

## Modelado de instalaciones fotovoltaicas para la gestión de un *energy hub* con recursos heterogéneos

Jerónimo Ramos-Teodoro\*, Francisco Rodríguez, Manuel Berenguel

Centro mixto CIESOL, Campus de Excelencia Internacional Agroalimentario (ceiA3), Universidad de Almería, Ctra. Sacramento s/n, Almería 04120, España

### Resumen

En el ámbito de la eficiencia energética es un tema de actualidad el aprovechamiento de recursos a escala local, ya que mediante una gestión adecuada es posible alcanzar mayores beneficios económicos y medioambientales. En este artículo, se describen los modelos empleados para determinar la producción fotovoltaica en dos instalaciones diferentes pertenecientes a una misma planta de producción que integra distintos recursos heterogéneos: agua, dióxido de carbono, electricidad y energía térmica. El problema que se plantea sobre este sistema, considerado un *energy hub*, consiste en estimar la producción de cada recurso que minimiza el coste de operación, para lo cual es necesario disponer de los citados modelos. Conforme a la literatura, se emplean las expresiones para el cálculo de la radiación en el plano inclinado y el circuito equivalente para células fotovoltaicas, además de considerar el efecto de los inversores y las pérdidas por transmisión en el cableado. Los resultados de validación frente a los datos de producción reales muestran que pese a tratarse de modelos estáticos son adecuados para predecir la producción de ambas instalaciones. *Copyright* © 2018 CEA.

### Palabras Clave:

Células fotovoltaicas, producción de energía eléctrica, estimación de parámetros, reparto de recursos.

### 1. Introducción

Debido al crecimiento socioeconómico y a la consecuente mayor demanda de energía, cada vez más países apuestan por el uso de energías renovables, siendo la fotovoltaica una de las fuentes dominantes (Dinçer, 2011). A su vez, los esfuerzos por incrementar la eficiencia en el uso de la energía han dado lugar a conceptos como el de concentradores de energía, conocidos como *energy hubs* (Geidl et al., 2007a). Mediante este término se designan sistemas que producen, convierten y/o almacenan diferentes tipos de energía. Debido a la elevada variabilidad en la producción de algunas energías renovables, los sistemas basados en estas tecnologías suelen incluir algún tipo de almacenamiento a modo de compensación (Barton e Infield, 2004), por lo que en su mayoría pueden modelarse como *energy hubs*.

Este concepto se puede aplicar en problemas de programación de recursos o reparto económico (Geidl et al., 2007b) mediante diferentes dispositivos de conversión (turbinas para cogeneración, generadores eólicos, sistemas de captación solares, pilas de hidrógeno...). Por ello, es necesario disponer de modelos de producción para cada elemento: con el fin de establecer

las restricciones apropiadas cuando se plantea el problema de optimización con el que determinar el reparto óptimo.

En cuanto a la estructura de la presente comunicación, en el apartado 2 se realiza una descripción global de la planta y del problema de optimización. El modelado de las instalaciones fotovoltaicas y su validación se detallan en los apartados 3 y 4, mientras que en el 5 se resaltan las principales conclusiones.

### 2. Planta de pruebas y problema de optimización

La planta de pruebas concebida para el proyecto ENERPRO (ARM-TEP197, 2016) se compone de un edificio bioclimático (CIESOL), un invernadero, un parking fotovoltaico y una desaladora solar que demandan y producen recursos conforme representa la figura 1. En trabajos anteriores pueden consultarse los detalles de las instalaciones (Ramos-Teodoro, 2017) y del modelo de conversión y almacenamiento empleado en el problema de optimización (Ramos-Teodoro, 2018), por lo sólo se describirán los principales elementos en los que se basa este trabajo.

\* Autor en correspondencia.

Correos electrónicos: [jeronimo.rt@ua1.es](mailto:jeronimo.rt@ua1.es) (Jerónimo Ramos-Teodoro), [frrodrig@ua1.es](mailto:frrodrig@ua1.es) (Francisco Rodríguez), [beren@ua1.es](mailto:beren@ua1.es) (Manuel Berenguel)

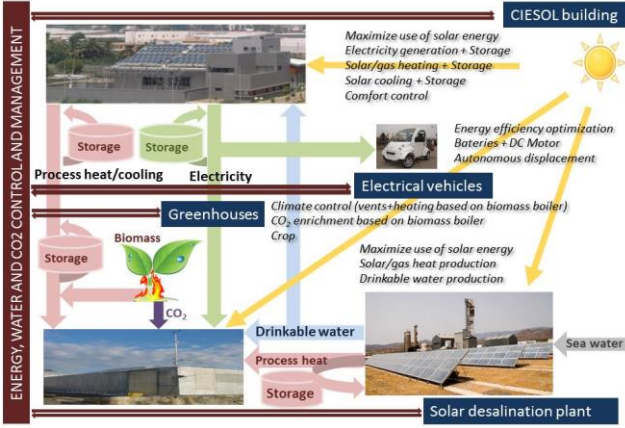


Figura 1: Diagrama funcional de la planta de pruebas

### 2.1. Modelo global de la planta para la gestión de recursos

Sobre la figura 2, se identifican a la izquierda los diferentes recursos que componen el vector de entradas ( $I$ ) y a la derecha los que componen el vector de salidas ( $O$ ). Las ecuaciones 1 y 2 determinan la relación entre estos vectores, los flujos de carga ( $Q_c$ ) o descarga ( $Q_d$ ) y el vector de almacenamiento ( $S$ ). La matriz  $C$  representa la eficiencia en los procesos de conversión de los diferentes dispositivos, mientras que las matrices  $P_c$ ,  $P_d$  y  $L$  representan, respectivamente, la eficiencia en la carga, descarga y degradación de los sistemas de almacenamiento.

$$O(k) = C(k) \cdot I(k) - Q_c(k) + Q_d(k) \quad (1)$$

$$S(k+1) = S(k) + P_c(k)Q_c(k) - P_d(k)Q_d(k) - L(k)S(k) \quad (2)$$

Junto a estas restricciones, y a otras que escapan al alcance de esta comunicación, los valores para cada uno de los elementos de los vectores descritos están limitados por las capacidades de producción de la planta (ecuaciones 3 a 6).

$$I^{min}(k) \leq I(k) \leq I^{max}(k) \quad (3) \quad 0 \leq Q_c(k) \leq Q_c^{max}(k) \quad (5)$$

$$0 \leq S(k) \leq S^{max}(k) \quad (4) \quad 0 \leq Q_d(k) \leq Q_d^{max}(k) \quad (6)$$

Cuando se fija como objetivo determinar la cantidad de recursos de entrada junto con los flujos de carga o descarga que minimizan el coste de operación de la planta, se plantea el problema de optimización definido por la ecuación 7, siendo  $N$  el horizonte temporal considerado, y sujeto a las restricciones expresadas por las ecuaciones 1 a 6. Para ello se define el vector  $c(k)$ , que contiene los costes económicos de cada recurso de entrada en cada instante de muestreo  $k$  (siendo el tiempo de muestreo de una hora).

$$\min \sum_{k=0}^{N-1} c(k)I(k) \quad (7)$$

Por tanto, se requieren modelos mediante los que sea posible definir: parte de los elementos de  $I^{min}(k)$  e  $I^{max}(k)$ , a partir de la potencia generada en cada instante de tiempo, y algunos de los elementos de la matriz  $C(k)$ , a partir de la eficiencia en la conversión de energía. Para su obtención se tienen en cuenta las características de las instalaciones descritas a continuación.

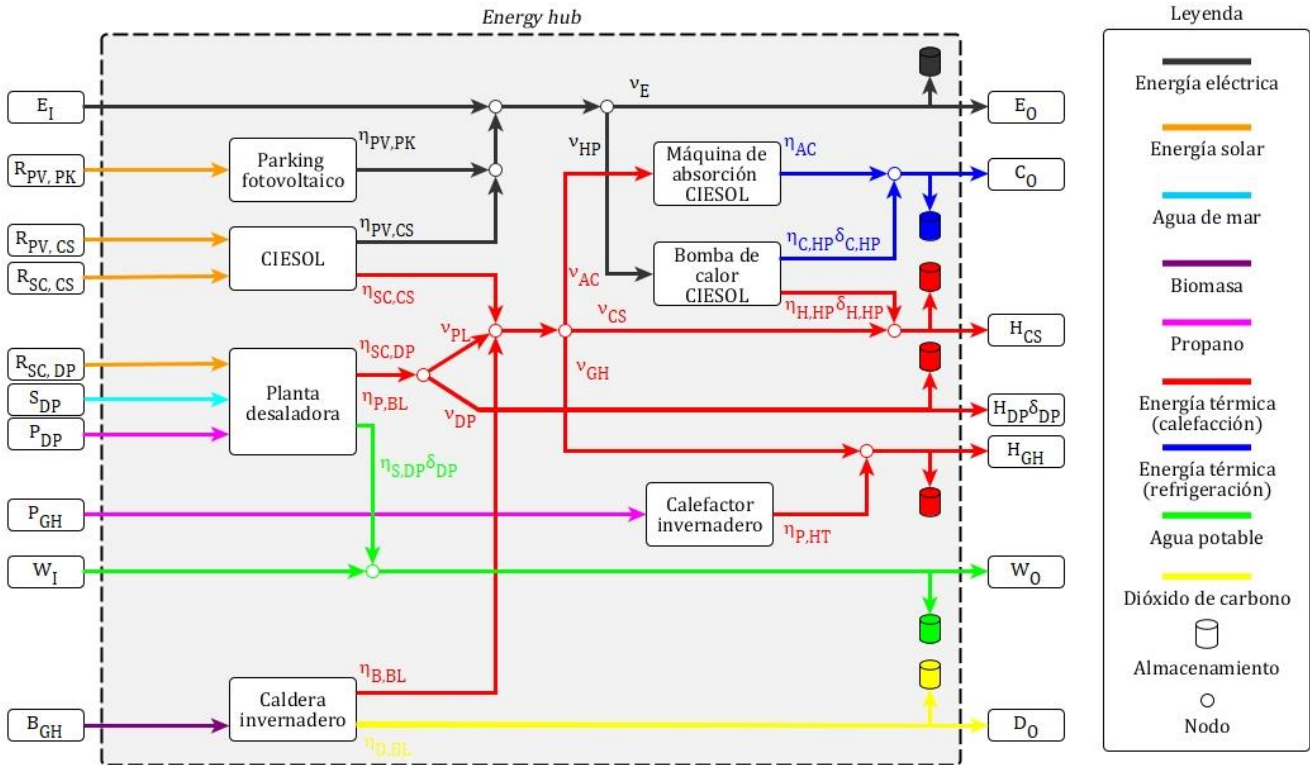


Figura 2: Modelo energy hub propuesto para la gestión de la planta ENERPRO

## 2.2. Instalaciones fotovoltaicas

Por un lado, CIESOL cuenta con una instalación fotovoltaica formada por un total de 42 módulos Atersa A-222P (ATERSA, 2005a), distribuidos en 3 filas de 14 paneles conectados en serie. A su vez, cada una de las filas se conecta a un inversor CICLO-3000 (ATERSA, 2005b) para poder verter energía a la red de corriente alterna. El sistema de monitoreo y registro de datos se está dividido: se dispone de los datos de voltaje e intensidad a la entrada y la salida de cada inversor por separado y de un SCADA en el que se combina, entre otras, las variables de radiación y temperatura procedentes de la estación meteorológicas del edificio. Aunque es necesario combinar todas las bases de datos correspondientes a los inversores al SCADA para realizar la validación del modelo propuesto, se dispone de un conjunto de datos (2013 a 2017) lo suficientemente amplio.

Por otro lado, la Universidad de Almería cuenta con un parking en cuyas marquesinas se ha realizado una instalación fotovoltaica distribuida en 13 inversores como se indica a continuación. La mayor parte de la producción se realiza mediante 4830 paneles Conergy PA 240P (Conergy, 2012a) conectados a 10 inversores Fronius Agilo 100 (Fronius International GmbH, 2012), siendo la configuración de cada grupo de 21 paneles en serie y 23 en paralelo. Además, con fines de investigación se dispone de tres inversores Fronius IG+ 55v3 (Fronius International GmbH, 2013) a los que se conectan tres grupos de módulos fotovoltaicos diferentes (entre paréntesis se indica la configuración serie-paralelo): un primer grupo de 24 paneles (12 × 2) Conergy PA 240P, otro grupo de 24 paneles (12 × 2) Conergy Power Plus 240M (Conergy, 2012b) y un tercer grupo de 72 paneles (8 × 9) First Solar FS-380 (First Solar, 2012). Debido a que la gestión del parking la realiza una empresa externa a la universidad, sólo se dispone de los datos de producción de energía eléctrica diaria durante el período de abril de 2013 a marzo de 2014 (que se han de combinar con los datos meteorológicos de CIESOL), lo cual dificulta la obtención del modelo para la producción horaria.

El resto de los parámetros característicos de ambas instalaciones puede consultarse en el Apéndice A, donde se ha tabulado las características para cada tipo de módulo fotovoltaico e inversor según la información ofrecida por cada fabricante.

## 3. Modelado de las instalaciones fotovoltaicas

De forma simplificada, la producción eléctrica de corriente alterna en las instalaciones puede expresarse mediante la ecuación 8, que relaciona la potencia generada ( $P_{ac}$ ) con la radiación inclinada que incide sobre los módulos fotovoltaicos ( $G_T$ ) el área total de captación ( $A$ ) y el rendimiento global de la planta ( $\eta$ ). Tal y como se ha mencionado, el producto  $G_T \cdot A$  se emplearía para definir los límites de entrada: en el caso de instalaciones fijas el límite inferior y superior coinciden dado que no se puede modificar la radiación incidente. Por otro lado, el rendimiento global de la planta constituye el coeficiente de conversión que se incorpora en la matriz  $C(k)$ .

$$P_{ac} = G_T \cdot A \cdot \eta \quad (8)$$

A continuación, se describen las ecuaciones empleadas para determinar  $G_T$  y  $\eta$ , a partir de los datos de radiación y temperatura disponibles, basados en los modelos empleados usualmente en este ámbito y recogidos en (Duffie y Beckman, 2013).

## 3.1. Radiación en el plano inclinado

Puesto que se dispone de datos acerca de la radiación global ( $G$ ), directa normal o DNI ( $G_{bn}$ , del inglés *direct normal irradiance*) y difusa ( $G_d$ ) o bien, estas pueden estimarse a partir de la radiación extraterrestre y modelos meteorológicos (Duffie y Beckman, 2013), la radiación en el plano inclinado puede determinarse mediante la ecuación 9 (modelo de cielo isotrópico). Nótese la suma tiene tres componentes: radiación directa ( $G_b$ ), radiación difusa y reflejada por el suelo ( $G_{\rho_g}$ ), donde  $\rho_g$  constituye el coeficiente de reflectividad que en ambas instalaciones se ha asumido de 0,1 (valor conservador).

$$G_T = G_b R_b + G_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + G_{\rho_g} \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (9)$$

En la expresión anterior aparece la radiación directa en el primer término de la expresión, por lo que es importante resaltar su relación con la radiación directa normal (ecuación 10).

$$G_b = G_{bn} \cos \theta_z \quad (10)$$

La ecuación 11 se emplea para calcular el cociente entre la radiación en el plano inclinado y en el plano horizontal ( $R_b$ ), para lo que se requiere conocer el ángulo de incidencia ( $\theta$ ) y cenital ( $\theta_z$ ). Éstos se calculan mediante las ecuaciones 12 y 13 dependiendo de la orientación ( $\gamma$ ), la inclinación ( $\beta$ ) y la latitud ( $\phi$ ) de cada instalación y la declinación ( $\delta$ ) y ángulo horario ( $\omega$ ) de cada instante de tiempo.

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \cos \theta &= \sin \delta \sin \phi \cos \beta \\ &- \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma \\ &+ \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ &+ \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ &+ \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (12)$$

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (13)$$

La ecuación 14 sirve para calcular la declinación ( $\delta$ ) en cada día del año ( $n_{dia}$ ) y la ecuación 15 para calcular el ángulo horario a partir de la hora solar ( $hs$ ). Ésta última se determina a su vez a través de las ecuaciones 16 a 18 dependiendo del día del año, el adelanto oficial ( $AD$ ), la longitud del lugar ( $\psi$ ) y la del meridiano de referencia para la hora oficial (en España  $\psi_{ref} = 0$  y  $AD$  es de 1 hora en invierno y 2 en verano).

$$\delta = 23,45 \sin \left( 360 \frac{284 + n_{dia}}{365} \right) \quad (14)$$

$$\omega = 360 \frac{hs - 12}{24} \quad (15)$$

$$hs = ho + \frac{4}{60} (\psi - \psi_{ref}) + \frac{1}{3600} ET - AD \quad (16)$$

$$ET = 13,752(0,075 + 1,868 \cos A - 32,077 \sin A - 14,615 \cos 2A - 40,89 \sin 2A) \quad (17)$$

$$A = (n_{dia} - 1) 360/365 \quad (18)$$

Para terminar, en las ecuaciones 15 y 18 se ha de tener en cuenta si se trata de un año bisiesto o no, modificando el denominador por 366 en lugar de 365. Por otro lado, dado que el tiempo de muestreo es de una hora y con el fin de evitar valores ilógicos en el factor  $R_b$  en los instantes cercanos al amanecer y al atardecer, este se calcula en el punto medio de cada hora o en punto medio entre el amanecer/atardecer y la hora inmediatamente posterior/anterior.

### 3.2. Generación de módulos fotovoltaicos

La figura 3 representa el circuito equivalente que puede emplearse para una célula fotovoltaica, un panel compuesto por células o una instalación compuesta por paneles (Duffie y Beckman, 2013). Para calcular el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas, a partir de las características de los paneles dadas por los fabricantes en condiciones estándar ( $G_{st} = 1000 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{c,st} = 25 \text{ °C}$ ), se deduce de la figura 3 la ecuación 19 que relaciona la intensidad y el voltaje de salida del módulo a temperatura y radiación constantes.

$$I = I_L - I_o \left[ e^{\left( \frac{V + IR_s}{a} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (19)$$

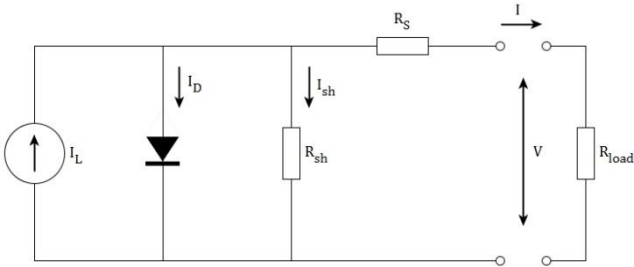


Figura 3: Circuito equivalente para un panel fotovoltaico

Los fabricantes suelen proporcionar en las hojas de características una serie de parámetros, de los cuales, los de interés para este trabajo se recogen en la tabla A.2: área de captación ( $A_c$ ), número de células ( $N_s$ ), voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ), voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ), intensidad en el punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ), coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto ( $\mu_{V,oc}$ ), coeficiente de temperatura de intensidad de cortocircuito ( $\mu_{I,sc}$ ), la temperatura del módulo en condiciones normales de operación ( $T_{c,NOCT}$ , del inglés *Normal Operating Cell Temperature*, con un nivel de radiación solar  $G_{NOCT} = 800 \text{ W/m}^2$ , una velocidad del viento de  $1 \text{ m/s}$  y una temperatura ambiente de  $T_{a,NOCT} = 20 \text{ °C}$ ). A partir de éstos se obtienen los parámetros del circuito equivalente para cada módulo fotovoltaico (tabla A.3) mediante el bloque de Simulink/MATLAB *PV Array*, aunque existen procedimientos de cálculo (Duffie y Beckman, 2013) que por razones de espacio no se exponen aquí. A excepción del modificador del factor de idealidad ( $a_{st}$ ), que requiere la aplicación de la ecuación 20 (en la que la constante de Boltzmann es  $k = 1,381 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$  y la carga del electrón  $q = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ ) para su obtención, el resto de parámetros se obtienen del bloque *PV Array*: corriente fotogenerada ( $I_{L,st}$ ), corriente de saturación del diodo ( $I_{o,st}$ ), resistencia serie ( $R_{s,st}$ ), resistencia shunt ( $R_{sh,st}$ ), factor de idealidad del diodo ( $n_d$ ).

$$a_{st} = kn_d T_{c,st} N_s / q \quad (20)$$

Una se tienen los parámetros para el modelo en condiciones estándar es necesario calcularlos en cada instante de muestreo en que se desee calcular el rendimiento o producción del panel fotovoltaico, para lo cual se aplican las ecuaciones 21 a 26, siendo  $k$  la constante de Boltzmann, el factor de conversión de electrón-voltios a julios  $1,602 \cdot 10^{-19} \text{ J/eV}$  (a emplear en la ecuación 23), la energía de banda para el silicio  $E_{g,st} = 1,12 \text{ eV}$  y el coeficiente para el mismo  $C = 0,0002677 \text{ °C}^{-1}$ .

$$\frac{a}{a_{st}} = \frac{T_c}{T_{c,st}} \quad (21)$$

$$I_L = \frac{S_T}{S_{T,st}} [I_{L,st} + \mu_{I,sc} (T_c - T_{c,st})] \quad (22)$$

$$\frac{I_o}{I_{o,st}} = \left( \frac{T_c}{T_{c,st}} \right)^3 e^{\left( \frac{E_{g,st}}{kT_{c,st}} - \frac{E_g}{kT_c} \right)} \quad (23)$$

$$\frac{E_g}{E_{g,st}} = 1 - C(T_c - T_{c,st}) \quad (24)$$

$$\frac{R_{sh}}{R_{sh,st}} = \frac{S_{T,st}}{S_T} \quad (25)$$

$$R_s = R_{s,st} \quad (26)$$

Nótese que, para la aplicación de las fórmulas anteriores, es necesario calcular la relación de radiación absorbida ( $S_T/S_{T,st}$ ) y la temperatura del panel ( $T_c$ ) en las condiciones de operación como se expondrá más adelante. Además, en las ecuaciones 21 y 23 es necesario introducir las temperaturas en Kelvin para conservar la homogeneidad dimensional y el coeficiente de temperatura para la intensidad del cortocircuito  $\mu_{I,sc}$  es necesario calcularlo en valor absoluto en lugar de porcentual (multiplicando el valor de la tabla A.3 por la intensidad de cortocircuito  $I_{sc}$  y dividiendo entre cien).

La relación entre la radiación absorbida por una célula fotovoltaica en condiciones estándar y en condiciones de operación se calculará según las ecuaciones 27 a 36, donde el factor  $M_a$  es un modificador de la masa de aire que depende del material de fabricación de la célula fotovoltaica y se calcula conforme a la ecuación 28, cuyos coeficientes están particularizados para el caso de silicio monocristalino (Duffie y Beckman, 2013).

Por otro lado, los factores  $K_{\tau\alpha,b}$ ,  $K_{\tau\alpha,d}$  y  $K_{\tau\alpha,g}$  son modificadores del ángulo de incidencia para las respectivas radiaciones directa, difusa y reflejada en el suelo, correspondiendo su cálculo al valor de los ángulos de incidencia  $\theta$ ,  $\theta_{e,d}$  y  $\theta_{e,g}$  con respecto a la incidencia normal  $\tau\alpha$  ( $0$ ) según las ecuaciones 29 a 31. En el modelo de radiación para el plano inclinado, el ángulo  $\theta$  se obtiene al aplicar la ecuación 12, mientras que para los ángulos  $\theta_{e,d}$  y  $\theta_{e,g}$  se han desarrollado las fórmulas correspondientes a las ecuaciones 35 y 36 (con  $\beta$  en grados).

Además, es necesario conocer el ángulo de refracción ( $\theta_r$ ) relativo a cada ángulo de incidencia mediante la ley de Snell (ecuación 34) que se aplicará con una relación de índices de refracción en la que para el aire se considera la unidad y para la cubierta de todos los paneles fotovoltaicos el del cristal templado, por lo que  $n_{IR} = 1,526$ .

Para terminar, las ecuaciones 32 y 33, en las que aparece  $\tau\alpha$ , están relacionadas con las leyes de Fresnel y, además de depender de los ángulos de incidencia y refracción, se rigen por dos parámetros de la superficie de incidencia (acristalamiento): su grosor (para todos los paneles  $L_c = 3,2 \text{ mm}$ ) y su coeficiente de extinción (para el cristal  $K_c = 4 \text{ m}^{-1}$ ). Debido a la tendencia descrita que describe, se requiere adecuar los valores proporcionados por las ecuaciones 28 y 29 cuando son negativos.

$$\frac{S_T}{S_{T,st}} = M_a \left( \frac{G_b}{G_{st}} R_b K_{\tau\alpha,b} + \frac{G_d}{G_{st}} K_{\tau\alpha,d} \frac{1 + \cos\beta}{2} + \frac{G_b + G_d}{G_{st}} \rho_g K_{\tau\alpha,g} \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (27)$$

$$M_a = 0,935823 + 0,054289 \frac{1}{\cos\theta_z} - 0,008677 \frac{1}{\cos^2\theta_z} + 0,000527 \frac{1}{\cos^3\theta_z} - 0,000011 \frac{1}{\cos^4\theta_z} \quad (28)$$

$$K_{\tau\alpha,b} = \frac{\tau\alpha(\theta)}{\tau\alpha(0)} \quad (29)$$

$$K_{\tau\alpha,d} = \frac{\tau\alpha(\theta_{e,d})}{\tau\alpha(0)} \quad (30)$$

$$K_{\tau\alpha,g} = \frac{\tau\alpha(\theta_{e,g})}{\tau\alpha(0)} \quad (31)$$

$$\tau\alpha(0) = e^{-(K_c L_c)} \left[ 1 - \left( \frac{n_{IR} - 1}{n_{IR} + 1} \right)^2 \right] \quad (32)$$

$$\tau\alpha(\theta) = e^{-\left( \frac{K_c L_c}{\cos\theta_r} \right)} \left[ 1 - \frac{1}{2} \left( \frac{\sin^2(\theta_r - \theta)}{\sin^2(\theta_r + \theta)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta)}{\tan^2(\theta_r + \theta)} \right) \right] \quad (33)$$

$$\theta_r = \sin^{-1} \left( \frac{\sin\theta}{n_{IR}} \right) \quad (34)$$

$$\theta_{e,d} = 59,7 - 0,1388\beta + 0,001497\beta^2 \quad (35)$$

$$\theta_{e,g} = 90 - 0,5788\beta + 0,002693\beta^2 \quad (36)$$

La temperatura de la célula ( $T_c$ ) se calcula según la ecuación 37, en la que la temperatura ambiental ( $T_a$ ) y la radiación global en el plano inclinado ( $G_T$ ) son conocidas. Debido a que ésta depende a su vez del rendimiento fotovoltaico, calcular el mismo requiere de procedimientos iterativos, por lo que se aplica un método iterativo (con una tolerancia de 0,001 entre dos valores del rendimiento consecutivos): partiendo de un rendimiento inicial del 12% se calcula la temperatura de la célula y todos los parámetros del circuito equivalente, a partir de los cuales puede obtenerse un nuevo valor de rendimiento (como se explica a continuación) con el que realizar la siguiente iteración.

$$T_c = T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \frac{G_T}{G_{NOCT}} \left( 1 - \frac{\eta_{pv}}{0,9} \right) \quad (37)$$

Puesto que los inversores de ambas instalaciones están equipados con sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia, si se asume como tal el punto de operación, la intensidad ( $I_{mp}$ ) y voltaje ( $V_{mp}$ ) de cada módulo fotovoltaico puede determinarse mediante la resolución simultánea de las ecuaciones 38 (obtenida al derivar la ecuación 19 con respecto a  $V$  e igualando a cero) y 39 mediante métodos numéricos. Una vez se conocen los valores de intensidad y voltaje del módulo el rendimiento se calcula conforme a la ecuación 40.

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_o}{a} e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a} \right)} + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}} + \frac{I_o R_s}{a} e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a} \right)}} \quad (38)$$

$$I_{mp} = I_L - I_o \left[ e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \quad (39)$$

$$\eta_{pv} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{G_T A_c} = \frac{P_{dc,pv}}{G_T A_c} \quad (40)$$

### 3.3. Conversión de los inversores y pérdidas por transmisión

Dado que la hoja de características no precisa demasiada información para el inversor CICLO-3000, mediante el ajuste de curvas exponenciales (figura 4) se determina la relación entre la eficiencia del inversor y la potencia en corriente continua. Para ello ha sido necesario depurar los datos, eliminando muestras aisladas y aquellas con eficiencias superiores a la unidad, sobre todo en los inversores 1 y 3. Puede observarse que pese a tratarse de líneas de módulos fotovoltaicos e inversores idénticos la producción y las curvas de eficiencia son diferentes para cada uno. Aunque los coeficientes de correlación son cercanos a la unidad, sería conveniente determinar la relación de la eficiencia con otras variables como el voltaje de entrada, que por cuestiones técnicas no se ha llevado a cabo, dada la dificultad de reproducir las condiciones de un laboratorio durante la operación normal de los inversores.

Para los otros dos tipos de inversores se realizan interpolaciones lineales con los datos ofrecidos por el fabricante (tabla A.5) dependiendo de las condiciones de operación del grupo de paneles conectados. Nótese que, aunque la tabla A.5 expresa los valores de eficiencia en función de la potencia alterna de salida del inversor, es posible obtener una tabla equivalente, a partir de los valores de potencia nominales (tabla A.4), para la potencia continua de entrada.

En ambos casos la potencia de entrada al inversor ( $P_{dc,inv}$ ) se calcula (ecuación 41) mediante la suma de la generada por cada uno de los módulos conectados al mismo en serie ( $N_{se}$ ) y en paralelo ( $N_{pa}$ ), mientras que el voltaje de entrada ( $V_{dc,inv}$ ) se determina (ecuación 42) únicamente con el número de módulos conectados en serie. Una vez se determina el valor de eficiencia del inversor ( $\eta_{inv}$ ), puede calcularse la potencia de salida ( $P_{ac,inv}$ ) mediante la ecuación 43.

$$P_{dc,inv} = P_{dc,pv} N_{se} N_{pa} \quad (41)$$

$$V_{dc,inv} = V_{mp} N_{se} \quad (42)$$

$$P_{ac,inv} = P_{dc,inv} \eta_{inv} \quad (43)$$

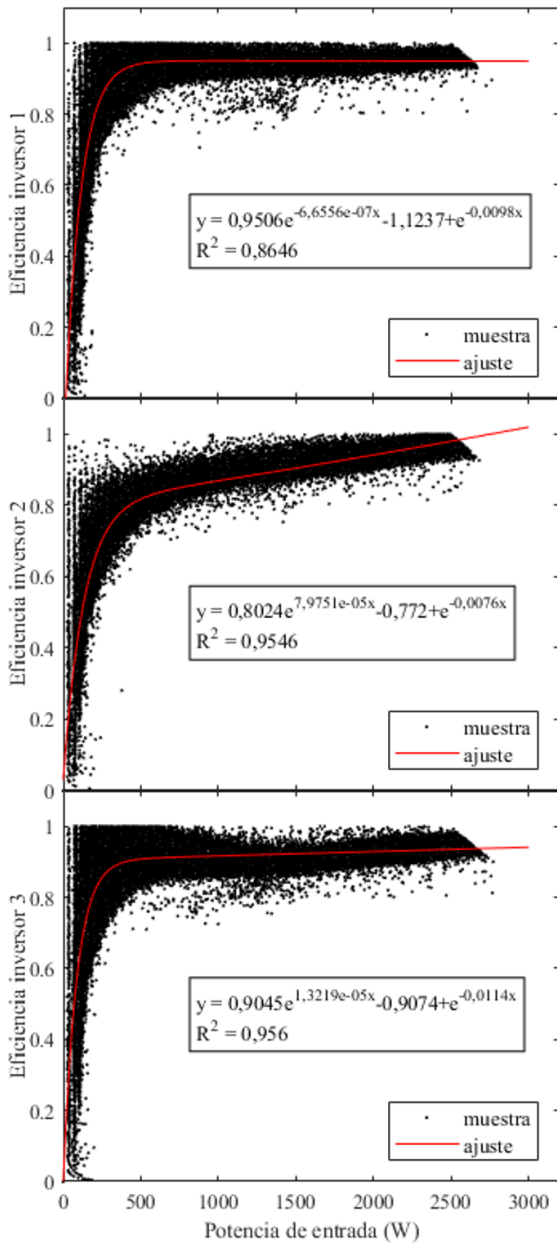


Figura 4: Curvas de ajuste para los inversores de CIESOL

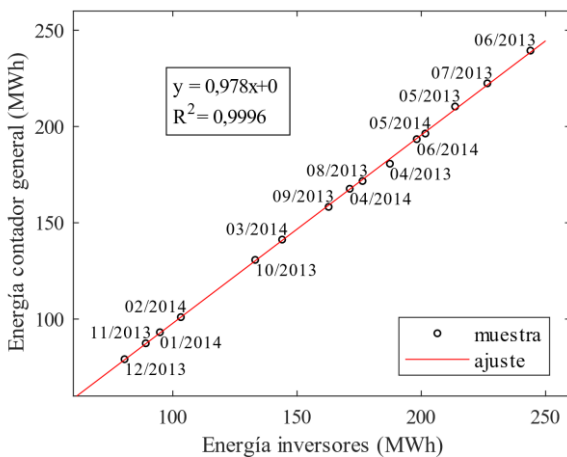


Figura 5: Ajuste lineal para las pérdidas por transmisión en alterna

Por último, en CIESOL se han obviado las pérdidas por transmisión dado el tamaño de la instalación y su proximidad al resto de la red ( $\eta_{ac} = 1$ ). En el parking, se tiene en cuenta un coeficiente ( $\eta_{ac} = 0,978$ ) representativo de las pérdidas en alterna entre los inversores y el contador general, determinado con las medidas de energía producida mensualmente (figura 5).

#### 4. Validación y resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para las dos instalaciones fotovoltaicas. La potencia generada por toda la instalación puede calcularse mediante la suma de la obtenida para los grupos de paneles conectados a cada inversor (ecuación 44), por lo que el rendimiento global puede obtenerse de la ecuación 8 al conocerse el resto de las variables.

$$P_{ac} = \eta_{ac} \sum P_{ac,inv} \tag{44}$$

##### 4.1. CIESOL

Al disponerse de información detallada, se realiza la comparación entre las curvas de potencia en corriente alterna (muestreadas cada minuto) para valores de radiación no nulos. Como indicadores del ajuste se obtienen para cada día el error medio (EM) y la raíz del error cuadrático medio normalizada para la diferencia entre el valor máximo y mínimo del parámetro estimado (NRMSE). La distribución de estos indicadores se indica en la figura 6 mediante un diagrama de barras, donde los espacios en blanco se corresponden con datos inconsistentes. Los valores negativos del error medio indican que el modelo sobreestima la producción y que la subestima en caso contrario.

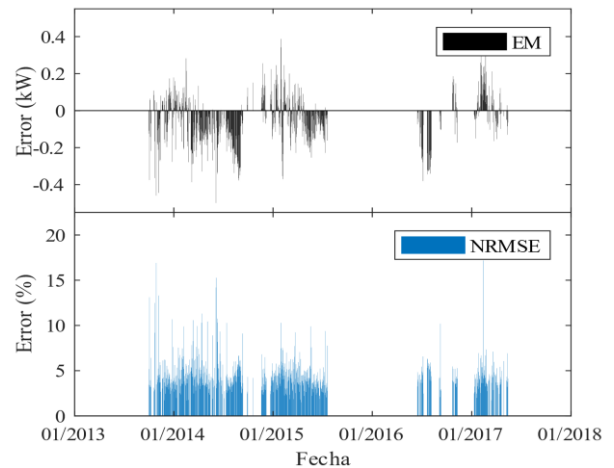


Figura 6: Distribución del error medio y la raíz del error cuadrático medio normalizada para el conjunto de días con datos disponibles

En la tabla 1 se muestran el valor máximo, mínimo y medio de cada uno de ellos para el período analizado y representado en la figura 6. Los valores máximo y mínimo del error medio se corresponden con días en que la producción osciló entre 1 W y 8098 W en el primer caso y entre 1 W y 7663 W en el segundo.

Tabla 1: Valores del EM y RMSE para el modelo de CIESOL

Indicador	Máximo	Mínimo	Media
EM [W]	387	-499	-57
NRMSE [%]	17,2	1,5	4,5

Asimismo, en la figura 7 se muestran las curvas para cuatro días seleccionados en función de las condiciones meteorológicas y de la bondad del ajuste, teniendo en cuenta los valores del NRMSE. Se puede observar que incluso en los casos desfavorables los resultados del modelo son satisfactorios y que la bondad de ajuste del modelo no depende de la nubosidad del día.

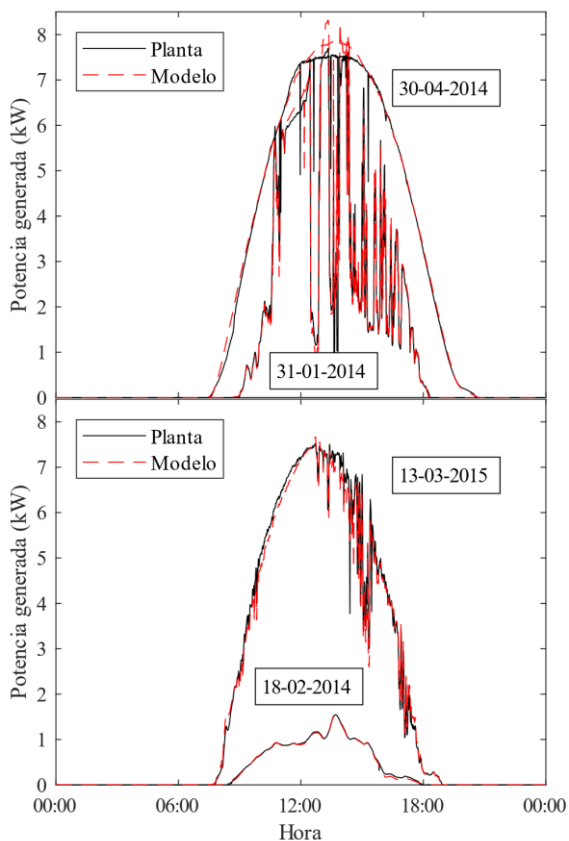


Figura 7: Ajuste del modelo para días con alto NRMSE (arriba) y con bajo NRMSE (abajo)

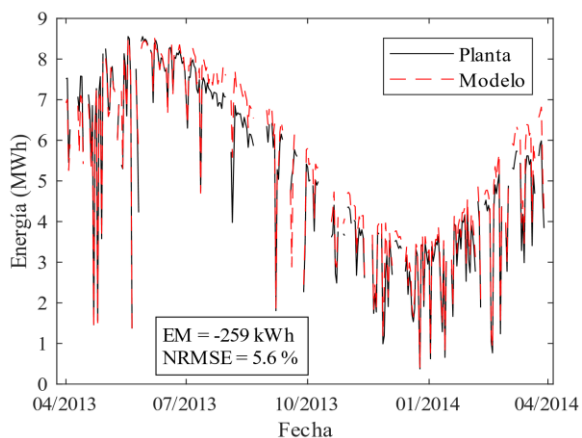


Figura 8: Ajuste del modelo del parking para el período de datos analizado

#### 4.2. Parking

A diferencia de CIESOL, en los datos del parking sólo se recoge la producción diaria de energía, por lo que es necesario integrar en el tiempo los datos de potencia que arroja el modelo

de la instalación para obtener la producción energética. Hecho esto es posible compararlos con los datos de la planta (figura 8). En este caso el error medio es de -259 kWh, para un intervalo de variación de entre 374 kWh a 8555 kWh en los días con menor y mayor producción, y la raíz del error cuadrático medio normalizada del 5,6 %. Aunque se trata de cantidades importantes, teniendo en cuenta el orden de magnitud de producción de la planta, los resultados pueden considerarse aceptables.

### 5. Conclusiones y trabajos futuros

Atendiendo a la raíz del error cuadrático medio normalizada, cabe resaltar la similitud en los resultados de aplicación a una y otra instalación al ser la diferencia entre ambas inferior al 2 %. Asimismo, en ambos casos el valor medio obtenido para este indicador es adecuado para este tipo de aplicaciones al situarse por debajo del 10 %, lo cual es señal de validez de los modelos propuestos. La diferencia entre una y otra instalación puede deberse a diversos factores, pero uno singularmente especial es el efecto del sombreado: en CIESOL la instalación se encuentra sobre el tejado inclinado del edificio, mientras que en el parking todas las marquesinas se encuentran al mismo nivel, y pese a la poca inclinación de los paneles, puede ser una causa de la disminución de la producción con respecto al modelo propuesto. Por otro lado, los valores negativos en el error medio obtenidos en ambos casos hacen indicar que los modelos tienden a sobrestimar la producción, lo cual concuerda con la consideración de cielo isotrópico. Sería conveniente realizar la comparación con alguno de los modelos de cielo anisotrópico propuestos en la literatura para determinar el enfoque apropiado.

#### English Summary

#### Photovoltaic facilities modelling for an energy hub management

#### Abstract

The energy efficiency scope count on more and more publications related to local-scale resources exploitation, since through a suitable renewable energy management, greater economic and environmental benefits can be reached. In the following article, the models employed to determine the photovoltaic production in two different facilities are described. These ones belong to the same production plant which integrates distinct heterogeneous resources: water, carbon dioxide, electricity and thermal energy. The problem laid out for this system, considered an energy hub, consist in finding the production and the amount storage of each resource which minimize the daily operation cost, for which the above-mentioned models, among others, are required. According to literature, expression for titled radiation calculation and the equivalent circuit for solar cells are employed, in addition to considering the inverters and wire-transmission loss effects. Validation results versus production real data show that despite dealing with static models, they are suitable to forecast both facilities production.

#### Keywords:

Solar cells, power generation, parameter estimation, resource allocation.

**Agradecimientos**

Este trabajo ha sido financiado con los Proyectos R+D+i del Plan Nacional DPI2014-56364-C2-1-R y DPI2017-85007-R del Ministerio de Economía, Industria y Competitividad y Fondos FEDER.

**Referencias**

Grupo de Investigación de Automática Robótica y Mecatrónica (ARM-TEP197), 2016. ENERPRO. [En línea]. Disponible en: <http://www2.ual.es/enerpro/> (Accedido: 21-ene-2018).

Atersa Electricidad Solar (ATERSA), 2005a. Manual de usuario A-214P / A-222P. [En línea]. Disponible en: [http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es\\_IEA\\_ISF05\\_Contenidos/ISF05\\_CONT\\_R04\\_Recurso04.pdf](http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es_IEA_ISF05_Contenidos/ISF05_CONT_R04_Recurso04.pdf). (Accedido: 12-feb-2018)

Atersa Electricidad Solar (ATERSA), 2005b. Manual de instalación y operación inversor CICLO. [En línea]. Disponible en: [http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es\\_IEA\\_ISF05\\_Contenidos/ISF05\\_CONT\\_R25\\_Recurso28.pdf](http://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es_IEA_ISF05_Contenidos/ISF05_CONT_R25_Recurso28.pdf) (Accedido: 12-feb-2018)

Barton, J. P., Infield, D. G., 2004. Energy storage and its use with intermittent renewable energy. IEEE transactions on energy conversion, 19(2), 441-448.

Conergy, 2012a. Conergy PA 230P–250P. [En línea]. Disponible en: <http://www.energytechnics.gr/attachments/47/Conergy%20PA%20230-250P.pdf> (Accedido: 12-feb-2018)

Conergy, 2012b. Conergy PowerPlus 240M–255M. [En línea]. Disponible en: <https://www.evoenergy.co.uk/downloads/Conergy-PowerPlus-240M-255M-Noir.pdf> (Accedido: 12-feb-2018)

Dinçer, F., 2011. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(1), 713-720.

Duffie, J.A., Beckman, W.A., 2013. Solar engineering of thermal processes. John Wiley & Sons, Nueva Jersey, pp. 84-96, 745-771.

First Solar, 2012. First Solar® FS Series 3<sup>TM</sup> PV Module. [En línea]. Disponible en: <http://www.phoenixsolar-group.com/business/us/en/product-catalog/solar-modules/FIRST-SOLAR---FS-377---FS-380---FS-382---FS-385.html> (Accedido: 12-feb-2018)

First Solar, 2012. First Solar® FS Series 3<sup>TM</sup> PV Module. [En línea]. Disponible en: <http://www.phoenixsolar-group.com/business/us/en/product-catalog/solar-modules/FIRST-SOLAR---FS-377---FS-380---FS-382---FS-385.html> (Accedido: 12-feb-2018)

Fronius International GmbH, 2012. Fronius Agilo. [En línea]. Disponible en: [https://www3.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-5EFA0CAF-88A6FBC8/fronius\\_france/DBL\\_Fronius\\_Agilo\\_EN\\_for\\_France\\_274557\\_snapshot.pdf](https://www3.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-5EFA0CAF-88A6FBC8/fronius_france/DBL_Fronius_Agilo_EN_for_France_274557_snapshot.pdf) (Accedido: 12-feb-2018)

Fronius International GmbH, 2013. Fronius IG Plus. [En línea]. Disponible en: [https://es.krannich-solar.com/fileadmin/content/data\\_sheets/inverter/spain/Fronius\\_IG\\_Plus\\_ES.pdf](https://es.krannich-solar.com/fileadmin/content/data_sheets/inverter/spain/Fronius_IG_Plus_ES.pdf) (Accedido: 12-feb-2018)

Geidl, M. et al., 2007a. Energy Hubs for the Future. IEEE Power and Energy Magazine 5(1), 24–30.

Geidl, M. et al., 2007b. The Energy Hub—A powerful concept for future energy systems. Third Annual Carnegie Mellon Conference on the Electricity Industry.

Ramos-Teodoro, J., 2017. Gestión energética de un sistema de producción heterogéneo bajo el paradigma energy hub. Trabajo Fin de Máster. Universidad Carlos III de Madrid.

Ramos-Teodoro, J., 2018. Gestión económica de energy hubs con recursos heterogéneos mediante MINLP. IV Simposio CEA de Modelado, Simulación y Optimización. Universidad de Valladolid, pp. 78-83.

**Apéndice A. Características de las instalaciones fotovoltaicas: ángulos solares, módulos fotovoltaicos e inversores**

Este apéndice contiene los datos considerados para la validación del modelo de producción propuesto para las dos instalaciones fotovoltaicas. Para reducir el tamaño de las tablas 2 y

3 se emplea la denominación tipo y un número que identifican a los diferentes módulos fotovoltaicos: Atersa A-222P (tipo 1), Conergy PA 240P (tipo 2), Conergy Power Plus 240M (tipo 3), First Solar FS-380 (tipo 4).

Tabla A.2: Ángulos solares de las instalaciones

Parámetro	Parking	CIESOL
Latitud ( $\phi$ )	36,83°	36,83°
Longitud ( $\psi$ )	-2,40°	-2,41°
Inclinación ( $\beta$ )	7°	22°
Orientación ( $\gamma$ )	-21°	-21°

Tabla A.2: Características de los paneles fotovoltaicos

Parámetro	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
$A_c$	1,628 m <sup>2</sup>	1,652 m <sup>2</sup>	1,652 m <sup>2</sup>	0,720 m <sup>2</sup>
$N_s$	60	60	60	154
$V_{oc}$	37,20 V	37,00 V	38,00 V	60,80 V
$I_{sc}$	7,96 A	8,54 A	8,45 A	1,88 A
$V_{mp}$	29,84 V	30,20 V	30,89 V	48,5 V
$I_{mp}$	7,44 A	7,95 A	7,90 A	1,65 A
$\mu_{V,oc}$	-0,35 %/°C	-0,32 %/°C	-0,34 %/°C	-0,27 %/°C
$\mu_{I,sc}$	0,05 %/°C	0,04 %/°C	0,06 %/°C	0,04 %/°C
$T_{c,NOCT}$	47 °C	45 °C	48 °C	45 °C

Tabla A.3: Parámetros del circuito equivalente de los paneles fotovoltaicos en condiciones estándar

Parámetro	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
$I_{L,st}$	7,97 A	8,56 A	8,46 A	1,93 A
$I_{o,st}$	0,186 nA	0,0639 nA	0,140 nA	1,64 pA
$R_{s,st}$	0,39 $\Omega$	0,31 $\Omega$	0,32 $\Omega$	3,31 $\Omega$
$R_{sh,st}$	280 $\Omega$	162 $\Omega$	237 $\Omega$	263 $\Omega$
$a_{st}$	1,52 V	1,45 V	1,53 V	2,20 V

A continuación, se incluyen se los valores de rendimiento tabulados para los inversores del parking (tabla A.4), conforme a las especificaciones de los fabricantes, así como los valores de potencia nominal (tabla A.5) con los que se realiza la conversión de corriente alterna a continua.

Tabla A.4: Valores nominales de potencia

Potencia	Fronius Agilo 100	Fronius IG+ 55v3
Continua ( $P_{dc,r}$ )	104,4 kW	5,25 kW
Alterna ( $P_{ac,r}$ )	100 kW	5 kW

Tabla A.5: Valores de eficiencia para diferentes voltajes en corriente continua y porcentajes de la potencia nominal en corriente alterna

Potencia ( $P_{ac}$ )	Fronius Agilo 100 460 V / 820 V	Fronius IG+ 55v3 230 V / 370 V / 500 V
5 % de $P_{ac,r}$	90.5 / 84.8 %	90.5 / 91.6 / 89.9 %
10 % de $P_{ac,r}$	94.6 / 91.5 %	91.5 / 92.2 / 90.8 %
20 % de $P_{ac,r}$	96.6 / 94.7 %	93.4 / 93.6 / 93.3 %
25 % de $P_{ac,r}$	96.9 / 95.4 %	94.1 / 94.2 / 93.3 %
30 % de $P_{ac,r}$	97.0 / 95.7 %	94.4 / 94.5 / 93.8 %
50 % de $P_{ac,r}$	97.2 / 96.3 %	94.7 / 95.4 / 94.7 %
75 % de $P_{ac,r}$	96.9 / 96.1 %	95.2 / 95.7 / 95.0 %
100 % de $P_{ac,r}$	96.5 / 95.7 %	95.3 / 95.9 / 95.2 %