobos, Nicholas DiOrio, Janine Freeman, Steven Janzou and David Ryberg. National Renewable Energy Laboratory ( <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67399.pdf> )
- [4] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Introduction.
- [5] *Google. (s.f.)*. [Mapa de Aznalcóllar(Sevilla), España en Google maps]. Recuperado el 27 de Julio, 2019 ( <https://www.google.es/maps/place/41870+Aznalcóllar,+Sevilla/@37.4980138,-6.2505575,3931m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0xd1223034d586e53:0xc023e3de867731ff!8m2!3d37.5191373!4d-6.2681327?hl=es> )
- [6] *PVGIS*, tool, Photovoltaic Geographical Information System ( [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html) )
- [7] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Module.
- [8] *Generación de energía solar fotovoltaica*, Nuevas Energías, Lluís Jutglar. Editor, Marcombo, Edición 1 (15 de Marzo de 2012)
- [9] *Grado en Ingeniería de la Energía (Sevilla)*, Instalaciones Fovovoltaicas, Isidoro Lillo Bravo.
- [10] *Teoría y problemas “Instalaciones fotovoltaicas”*, 4ºCurso, Grado en Ingeniería de la Energía, Isidoro Lillo Bravo.
- [11] *Instalaciones Fovovoltaicas*, Manual para uso de Instaladores, Fabricantes, Proyectistas, Ingenieros y Arquitectos, Instituciones de Enseñanza y de Investigación. Dirección General de Industria, Energía y Minas (CONSEJERÍA DE EMPLEO Y DESARROLLO TECNOLÓGICO)
- [12] *CIEMAT*, Fundamentos, dimensionado, y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Año de publicación 2004. Editores, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
- [13] *PVEducation* ( <https://www.pveducation.org> )
- [14] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Module CEC Performance Model with Module Database, Bifacial Specifications.
- [15] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Module, Simple efficiency module model.
- [16] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Module, Simple efficiency module model, Sandia Temperature Correction Equations.
- [17] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Module, Sandia Module Model.

- [18] *Photovoltaic Array Performance Model*, Sandia report, D.L. King, W.E. Boyson, J.A. Kratochvill. Sandia National Laboratories.
- [19] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Module, CEC Performance Model.
- [20] *An Improved Coefficient Calculator for the California Energy Commission 6 Parameter Photovoltaic Module Model*, Aron P.Dobos (021011-6 / Vol. 134, MAY 2012)
- [21] *Improvement and Validation of a Model of Photovoltaic Array Performance*, by Widalys De Soto under the supervision of Dr. William Beckman and Dr. Sanford Klein. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, 2004)
- [22] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Inverter.
- [23] SOLAR BAY, The next generation in energy, “*What is the Optimal DC/AC Inverter Ratio for Commercial Solar Power Systems?*” (<https://solarbay.com.au/optimal-dc-ac-inverter-ratio-commercial-solar-power-systems/>)
- [24] *Performance Model for Grid-Connected Photovoltaic Inverters*, David L. King, Sigifredo Gonzalez, Gary M. Galbraith and William E. Boyson (Sandia National Laboratories)
- [25] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, System Design.
- [26] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Shading and Layout.
- [27] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Photovoltaic Systems, Model, Losses.
- [28] *System Advisor Model (SSC Version 209, May 21 2019 00:21:09), Help*, Performance Metrics.
- [29] *Coeficiente de rendimiento*, Factor de calidad de la instalación fotovoltaica, Información técnica, SMA Solar Technology AG (<http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-es-11.pdf>).
- [30] AutoSolar, “*Científicos estadounidenses crean un algoritmo MPP para medir la degradación del panel fotovoltaico*” (<https://autosolar.es/blog/noticias-internacionales/cientificos-estadounidenses-crean-un-algoritmo-mpp-para-medir-la-degradacion-del-panel-fotovoltaico>).

# Anexos

---

## FICHAS TÉCNICAS

# SUNPOWER®

## BENEFITS

### Highest Efficiency

Panel efficiency of 18.7% is higher than any commercially available competitor panel

### More Power

SunPower 305 delivers 50% more power per unit area than conventional solar panels and 100% more than thin film solar panels

### Reduces Installation Cost

More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money

### Reliable and Robust Design

Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations



SPR-305-WHT

## 305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE



The SunPower 305 Solar Panel provides today's highest efficiency and performance. Utilizing 96 next generation SunPower all-back contact solar cells, the SunPower 305 delivers an unprecedented total panel conversion efficiency of 18.7%. The 305 panel's reduced voltage-temperature coefficient and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

### SunPower's High Efficiency Advantage - Up to Twice the Power

Comparable systems covering 1000 m <sup>2</sup> / 10,750 ft <sup>2</sup>			
	Thin Film	Conventional	SunPower
Watts / Panel	65	165	305
Efficiency	9.0%	12.0%	18.7%
kWs	90	120	187



SUNPOWER

## 305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

### Electrical Data

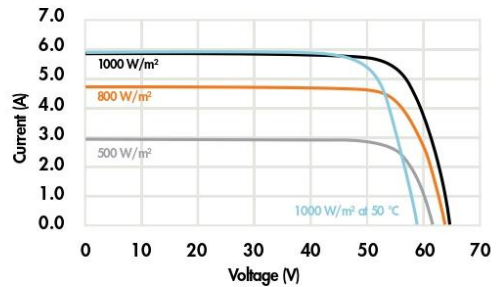
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, air mass 1.5 g, and cell temperature 25° C.

Peak Power (+/-5%)	Pmax	305 W
Rated Voltage	Vmp	54.7 V
Rated Current	Imp	5.58 A
Open Circuit Voltage	Voc	64.2 V
Short Circuit Current	Isc	5.96 A
Maximum System Voltage	IEC, UL	1000 V, 600 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% / °C
	Voltage (Voc)	-176.6 mV/°C
	Current (Isc)	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		15 A
Peak Power per Unit Area		187 W/m <sup>2</sup> , 17.4 W/ft <sup>2</sup>
CEC PTC Rating		282.1 W

### Mechanical Data

Solar Cells	96 SunPower all-back contact monocrystalline
Front Glass	4.0 mm (5/32 in) tempered
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900 mm length cables / Multi-Contact connectors
Frame	Clear anodized aluminum alloy type 6063
Weight	24 kg, 53 lbs

### IV Curve



Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature.

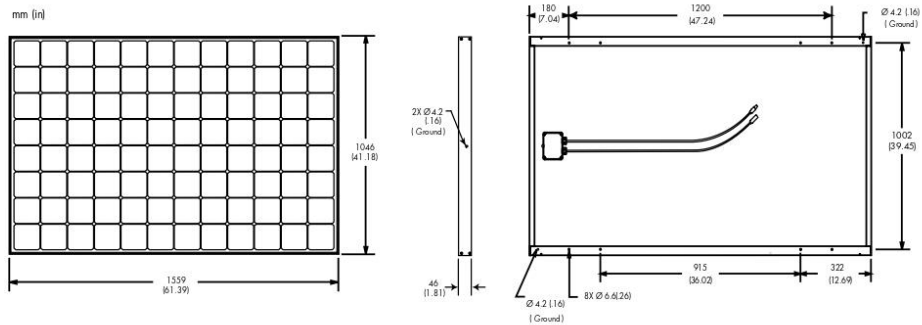
### Tested Operating Conditions

Temperature	-40° C to +85° C (-40° F to +185° F)
Max load	50 psf (2400 Pascals) front and back
Impact Resistance	Hail - 25mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

### Warranty and Certifications

Warranty	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	IEC 61215, Safety tested IEC 61730; UL listed (UL 1703), Class C Fire Rating

### Dimensions



**CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.** Go to [www.sunpowercorp.com/panels](http://www.sunpowercorp.com/panels) for details

### About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 50 percent more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, roof tiles and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

© October 2007 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Document #001-42209 Rev\*A

Printed on recycled paper

[www.sunpowercorp.com](http://www.sunpowercorp.com)

INGECON

SUN

PowerMax  
480 Vac

### CENTRAL INVERTERS WITH A MASTER-SLAVE CONFIGURATION

## 250T U X480 Outdoor / 375T U X480 Outdoor 500T U X480 Outdoor

The central inverter with a Master-Slave configuration, in any of its versions, is equipped with two to four power blocks, connected in parallel to the same PV generator and to the same medium voltage transformer.

#### DC and AC supplies in the same cabinet

The input and output lines are integrated into the same cabinet, facilitating maintenance and repair work.

#### Maximum efficiency values

Through the use of innovative electronic conversion topologies, efficiency values up to 98.8% can be easily achieved. Thanks to a sophisticated control algorithm, this equipment can guarantee maximum efficiency through the selective operation of its power blocks, based on the PV power available. This maximizes the efficiency and service life of the equipment. In this way, in periods of low irradiance, it is able to increase performance by up to 1.8 points.

#### Enhanced functionality

This new INGECON® SUN PowerMax U inverter range features a revamped, improved enclosure which, together with its innovative air cooling system, makes it possible to increase the ambient operating temperature to deliver its rated power up to 122°F (50°C).

#### A complete range of equipment for all types of projects

The PowerMax U inverters are fully adaptable to all types of engineering projects. This is made possible thanks to their wide range of power outputs and to the variety of possible configurations.

#### Maximum protection

These three-phase inverters are equipped with a motorized DC load break switch to decouple the PV generator from the inverter. The grounding kit and the input current monitoring kit are supplied as standard. Optionally, the PowerMax U inverters can be supplied with DC fuses.



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.us@ingeteam.com](mailto:solar.us@ingeteam.com)



**Ingeteam**



**INGECON SUN** PowerMax 480 Vac

250T U X480 Outdoor / 375T U X480 Outdoor / 500T U X480 Outdoor

**Long-lasting design**

The inverters have been designed to guarantee a service life of more than 20 years, as demonstrated by the stress tests they are subjected to. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

**Grid support**

The INGECON® SUN PowerMax U family has been designed to comply with the grid connection requirements in different countries, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid.

**Ease of maintenance**

Easily replaceable modular power blocks for shorter maintenance times.

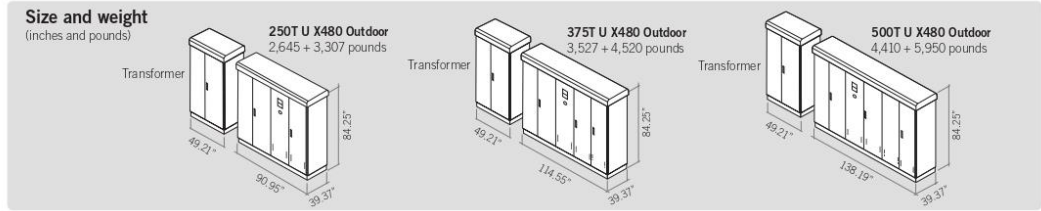
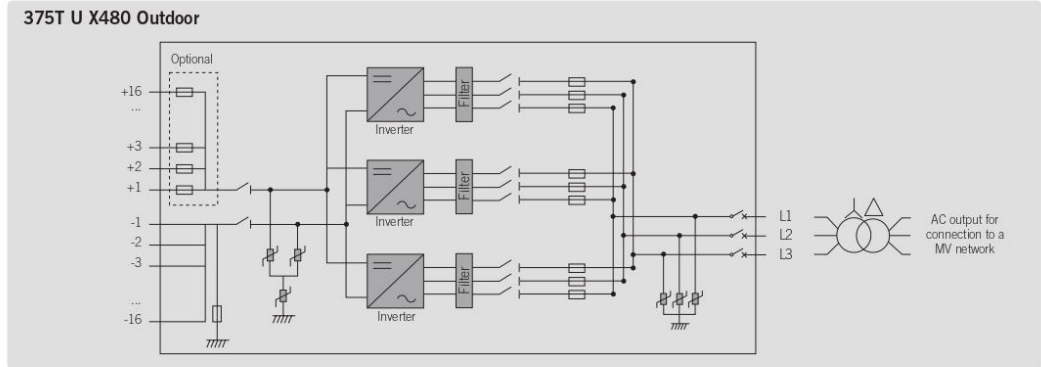
**Easy to operate**

The INGECON® SUN PowerMax U inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incident. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

**Monitoring and communication**

RS-485 communications supplied as standard for monitoring the internal operating variables (alarms, real time production, etc.) in addition to the historical production data. Ethernet, GSM/GPRS and Bluetooth are also available. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its iSun Monitor Smartphone version for monitoring and recording the inverter data over the Internet.

- |  |  |   |
|--|--|---|
| <p><b>PROTECTIONS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- DC reverse polarity.</li> <li>- Short-circuits and overloads at the output.</li> <li>- Anti-islanding with automatic disconnection.</li> <li>- 4 DC fuse-holders per power block. Non-grounded inverters have both poles protected.</li> <li>- Lightning induced type 2 DC and AC surge arrestors.</li> <li>- Motorized DC switch for the automatic disconnection of the inverter from the PV array.</li> <li>- Grounding kit.</li> </ul> | <p><b>OPTIONAL ACCESSORIES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Inter-inverter communication via Ethernet or Bluetooth.</li> <li>- Kit for operating at an ambient temperature of -22°F (-30°C).</li> <li>- DC fuses.</li> <li>- Monitoring of the input DC currents.</li> <li>- Wattmeter on the AC side.</li> <li>- Low voltage ride-through capability.</li> <li>- Auxiliary services kit.</li> <li>- Motorization of the AC switch.</li> </ul> | <p><b>ADVANTAGES OF THE MASTER-SLAVE VERSION</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Enhanced performance.</li> <li>- In the event of the failure of one of the blocks, the power is then distributed amongst the remaining blocks.</li> <li>- Lightweight spares, for shorter delivery times.</li> <li>- It allows to ground the PV array, either the positive or the negative pole.</li> </ul> |
|--|--|---|

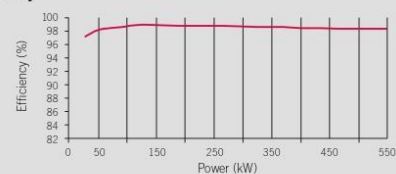


INGECON
SUN
PowerMax 480 Vac

	250T U X480 Outdoor	375T U X480 Outdoor	500T U X480 Outdoor
<b>Input (DC)</b>			
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	257.3 - 334.4 kWp	385.9 - 502.1 kWp	514.6 - 669.5 kWp
Voltage Range MPP	350 - 820 V	350 - 820 V	350 - 820 V
Maximum voltage DC <sup>(2)</sup>	1,000 V	1,000 V	1,000 V
Maximum current DC	780 A	1,170 A	1,560 A
N° DC inputs with fuse holders	8	12	16
DC fuse dimensions	63 A / 1,000 V to 400 A / 1,000 V fuses, maximum current from 63 to 400 A for positive and negative poles		
Type of connection	Connection to copper bars		
Power blocks	2	3	4
MPPT	1	1	1
Current at each input	40 to 250 A	40 to 250 A	40 to 250 A
<b>Input protections</b>			
Overvoltage protections	DC surge arresters, type 2		
DC breaker	Motorized DC load breaker		
Other protections	From 8 to 16 pairs of DC fuses, DC insulation monitor with alarm		
<b>Output (AC)</b>			
Rated power AC <sup>(3)</sup>	250 kW	375 kW	500 kW
Maximum current AC	301 A	451 A	601 A
Rated voltage AC	480 V IT System	480 V IT System	480 V IT System
Frequency AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Phi Cosine <sup>(4)</sup>	1	1	1
Phi Cosine adjustable	Yes. Smax=250 kVA	Yes. Smax=375 kVA	Yes. Smax=500 kVA
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(5)</sup>	<3%	<3%	<3%
<b>Output protections</b>			
Overvoltage protections	AC surge arresters, type 2		
AC breaker	AC switch, optionally motorized		
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection (for each power stage)		
Other protections	AC fuses, AC short circuits and overloads (for each power stage)		
<b>Features</b>			
Maximum efficiency	97.2%	97.2%	97.2%
CEC	96.5%	96.5%	96.5%
Stand-by consumption <sup>(6)</sup>	60 W	90 W	120 W
Consumption at night	60 W	90 W	120 W
<b>General Information</b>			
Ambient temperature	-4°F to 149°F (-20°C to 65°C)	-4°F to 149°F (-20°C to 65°C)	-4°F to 149°F (-20°C to 65°C)
Relative humidity (non-condensing)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Protection class	NEMA 3R	NEMA 3R	NEMA 3R
Max. altitude <sup>(7)</sup>	9,842 ft (3,000 m)	9,842 ft (3,000 m)	9,842 ft (3,000 m)
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)		
Air flow	22.6 ft <sup>3</sup> /s (fans: 1,000 VA)	37.96 ft <sup>3</sup> /s (fans: 1,300 VA)	45.56 ft <sup>3</sup> /s (fans: 1,500 VA)
Acoustic emission	< 55 dB (A) at 4 m and < 67 dB (A) at 1 m with fans working at maximum power		
Certification	UL1741, IEEE 1547.1		
EMC and security standards	EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, FCC Part 15		
Grid connection standards	BDEW MT, RD 661/2007, P.O.12.3, CEI 0-16, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, Allegato A70 TERNA, IEEE 1547, Arrêté 23-04-08		

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. <sup>(2)</sup> Consider the voltage increase of the "V<sub>oc</sub>" at low temperatures <sup>(3)</sup> AC Power for 122°F (50°C) ambient temperature. The output power will be reduced at the rate of 1% for each 1°F (0.56°C) of increase. <sup>(4)</sup> For P<sub>inv</sub>>25% of the rated power <sup>(5)</sup> For P<sub>inv</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEEE 1547.1 <sup>(6)</sup> Consumption from PV field <sup>(7)</sup> Over 3,300 ft. temperature for rated power 122°F (50°C) is reduced 2.42 °F each 1,000 ft.

#### Efficiency



Ingeteam

**Ingeteam**

**Ingeteam INC.**  
5201 Great American Parkway, Suite 320  
SANTA CLARA, CA 95054 - USA  
Tel.: +1 (415) 450 1869 / +1 (408) 524 2929 / Fax: +1 (408) 824 1327  
e-mail: solar.us@ingeteam.com

**Ingeteam INC.**  
3550 W. Canal St.  
MILWAUKEE, WI 53208 - USA  
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736  
e-mail: solar.us@ingeteam.com

**Ingeteam Power Technology, S.A.**  
Avda. Ciudad de la Innovación, 13  
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain  
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001  
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

**Ingeteam S.r.l.**  
Via Emilia Ponente, 232  
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy  
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391  
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

**Ingeteam GmbH**  
Herzog-Heinrich-Str. 10  
80336 MUNICH - Germany  
Tel.: +49 89 99 65 38 0 / Fax: +49 89 99 65 38 99  
e-mail: solar.de@ingeteam.com

**Ingeteam SAS**  
La Naurouze C - 140 rue Carmin  
31670 Labège - France  
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11  
e-mail: france@ingeteam.com

**Ingeteam, a.s.**  
Technologická 371/1  
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC  
Czech Republic  
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899  
e-mail: czech@ingeteam.com

**Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.**  
Shanghai Trade Square, 1105  
188 Si Ping Road  
200086 SHANGHAI - P.R. China  
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38  
e-mail: shanghai@ingeteam.com

**Ingeteam, S.A. de C.V.**  
Ave. Revolución, nº 643, Local 9  
Colonia Jardín Español - MONTERREY  
64820 - NUEVO LEÓN - México  
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859  
e-mail: northamerica@ingeteam.com

**Ingeteam Ltda.**  
Rua Luiz Carlos Brunello, 286  
Chácara Sao Bento  
13278-074 VALINHOS SP - Brazil  
Tel.: +55 19 3037 3773 / Fax: +55 19 3037 3774  
e-mail: brazil@ingeteam.com

**Ingeteam Pty Ltd.**  
Unit 2 Alphen Square South  
16th Road, Randjiespark, Midrand 1682 - South Africa  
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420  
e-mail: southafrica@ingeteam.com

**Ingeteam SpA**  
Bandera, 883 Piso 211  
8340743 Santiago de Chile - Chile  
Tel.: +56 2 738 01 44  
e-mail: chile@ingeteam.com

**Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.**  
2nd Floor, 431  
Udyog Vihar, Phase III  
122016 Gurgaon (Haryana) - India  
Tel.: +91 124 420 6492 / Fax: +91 124 420 6493  
e-mail: india@ingeteam.com

**Ingeteam Sp. z o.o.**  
Ul. Koszykowa 60/62 m 39  
00-673 Warszawa - Poland  
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931  
e-mail: polska@ingeteam.com

**Ingeteam Power Technology, S.A.**

[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)