

# Simulación y análisis de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica en DC para un edificio de servicios aislado de la red

*Feasibility and simulation of a solar photovoltaic installation in DC for standalone services buildings*

Tony Castillo-Calzadilla<sup>1,2</sup>, Ana-María Macarulla<sup>1</sup>, Cruz E. Borges<sup>1</sup> y Ainhoa Alonso-Vicario<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Universidad de Deusto (España) y <sup>2</sup> Universidad de Oriente (Venezuela)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8410>

## INTRODUCCIÓN

El nivel de desarrollo de una nación va estrechamente ligado a su consumo de energía y a las consiguientes emisiones de gases de efecto invernadero; es, por tanto, necesario buscar fórmulas que reduzcan la relación entre emisiones de gases de efecto invernadero y desarrollo económico. La energía solar es una de las fuentes más limpias e inagotables con las que se cuenta y, promoviendo su aprovechamiento, se podría cubrir gran parte de la demanda actual y futura reduciendo dichas emisiones.

La energía solar fotovoltaica (PV *del inglés Photovoltaics*) ha pasado de 39 GW

instalados en 2010 a 227 GW en 2015, lo que representa un crecimiento global de más del 582% en apenas 5 años [1]. Este crecimiento viene propiciado por la disminución de su precio, el aumento de la eficiencia de los paneles y la capacidad de almacenamiento de las baterías, así como, el apoyo a la PV con políticas de fomento a las energías renovables y a los beneficios de la economía de escala.

Los precios de una instalación PV disminuyeron de aproximadamente 2,9 €/W en 2010 a 1,9 €/W en 2015, y se estima que para el 2020 siga descendiendo hasta llegar a un valor cercano a los 1,2 €/W. Recientes informes indican además que el precio de almacenamiento de energía en esta década pasará de los 140 €/Wh actuales a los 20 €/Wh [2]. Estos hechos favorecen significativamente la penetración de la energía solar PV.

La mayoría de los modelos de sistemas fotovoltaicos desarrollados hasta ahora

requieren de un inversor para convertir la energía eléctrica en forma de corriente continua (DC *del inglés Direct Current*) producida por las celdas solares fotovoltaicas, que a su vez es almacenada en las baterías para luego llevarla a corriente alterna (AC *del inglés Alternating Current*). Nótese que actualmente casi todos los dispositivos electrónicos de uso doméstico se conectan a la red AC y la reconvierten en DC. Este doble proceso de conversión DC-AC-DC es redundante [3]. El uso de DC logra un sistema más eficiente y barato, pues el inversor genera las mayores pérdidas y es el segundo componente más caro en los sistemas fotovoltaicos [4]. Finalmente, el inversor es el componente con mayor índice de fallos [5], por lo que su eliminación favorece la confiabilidad.

El sistema de almacenamiento basado en baterías favorece la robustez [2] y, en este caso, posibilita la independencia de la red eléctrica; por otro lado, el almacenamiento local favorece la DC, ya que el exceso de energía del sistema PV puede ser enviado directamente a las baterías sin pérdidas de conversión [6].

Cabe destacar que empiezan a encontrarse en el mercado dispositivos de consumo directo en DC, tanto en el campo de pequeño electrodoméstico y electrónica de consumo, como de consumo medio y alto, tales como frigoríficos y ascensores de última generación. Diversas experien-

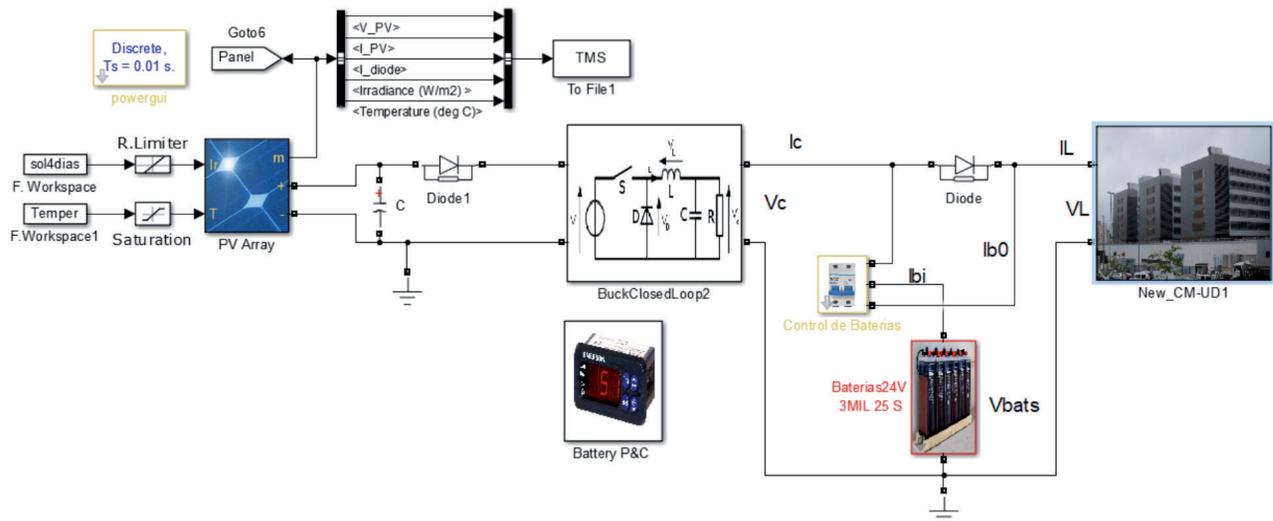


Fig. 1: Diagrama de la microrred DC en modelo físico SimPowerSystem

cias muestran que los sistemas de generación distribuida o microrredes en DC son una salida viable para lograr atender la demanda de energía presente y futura. El prototipo *Project Edison SmartDC* [7] logró un ahorro del 30% de energía al convertir en DC una sala de 50 ordenadores. El estudio que se presenta en [3] muestra que para cargas variables en ciudades promedio, con energía DC se ahorra alrededor del 5% del consumo total de electricidad de las viviendas sin almacenamiento y alrededor del 14% con almacenamiento, estimando que completar la transición llevaría a un ahorro de energía de aproximadamente el 33%.

Dado que alrededor del 40% del consumo energético se produce en edificios residenciales [8], este trabajo tiene como objetivo principal analizar el comportamiento eléctrico-energético a través de la simulación de un edificio de servicios hotelero aislado de red alimentado por energía solar PV en una de las peores zonas de irradiación solar de España, así como evaluar su viabilidad económica, su impacto ecológico, y facilitar su exportación a entornos diferentes.

## 1. MATERIAL Y MÉTODOS

Esta sección se divide en dos subsecciones para diferenciar la microrred de los datos y variables con las que se simula, las mismas son:

### 1.1. DATOS DE CONSUMO Y GENERACIÓN DEL EDIFICIO

Para la simulación y análisis de viabilidad de la instalación del edificio, se utilizaron patrones de irradiación y temperatura suministrados por la Agencia Española de Meteorología (AEMET) real horaria comprendida en el periodo de 1986

a 2015. El edificio simulado se encuentra ubicado en el barrio de Deusto, Bilbao, al norte de España. Mediante un análisis de k-means se han extraído los perfiles medios de menor radiación histórica y días tipo de radiación.

Se orientan los paneles a  $62^\circ$ , ya que es el ángulo óptimo del mes crítico (enero) para lograr obtener la mayor cantidad de energía en este mes y cubrir su demanda, lo que garantiza que queda cubierta el resto del año. La Figura 5.1 muestra el consumo y generación media semanal del 2014 (véase el anexo material complementario).

El consumo se obtuvo directamente de los registros del contador del edificio. En el mes de mayor consumo (enero) la demanda máxima de potencia no supera los 115 kW y el consumo diario llega a ser de 1790,48 kWh. El edificio está conformado por 3 torres de 10 pisos, con un total de 304 habitaciones, 16 salas de estar, 1 sala de ordenadores, 1 lavandería, 1 gimnasio, 1 cocina industrial, y su respectivo comedor. Se asume que el consumo en DC será el mismo que en AC viendo el estado del arte sugiere disminuciones importantes.

### 1.2. LA MICRORRED DC

La microrred que se muestra en este artículo se basa en una mejora sobre la presentada en [9] tras ampliar y mejorar el sistema, se presenta la Figura 1 allí se muestra la microrred simulada para el trabajo de investigación en SimPowerSystem.

La microrred se describe a continuación (de MATLAB<sup>®</sup>) y se destaca la diferencia entre esta y la presentada en [9].

#### Subsistema de generación PV

Se ha elegido un panel solar comercial de tecnología monocristalina marca

Top Sun, modelo TS-S420TA1 con eficiencia máxima de 16,38%, cuyo modelo está disponible en la librería SimPowerSystem. Para el dimensionamiento de los paneles se usaron algunos de los criterios expuestos en la bibliografía, y se complementó con la propia experiencia, tomándose para ello las variables de horas de sol, consumo en kWh, orientación óptima de la placa solar, y factor de pérdidas, mientras que en [9] sólo se tomó en cuenta el consumo. El algoritmo de dimensionamiento determinó que se requirieron 761 paneles en paralelo [10].

#### Subsistema de control (convertidor DC-DC y seguidor MPPT)

Se ha implementado convertidor buck en régimen continuo para reducir la tensión de entrada de unos 48 V a un nivel de 24 V en DC tanto para cargar las baterías como para alimentar la edificación de forma directa. El sistema de control PID usado en [9] se ha sustituido por un sistema de rastreo del punto de máxima potencia (MPPT) basado en un algoritmo perturbar y observar (P&O) que se caracteriza por su sencillez, su independencia respecto al resto de las variables de la instalación y su eficiencia.

#### Subsistema de consumo (Carga)

La carga se modeliza como una resistencia variable que emula el consumo de potencia activa real ( $R=V^2/P$ ). La curva de potencia se construye a partir de la lectura cada 15 minutos del contador de la compañía eléctrica y la tensión es la proporcionada por el modelo en cada instante de simulación. Aquí fue necesario colocar un control tipo ventana para evitar máximos y mínimos de tensión que puedan dañar las cargas conectadas al edificio por fluctuaciones indeseadas.

**Subsistema de respaldo energético**

En éste se almacena la energía sobrante (si la hubiere) durante el ciclo solar para abastecer a la instalación en los momentos en los que el consumo es superior a la generación. Por convención se suelen definir entre 3 y 8 días de autonomía para la instalación. En esta investigación y tras el análisis de los datos de radiación solar de los últimos 30 años en la ubicación seleccionada, se ha establecido el valor de 3 días.

El banco de baterías cubriría el 100% de la energía necesaria durante 72 horas de con-

encuentra desplegado por todo el sistema. La principal mejora respecto a lo presentado en [9] radica en la incorporación de sistemas de conmutación que protegen tanto de los picos de tensión como de los niveles bajos.

**2. SIMULACIÓN Y RESULTADOS**

Para comprobar la viabilidad del sistema propuesto se han simulado con el modelo implementado una serie de escenarios que representan situaciones reales. En todos los casos se simulan 3 días de

duración (72 h) partiendo con un nivel de carga de baterías del 70%.

**2.1. ESCENARIO I: MÍNIMA IRRADIACIÓN SOLAR EN 30 AÑOS PARA 3 DÍAS CONSECUTIVOS**

Esta simulación permite verificar el dimensionamiento de la instalación ante el escenario de irradiación más desfavorable de los últimos 30 años. Tuvo lugar los días 14, 15, y 16 de diciembre de 1999. La irradiación máxima fue de 111,11 W/m<sup>2</sup>, y la energía total disponible fue de 1992,97

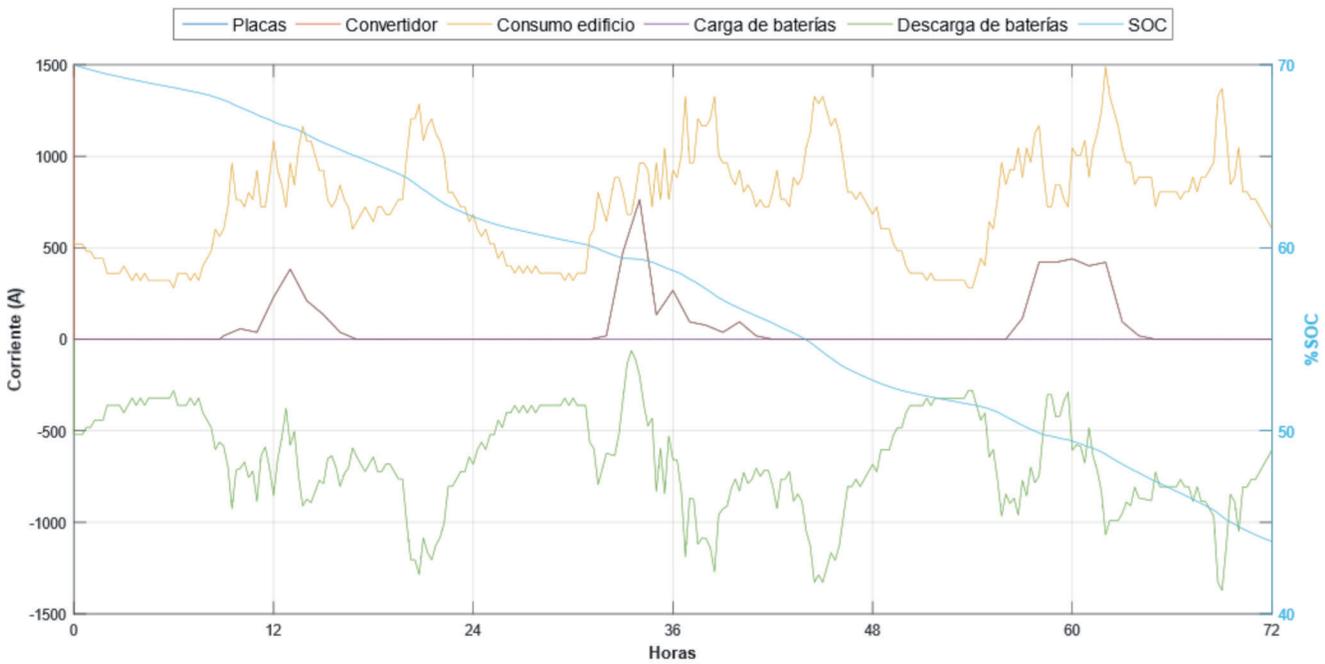


Fig. 2: Corrientes del sistema 3 días baja irradiación & SOC

sumo con la mínima generación. Dicho banco está formado por 205 baterías de litio-ferrofosfato de la marca RAYLITE, modelo 3MIL 25S de 24 V formadas por 4 celdas de 6 V. Es un modelo de batería especial para sistemas solares, que soporta descargas profundas.

El control de la energía almacenada se dimensionó para horas de poca generación solar, protegiéndose también ante descargas estacionales por debajo de 30% de su capacidad y por encima de un punto que se establece de acuerdo con cada batería para evitar las sobrecargas (en [9] sólo se dimensionó en base al consumo) y así evitar la ebullición del electrolito que provocaría la corrosión y disolución de las celdas.

**Subsistema de monitorización y seguimiento de la instalación**

Este subsistema permite monitorizar y controlar el correcto funcionamiento de los demás subsistemas de la microrred. Integra los elementos relacionados con la instrumentación de medida de la instalación y se

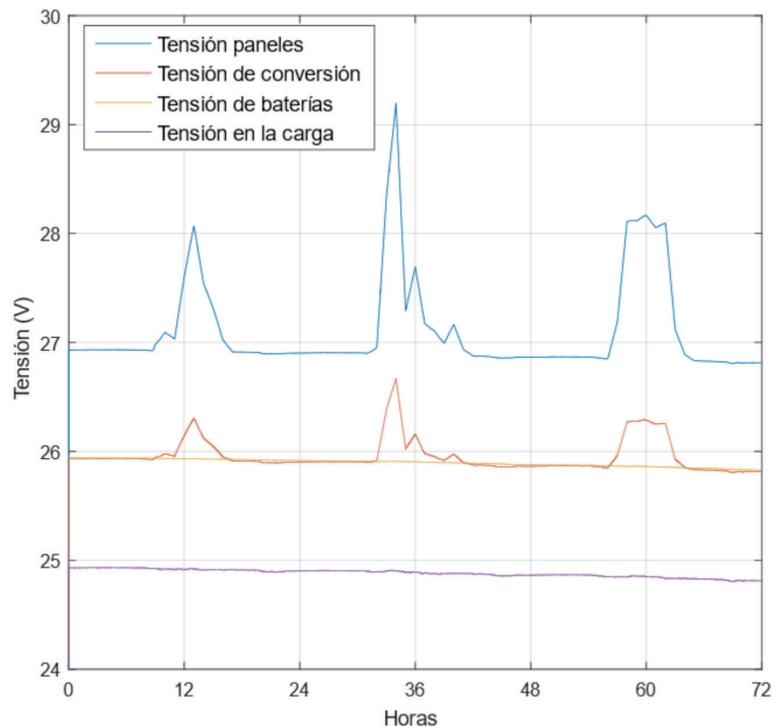


Fig. 3: Tensiones del sistema 3 días baja irradiación

Wh/m<sup>2</sup>. La temperatura varió entre un mínimo de 5 °C y un máximo de 13,9 °C, con un promedio de 7,22 °C (véase figura 5.2 el anexo material complementario). El consumo simulado para esos días corresponde al consumo real registrado en el edificio para los mismos días del año 2014.

La demanda pico fue 37 kW, con un promedio de 18,47 kW, y un consumo total de 1329,84 kWh en las 72 horas simuladas. La potencia máxima captada por las placas fue de 20,38 kW, siendo el promedio de generación unos 1,97 kW, con un total de energía generada de 151,69 kWh. En este caso destaca que la eficiencia de conversión es del 93,87%, y la del sistema es del 56,87%.

En la Figura 2 se muestra el comportamiento tanto de las corrientes como el estado de carga de las baterías o SOC. Dado que durante todo el tiempo el consumo es mayor que la generación, es el sistema de acumulación el que permite mantener activas todas las funcionalidades del edificio. De esta manera se valida el correcto dimensionamiento realizado con el sistema de almacenamiento de energía.

La corriente máxima que se generó en el buck tuvo un valor de 764,31 A, mientras que la demandada presentó un pico de 1.489,88 A. Los valores promedio de ambas fueron 75,39 A y 742,81 A respectivamente. Asimismo, se aprecia que la circunstancia desfavorable mantenida durante tres días provoca una notable y sostenida descarga del sistema de almacenamiento (del 70% al 43,95%) pudiendo soportar el sistema hasta un día más de baja generación sin

problema alguno (si este comportamiento se hiciese cíclico la vida de las baterías se reduciría a 2.700 ciclos aproximadamente, que es decir 7,39 años de vida útil).

En la Figura 3 se muestra la evolución de las tensiones del sistema. Se puede apreciar cómo el sistema de acumulación logra mantener activo y con un mínimo de fluctuaciones el nivel de tensión de alimentación de la carga.

Cabe mencionar que la tensión promedio de los paneles fue 27,10 V, del convertidor 25,95 V, de las baterías 25,89 V y de la carga 24,88 V.

## 2.2. ESCENARIO II: TRES DÍAS CONSECUTIVOS DE IRRADIACIÓN TÍPICA

Los 3 días típicos escogidos por análisis k-means (01/06/2014, 02/10/1995, y 14/11/2014) fueron emparejados con el día real correspondiente de consumo del edificio del año 2014. La irradiación típica promedio es de 91,33 W/m<sup>2</sup> para los 3 días, teniéndose el pico máximo de irradiación el día 02/10/1995 con 522,64 W/m<sup>2</sup>. La temperatura fluctúa entre un mínimo de 5 °C y un máximo de 20,4 °C, siendo características propias de las estaciones de otoño y primavera (véase Figura 5.3 el anexo material complementario).

El consumo del edificio sólo en las horas nocturnas supera a la generación. La demanda pico es 31 kW, con un promedio de 15,20 kW, y la energía total consumida en las 72 h 1094,87 kWh. La generación máxima fue de 116,55 kW, siendo el pro-

medio de generación 18,51 kW, con un total de energía generada de 1553,78 kWh. En este escenario la eficiencia de conversión es 85,78%, y la eficiencia de la instalación es un 78,62%.

En la Figura 4 se pueden apreciar los periodos en los que las baterías se cargan y el respectivo comportamiento de los flujos de corriente más importantes que actúan en la instalación. Por ejemplo, durante el segundo día de simulación, la corriente de carga de las baterías alcanza un pico de 2,65 kA. También se puede apreciar cómo la corriente que aportan las baterías a la instalación llega a un valor máximo de 1,29 kA, lo que significa que la edificación recibe la energía restante directamente del sistema de captación solar. Por otro lado, en dicho escenario se puede ver como el SOC cae a un mínimo de 68,31%, y luego se recupera para alcanzar un pico de 73,51%, caso contrario a lo que ocurría en el escenario 1. Si este nivel en la profundidad de descarga se alcanzase de manera cíclica, las baterías alcanzarían los 8000 ciclos de vida (lo que equivale a 21 años aproximadamente).

Destaca la estabilidad de la tensión de las baterías y de la salida del convertidor. Durante la simulación la primera oscila entre 22,34 V y 25,99 V, con un promedio de 24,58 V (figura 5) y la segunda presenta un valor pico de 33,21 V, y un promedio de 26,46 V. Los picos de tensión corresponden a los momentos de irradiación máxima y no representan ningún problema para la instalación ya que el sistema de control conmuta a alimentación mediante

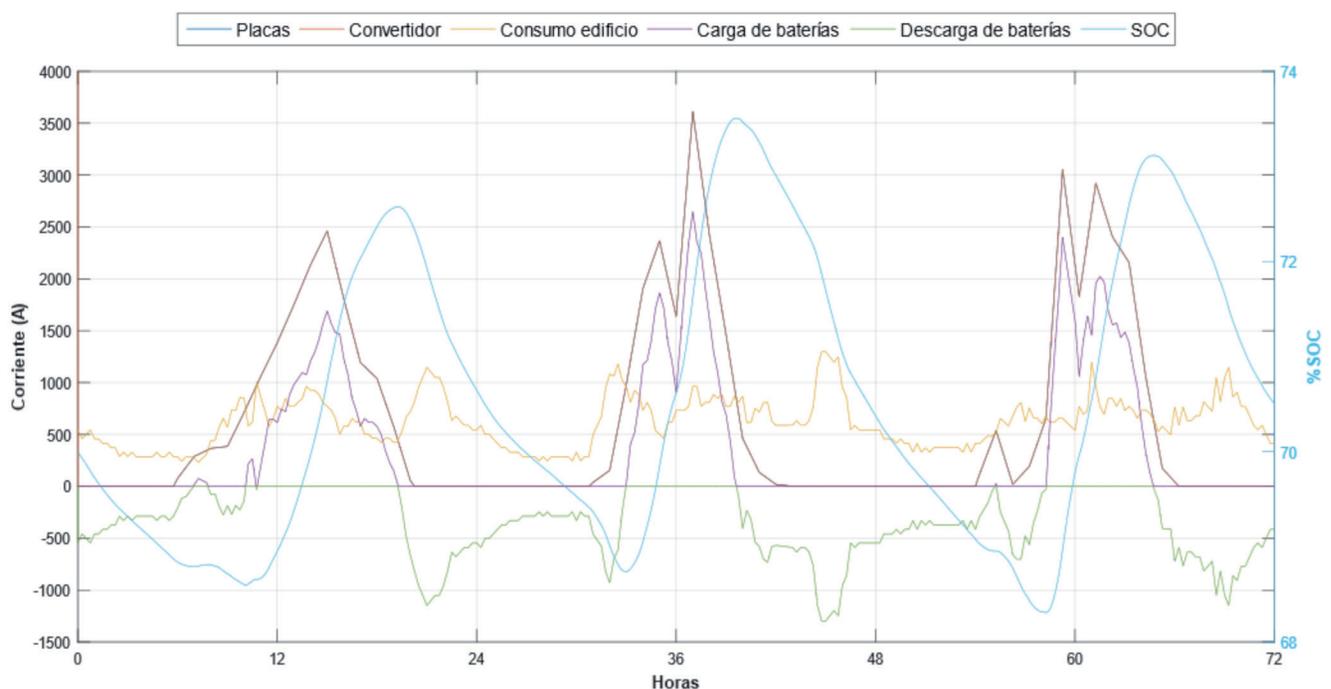


Fig. 4: Corrientes del sistema 3 días baja irradiación & SOC

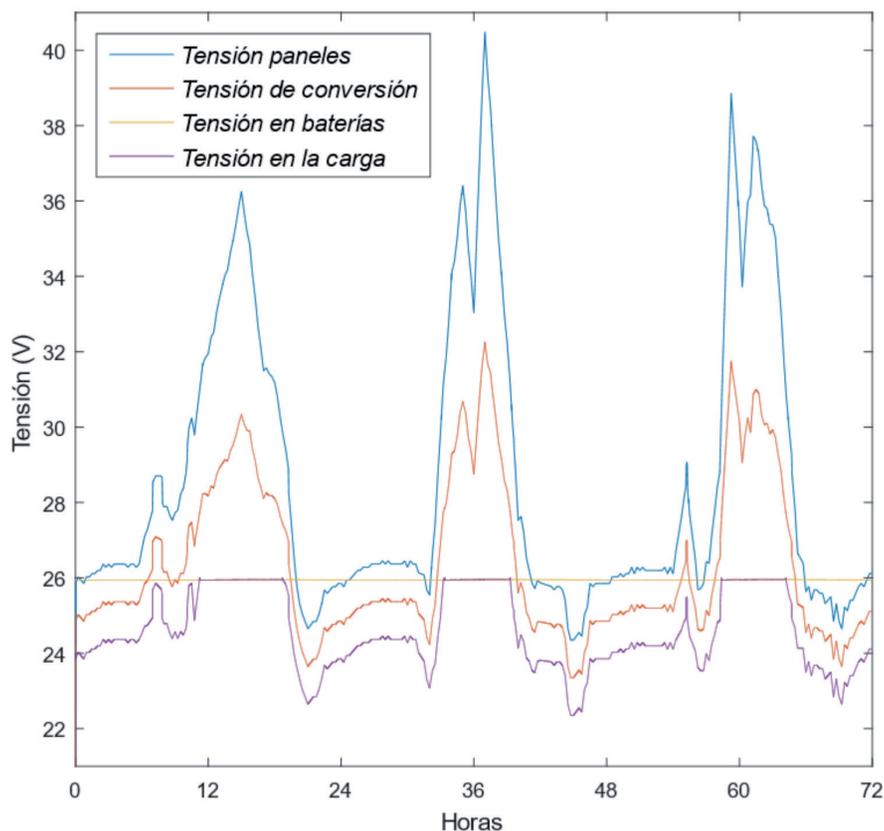


Fig. 5: Tensiones en el sistema

baterías cuando la tensión alcanza 26,4 V, es decir, un exceso de nivel del 10%.

### 3. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 3.1. REDUCCIÓN DE EMISIONES CONTAMINANTES

Uno de los aspectos favorables de este tipo de instalación es la ausencia de emisiones contaminantes en su fase de explotación. Para compararlo con el sistema eléctrico español, se presenta una evaluación de los gases contaminantes que se evitarían de acuerdo con los datos aportados por REE relativos al año 2015. Por ejemplo, solo para generar los 55.505 kWh del mes crítico se emitirían 13.154,69 kg de CO<sub>2</sub>, 30,08 kg de SO<sub>2</sub> y 20,59 kg de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), (véase la Figura 5.4 en material complementario).

#### 3.2. PRECIO DE LA INSTALACIÓN

Se realiza un cálculo (aproximado) de los costes asociados de la instalación, su tasa de retorno de la inversión, así como

otros aspectos económico-financieros que puedan servir para la correcta toma de decisiones a la hora de diseñar una instalación de este tipo. Previamente se definen los elementos que conforman la instalación resumidos de la siguiente manera:

1. Baterías Raylite (3MIL 25S), precio por kit de 24 V 665 €, por 205 kits hace una cifra de 140.000 €.
2. Paneles solares TopSun (TS-S420TA1), precio por unidad 210 €, lo que por 761 da un monto de 160.000 €.
3. Control de Carga MPP Solar (PCM60X), precio por unidad 500 €, por 30 unidades, representa una suma de 15.000 €.
4. Otros costos de instalación representan un 20 % del total, lo que se calcula en unos 63.000 €.
5. Mantenimiento, según el manual de buenas prácticas para el cálculo de costes de la PV es de 10 €/kWp/año para instalaciones de techo menores a 1 MWp [11]. Para esta instalación, de casi 320 kWp, representa un coste anual de 3.196 €. Esto incluye re-

emplazo de cualquier parte dañada y la limpieza cíclica de los paneles para evitar pérdidas por acumulación de polvo cuyo coste al final de la vida útil de la misma representa un monto aproximado de 80.000 €.

La Tabla 1 presenta los resultados de este análisis económico. Se ha estimado, por tanto, que para la conversión de la actual edificación a un edificio verde auto-sostenible se requiere una inversión inicial de aproximadamente 378.000 €, dado que la factura anual de esta instalación asciende a 75.000 €, la inversión se recuperaría en un periodo de 6 años aproximadamente para la instalación DC y 7 años para la AC (véase tabla 1).

En la misma tabla 1 se puede apreciar que se tiene una tasa interna de retorno (IRR) de un 22,54 % para la instalación DC sobre los 16,27% de la tradicional en AC. Si además se toma como base que la instalación tiene una vida útil de 25 años, el valor presente neto (NPV) representaría un ahorro próximo a un millón de euros para la instalación DC, lo que representa 142.430 € por encima de la instalación en AC sin tener en cuenta el previsible aumento del precio de la electricidad. Se realizó un análisis de hibridación para reducir los costes de la instalación en material complementario.

### 4. CONCLUSIONES

Como se ha podido observar a lo largo de este documento, una instalación de nueva planta podría, desde un punto de vista técnico proveer el servicio de energía con un coste razonable. En particular:

- La instalación tiene capacidad suficiente para mantener la estabilidad en la alimentación de la microrred con niveles de tensión  $\pm 24$  V, con una tolerancia máxima de  $\pm 17\%$ . Nótese que la mayoría de los dispositivos de uso doméstico presentan tolerancias del 20%.
- El método de dimensionamiento empleado hace exportable el diseño a otras regiones y se podría evaluar en cada caso sus plazos de amortización, dependiendo de las circunstancias locales.
- En condiciones típicas las baterías seleccionadas de la instalación podrían alcanzar 22 años de vida (casi la misma que el subsistema de generación PV).
- Existe una relación inversa entre la generación solar fotovoltaica y la eficiencia del convertidor buck.

INDICADORES	DC	AC	DIFERENCIAL
PAYBACK (AÑOS)	6	7	-1
IRR (%)	22,54	16,27	6,27
NPV (€)	954.460	812.030	142.430

Tabla 1: Indicadores económico-financieros de la instalación

Sin embargo, es necesario resaltar que una instalación de este estilo no puede ser entendida desde un punto de vista completamente aislado de la situación actual por lo que existen algunos problemas que habría que abordar:

- La rehabilitación de edificios: En el caso de edificios antiguos se tendría que evaluar la necesidad de sustituir el cableado existente. Se dimensionará el cableado de acuerdo con los nuevos parámetros de tensión y corriente presentes. Dadas las circunstancias de paso de  $240 V_{AC}$  a  $24 V_{DC}$  se prevé la necesidad de cableado de mayor sección debido al aumento de las corrientes y, por tanto, se presupone que será necesaria la instalación de una nueva tubería, que conllevaría una obra civil de bajo impacto. En cualquier caso, es necesario modificar los sistemas de seguridad y protección. El mercado actual ofrece protecciones (fusibles, descargadores de sobre tensión, varistores, magnetotérmicos, etc.), con lo que tener una instalación segura no sería ningún problema.
- Duplicación de la red: las cargas de los domicilios se pueden agrupar en bajo tensión/bajo consumo (tales como teléfonos móviles, tabletas, etc.) y alta tensión/alto consumo (televisores, ordenadores-monitores, iluminación, hornos, etc.). En un primer momento podría parecer razonable crear dos redes con distinto sección de cables, pero teniendo en cuenta que muchos aparatos ya cuentan con un transformador DC-DC de forma intrínseca para su correcto funcionamiento, se puede asumir que todo el dispositivo del grupo baja tensión/bajo consumo podrán ser alimentados desde esa fuente. En cualquier caso, se podría habilitar algún puerto de carga adicional centralizado en la edificación.
- Estandarización: actualmente hay un esfuerzo por la CE de estandarizar determinados consumos en DC [12], [13]. En un principio algunos fabricantes de aparatos de bajo consumo se resistieron a esta estandarización, pero el endurecimiento de las sanciones, así como las mejoras técnicas que están introduciendo los estándares parece que están dando sus frutos. Sin embargo, visto que los principales usuarios de redes en DC de altas prestaciones (puntos de recarga del vehículo eléctrico) no han llegado a un consenso no es de

esperar que los fabricantes del grupo de dispositivos de alta tensión/alto consumo lleguen tampoco a un consenso de forma autónoma. Visto los buenos resultados conseguidos en la franja de baja tensión/bajo consumo, es posible que la única solución viable sea la introducción de directivas comunitarias que fuercen este consenso.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a todos los involucrados en la realización de esta investigación, especialmente a los siguientes, ya que sin ellos esto no habría sido posible de llevar a cabo:

- A la Comisión Europea por financiarlo a través del programa Erasmus Mundus SUD-UE 1301256.
- Ana Gracia Scientific/Technical Project Officer F7 Renewables and Energy Efficiency del Joint Research Centre European Commission.
- A José Luis González, subdirector del Colegio Mayor por facilitar toda la información solicitada.
- A la Agencia Española de Meteorología por su colaboración en el desarrollo de la investigación.

## PARA SABER MÁS

- [1] REN21, "Energías Renovables 2016 - reporte de la situación mundial," París, 2016.
- [2] IRENA, R. Kempener, and E. Borden, "Battery storage for renewables: market status and technology outlook," Abu Dabi, 2015.
- [3] V. Vossos, K. Garbesi, and H. Shen, "Energy savings from direct-DC in U.S. residential buildings," *Energy Build.*, vol. 68, no. PARTA, pp. 223-231, 2014.
- [4] D. Encinas, F. Lopez, C. Segador, J. Cosme, and L. Cuadros, "Instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo. Análisis de viabilidad y determinación de parámetros óptimos de diseño para el proyecto," in 18th International Congress on Project Management and Engineering, 2014, no. July 2014, pp. 16-18.
- [5] E. Wesoff, "Can Residential Installers Make a Profit From Solar Priced at \$2.50 per Watt? | Greentech Media," greentechmedia, 2017. [Online]. Available: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/can-residential-installers-make-a-profit-on-2.50-per-watt-solar>. [Accessed: 14-Feb-2017].
- [6] E. Unamuno and J. A. Barrena, "Hybrid ac/dc microgrids - Part I: Review and classification of topologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1251-

1259, 2015.

- [7] B. J. Williamson, M. a. Redfern, R. K. Aggarwal, J. Allinson, C. Harris, P. Bowley, and R. Hotchkiss, "Project Edison: SMART-DC," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, no. Lvdc, pp. 1-10, 2011.
- [8] K. Blok, P. Hofheinz, and J. Kerkhoven, "The 2015 energy productivity and economic prosperity index. How efficiency will drive growth, create jobs and spread wellbeing throughout society.," 2015.
- [9] T. Castillo C., O. Kamara, A. Macarulla, and C. Borges, "Eco-Model for DC Electrical Systems in Standalone Buildings," in SESDE (Simulation for Energy, Sustainable & Environment Development), 2016.
- [10] T. Castillo-Calzadilla, A. Macarulla, and C. Borges, "Sizing algorithms for the design of a photovoltaic facility grid-off in direct current," *IEEE Lat. Am. Trans.*, 2017.
- [11] C. Tjengdrawira, M. Richter, and I.-T. Theologitis, "Best Practice Guidelines for PV Cost Calculation Accounting for Technical Risks and Assumptions in PV LCOE," 2016.
- [12] European Parliament, "Bring in a universal mobile phone charger for all makes, say MEPs," no. 20130923, Brussels, p. 20130923, 2013.
- [13] C. Gonzalez, "Este es el último año que cada móvil tendrá un cargador diferente | Smartphones | Cinco Días," *elpais.com*, 2016. [Online]. Available: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2016/01/04/smartphones/1451921118\\_894234.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2016/01/04/smartphones/1451921118_894234.html). [Accessed: 05-Sep-2017]

## MATERIAL SUPLEMENTARIO RESULTADOS COMPLEMENTARIOS DE LA SIMULACIÓN

La instalación propuesta requiere de 2113 m<sup>2</sup> y el edificio cuenta con un área de 2318 m<sup>2</sup>.

En la Figura 5.1 se muestra la cantidad de energía media diaria por semanas que pudo generar la instalación propuesta para el año 2015, y se coteja con el consumo medio diario por semanas del edificio. Se aprecia que, garantizando el suministro en las semanas críticas que corresponden a invierno (de la 45 a la 6) se puede cubrir la demanda de todo el año con holgura. Se visualiza que la edificación en las semanas 1, 2, 3, 4, 5, 9, 46, 47, 48, 49, 50, y 51 deberá apoyarse en las baterías para poder operar.

En la Figura 5.4 se muestran los gases de efecto invernadero recuperados mes a mes, por la instalación dejando en evidencia uno de los beneficios más relevantes de la conversión del edificio.

### Hibridación de la instalación

En caso de que se quisiera reducir aún más la inversión inicial necesaria para poner en marcha la edificación objeto de este estudio, se puede plantear una cogeneración. El valor de la cogeneración a gas o biogás ronda los 0,6 €/W con IVA incluido, lo que representa un valor que se debe considerar ya que la generación puramente solar PV tiene un costo de 1,18 €/W para este caso. En línea con lo anterior, siempre que se desee hibridar la instalación se deben tener en cuenta que, aunque esto representaría una ventaja económica, también se incrementarían las emisiones y disminuiría la confiabilidad del sistema con la incorporación de elementos adicionales en la configuración.

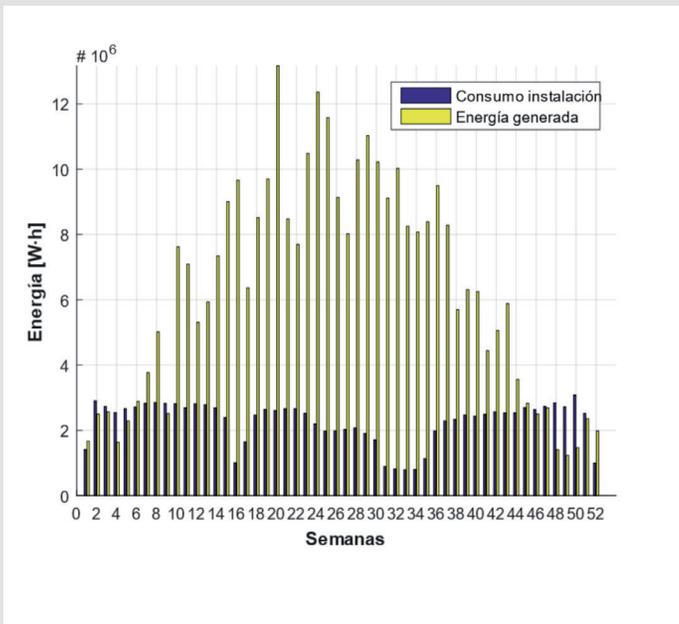


Fig. 5.1: Potencial solar vs. consumo medio semanal del edificio

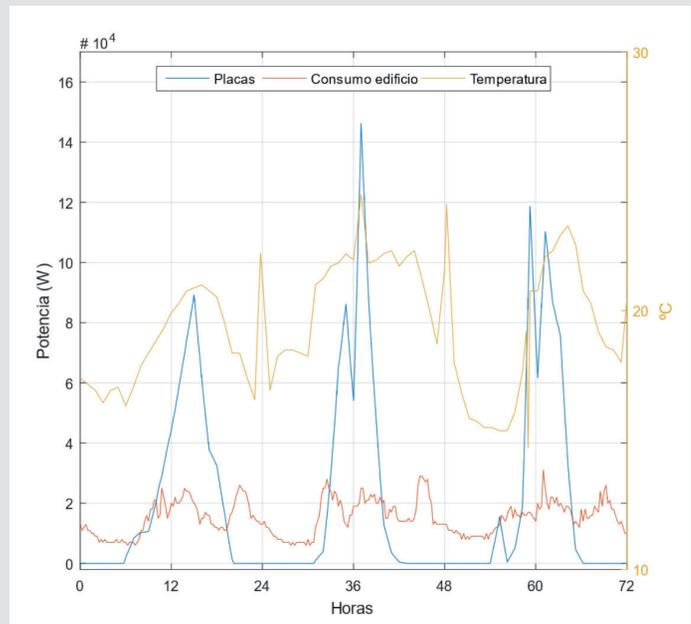


Fig. 5.3: Potencia generada, consumida y temperatura (escenario II)

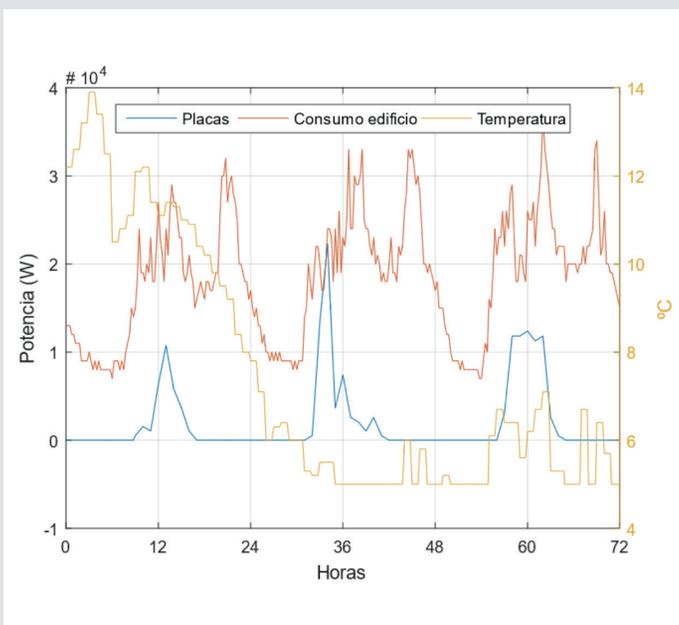


Fig. 5.2: Potencia generada, consumida y temperatura (escenario I)

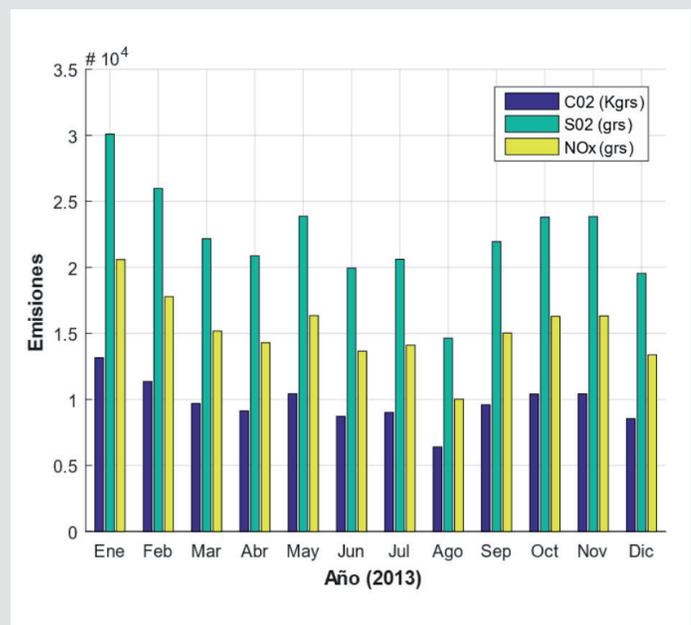


Fig. 5.4: Ahorro de emisiones contaminantes a la atmósfera