

# Performance Analysis Indices for Rooftop Solar Photovoltaic System

G. Jiménez-Castillo, A.J. Martínez-Calahorra, C. Rus-Casas, A. Snytko, F.J. Muñoz-Rodríguez

**Abstract**— The integration of rooftop solar photovoltaic systems into the electricity grid may be crucial in the current energy scenario. At present, this type of electricity generation is cost-competitive in many countries due to its modularity, the availability of the solar resource and the cost of the components, without the need for subsidies. Rooftop Solar Photovoltaic systems have the potential to cover 20-30% of electricity demand in Spain. In order to assess the potential of this technology and to facilitate the deployment of this type of systems, it is very important to provide a proper performance analysis of PV Rooftops systems from monitored data. In this way, self-consumption and self-sufficiency indices are commonly used, however they may not provide a complete assessment. Hence, indices such as the self-sufficiency index for sunshine hours, self-production index and grid-liability rate are also analyzed. These indices estimate the performance of rooftop solar PV systems and provide maximum and minimum values when estimated as a function of array peak power. Moreover, new indices such as the self-production index and the grid-liability rate for sunshine duration have been developed to estimate the system's performance during sunshine hours. These indices can complement the commonly used metrics and improve the performance analysis from monitored data. Moreover, they may also help determine the proper size of the array power of these systems in the industrial sector. The metrics are evaluated using data from four canning industries equipped with rooftop solar photovoltaic systems that have been monitored for a year.

**Index Terms**—Rooftop Solar Photovoltaic systems, Self-consumption, metrics

## I. INTRODUCCION

El uso de las energías renovables puede jugar un papel esencial en el escenario energético actual tanto para mitigar la dependencia de fuentes fósiles como para ayudar a una posible independencia energética. Así mismo, estas fuentes renovables presentan un gran potencial para reducir el coste de la producción de energía eléctrica en algunas ubicaciones.

G.J.C. Department of Electrical Engineering, Center for Advanced Studies in Earth Sciences, Energy and Environment, University of Jaen, Jaen, Spain and MarwenLab, Marwen Ingeniería, Parque Tecnológico GEOLIT, Mengibar (Jaen), Spain. (gjimenez@ujaen.es).

A.J.M.C Department of Electronic and Automatic Engineering, University of Jaen, Jaen, Spain and MarwenLab, Marwen Ingeniería, Parque Tecnológico GEOLIT, Mengibar (Jaen), Spain. (jmartinez@marweningenieria.com).

C.R.C Department of Electronic and Automatic Engineering, Center for Advanced Studies in Earth Sciences, Energy and Environment, University of Jaen, Jaen, Spain. (crus@ujaen.es).

A.S Ph.D. student at the department of Electronic and Automatic Engineering, University of Jaen, Jaen, Spain. (as000092@red.ujaen.es).

F.J.M.R Department of Electronic and Automatic Engineering, Center for Advanced Studies in Earth Sciences, Energy and Environment, University of Jaen, Jaen, Spain. (fjmunoz@ujaen.es).

La tecnología solar fotovoltaica ofrece actualmente unos costes reducidos que, junto con la alta disponibilidad del recurso solar en países como España, hacen que esta tecnología no solo pueda ser atractiva exclusivamente para grandes y medianas plantas fotovoltaicas, sino que también para sistemas de menor tamaño que se instalen en los tejados de los edificios y los aparcamientos. Estos últimos sistemas, suelen ser sistemas (SAF), los cuales son los más extendidos entre los usuarios para la producción eléctrica con el fin de cubrir parte o su totalidad la demanda eléctrica. Los SAF ofrecen a los usuarios desempeñar un papel activo en la transición energética al mismo tiempo que la instalación de este tipo de sistemas de manera adecuada permite garantizar energía local [2].

El mercado de autoconsumo fotovoltaico español está en pleno desarrollo, aunque es inferior en comparación con los mayores mercados del sector de los países europeos. No obstante, se instaló una capacidad de 551 MW, de 715MW y de 1444MW en los años 2019, 2020 y 2021 respectivamente; se espera un crecimiento aún mayor para el año 2022 y las estimaciones del potencial instalado están comprendidas entre los 9 y 14GW para el año 2030. En este escenario se puede afirmar que el mercado de los SAF está empezando a emerger a nivel nacional y el número de las instalaciones realizadas muestran realmente un crecimiento muy considerable [3].

En el sector residencial ha sido ampliamente estudiado tanto el autoconsumo directo como el autoconsumo que incorpora almacenamiento con baterías [4]–[6]. Los estudios presentan diferentes índices e indicadores para analizar las relaciones energéticas entre la energía eléctrica generada por el SAF, la energía eléctrica consumida por la carga, así como los intercambios energéticos con la red de distribución secundaria [7]–[9]. Los índices más ampliamente utilizados en la literatura para analizar las relaciones entre la energía generada, la energía autoconsumida y la energía eléctrica total consumida por las propias cargas del edificio, son los índices de autoconsumo,  $\Phi_{sc}$ , y autosuficiencia,  $\Phi_{ss}$  [10], [11]. El primero corresponde con la relación entre la energía eléctrica producida a través del sistema fotovoltaico que es autoconsumida por las cargas,  $E_{PV,con}$ , y la energía eléctrica total producida por el sistema de autoconsumo,  $E_{PV,gen}$ , durante un tiempo determinado, ecuación (1). Por otro lado, el índice de autosuficiencia puede definirse como el cociente entre  $E_{PV,con}$  y la energía total demandada por las cargas,  $E_L$ , durante un tiempo, ecuación (2) [4], [11].

$$\Phi_{sc} = \frac{E_{PV,con}}{E_{PV,gen}} \quad (1)$$

$$\Phi_{ss} = \frac{E_{PV,con}}{E_L} \quad (2)$$

El valor de estos índices puede ser variable y dependerá de los perfiles de consumo de la carga y de generación eléctrica del SAF [12]. Así mismo, este último perfil es función, en una primera aproximación, de la irradiancia incidente en el plano del generador y la temperatura de operación de la célula solar. También se tiene que tener en cuenta que los valores de ambos índices pueden tener unos valores u otros en función de las estrategias de optimización en la parte del dimensionado del generador fotovoltaico que puede perseguir objetivos concretos, como, por ejemplo, alcanzar una independencia total de la red eléctrica; en este caso, el índice de autosuficiencia tiene que tener un valor del 100%.

En Argentina G. Coria et al. analizaron tres edificios residenciales que tenían instalados SAF de potencias pico ( $P_0$ ) 1.6, 3.0 y 3.8 kW respectivamente, con el objetivo de realizar un análisis económico con los indicadores de rentabilidad del VAN y TIR. Los tres sistemas fueron monitorizados durante un año y los valores de  $\Phi_{sc}$  estuvieron comprendidos entre 37,7% y el 77,88% , mientras que los valores de  $\Phi_{ss}$  estaban comprendidos entre el 27% y el 34% [13]. E. Garabitos et al. analizó un sistema de autoconsumo fotovoltaico en la República Dominicana. Se analizó un perfil sintético de consumo junto a los perfiles de generación eléctrica fotovoltaica que se producen con  $P_0$  de valores de 1.6 y 2kW, se analizaron para proponer una metodología que maximiza el VAN. Los resultados obtenidos ofrecían estimaciones para los índices de autoconsumo de 81% y 92% y para los índices de autosuficiencia de 31,2% y 26.6% para cada potencia respectivamente [14]. En España, J. Fernández-Agüera et al. estudiaron cómo compartir entre los vecinos el exceso que se generaba en los SAF y agrupar de manera óptima los sistemas fotovoltaicos en los tejados desde un criterio de la demanda eléctrica del conjunto de vecinos. En este estudio se partió de SAF con un porcentaje de autosuficiencia que oscilan entre 15% y 25% y un índice de autoconsumo entre 61% y 80% [15].

Por otro lado, también hay estudios en otros sectores. I.Montero et al. realizaron un estudio del potencial de los SAF en las azoteas de los hospitales en el sur-este de España donde empleando autoconsumo directo se podían llegar a  $\Phi_{sc}$  mayores del 90% con  $\Phi_{ss}$  entorno al 25-30% utilizando entre 30-50% del área de la azotea [16]. Un estudio de una almazara de aceite, tipo de industria agroalimentaria extendida en España, concluyó que se pueden conseguir niveles de aprovechamiento de la generación eléctrica de los SAF entorno al 75% y una autosuficiencia del 25% [17]. En el sector del frío y la refrigeración, que normalmente presenta perfiles de demanda energética con menores fluctuaciones que otros sectores industriales, dos industrias que en sus tejados contaban con SAF instalados y que presentaban niveles de aprovechamiento energética eléctrica en la propia instalación casi del 100% e índices de autosuficiencia relativamente bajos entre el 4 y el 12.5% fueron empleados para analizar el potencial de los SAF en ese sector [18]. En los perfiles analizados se detectó un alto consumo basal, por lo que sería posible alcanzar niveles altos de autoconsumo cubriendo incluso mayores niveles de autosuficiencia.

Respecto a la demanda energética, a nivel mundial, el 30% de la demanda final energética se emplea energía eléctrica [19]. De esta demanda, en torno al 20-30% de la energía eléctrica es requerida por el sector del frío industrial, aunque también se incluye en ese porcentaje el consumo eléctrico requerido por los equipos de aire acondicionado [20]. Este sector juega un papel crucial no solo en la cadena alimentaria para optimizar su conservación, sino también es vital en otros sectores como el plástico, químico y avanzadas tecnológicas como son las que procesan datos o las biotecnológicas.

Dadas las necesidades eléctricas y características de las empresas, el gran auge esperado de instalaciones de SAF en los tejados durante los próximos años y la disponibilidad de espacios sin usar en tejados de las industrias, surge la necesidad de definir nuevos parámetros e índices que ofrezcan la posibilidad de analizar las características de los SAF instalados en el sector industrial. Estos índices representan diferentes criterios a considerar según el objetivo perseguido, asimismo los índices definidos se adaptarán a la idiosincrasia de los perfiles de consumo de la industria que son diferentes a los perfiles de consumo que se presentan en el sector residencial. Por tanto, es crucial y este es el objetivo del presente trabajo, realizar análisis de la demanda eléctrica y generación a través de datos monitorizados en diferentes industrias para poder evaluar el conjunto de índices que permitan una mejor comprensión de los flujos energéticos y que estos no solo permitan un mejor análisis del funcionamiento de este tipo de sistemas sino que también sean de ayuda al dimensionado del generador fotovoltaico sin almacenamiento energético para adaptarlo a las características de la industria, en este caso del sector del frío.

Para alcanzar el objetivo indicado, en el siguiente apartado se muestran los materiales y la metodología empleada. A continuación, se ofrecerán los resultados y discusión que se obtienen de aplicar las métricas del anterior apartado en cuatro industrias del sector frío. Por último, se ofrecerán las conclusiones finales.

## II. MATERIALES Y MÉTODOS

Los parámetros tanto de potencia eléctrica consumida,  $P_{L,\tau_k}^{min,day}$ , como de potencia eléctrica generada a la salida del inversor,  $P_{PV,gen,\tau_k}^{min,day}$ , han sido monitorizadas durante un año en cuatro industrias conserveras. Las cuatro industrias cuentan en sus tejados con SAF de una potencia pico ( $P_0$ ) de 52.8 kW (#01), 400 kW (#02), 110.2 kW (#03) y 180.2 kW (#04). Todos ellos se encuentran ubicados en España, uno de ellos está localizado en el sur (#01) y los otros tres en el noroeste (#02, #03 y #04).

Los datos que se han recolectado han sido registrados con un valor promediado cada cinco minutos. Este tiempo de registro quizás no permita observar todos los picos de potencia que se hayan producido en la demanda y puede provocar la “suavización” del perfil, tanto de consumo como de generación [21]. No obstante, cinco minutos es tiempo de registro adecuado para realizar un análisis energético anual que pretenda estimar los diferentes índices que relacionan la energía consumida con la energía eléctrica generada [18].

Los datos monitorizados se han verificado y se han filtrado de acuerdo a las recomendaciones indicadas por los estándares IEC 61724-1 [22], IEC 61724-2 [23] y IEC 61724-3[24] para detectar y evitar los posibles datos inválidos, como por ejemplo la generación eléctrica negativa, así como los posibles huecos en los datos. En este último caso, los intervalos detectados con ausencia de datos se han rellenado haciendo uso de una interpolación lineal, el máximo intervalo detectado ha sido 30 minutos.

#### A. Métricas Convencionales en la Literatura Científica.

Los parámetros energéticos se pueden estimar a través de los parámetros medidos de potencia, para ello se ha considerado que el valor de la potencia es constante durante todo el tiempo de registro. El término energético, tanto para la energía eléctrica consumida,  $E_L$ , energía eléctrica que se demanda desde la red eléctrica,  $E_{FG}$ , energía eléctrica producida a través de generación solar fotovoltaica en los tejados de la industria,  $E_{PV,gen}$ , energía eléctrica consumida por las propias cargas de las instalaciones de la industria de la energía generada del SAF ( $E_{PV,con}$ ) y la energía generada eléctrica que es exportada a la red eléctrica ( $E_{TG}$ ), se puede calcular con la siguiente expresión (3):

$$E_{anual} = \sum_{min=1}^{60} \sum_{day=1}^{365} P_{\tau_k}^{min,día} \times \tau_k \quad (3)$$

Donde  $\tau_k$  es la duración del intervalo de registro,  $P_{\tau_k}^{min,día}$ , es la potencia y esta puede ser  $P_{PV,gen}$ ,  $P_L$ ,  $P_{TG}$  (potencia importada de la red eléctrica),  $P_{FG}$  (potencia importada de la red eléctrica),

La potencia importada de la red puede estimarse como (4):

$$P_{FG,\tau_k}^{min,día} = \begin{cases} 0 & \text{si } P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} \geq P_{L,\tau_k}^{min,día} \\ P_{L,\tau_k}^{min,día} - P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} & \text{si } P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} < P_{L,\tau_k}^{min,día} \end{cases} \quad (4)$$

La potencia que se vierte a la red eléctrica se puede estimar como (5):

$$P_{TG,\tau_k}^{min,día} = \begin{cases} P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} - P_{L,\tau_k}^{min,día} & \text{si } P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} \geq P_{L,\tau_k}^{min,día} \\ 0 & \text{si } P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} < P_{L,\tau_k}^{min,día} \end{cases} \quad (5)$$

La fracción de la potencia generada con el SAF que se consume directamente en las cargas de las instalaciones de la industria, es decir, potencia auto consumida se puede estimar como (6) [10], [11], [25]:

$$P_{PV,con,\tau_k}^{min,día} = \begin{cases} P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} & \text{si } P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} < P_{L,\tau_k}^{min,día} \\ P_{L,\tau_k}^{min,día} & \text{si } P_{PV,gen,\tau_k}^{min,día} \geq P_{L,\tau_k}^{min,día} \end{cases} \quad (6)$$

Asimismo, se calcula la energía eléctrica consumida durante las horas solares ( $E_{L,HS}$ ). Las horas que son consideradas horas solares y las horas nocturnas son estimadas a través de un modelo astronómico que determina cuando se produce la hora de salida y puesta del sol [26]. Una vez calculado para cada día la hora de salida y la hora de anochecer del sol, se puede estimar la potencia consumida en horas solare con la siguiente expresión (7):

$$P_{L,HS,\tau_k}^{min,día} = \begin{cases} \text{NaN} & \text{si } min \text{ es durante las horas nocturnas} \\ P_{L,\tau_k}^{min,día} & \text{si } min \text{ es durante las horas solares} \end{cases} \quad (7)$$

La  $P_{L,HS}$  es aquella demanda que se produce cuando hay la posibilidad de que haya irradiancia y por tanto existe la posibilidad que el SAF pueda generar electricidad. Este parámetro permite calcular el índice de autosuficiencia de horas solares que fue estimado con buenos resultados en [18]. De manera similar, es posible estimar la potencia eléctrica importada de la red de distribución en horas solares (8):

$$P_{FG,HS,\tau_k}^{min,día} = \begin{cases} \text{NaN} & \text{si } min \text{ es durante las horas nocturnas} \\ P_{FG,\tau_k}^{min,día} & \text{si } min \text{ es durante las horas solares} \end{cases} \quad (8)$$

Por otro lado, también es posible estimar el índice de autosuficiencia de horas solares,  $\Phi_{SS,SH}$ , que a diferencia del índice de autosuficiencia comentado anteriormente, se calcula dividiendo  $E_{PV,con}$  entre la energía consumida durante las horas solares,  $E_{L,HS}$  (9) [18]:

$$\Phi_{SS,SH} = \frac{E_{PV,con}}{E_{L,HS}} \quad (9)$$

El índice de autosuficiencia en horas solares indica el nivel de cobertura energética que es capaz de cubrir un SAF respecto a la demanda energética eléctrica limitándose exclusivamente al consumo eléctrico existente en el periodo de tiempo en el que la fuente de energía solar fotovoltaica puede estar activa, es decir en las horas solares. Por tanto, puede permitir caracterizar con mayor fidelidad los sistemas de autoconsumo fotovoltaico en el sector industrial porque solo muestra el efecto de la demanda de las horas solares, evitando posibles alteraciones en la estimación de los índices que se puedan producir en algunos perfiles de consumo durante la noche. Este índice puede ser más adecuado para realizar análisis energéticos en los sistemas de autoconsumo directo [18].

Por otro lado, se calcula el índice de autoproducción,  $\Phi_{SP}$ , y la ratio de carga de la red,  $GL$ , parámetros propuestos por L.Z Gergely et al. El índice  $\Phi_{SP}$  tiene como objetivo mostrar el nivel de cobertura de energía auto consumida por las diferentes cargas de la industria en el sitio respecto a los flujos totales de energía. Para ello, este índice se calcula como la fracción de la energía  $E_{PV,con}$  entre la suma de las energías  $E_L$  y  $E_{PV,gen}$  (10) [27]:

$$\Phi_{SP} = \frac{E_{PV,con}}{E_L + E_{PV,gen}} \quad (10)$$

Los valores que tiene este índice para autoconsumo directo, es decir sin almacenamiento, están restringidos entre 0 y 1. El valor mínimo se obtiene cuando no hubiera ninguna generación eléctrica por parte del sistema fotovoltaico o ningún consumo por parte de la carga, y el valor unitario se obtendría cuando la generación y la demanda estuvieran perfectamente acopladas y por ende no requieran ningún intercambio energético con la red eléctrica. Este índice cuando se calcula en función de la potencia del generador presenta un valor máximo que puede ser

interesante para el dimensionado del generador fotovoltaico si se pretende maximizar la participación de energía renovable en una industria que está conectada a la red eléctrica.

Mientras que la ratio GL se calcula como la relación entre la sumatoria de la energía que se vierten a red,  $E_{TG}$ , y la energía que procede de la red,  $E_{FG}$ , dividida entre el consumo de las cargas de las industrias,  $E_L$ , menos la unidad (11):

$$GL = \frac{E_{TG} + E_{FG}}{E_L} - 1 \quad (11)$$

Esta ratio se centra en la iteración de energías de la red eléctrica normalizado respecto al consumo total de la carga, es decir, describe la cantidad de energía que se transfiere en un punto de la red sin tener en cuenta cuál es la dirección del flujo. El motivo que se reste la unidad es para resaltar la desviación en la energía que se vierte a la red. Por tanto, cero significa que no hay energía vertida a la red, para el caso que no hubiera generador fotovoltaico o no estuviera operativo, también es posible que esta ratio sea cero cuando la energía que se vierte a la red es la misma que se importa de la red. En cambio, valores negativos significan que hay una menor iteración con la red eléctrica respecto a no tener instalado SAF, el valor de -1 describe cuando esta iteración es nula, es decir, todas las demandas energéticas de las cargas son cubiertas por el generador fotovoltaico en todo momento, como ocurre en los sistemas fotovoltaicos autónomos. Los valores mayores de cero implican mayores ratios de transferencia en ese nodo, y será mayor a medida que la energía que se exporte a la red. Este parámetro puede ser de gran utilidad cuando se quiere analizar cómo de congestionada está una red eléctrica en un determinado sitio. Este parámetro cuando es calculado en función de la potencia del generador presenta un mínimo que corresponde a la potencia del generador que limita las interacciones con la red eléctrica.

TABLA I  
RESUMEN DE LOS PARÁMETROS E ÍNDICES DE LOS SAF INSTALADOS EN LOS TEJADOS DE LAS INDUSTRIAS ANALIZADAS

	Industria #01	Industria #02	Industria #03	Industria #04
$P_0$ (W)	52 800	400 080	110 200	180 255
$\frac{P_0}{\text{módulo}}$ (W)	220	240	255/250/260	305
Nº paneles	220	1667	16/22/387	591
$E_L$ (MWh)	2 047	2 116	1 025	1 745
$E_{L,HS, \text{annual}}$ (MWh)	1 159	1 207	604	1 108
$\frac{E_{L,HS, \text{annual}}}{E_{L, \text{annual}}}$ (%)	56.62	57.05	58.90	63.50
$E_{PV, \text{annual}}$ (MWh)	76.82	396.33	128.25	221.05
$E_{PV, \text{CON}, \text{annual}}$ (MWh)	76.82	373.73	128.17	220.67
$\Phi_{SC}$ (%)	~100.00	94.30	99.94	99.83
$\Phi_{SS}$ (%)	3.75	17.66	12.5	12.65
$\Phi_{SS,HS}$ (%)	6.63	30.94	21.23	19.91
$\Phi_{SP}$ (%)	3.61	14.62	11.11	10.96
$\Phi_{SP,HS}$ (%)	6.84	24.80	19.18	17.60
GL (%)	-3.75	-16.15	-12.49	-12.30
GL <sub>HS</sub> (%)	-7.26	-31.18	-23.60	-21.21

### B. Nuevas Métricas de Desempeño para el Análisis de Sistemas Fotovoltaicos en l

En este apartado se presentarán los nuevos índices adaptados al autoconsumo directo de las industrias del sector del frío con SAF en los tejados. A diferencia de las métricas comunes en la literatura, que se aplican a diferentes tipos de instalaciones solares fotovoltaicas, estas nuevas métricas están adaptadas específicamente al autoconsumo directo. Además, se han propuesto exclusivamente para tener en cuenta las horas solares, lo que les permite proporcionar una visión más precisa y útil de la eficiencia energética de este tipo de instalaciones. De esa forma, los datos proporcionados estarán limitados a los momentos en los que el SAF está activo y operativo, brindando información más precisa y detallada. Para ello, el índice de autoproducción en horas solares,  $\Phi_{SP,SH}$ , se define como la fracción entre  $E_{PV, \text{con}}$  y el sumatorio de la  $E_{PV, \text{gen}}$  y  $E_{L,HS}$  (12):

$$\Phi_{SP,SH} = \frac{E_{PV, \text{con}}}{E_{L,HS} + E_{PV, \text{gen}}} \quad (12)$$

De manera similar la ratio GL<sub>HS</sub> podría expresarse como la relación entre la suma de las energías que se vierten ( $E_{TG}$ ) y exportan de la red durante las horas diurnas ( $E_{FG,HS}$ ) dividida entre el consumo de las cargas de las industrias en las horas solares,  $E_{L,HS}$  menos la unidad (13):

$$GL_{SH} = \frac{E_{TG} + E_{FG,SH}}{E_{L,SH}} - 1 \quad (13)$$

Todos los parámetros e índices, se estiman en función de un rango de la  $P_0$ , se puede encontrar información detallada de los algoritmos que se han utilizado en las referencias [10], [11], [18], [25].

## III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los parámetros energéticos calculados con un periodo de análisis anual de las cuatro industrias conserveras consideradas se muestran en la tabla I. Durante el año de monitorización se tuvo un consumo eléctrico ( $E_{L, \text{annual}}$ ) aproximado de 2 GWh, 2.1 GWh, 1 GWh y 1.7 GWh, respectivamente, en cada industria. En las cuatro industrias se produce un consumo eléctrico

TABLA II  
ÍNDICES ESTIMADOS DE LAS INDUSTRIAS ANALIZADAS.

	Industria #01	Industria #02	Industria #03	Industria #04
ZEI (%)	43.35	40.05	39.33	45.72
$P_{0,ZEI}$ (kW)	1407	2160	882	1463
ZEI <sub>HS</sub> (%)	72.28	61.23	63.56	66.37
$P_{0,ZEI,HS}$ (kW)	719	1110	464	843
$\Phi_{SP, \text{max}}$ (%)	24.45	21.16	21.92	24.27
$P_{0, \Phi_{SP, \text{max}}}$ (kW)	735	1429	448	886
$\Phi_{SP,HS, \text{max}}$ (%)	36.53	30.64	32.57	33.53
$P_{0, \Phi_{SP,HS, \text{max}}}$ (kW)	625	1049	356	704
GL <sub>min</sub> (%)	-26.20	-17.49	-21.98	-24.72
$P_{0, GL_{min}}$ (kW)	539	565	275	554
GL <sub>HS, min</sub> (%)	-50.45	-33.70	-41.46	-42.46
$P_{0, GL_{HS, min}}$ (kW)	536	560	274	552

ligeramente mayor en las horas solares que en las horas nocturnas, el porcentaje de energía eléctrica consumida en las horas solares consumida respecto a la demanda total varía entre 56.5-63,5%. Así mismo, la  $E_{PV,anual}$  que han generado los SF que están en los tejados de las cuatro industrias conserveras fue 76.8 kWh, 396.3 kWh, 128.3 kWh y 221.04 kWh, respectivamente.

Por otro lado, en la tabla I también se muestran los valores de los índices descritos en el apartado anterior para los SAF instalados. El índice de autoconsumo en las cuatro industrias tiene un valor cercano al 100%, casi toda la energía eléctrica generada por el SAF es directamente consumida por las cargas de las industrias conserveras. Sin embargo, los índices de autosuficiencia que se han obtenido son relativamente bajos. Se han obtenido valores entre 3.75% para la industria #01 y el 17.66% para la industria #03.

en cuenta el consumo y los flujos energéticos que se producen desde el amanecer al ocaso; el índice de autosuficiencia de horas solares presenta unos valores entre el 6.63% y el 30.94 %; el  $\Phi_{SP,HS}$  varía desde el 6.84% de la industria #01 a los 17.60% de la industria #04 y el  $GL_{HS}$  alcanza unos valores entre -31.18% de la industria #02 y -7.26% de la industria #01.

En la Fig. 1 se puede observar las curvas de los índices de autoconsumo, autosuficiencia, autosuficiencia en horas solares, autoproducción, autoproducción en horas solares, GL y  $GL_{HS}$  en función de la potencia del generador fotovoltaico. Así mismo, en la Tabla II se pueden encontrar determinados puntos de dichas curvas, es decir los puntos de intersección entre las curvas de autosuficiencia y autoconsumo, los valores máximos de las curvas de los índices de autoproducción y los valores mínimos de las curvas GL.

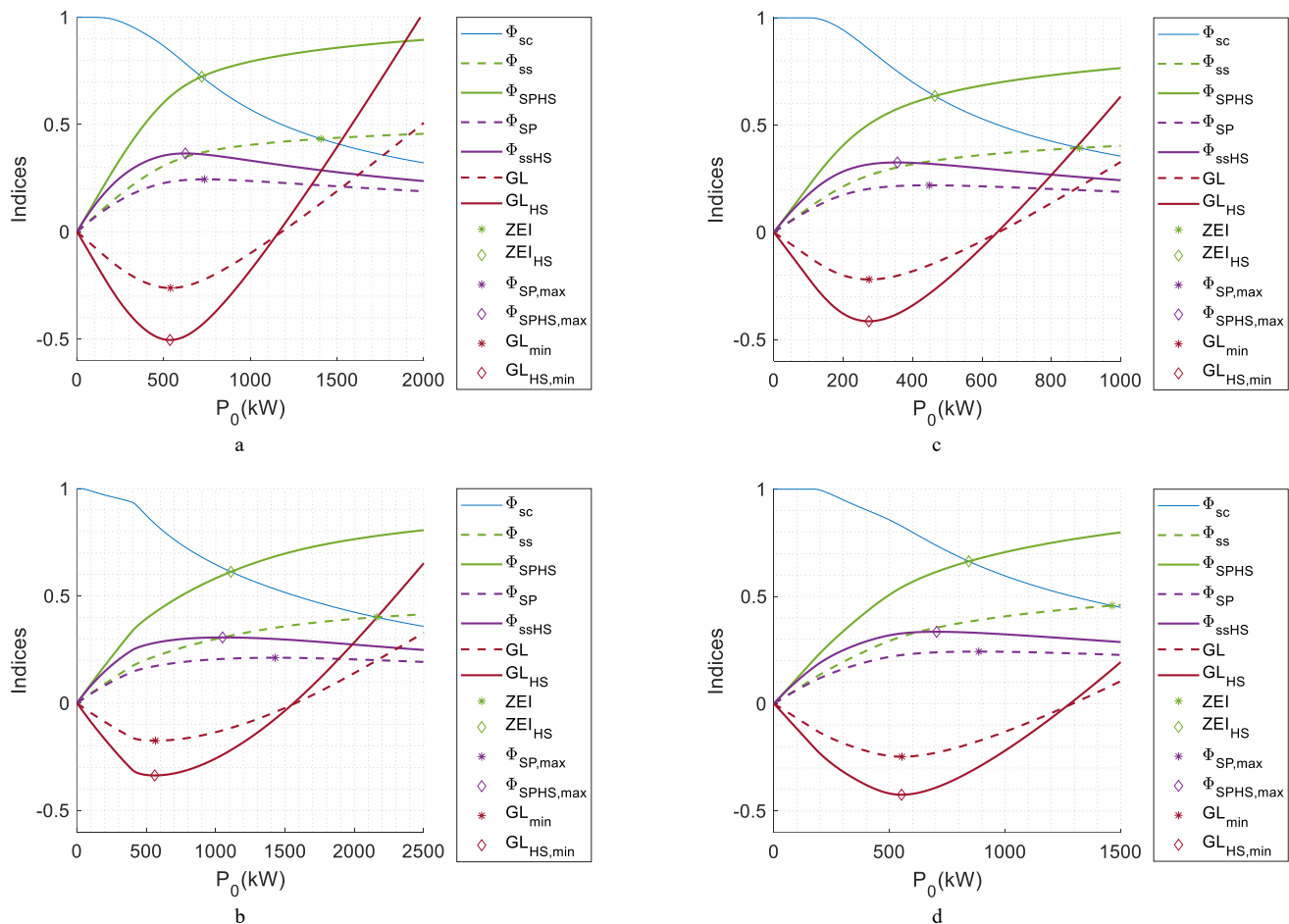


Fig. 1. Índices en función de la potencia del generador fotovoltaico. a) Industria #01 b) Industria #02 c) Industria #03 d) Industria #04.

Estos valores indican que el tamaño del SAF es pequeño respecto al potencial de generación que hay disponible para cubrir la demanda de las industrias conserveras analizadas manteniendo al mismo tiempo valores elevados del índice de autoconsumo.

Respecto al índice de autoproducción los valores varían entre los 6.84% de la industria #01 a los 14.62% de la industria #02. Mientras que los valores de GL de los cuatro SAF presentan valores negativos comprendidos entre -16.15 y -3.75%. Si se calculan los índices en las horas solares, en las que solo se tiene

La intersección de las curvas de autosuficiencia y autoconsumo indica el punto ZEI (*Zero Energy Industry*) como una analogía relacionada con el punto ZEB (*Zero Energy Building*) que corresponde al sector residencial. Este punto la energía eléctrica demandada sería igual a la energía eléctrica que generaría el SAF, es decir, los índices de autoconsumo y autosuficiencia presentarían el mismo valor,  $\Phi_{sc} = \Phi_{ss}$ . En las industrias analizadas los índices de autosuficiencia y autoconsumo se igualan con valores comprendidos entre el 39.33% (industria #03) y el 45.72% (industria #04), con potencias del generador de 882 kW y 1463 kW para ambas

industrias. De manera similar, se puede definir el punto  $ZEI_{HS}$ , que resulta de la intersección de la curva de autoconsumo con la curva de autosuficiencia en horas solares; por tanto, en ese punto la energía eléctrica consumida desde el amanecer hasta el ocaso sería igual a la energía que proporcionase el SAF,  $\Phi_{SC} = \Phi_{SS,HS}$ . En este caso, estos índices en las industrias analizadas varían entre 72.28% (industria #01) y el 61.23% (industria #04), con potencias del generador de 719 kW y 843 kW para ambas industrias.

En la Fig.1 también se puede observar las curvas del índice  $\Phi_{SP}$  en función de la potencia del generador para las cuatro industrias analizadas. En la primera parte de la curva, y conforme aumenta la potencia del generador se incrementa el índice  $\Phi_{SP}$  hasta alcanzar un valor máximo, posteriormente, este índice decae ligeramente conforme sigue aumentando la potencia del generador.  $\Phi_{SP}$  puede ser de utilidad para la dimensionado del generador dado que ofrece un máximo en función de la potencia del generador. Éste se produce cuando la energía eléctrica generada con el SAF directamente cubre una mayor cantidad de la energía demandada respecto a la suma de la energía consumida y de la energía eléctrica generada, y este puede ser considerado como el valor el óptimo [27]. El valor máximo observado de este índice para el sector residencial se sitúa entre 10-20%. Por otro lado, para las demandas energéticas de las industrias conserveras y generación eléctrica con SAF analizadas el valor se sitúa en el rango 21-25%. Por otra parte, si el estudio se centra en las horas diurnas, los valores del índice de autosuficiencia en horas solares presentan valores superiores respecto al  $\Phi_{Sp,max}$  que se encuentran entre 30-37%.

Respecto al ratio de carga de la red, tal y como se puede observar en las gráficas la Fig.1, éste disminuye conforme aumenta la potencia del generador fotovoltaico hasta alcanzar un valor mínimo. Una vez alcanzado el mismo, la ratio GL aumenta al hacerlo la potencia del generador fotovoltaico. El valor mínimo puede ser considerado como un óptimo dado que se reduce al mínimo posible los flujos energéticos eléctricos con la red [27]. La ratio de carga de la red puede ser de utilidad cuando la conexión con la red eléctrica es limitada, o se persigue minimizar los intercambios energéticos con la red eléctrica como, por ejemplo, en las comunidades energéticas. Para las industrias analizadas el valor de esta ratio se encuentra entre -26.20% y el -17.49% con potencias del generador bastantes similares en las industrias #01, #02 y #03 y cuyos valores están comprendidos entre 539-565kW, mientras que en la industria #03 se consigue con una potencia de 275kW. Esta última industria es la que presenta una menor demanda energética eléctrica. Por otra parte, si el estudio se restringe a las horas solares, entre el amanecer y el ocaso, los valores de la ratio de carga de la red en esas horas presentan valores inferiores respecto al  $GL_{min}$  que se encuentran entre -50.45 y -33.70%.

#### IV. CONCLUSIONES

En este trabajo se muestran diferentes índices que pueden ser de gran utilidad para el análisis de sistemas fotovoltaicos instalados en los tejados de las industrias, tales como los índices de autoconsumo y autosuficiencia, el índice de autoproducción y la ratio GL, así como aquellos índices restringidos para horas solares. Los resultados obtenidos a partir de la monitorización

de cuatro industrias conserveras durante un año demuestran que estos nuevos índices pueden ser más apropiados para analizar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos con autoconsumo directo.

Además, se estiman los diferentes índices en función de la potencia del generador y se representan las curvas de los índices de autoconsumo, autosuficiencia, autosuficiencia en horas solares, autoproducción, autoproducción en horas solares, GL y GL en horas solares en función de la potencia del generador fotovoltaico. El uso de estos nuevos índices puede complementar la información ofrecida por las métricas existentes en la literatura, ya que se enfocan en el periodo de generación de los sistemas fotovoltaicos. También pueden mejorar el dimensionado de la potencia del generador fotovoltaico, evitando que los consumos y flujos energéticos que se producen en las horas nocturnas influyan en la elección del tamaño adecuado del generador.

Por otro lado, el empleo de los índices de autosuficiencia, autoproducción y la ratio de carga de red restringida a las horas solares proporciona diferentes máximos, mínimos y puntos de intersecciones entre curvas, lo que permite adaptar el tamaño del generador al potencial de los sistemas fotovoltaicos sin sistemas de acumulación y la posibilidad de diferentes tamaños del generador fotovoltaico según diferentes criterios de optimización energética. De este modo, el uso de los índices restringidos a las horas solares permite seleccionar tamaños adecuados para los SAF durante la etapa de dimensionamiento, evitando que los consumos nocturnos influyan en el resultado final. El uso de índices que consideren todos los flujos energéticos, sin limitar los que se producen durante el día, puede resultar en un sobredimensionamiento de los SAF, tal como se observó en los casos analizados.

#### AGRADECIMIENTOS

This work was supported in part by “Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)” under the project: “Desarrollo de un sistema de análisis avanzado para agregar generación distribuida solar fotovoltaica al sector industrial” and in part by the “Agencia Estatal de Investigación (AEI)”. Projects oriented towards the ecological transition and the digital transition. (Grant No. TED2021-131137B-I00 (“Aportación a la Transición Ecológica en el sector Industrial a través del Autoconsumo Fotovoltaico”))

#### REFERENCES

- [1] R. Ford, “Emerging energy transitions: PV uptake beyond subsidies,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 117, pp. 138–150, 2017.
- [2] J. M. Roldan-Fernandez, M. Burgos-Payan, and J. M. Riquelme-Santos, “Assessing the decarbonisation effect of household photovoltaic self-consumption,” *J. Clean. Prod.*, vol. 318, no. February, p. 128501, 2021.
- [3] S. Europe, “Global Market Outlook For Solar Power/2022 - 2026,” 2022.
- [4] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson, and J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings: A review,” *Appl. Energy*, vol. 142, pp. 80–94, Mar. 2015.
- [5] R. Khezri, A. Mahmoudi, and H. Aki, “Optimal planning of solar photovoltaic and battery storage systems for grid-connected residential

sector: Review, challenges and new perspectives,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 153, no. August 2020, p. 111763, 2022.

- [6] E. Garabitos Lara and F. Santos García, “Review on viability and implementation of residential PV-battery systems: Considering the case of Dominican Republic,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 8868–8899, 2021.
- [7] J. Al Dakheel, C. Del Pero, N. Aste, and F. Leonforte, “Smart buildings features and key performance indicators: A review,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 61, no. June, p. 102328, 2020.
- [8] J. Salom, A. J. Marszal, J. Widén, J. Candanedo, and K. B. Lindberg, “Analysis of load match and grid interaction indicators in net zero energy buildings with simulated and monitored data,” *Appl. Energy*, vol. 136, pp. 119–131, 2014.
- [9] J. Salom, J. Widén, J. Candanedo, I. Sartori, K. Voss, and A. Marszal, “Understanding net zero energy buildings: Evaluation of load matching and grid interaction indicators,” in *Proceedings of Building Simulation 2011: 12th Conference of International Building Performance Simulation Association*, 2011, vol. 6, pp. 2514–2521.
- [10] G. Jiménez-Castillo, F. J. Muñoz-Rodríguez, C. Rus-Casas, and D. L. Talavera, “A new approach based on economic profitability to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems without storage,” *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 1017–1033, Oct. 2020.
- [11] D. L. Talavera, F. J. Muñoz-Rodríguez, G. Jimenez-Castillo, and C. Rus-Casas, “A new approach to sizing the photovoltaic generator in self-consumption systems based on cost-competitiveness, maximizing direct self-consumption,” *Renew. Energy*, vol. 130, 2019.
- [12] R. Luthander, A. M. Nilsson, J. Widén, and M. Åberg, “Graphical analysis of photovoltaic generation and load matching in buildings: A novel way of studying self-consumption and self-sufficiency,” *Appl. Energy*, vol. 250, pp. 748–759, Sep. 2019.
- [13] G. Coria, F. Penizzotto, and R. Pringles, “Economic Analysis of Rooftop Solar PV Systems in Argentina,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 1, pp. 32–42, 2020.
- [14] E. Garabitos Lara, “Techno-economic model of nonincentivized self consumption with residential PV systems in the context of Dominican Republic: A case study,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 68, pp. 490–500, 2022.
- [15] J. Fernández-Agüera, S. Domínguez-Amarillo, N. García-Cortés, and M. Á. Campano, “Analysis of building archetypes for optimising new photovoltaic energy facilities: A case study,” *Sustain.*, vol. 13, no. 21, 2021.
- [16] I. Montero, M. T. Miranda, F. Barrera, F. J. Sepúlveda, and J. I. Arranz, “Analysis of photovoltaic self-consumption systems for hospitals in southwestern Europe,” *Energy Build.*, vol. 269, p. 112254, 2022.
- [17] A. J. Martínez-Calahorra, G. Jimenez-Castillo, C. Rus-Casas, and F. Muñoz-Rodríguez, “Generación distribuida y autoconsumo fotovoltaico. Potencial energético par alas industrias de las almazaras en España,” *DYNA Ing. E Ind.*, vol. 95, no. 1, pp. 591–595, 2020.
- [18] A. J. Martínez-Calahorra, G. Jiménez-Castillo, C. Rus-Casas, P. Gómez-Vidal, and F. J. Muñoz-Rodríguez, “Photovoltaic self-consumption in industrial cooling and refrigeration,” *Electron.*, vol. 9, no. 12, pp. 1–21, 2020.
- [19] IEA, “World Energy Outlook 2021 : Part of the World Energy Outlook,” *Int. Energy Agency*, p. 386, 2021.
- [20] F. Dupont, Jean-Luc, Domanski, Piotr, Lebrun, Philippe, & Ziegler, “The role of refrigeration in the global economy - 38 Informatory Note on Refrigeration Technologies (INIS-FR--20-0278),” France, 2019.
- [21] A. Wright and S. Firth, “The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations,” *Appl. Energy*, vol. 84, no. 4, pp. 389–403, 2007.
- [22] IEC, *IEC 61724-1 Edition 1.0 2017-03 Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring IEC*, Edition 1. Geneva, Switzerland: IEC publications, 2017.
- [23] IEC, *IEC TS 61724-2 Edition 1.0 2016-10 Photovoltaic system performance – Part 2: Capacity evaluation method*, Edition 1. Geneva: IEC publications, 2016.
- [24] IEC, *IEC TS 61724-3 Edition 1.0 2016-07. Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method colour*, Edition 1. Geneva: IEC publications, 2016.
- [25] G. Jiménez-Castillo, C. Rus-Casas, G. M. Tina, and F. J. Muñoz-Rodríguez, “Effects of smart meter time resolution when analyzing photovoltaic self-consumption system on a daily and annual basis,” *Renew. Energy*, vol. 164, pp. 889–896, Feb. 2021.
- [26] M. Iqbal, *An introduction to solar radiation*. Elsevier, 2012.
- [27] L. Z. Gergely, T. Csoknyai, and M. Horváth, “Novel load matching indicators for photovoltaic system sizing and evaluation,” *Appl. Energy*,

vol. 327, no. June, pp. 0–9, 2022.



**Gabino Jiménez Castillo** was born in Jaen (Spain). He received the M.S in Industrial engineering from UJA, M.S in Photovoltaic System from International University of Andalucía and P.h.D degree in Photovoltaic system engineering from UJA.

He was electronic system engineer at car lighting company. He is a temporary assistant professor with the Electrical Engineering Department, UJA. His research interest includes the integration of renewable energy in the electricity grid, especially Photovoltaic system and the monitoring systems.



**Antonio Javier Martínez Calahorra** was born in Spain. He is managing director of MARWEN. He received the PhD degree in Renewable Energy Engineering from the UJA, Executive MBA, Master in Energy Project Management, and he has more than 25 years of experience. He started his career as an engineer in an international company, and then he has managed and carried out a variety of projects related to energy efficiency, environment and renewable energies, what he allowed him to create his own company.



**Catalina Rus-Casas** received the Electronic Engineering degree from the University of Granada and the Ph.D. degree in engineering for the UJA. She is currently Tenured Professor in the Electronic and Automatic Engineering Department. She has obtained an excellent evaluation through the docentia programme. Her training and research

experience is reflected in her contributions towards university education in publications in international journals, international conferences and education texts. All her research activity is focused on the study and monitoring of photovoltaic systems.



**Anastasiia Snytko**, Ukrainian. She is Master's Degree in Industrial Engineering, and in her Ph.D. in Renewable Energies, both at the UJA. The beginning of the researcher's career has taken place at the National Technical University of Dnipro, Ukraine, with a Master's degree in Automation and Integrated Information Technology at the same university. The researcher works in the areas of monitoring and analysis of performance from monitored.



**Francisco José Muñoz Rodríguez**

received the M.S in electronic engineering from Universidad de Granada, Spain, in 1998. He received the Ph. D. degree in electronic engineering in 2005. From 1999 to 2008 he was an assistant professor with the High Polytechnic School at Universidad de Jaén and from 2009 he has been a tenured associate professor. His research activity focuses especially on developing original methods for monitoring photovoltaic systems and analyzing the performance of this type of systems from monitored data, especially stand-alone and PV Rooftop systems.