



*Promoción de inversión empresarial en innovación
de productos energéticos para edificación*

DOSSIER FINAL PROTOTIPO DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO (UEX BADAJOZ)



Índice General

1. Antecedentes.....	4
1.1 Referencias	7
2. Objeto	10
3. Desarrollo de los trabajos.....	14
4. Operación	21
5. Validación	24
5.1 Resultados correspondientes a la primera fase	24
5.2 Resultados correspondientes a la segunda fase.....	27
5.3 Resultados correspondientes a la tercera fase	29
5.4 Cumplimiento de objetivos	30
5.5 Difusión de resultados	30
Anexo I. Empresas colaboradoras	35
Fase 1. Instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento energético	35
Fase 2. Sistema de control de carga de consumo	35
Fase 3. Equipos de aerotermia	35
Logos.....	35
Listado de empresas zona EuroAce	35
Anexo II. Impreso de solicitud de patente.....	40

Índice de Figuras

Figura 1 Potencia instalada de autoconsumo en España, 2021. Fuente: UNEF	5
Figura 2 Operación del prototipo	12
Figura 3 Esquema general del prototipo	14
Figura 4 Campo solar del prototipo instalado en la EII.....	15
Figura 5 Cuarto de inversores y baterías.....	15
Figura 6 Sistema de control de carga en fabricación.....	16
Figura 7 Sistema de control de carga en sótano de la EII.....	17
Figura 8 Software LabView	17
Figura 9 Unidades exteriores.....	18
Figura 10 Hidrokit y depósitos.....	18
Figura 11 Fan coil.....	19
Figura 12 Split.....	19
Figura 13 Registrador de datos.....	20
Figura 14 Caracterización de las variables de ensayo	23
Figura 15 Operación de HVI durante el día 26 de septiembre de 2021	25
Figura 16 Operación de LVI durante el día 26 de septiembre de 2021	25
Figura 17 Consumo de carga, eficiencia promedio y energía a la entrada del inversor	26
Figura 18 Distribución de la eficiencia promedio	27
Figura 19 Energía y eficiencia en BD 1 kW test. Izquierda: HVI. Derecha: LVI.	28
Figura 20 Energía y eficiencia en BD 1,5 kW test. Izquierda: HVI. Derecha: LVI.	28
Figura 21 Energía y eficiencia en BC test. Izquierda: HVI. Derecha: LVI.	29
Figura 22 Eficiencia energética media de los ensayos en las categorías BD, DPV y BC.....	29
Figura 23 Artículos en revistas Energy and Buildings y Batteries	31
Figura 24 Artículo en revista Journal of Energy Storage	32
Figura 25 Información acerca de la revista Energy and Buildings (impacto JCR 2021) Fuente: Clarivate.....	33
Figura 26 Información acerca de la revista Journal of Energy Storage (impacto JCR 2021) Fuente: Clarivate.....	33
Figura 27 Información acerca de la revista Batteries (impacto JCR 2021) Fuente: Clarivate.....	33
Figura 28 Publicación en CUIEET	34
Figura 29 Publicación en Congreso sobre Innovación y Sostenibilidad en la Vivienda Social organizado por la Junta de Andalucía en Granada.....	34
Figura 30 Logos de las empresas intervinientes.....	35

Índice de Tablas

Tabla 1 Caracterización del prototipo	11
Tabla 2 Compatibilidad del prototipo.....	11
Tabla 3 Categorías y tipos de ensayos.....	22
Tabla 4 Listado completo de empresas zona EuroAce	36

1. Antecedentes

La preocupación por la contaminación, el cambio climático y la escasez de recursos fósiles ha impulsado la transición global hacia una “economía verde” sustentada por un modelo energético sostenible. Actualmente, los combustibles fósiles dominan el sistema energético mundial, representando más del 80% del suministro total de energía (Tian et al., 2022). Como consecuencia del gran volumen de CO₂ emitido, la temperatura promedio global aumentó en torno a 1°C con respecto a niveles preindustriales (Meng et al., 2018; Xiao et al., 2018), pudiendo incrementarse hasta 1,5°C en las próximas décadas (Fawzy et al., 2020). El reto consiste en evitar el constante aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y así cumplir el Acuerdo de París, con el que se pretende combatir el cambio climático e intensificar las acciones necesarias para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono.

En el año 2021, la potencia global instalada de nuevas instalaciones de energía renovable fue aproximadamente 290 GW, superando el récord de 280 GW instalados durante 2020. The Renewables Market Report estableció que el crecimiento se acelerará a un promedio de 305 GW/año desde 2021 hasta 2026, donde la potencia mundial de energías renovables alcanzará los 4.800 GW, es decir, un 60 % más que a finales de 2020 (Global Renewable Capacity Growth at Record in 2021 and Will Accelerate through 2026: IEA | IHS Markit, n.d.). Además, atendiendo a la situación geopolítica y energética mundial actual, el fomento y uso de las energías renovables se considera será intensificado de forma sustancial en los próximos años en la Unión Europea (UE).

Siguiendo esta línea, la descarbonización del sector de la edificación es clave para disminuir las emisiones GEI, ya que la demanda de energía en los edificios supera un tercio del consumo de energía final mundial y es responsable de en torno al 40% del total de las emisiones globales de CO₂ (Charles et al., 2019; International Energy Agency, n.d.). La principal medida de actuación debe ser el uso de las fuentes de energía autóctonas y limpias en la producción de energía. En este sentido, la producción de energía a través del recurso solar ha sido ampliamente considerada como una de las soluciones más eficaces y eficientes para hacer frente a los problemas de agotamiento de combustibles fósiles, las emisiones de gases de efecto invernadero y la creciente demanda de consumo de energía. En la última década, la potencia instalada de energía fotovoltaica (PV) ha aumentado significativamente en todo el mundo debido a una aceptación generalizada de la tecnología fotovoltaica en la población mundial. Esto es debido a la reducción de los costes del sistema, los altos precios de la electricidad y la aplicación de políticas de apoyo a la energía renovable por parte de los gobiernos, así como la búsqueda de ahorro en las facturas energéticas y la disminución de emisiones de GEI, entre otros (Y. Li et al., 2021; Young et al., 2019). En 2021, 25 de los 27 estados miembros de la UE desplegaron más energía solar que el año anterior. Alemania se consolidó como el principal mercado solar europeo con 5,3 GW adicionales instalados, seguido de España (3,8 GW), Países Bajos (3,3 GW), Polonia (3,2 GW) y Francia (2,5 GW) (EU Market Outlook for Solar Power 2021-2025 - SolarPower Europe, n.d.).

En este sentido, una actividad interesante es apostar por el autoconsumo y la generación distribuida, consumiendo la energía generada por la instalación fotovoltaica propia a la vez que se disminuye el uso de la energía procedente de la red. Si ya se tenía una previsión del aumento de las energías renovables en edificación, la situación energética mundial, junto con la mejora de la tecnología y los costes, ha provocado un desarrollo aún mayor de los sistemas fotovoltaicos para autoconsumo en la edificación. Así, España en los últimos años ha aumentado de forma exponencial su potencia instalada. El autoconsumo fotovoltaico creció más de un 100% en 2021 en España, según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en 2021 se instalaron 1.203 MW de nueva potencia fotovoltaica de autoconsumo, lo que supone un incremento del 101,84% con respecto a 2020, cuando se pusieron en marcha 596 MW. La mayoría de la nueva potencia se instaló en el sector industrial (41%) y otro 32% se instaló en el

sector residencial. En la Figura 1 se ponen de manifiesto los datos de crecimiento expuestos anteriormente.

Potencia instalada de autoconsumo 2021

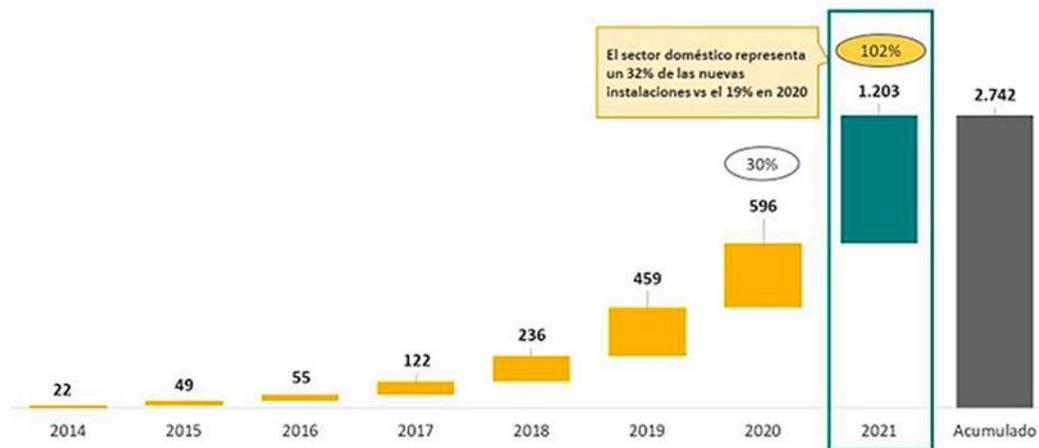


Figura 1 Potencia instalada de autoconsumo en España, 2021. Fuente: UNEF

Sin embargo, las características intermitentes e incontrolables, tanto de la generación de energía renovable como de los patrones de las curvas de demanda de los edificios, provocan un desajuste entre la generación y el consumo. La resolución de este desajuste se ha convertido en un problema generalizado. Para eliminar este desfase existente, resulta necesario el desarrollo de formas de almacenamiento de energía que permitan mejorar la gestionabilidad energética y optimizar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos.

De esta forma, en los últimos años, las baterías adquirieron un gran interés en el sector edificación debido a su rápida respuesta y posibilidad para lograr independencia energética. Así pues, la combinación de generación de energía solar fotovoltaica y baterías tiene el potencial de mejorar significativamente el grado de descarbonización y los beneficios de los consumidores (Freitas Gomes et al., 2020; Nyholm et al., 2016a). Se prevé que la capacidad de almacenamiento de baterías instaladas a nivel mundial aumente de 29 GWh en 2020 hasta 81 GWh en 2024 (Syed et al., 2020). En Europa, a nivel de edificios residenciales se espera que los sistemas solares con almacenamiento crezcan más del 400%, con un desarrollo que va desde los 3 GWh de capacidad de almacenamiento instalada en 2020 hasta los 12,8 GWh en 2025.

En este aspecto, Klingler (Klingler, 2018) manifestó que las baterías de iones de litio son actualmente la tecnología dominante y Mulleriyawage and Shen (Mulleriyawage & Shen, 2020), profundizando en la química de las baterías, situaron a la batería LiFePO (litio-hierro-fosfato) como la mejor opción para uso en edificios debido a su capacidad de carga rápida, versatilidad y un voltaje de descarga constante que favorece su durabilidad.

De hecho, la viabilidad técnica y económica de instalaciones con almacenamiento energético ha sido objeto de estudio entre la comunidad científica. Baniyadi et al. (Baniyadi et al., 2020) expusieron que el uso de almacenamiento con batería no es una solución atractiva desde el punto de vista del consumidor debido a la baja capacidad para el retorno de la inversión, alcanzando un periodo de amortización largo. Roberts et al. (Roberts et al., 2019) expresaron que la rentabilidad de las

instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento en baterías para los edificios es altamente dependiente de la heterogeneidad del perfil de consumo y, si la instalación no es subvencionada, es raramente rentable con los costes existentes actuales.

No obstante, la instalación de un sistema fotovoltaico con baterías para autoconsumo no es igualmente rentable para todos los consumidores. Investigaciones anteriores reflejaron la existencia de una gran variabilidad en la rentabilidad de estos sistemas, incluso entre idénticos componentes funcionando bajo las mismas condiciones locales y tarifas eléctricas, instalados en edificios distintos (Beck et al., 2016; Nyholm et al., 2016b). En relación con eso, Li and Tseng (K. Li & Tseng, 2015) expusieron que las características de estos sistemas requieren un análisis exhaustivo de las propiedades básicas como el voltaje, intensidad o capacidad de la batería.

Desde el punto de vista de la aplicación de sistemas para autoconsumo fotovoltaico con baterías, el análisis de estos parámetros es de máxima relevancia y puede evaluarse a través de la eficiencia energética, ya sea del sistema o de los componentes individuales.

Sin embargo, hasta ahora existen muy pocos estudios que se ocupen de la evaluación y la comparación del rendimiento energético en sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para autoconsumo en edificios, que ayuden al usuario a rentabilizar al máximo su sistema de generación renovable.

De esta forma, uno de los objetivos principales de los trabajos realizados en el marco de este proyecto ha sido analizar el efecto de operar a diferentes niveles de voltaje en sistemas fotovoltaicos con baterías para autoconsumo controlando la carga, y así optimizarlo para diferentes potencias demandadas. Para ello, se diseñó un sistema de control de carga (LC control system) para las dos instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con baterías, con objeto de profundizar en cuál de los sistemas es más eficiente y bajo qué condiciones de funcionamiento. Posteriormente, se evaluó cómo el nivel de voltaje en el funcionamiento y la potencia eléctrica demandada afectan a la eficiencia energética de los sistemas.

Como se ha comentado anteriormente, la actuación sobre los edificios es una excelente oportunidad para reducir el consumo energético, ya que la demanda de energía en estos supera un tercio del consumo de energía final mundial y es responsable de en torno al 40% del total de las emisiones globales de CO₂. La Directiva 2018/844/UE estableció que aproximadamente el 75% de los edificios existentes son ineficientes energéticamente, mientras que sólo el 1% de dichos edificios se someten a una renovación para mejorar su eficiencia energética. Asimismo, Ascione et al. declararon que dos tercios de los edificios de la Unión Europea (UE) fueron construidos cuando no se exigía el cumplimiento de requisitos de eficiencia energética y, además, manifestaron que los edificios de nueva construcción son escasos en los países desarrollados de la UE, aproximadamente entre el 0,4 y 1,2% del total por año. A esto se suma que entre el 75-90% del parque actual de edificios se seguirá usando en el año 2050. Por tanto, es necesaria la renovación energética de los edificios existentes para lograr los objetivos energéticos marcados.

Según el Instituto Nacional de Estadística (INE), en 2019, el número de hogares en España era de 18.625.700. En dicho año, el consumo de energía final del sector residencial alcanzó un 16,9% con respecto al total de consumo de energía final en España, siendo superado únicamente por los sectores del transporte e industria (43,9 y 23,6%, respectivamente). Profundizando en el consumo energético del sector residencial, se observó un uso de energía eléctrica del 43% con respecto a la demanda total. Sin embargo, el consumo de energía a partir de recursos renovables es del 19,4%, esto es, un porcentaje similar al consumo de energía procedente de productos petrolíferos o al de gases (16,4 y 20,6%, respectivamente).

Atendiendo al desglose energético por usos, la energía consumida por la calefacción alcanzó un 39,4% con respecto al total, seguido por los electrodomésticos con un 27,2%, ACS con un 19,2%, cocina con

un 8,0% e iluminación con un 5,2%. En climas tropicales, la energía consumida por calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) puede superar el 50% del consumo total de energía de un edificio. Por lo tanto, según estos datos, existe un enorme potencial para mejorar la eficiencia general de los sistemas de climatización en los edificios.

En este sentido, las bombas de calor son una de las tecnologías clave para ayudar al cumplimiento de los objetivos energéticos fijados por la UE, impulsando la reducción de las emisiones ligadas a la calefacción en el sector de la edificación. El Plan REpowerEU pretende duplicar la tasa de uso de bombas de calor en un horizonte próximo. Se prevé que el número de bombas de calor instaladas en todo el mundo aumentará desde los 180 millones en 2020 a alrededor de 600 millones en 2030 (REpowerEU: una energía asequible, segura y sostenible para Europa, 2022). Se trata de una solución totalmente renovable cuando se combinan con instalaciones de energía renovables integradas en los edificios, por lo que la electrificación de los consumos es una palanca importante para eliminar gradualmente los combustibles fósiles.

Sin embargo, la eficiencia del sistema de bomba de calor y su impacto se pueden mejorar con la integración de sistemas inteligentes junto con energía fotovoltaica y almacenamiento de energía por medio de baterías. Así, la principal medida de actuación debe ser su combinación con las fuentes de energía autóctonas y limpias en la producción de energía.

El prototipo desarrollado en La Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Extremadura se enmarca en este contexto y se encuentra dentro de las tres temáticas que se están abordando dentro del proyecto INTERREG POCTEP denominado “Promoción de la inversión empresarial en innovación de productos energéticos para la edificación”, con acrónimo INNOINVEST, y que se está llevando a cabo por un consorcio de 15 socios de la región EUROACE de España y Portugal. Concretamente, este prototipo es uno de los seis desarrollados en la Actividad 2, Programa de asesoramiento INNOINVEST, acción 2.3, Acciones de demostración (prototipos) y patentado, del citado proyecto. Hay que destacar, que su periodo de ejecución abarca desde el 1 de octubre de 2017 hasta el 31 de marzo de 2023. Para este prototipo han intervenido los grupos de investigación ENERMyT, Grupo de Tecnología Electrónica y M@rkDO, los tres pertenecientes al catálogo de grupos de investigación del Sistema Extremeño de Ciencia, Tecnología e Innovación (SECTI) de la Junta de Extremadura.

Así, y de forma general, el prototipo está compuesto por dos instalaciones fotovoltaicas, dos baterías de almacenamiento, un sistema de control de carga y dos sistemas de climatización por aerotermia, uno mediante una bomba de calor aire agua y otro mediante una bomba de calor aire aire. A continuación, en el apartado Objeto, se detalla el citado prototipo.

1.1 Referencias

Ascione, F., Bianco, N., De Masi, R.F., Mauro, G.M., Vanoli, G.P. Energy retrofit of educational buildings: Transient energy simulations, model calibration and multi-objective optimization towards nearly zero-energy performance, *Energy Build.* 144 (2017) 303–319. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.03.056>.

Baniasadi, A., Habibi, D., Al-saedi, W., Masoum, M. A. S., & Das, C. K. (2020). Optimal sizing design and operation of electrical and thermal energy storage systems in smart buildings. *Journal of Energy Storage*, 28(January), 101186. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101186>

Beck, T., Kondziella, H., Huard, G., & Bruckner, T. (2016). Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems. *Applied Energy*, 173, 331–342. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.04.050>

Charles, A., Maref, W., & Ouellet-plamondon, C. M. (2019). Energy & Buildings Case study of the upgrade of an existing office building for low energy consumption and low carbon emissions. *Energy & Buildings*, 183, 151–160. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.10.008>

EU Market Outlook for Solar Power 2021-2025 - SolarPower Europe. (n.d.). Retrieved June 6, 2022, from <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/market-outlook>

Fawzy, S., Osman, A. I., Doran, J., & Rooney, D. W. (2020). Strategies for mitigation of climate change: a review. *Environmental Chemistry Letters* 2020 18:6, 18(6), 2069–2094. <https://doi.org/10.1007/S10311-020-01059-W>

Freitas Gomes, I. S., Perez, Y., & Suomalainen, E. (2020). Coupling small batteries and PV generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 126(March), 109835. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109835>

Global renewable capacity growth at record in 2021 and will accelerate through 2026: IEA | IHS Markit. (n.d.). Retrieved June 2, 2022, from <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/global-renewable-capacity-growth-at-record-in-2021-and-will-ac.html>

International Energy Agency. (n.d.). EIA projects that renewables will provide nearly half of world electricity by 2050 - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration. Retrieved June 25, 2021, from <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41533>

Klingler, A. L. (2018). The effect of electric vehicles and heat pumps on the market potential of PV + battery systems. *Energy*, 161, 1064–1073. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.210>

Li, K., & Tseng, K. J. (2015). Energy efficiency of lithium-ion battery used as energy storage devices in micro-grid. *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 5235–5240. <https://doi.org/10.1109/IECON.2015.7392923>

Meng, B., Liu, Y., Andrew, R., Zhou, M., Hubacek, K., Xue, J., Peters, G., & Gao, Y. (2018). More than half of China's CO₂ emissions are from micro, small and medium-sized enterprises. *Applied Energy*, 230, 712–725. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2018.08.107>

Mulleriyawage, U. G. K., & Shen, W. X. (2020). Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: An Australian household case study. *Renewable Energy* (Vol. 160, pp. 852–864). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.022>

Nyholm, E., Goop, J., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2016a). Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency. *Applied Energy*, 183, 148–159. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.08.172>

Nyholm, E., Goop, J., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2016b). Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency. *Applied Energy*, 183, 148–159. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.08.172>

REPowerEU: una energía asequible, segura y sostenible para Europa, (n.d.). https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_es (accessed December 22, 2022).

Syed, M. M., Hansen, P., & Morrison, G. M. (2020). Performance of a shared solar and battery storage system in an Australian apartment building. *Energy and Buildings*, 225, 110321. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2020.110321>

Tian, J., Yu, L., Xue, R., Zhuang, S., & Shan, Y. (2022). Global low-carbon energy transition in the post-COVID-19 era. *Applied Energy*, 307, 118205. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.118205>

Xiao, H., Sun, K.-J., Bi, H.-M., & Xue, J.-J. (2018). Changes in carbon intensity globally and in countries: Attribution and decomposition analysis. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.158>

2. Objeto

El objeto del trabajo de la UEx en Badajoz en la Actividad 2 del presente proyecto, consiste en el desarrollo de un prototipo en el ámbito del Almacenamiento energético en colaboración con las empresas de la zona EuroAce.

Como se indicará posteriormente, el prototipo desarrollado por la UEx en Badajoz engloba distintas partes instaladas en tres fases diferenciadas.

En una primera fase, se diseñó un sistema experimental formado por dos instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo con baterías que trabajan a diferentes voltajes. Una de ellas opera en bajo voltaje (Low Voltage Installation, LVI) y la otra en alto voltaje (High Voltage Installation, HVI). Se situó en la Escuela de Ingenierías Industriales de Badajoz, cuya latitud, longitud y altitud del emplazamiento son 38° 53', 6° 58' W y 186 m, respectivamente.

El prototipo está compuesto por dos campos solares fotovoltaicos. Cada uno tiene una potencia de 2,7 kWp, formado por 6 paneles de silicio monocristalino fijos con capa PERC (Passivated Emitter Rear Cell). El fabricante del modelo empleado es Canadian Solar, CS3W-450MS. En cuanto a su montaje, se colocaron horizontalmente sobre soportes prefabricados de hormigón SOLARBLOC® con 30° de inclinación. El conexionado es diferente en cada campo solar. Para la LVI se conectaron 2 hileras en paralelo de 3 módulos enlazados en serie (2x3), mientras que para la HVI todos los módulos se conectaron en serie (1x6).

El flujo de energía producido por cada campo solar fotovoltaico es gestionado a través de equipos instalados entre los paneles fotovoltaicos y las cargas que demandan energía. Estos componentes son un regulador de carga, dos inversores y dos baterías. Para la LVI se seleccionó un regulador de carga MPPT, SmartSolar 250/70 con interfaz VE.Can, y un inversor, MULTIPLUS-II 48/3000/35-32, fabricados por Victron Energy. Para el almacenamiento de la energía generada se instaló una batería de litio de Bajo Voltaje (LV), cuyo fabricante y modelo son BYD y B-BOX PREMIUM LVS 8, respectivamente. Para la HVI se empleó un inversor híbrido. En este caso, a diferencia de la LVI, no se requirió la instalación de un cargador solar, ya que este inversor convierte la energía de corriente continua a corriente alterna y actúa además como cargador de baterías. El modelo elegido fue Primo GEN24 3 Plus con 2 entradas MPPT del fabricante Fronius. Finalmente, se seleccionó una batería de Litio Alto Voltaje, cuyo fabricante y modelo son BYD y B-BOX PREMIUM HVS 7.7, respectivamente.

La Tabla 1 muestra los principales datos técnicos de los componentes instalados. Por su parte, la Tabla 2 recoge la compatibilidad conjunta entre los componentes que conforman el prototipo tras realizar sus respectivos ajustes por tensión, por intensidad y por potencia.

La finalidad de la estrategia de operación en los sistemas HVI and LVI, mostrada en la Figura 2, es maximizar el autoconsumo. Así pues, la energía procedente del campo solar se programa preferentemente para alimentar la demanda. Si la producción renovable es mayor a la demanda, el excedente de energía se almacena en las baterías. En cambio, si la demanda es superior a la generación de energía fotovoltaica, el sistema de almacenamiento intenta satisfacer la diferencia. Por su parte, cuando la energía demandada es superior a la suma de la energía procedente del campo solar y de la energía entregada por la batería, esta se aporta desde la Grid. Por tanto, según la relación entre las variables en cada toma de datos, el funcionamiento del sistema cambia de acuerdo con las prioridades establecidas.

Tabla 1 Caracterización del prototipo

Equipamiento	Características técnicas	LVI	HVI
Módulos fotovoltaicos	Máxima potencia nominal (P_{max} , W)	450	450
	Voltaje máxima potencia (V_{mp} , V)	41,1	41,1
	Intensidad máxima potencia (I_{mp} , A)	10,96	10,96
	Eficiencia del módulo (%)	20,4	20,4
	Configuración de celda	144 [2x (12 x 6)]	144 [2x (12 x 6)]
Regulador de carga	Voltaje de la batería (V)	12/24/48	-
	Corriente de carga nominal (A)	70	-
	Potencia FV nominal, 48 V (W)	4.000	-
Inversor	Rango voltaje de entrada DC (V)	38-66	65-530
	Potencia de salida AC (W)	3.000	3.000
	Eficiencia máxima (%)	95	97,6
	Máxima corriente de entrada (MPPT1/MPPT2, A)	-	22/12
	Producción máxima del generador FV (kWp)	-	4,5
Batería	Capacidad de almacenamiento (kWh)	8	7,68
	Máxima corriente de salida (A)	130	25
	Voltaje nominal (V_b , V)	51,2	307
	Tecnología de la celda	Fosfato de hierro y litio	
	Eficiencia	≥ 95	≥ 96

Tabla 2 Compatibilidad del prototipo

Componentes	Parámetros	HVI		LVI	
		Valor	Condición	Valor	Condición
Módulos fotovoltaicos	Número (Paralelo x Serie)	1x6	-	2x3	-
	$V_{max SA}$ (V)	246,6	-	123,3	-
	$I_{max SA}$ (A)	10,96	-	21,92	-
	P (kWp)	2,7	-	2,7	-
Regulador de carga	Corriente de carga nominal (A)	No necesario (inversor híbrido)		70	$> I_{max SA}$
	Potencia FV nominal, 48 V (W)			4.000	$> P$
Inversor	Máxima corriente de entrada (A)	22 /12	$> I_{max SA}$	Función de regulador de carga	
	Producción máxima del generador FV (kWp)	4,5	$> P$		
	Potencia de salida (W)	3.000	$\approx 0,9 \cdot P$	3.000	$\approx 0,9 \cdot P$
	Rango voltaje de entrada DC (V)	65-530	$65 < V_{max SA} < 530$	38-66	$38 < V_b < 66$
Batería	Voltaje nominal (V_b , V)	307	-	51,2	-

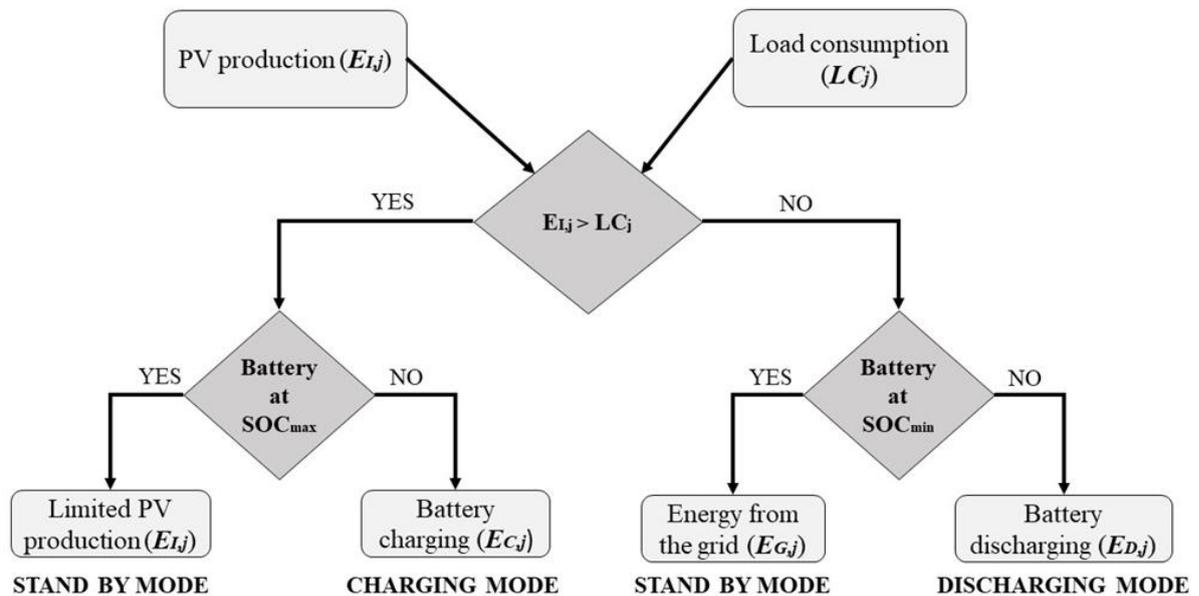


Figura 2 Operación del prototipo

Ahora bien, como complemento al prototipo, en la segunda fase se desarrolló e integró un sistema para controlar la carga de consumo denominado sistema de control de carga (LC control system). Su diseño e instalación se basó en la necesidad de controlar el modo de funcionamiento de los dos sistemas fotovoltaicos, otorgando al investigador la capacidad para emular y modificar patrones de consumo según sus intereses. Por tanto, las salidas de las dos instalaciones fotovoltaicas se conectaron al LC control system, eliminando la incertidumbre de operar con potencias demandadas no controladas e impredecibles.

El nuevo sistema incorporó dos circuitos de carga independientes, LC_1 y LC_2 , con consumos entre 0 y 3 kW y con posibilidad de realizar incrementos de 250 W. La carga máxima que demandaron los circuitos de potencia se dimensionó en base a la potencia nominal de los inversores, ya que este parámetro establece el límite de energía que es capaz de convertir de DC a AC.

Tanto las cargas como el sistema encargado de su control se integraron en una estructura metálica tipo mural provista de ruedas para su transporte, cuyas dimensiones son 1,909x1,190x0,550 m (HxWxD). Se dispusieron 24 lámparas infrarrojas, de potencia unitaria 250 W (12 lámparas para cada circuito). Se incluyó un cuadro con los relés, contactores y la tarjeta de adquisición de datos encargados de controlar el encendido y apagado de dichas cargas. Para la instrumentación del controlador de carga variable se empleó Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench (LabVIEW) software, siendo una plataforma para el diseño de sistemas y un entorno de desarrollo con lenguaje de programación visual de National Instruments. Además, se utilizó un PC externo para fijar el patrón de cargas (LC pattern), ya sea variable o constante, a satisfacer por los dos sistemas fotovoltaicos durante los ensayos. LC control actualizó la orden de encendido-apagado de cargas cada 15 minutos, por lo que la potencia demandada por las cargas pudo modificarse en dicho tiempo. Para que el consumo de energía fuera idéntico en los dos circuitos de carga LC_1 y LC_2 , se requirió una entrada externa de energía eléctrica desde la Grid hacia el circuito de control de cargas (LCc).

Por último, en la tercera fase, completando de esta forma el prototipo, se han instalado dos sistemas de climatización por aerotermia, con la finalidad de analizar la hibridación de estos con los sistemas fotovoltaicos y la energía almacenada en las baterías de litio. Estos sistemas se componen de una

bomba de calor aire agua y una bomba de calor aire aire y dan servicio a uno de los laboratorios del citado emplazamiento, concretamente, al laboratorio C.0.2 de La Escuela de Ingenierías Industriales de la UEx, el cual cuenta con una superficie 45 m².

La bomba de calor aire agua es de tipo bibloc o partida y consta de una unidad exterior (modelo AHW-080HCDS1) y una unidad interior de intercambio térmico con el agua tipo HIDROKIT (modelo AHM-080HCDSAA), ambas de marca HISENSE. El emisor elegido para climatizar la estancia es un fan coil, marca GREE (modelo FP-170ZD-K(E)), con una potencia frigorífica de 8,9 kW y una potencia calorífica de 10,8 kW. Hay que destacar, la existencia de dos depósitos de inercia de 50 l cada uno, de la marca Ibaiondo, situados entre el HIDROKIT y el fan coil.

La bomba de calor aire aire es tipo Split, de expansión directa. El fabricante es GREE y el modelo PULAR 24, con una potencia frigorífica de 6,2 kW y una potencia calorífica de 6,5 kW.

Las unidades exteriores de ambas bombas de calor se ubican en un patio interior de La Escuela, entre los módulos B y C, junto al laboratorio mencionado anteriormente.

Ambos sistemas utilizan R-32 como refrigerante.

El sistema de climatización también cuenta con una serie de sondas y un sistema de adquisición de datos, para hacer posible de esta forma la monitorización completa de la instalación. Las sondas instaladas son seis y recogen las temperaturas a lo largo del tiempo de distintos puntos del sistema, los cuales se enumeran a continuación:

1. Temperatura de impulsión de aire del fan coil.
2. Temperatura de admisión de aire del fan coil.
3. Temperatura de impulsión de agua del hidrokit.
4. Temperatura de retorno de agua del hidrokit.
5. Temperatura de admisión de aire del Split.
6. Temperatura de impulsión de aire del Split.

Los valores recogidos por estas sondas a lo largo del tiempo se muestran a través de un Registrador de Datos CAMRegis, modelo AKO - 15740 y se almacenan en un servidor web, modelo AKO - 5012.

Mediante el tratamiento de los datos proporcionados por las sondas de medición se pretende analizar el rendimiento estacional (SCOP y SEER) de las bombas de calor en función de su alimentación eléctrica, ya sea desde la instalación de bajo voltaje (LVI) en aislada, desde la instalación de alto voltaje (HVI) en aislada o desde cualquiera de las dos junto a la red eléctrica.

En la Figura 3 se muestra un esquema general del prototipo. La notación 1, 2 y 3 de la citada figura hace referencia al modo de conexión de los equipos con HVI, LVI y la red en el cuadro eléctrico. La bomba de calor aire agua podrá conectarse a HVI o a LVI, pero nunca a las dos de forma simultánea, al igual que la bomba de calor aire aire. Por su parte, el sistema de control de carga si está conectado simultáneamente a HVI y LVI, ya que los dos circuitos de 12 lámparas cada uno (LC₁ y LC₂) de los que dispone se conectan uno a HVI y el otro a LVI.

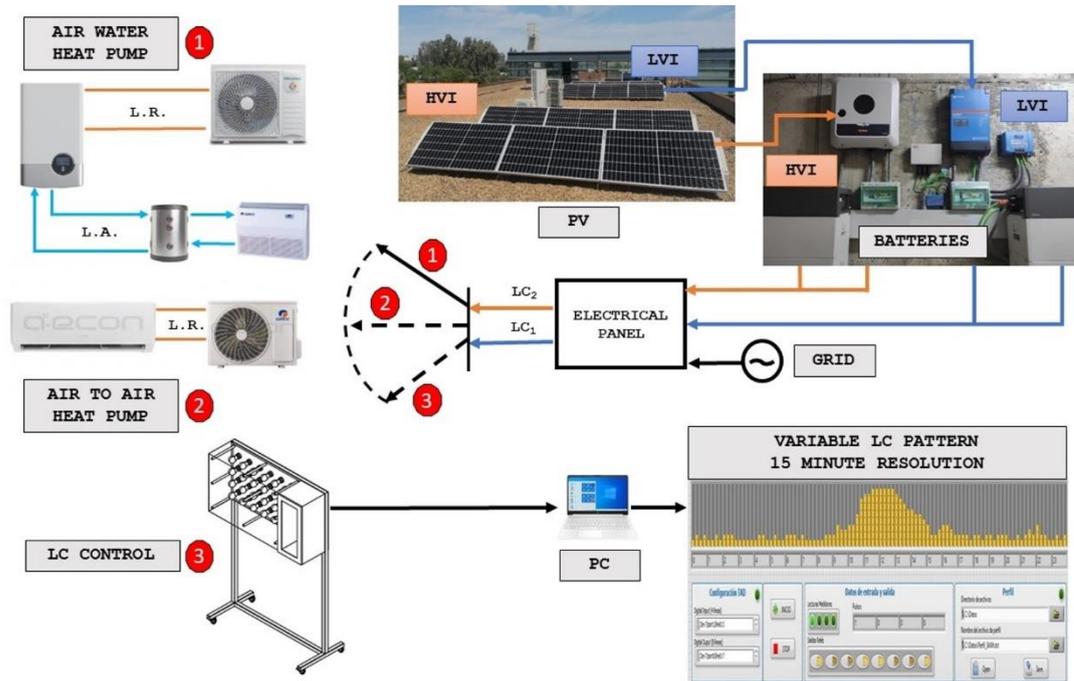


Figura 3 Esquema general del prototipo

3. Desarrollo de los trabajos

La instalación del prototipo puede dividirse en tres fases, las cuales se describen a continuación.

En la primera fase, se instalaron, en el período transcurrido entre los meses de junio y agosto de 2021, los campos solares fotovoltaicos, así como los inversores y las baterías de almacenamiento. Estas tareas fueron realizadas por las empresas intervinientes y supervisadas por el Grupo ENERMYT y la UTOM, Unidad Técnica de Obras y Mantenimiento de la UEx. Ente otras, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Limpieza de las zona y retirada de equipos antiguos en desuso.
- Descarga de los equipos.
- Izado de paneles fotovoltaicos y soportes de hormigón a azotea con un camión grúa.
- Colocación de paneles sobre soportes en azotea y conexionado.
- Instalación de baterías, inversores, regulador de carga, protecciones, etc., en la estancia seleccionada.
- Recorrido de cableado a lo largo de todas las plantas de la Escuela para conectar paneles fotovoltaicos (azotea) con resto de la instalación (sótano).
- Instalación de dispositivos antirretorno en Cuadro General de la EII para impedir el vertido de la energía generada a la Red.
- Configuración y sincronización de equipos para su correcto funcionamiento.

Como resultado de esta primera fase se obtuvo la puesta en marcha de esta primera parte del prototipo. En la Figura 4 se muestra la disposición del campo solar y en la Figura 5 el cuarto de inversores y baterías. En los meses posteriores a su instalación se realizaron diferentes test de puesta en marcha.



Figura 4 Campo solar del prototipo instalado en la EII



Figura 5 Cuarto de inversores y baterías

Durante la segunda fase, la cual comprendió algunos días durante los meses de enero, febrero y marzo de 2022, se llevó a cabo, por parte de la empresa interviniente, la instalación del sistema de control de carga. A diferencia de la fase anterior y como se muestra en la Figura 6, el montaje de esta parte del prototipo se llevó a cabo en las instalaciones de la citada empresa. Posteriormente, una vez montado, se trasladó a su ubicación correspondiente, como puede apreciarse en la Figura 7, es decir, el sótano de la Escuela de Ingenierías Industriales de la UEx y se procedió a su puesta en marcha, resultando totalmente satisfactoria. En la Figura 8 se muestra el software LabView, mediante el que se programan los patrones de carga deseados.



Figura 6 Sistema de control de carga en fabricación



Figura 7 Sistema de control de carga en sótano de la EII

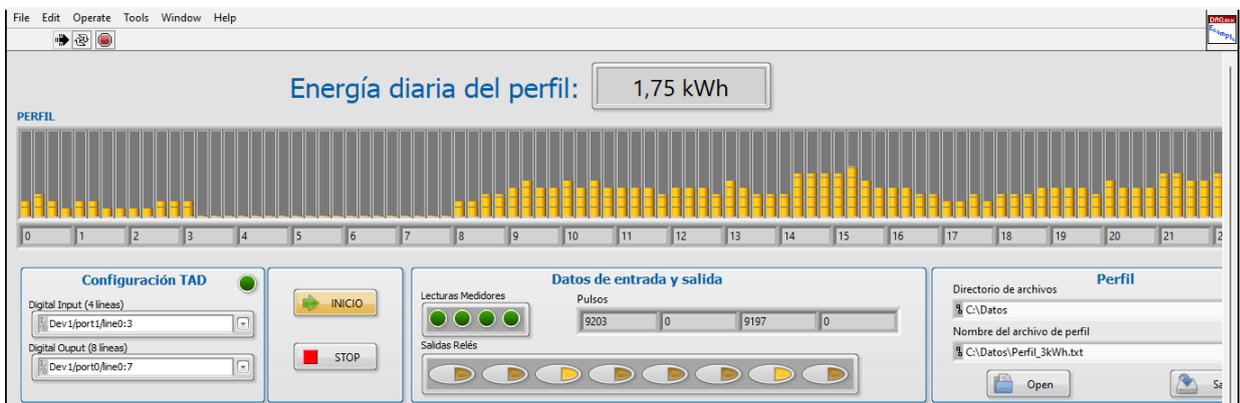


Figura 8 Software LabView

Por último, en la tercera fase, comprendida entre los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022, se realizó la instalación de la última parte del prototipo, los sistemas de aerotermia. Al igual que en las actividades comprendidas en la primera fase, estas tareas fueron llevadas a cabo in situ por la empresa interviniente y supervisadas por el Grupo ENERMYT y la UTOM, Unidad Técnica de Obras y Mantenimiento de la UEx.

Como resultado de esta última fase se obtuvo el prototipo completamente definido y operativo, como se muestra en la Figura 9 y siguientes.



Figura 9 Unidades exteriores



Figura 10 Hidrokit y depósitos



Figura 11 Fan coil



Figura 12 Split



Figura 13 Registrador de datos

4. Operación

La evaluación del prototipo se ha llevado a cabo mediante la realización de numerosos ensayos.

Se realizaron pruebas de funcionamiento para validar el prototipo durante el mes de septiembre de 2021. Por un lado, se extrajeron los datos climatológicos de una estación meteorológica perteneciente a la Agencia Estatal de Meteorología de España (AEMET) para definir la climatología de la ubicación del prototipo. Por otro lado, se calcularon y compararon los rendimientos energéticos en base a las pérdidas producidas en el conjunto inversor-batería, influenciadas por el distinto voltaje de operación de cada instalación, bajo diferentes condiciones de demanda energética y con idénticos niveles de radiación. Para LVI se incluyó el regulador de carga en este conjunto.

Con el objetivo de controlar las variables en los ensayos, se utilizaron los equipos de medición y monitorización propios de los dispositivos instalados. Los datos se registraron en intervalos de 5 minutos y, posteriormente, se almacenaron en las plataformas online asociadas a los inversores. Así, accediendo a Fronius Solar.web —plataforma asociada a HVI— y VRM Portal Victron Energy —plataforma asociada a LVI—, se adquirieron los datos necesarios para el análisis de los sistemas. Paralelamente, se utilizó un Power Analyzer (PCE Instruments, model PCE-PA 8000) and a AC/DC Digital Clamp Multimeter (Pro's Kit MT-3109) para validar la precisión de los datos obtenidos.

Las unidades de los valores exportados desde cada plataforma fueron diferentes. Así, Fronius Solar.web aportó datos de energía, en Wh, mientras que VRM Portal - Victron Energy proporcionó valores de potencia, en W. Por tanto, se convirtieron las mediciones de potencia en cada instante (P_j) a energía (E_j) a partir del intervalo de tiempo entre dos mediciones consecutivas.

A continuación, se calculó la eficiencia energética del conjunto inversor-batería (η_j) para cada registro de datos. A través de este indicador se define la relación de energía DC antes del inversor o regulador (E_i) y la energía AC después del inversor (E_o), incluyendo la influencia del proceso de carga-descarga de la batería (E_C-E_D). De esta forma, no se consideró la variable load consumption (LC_j), que es distinta dado que cada instalación se conectó a una fase diferente del cuadro eléctrico, con receptores y consumos, también, diferentes.

Por otra parte, una vez instalado el sistema de control de carga, se realizaron tres categorías de ensayos para determinar cuál de los dos sistemas es más eficiente energéticamente y analizar cómo influyen las condiciones de funcionamiento en sus rendimientos. Se denominaron “*Battery Discharge*” (BD), “*Direct PV*” (DPV) and “*Battery charge*” (BC) tests.

En los *BD Tests* se desconectó la inyección de energía generada por el array solar. Por tanto, la batería se utilizó para satisfacer la carga programada. Estos ensayos duraron 4-5 horas, o bien hasta que una de las baterías alcanzó su mínimo State of Charge (SOC) —SOC_{min} fijado en un 10%—.

Por su parte, en los *DPV Tests*, los sistemas funcionaron como instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo sin almacenamiento de energía, es decir, se utilizó la energía generada por el array solar directamente para satisfacer la carga programada. Para ello, la batería de HVI se desconectó. En LVI, sin embargo, el sistema de control de los componentes no permitió la operación del sistema con la batería desconectada o apagada. Por tanto, al necesitar que la batería esté encendida, se trató de eliminar la influencia de esta a través de la ejecución de los ensayos cuando la batería estuvo completamente cargada —SOC_{max} establecido en un 100%— y la irradiancia solar era suficiente para que la potencia generada superara a la potencia de carga. De esta forma, se consiguió ajustar la generación solar al consumo y disminuir, al máximo, la influencia de los procesos de carga y descarga de la batería. La duración de estos ensayos fue de 4-5 horas, o bien mientras que la irradiancia global (G) posibilitara que la energía a la salida del inversor (E_o) fuera superior a la carga de consumo (LC). A

este efecto, la duración de los ensayos con potencias de consumo más altas disminuyó, siendo en todo caso superior a 1,5 horas.

Por último, en los *BC Tests*, la energía generada por el campo solar fotovoltaico se empleó para cargar las baterías y no para satisfacer ninguna carga. El punto de partida de estos ensayos fueron las baterías completamente descargadas —SOC_{min} igual a 10%— y duraron hasta que una de las baterías alcanzó su SOC_{max}, fijado en 100%.

Dentro de las categorías DPV y BD se efectuaron distintos tipos de ensayos modificando la carga demandada (LC₁ y LC₂). Así pues, se fijaron cargas constantes de 0,5, 1,0, 1,5, 2,0 y 2,5 kW y se llevaron a cabo dos ensayos por cada tipo establecido tal y como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3 Categorías y tipos de ensayos

Categorías de los tests	Duración	Patrón de carga (LC)	LC (kW)									
			1					2				
BD	4-5 h o SOC _{min}	Constante	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5
DPV	4-5 h o E _I ≥ LC	Constante	0.5	1.0	1.5	2.0	-	0.5	1.0	1.5	2.0	-
BC	SOC _{max}	-										

La Figura 14 muestra los rangos de voltaje de funcionamiento durante los ensayos y los puntos de medida de las distintas variables empleadas para el cálculo de los rendimientos energéticos, como son la energía DC antes del inversor o regulador (E_I), la energía AC después del inversor (E_O), la energía cargada en la batería (E_C) y la energía descargada de la batería (E_D).

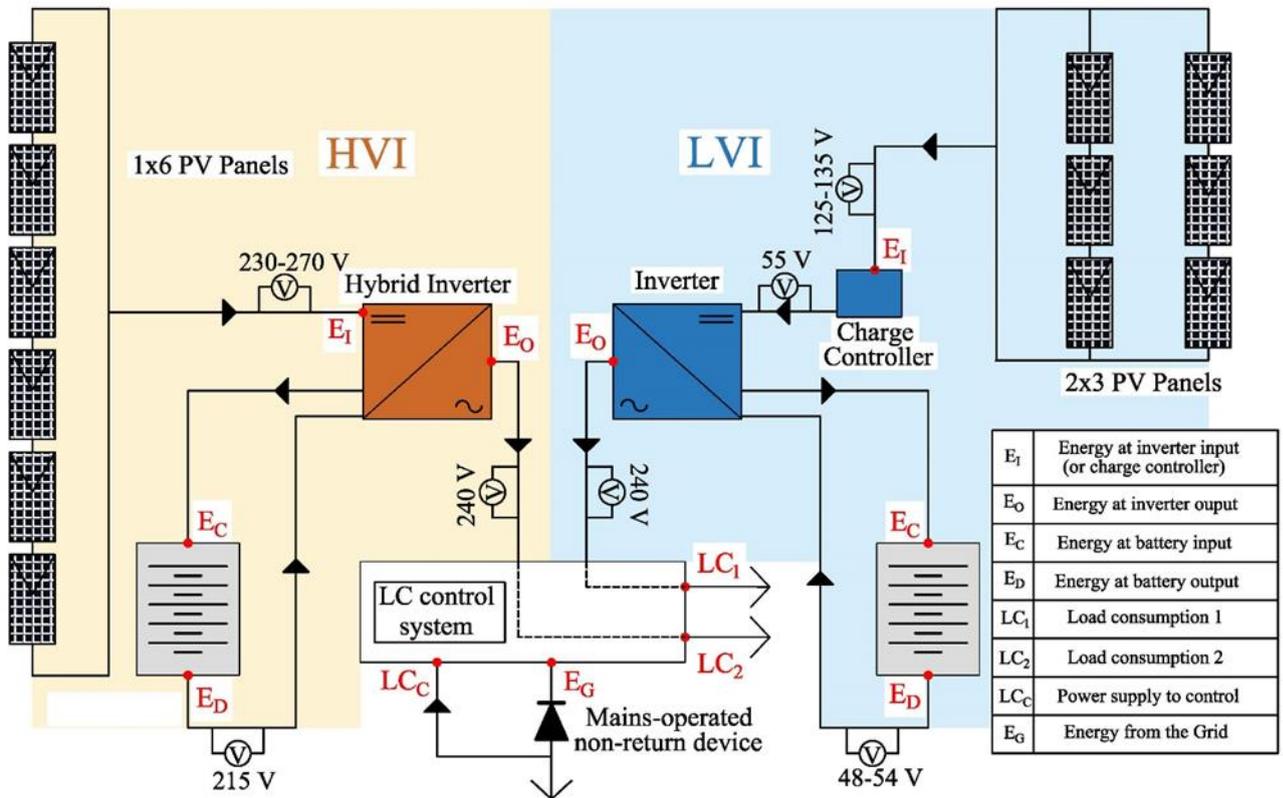


Figura 14 Caracterización de las variables de ensayo

Con los datos obtenidos de las variables mencionadas se calcularon y compararon los rendimientos energéticos para cada registro de datos (η_j) en base a las pérdidas producidas en el conjunto inversor-batería durante los procesos de carga y descarga de batería —BD and BC Tests— y en el inversor durante el consumo directo de la energía producida sin previo paso por batería —Direct PV Tests—, influenciadas por el distinto voltaje de operación de cada instalación. Para LVI se incluyó el regulador de carga en el conjunto inversor-batería.

Según la categoría de ensayo, el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos cambió.

Los ensayos con los equipos de aerotermia se están realizando en la actualidad y se seguirán realizando en el futuro.

Las incidencias ocurridas durante la instalación de las distintas partes del prototipo han sido las habituales en este tipo de instalaciones, es decir, mayoritariamente, retrasos en la entrega de los equipos, especialmente en los equipos de aerotermia, debido a su baja potencia. Asimismo, esta casuística se vio acentuada debido a las distintas huelgas de transporte de los últimos tiempos.

5. Validación

5.1 Resultados correspondientes a la primera fase

La primera fase hace referencia a los ensayos realizados sin el sistema de control de carga, en los que se vertía la energía al cuadro de la cafetería de la Escuela de Ingenierías Industriales de la UEx.

En la Figura 15 y en la Figura 16 se muestran los resultados obtenidos tras la primera batería de ensayos. La energía generada por cada instalación fue diferente, ya que HVI no generó energía a pleno rendimiento desde 14:00 a 19:00. La energía demandada en el tramo horario de 0:00 a 8:30 fue aportada por la Red, ya que la batería se descargó completamente el día anterior. En torno a las 8:30 los paneles fotovoltaicos comenzaron a generar energía. A partir de las 9:00, la aportación energética desde la Red fue muy baja gracias a las aportaciones de energía desde el campo solar de forma directa y desde la batería. Se observa, de 9:00 a 14:00, que la energía generada fue superior a la energía consumida, y como consecuencia se cargó la batería —representada en forma negativa—. Sin embargo, desde 14:00 a 19:00, la energía producida se ajustó a la energía demandada debido a que la batería se halló completamente cargada. A partir de las 19:00, la generación de energía fotovoltaica fue baja o nula y se descargó la batería para satisfacer la demanda —representada en forma negativa—. La limitación de la potencia fotovoltaica generada influyó mínimamente en la curva de rendimiento energético.

Por su parte, LVI produjo energía a pleno rendimiento en la totalidad del día como consecuencia de una demanda energética superior. Así pues, en ningún momento, la batería alcanzó el SOC_{max} . Al igual que en el funcionamiento de HVI, la energía demandada en el tramo horario de 0:00 a 9:00 fue aportada completamente por la Red. Se identifica un tramo horario en las horas centrales del día, de 12:00 a 17:00, en el que la generación de energía fue superior al consumo. No obstante, a pesar de obtener excedentes de energía, la Red tuvo que inyectar energía para poder satisfacer la totalidad de la demanda. Esto se debe a que la máxima energía que puede entregar este inversor se puede limitar y, por motivo de pruebas en el funcionamiento, se limitó a 1.5 kW durante este día. Por tanto, los excedentes de energía se emplearon para cargar la batería y no para satisfacer completamente la demanda. También, se observan dos tramos horarios, de 9:00 a 12:00 y de 17:00 a 19:00, donde la producción es inferior a la demanda y, por tanto, se requirió energía desde la Red y la batería. Así pues, la energía inyectada desde la Red sumada a la energía aportada por la instalación, pudiendo proceder directamente desde el campo solar o previo paso por batería, fue la necesaria para satisfacer la energía demanda por la línea. A partir de las 19:00, la generación de energía fotovoltaica fue baja o nula, y al igual que en HVI, se descargó la batería para satisfacer la demanda. Al comenzar la operación de LVI cada día, se observó un pico seguido de un brusco descenso en la curva de rendimiento energético. Este pico de rendimiento puede ser debido a falta de precisión e inestabilidad en los registros de los datos al comenzar la operación de la instalación. También, se observa una mayor variabilidad en la curva de eficiencia de LVI.

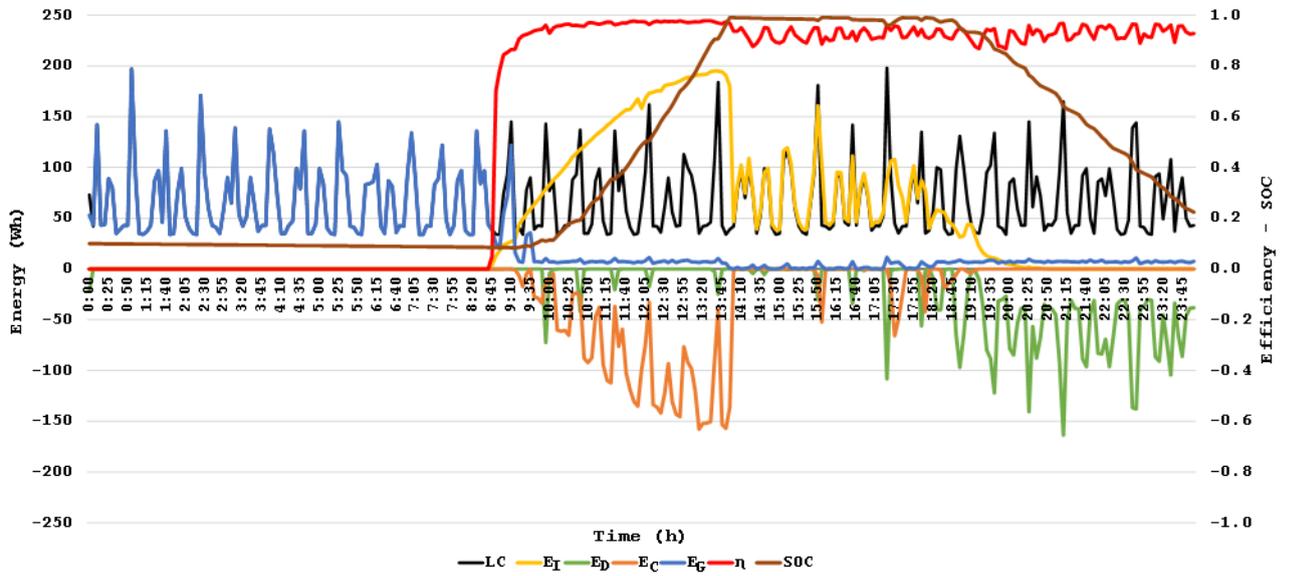


Figura 15 Operación de HVI durante el día 26 de septiembre de 2021

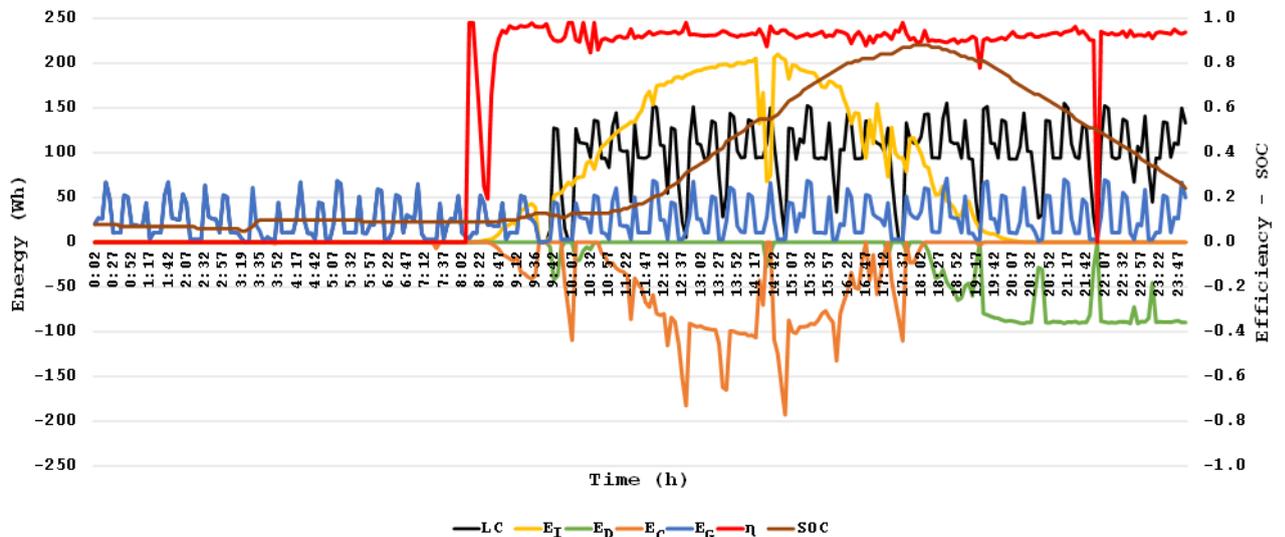


Figura 16 Operación de LVI durante el día 26 de septiembre de 2021

Por su parte, la Figura 17 muestra la eficiencia promedio diaria junto con la energía generada y demandada diaria para cada instalación. Los resultados iniciales obtenidos de la puesta en marcha evidenciaron la importancia de considerar el parámetro nivel de voltaje en un sistema de producción de energía renovable para autoconsumo, ya que el rendimiento energético diario promedio de HVI fue superior al de LVI en casi la totalidad de los días del mes estudiado bajo diferentes condiciones de demanda energética y con idénticos niveles de radiación.

La alta eficiencia energética del sistema se logró, principalmente, en días con alta irradiación. Los días con producción de energía superior a 10.000 Wh, la eficiencia energética de HVI fue superior a LVI. En cambio, cuando la energía fotovoltaica generada estuvo entre 6.000-10.000 Wh, los rendimientos energéticos de HVI and LVI se igualaron. Por último, los días con generación solar inferior a 6.000 Wh,

el rendimiento de HVI alcanzó niveles muy bajos, incluso inferiores a los de LVI. El rendimiento de LVI solamente se redujo drásticamente el día 14, cuando la generación fue deficiente. Así pues, la eficiencia del conjunto inversor-batería experimentó una fuerte dependencia de las condiciones meteorológicas, ocasionando menores rendimientos energéticos durante los días con menor producción de energía solar. Al igual que se manifiesta en algunos estudios, la eficiencia cambió en función de la potencia DC de salida del campo solar.

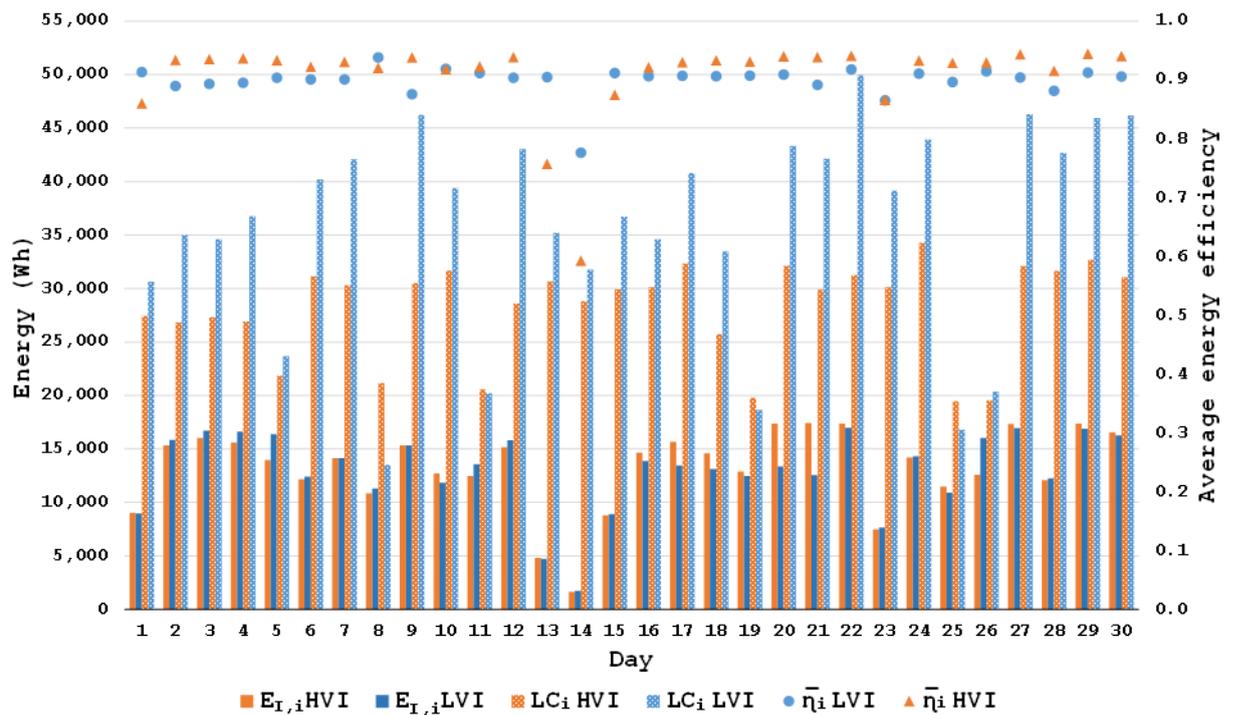


Figura 17 Consumo de carga, eficiencia promedio y energía a la entrada del inversor

Por último, la Figura 18 muestra la distribución estadística de los conjuntos de datos referentes a la eficiencia energética diaria promedio, representando los valores extremos —máximo y mínimo—, cuartil superior (Q_3) e inferior (Q_1), mediana, promedio y puntos atípicos —datos que están a una distancia mayor de 1,5 veces del rango intercuartílico (IQR) y, por tanto, representan observaciones con valores muy diferentes a otros del mismo grupo—. A pesar de que los días con irradiación baja afectaron enormemente en el valor promedio de rendimiento energético de HVI (0,908), este fue ligeramente superior con respecto al de LVI (0,899). Por su parte, la mitad de los valores de eficiencia energética diaria promedio superaron las cifras de 0,931 y 0,905 para HVI y LVI, respectivamente. Los valores extremos de HVI, tanto superior como inferior, fueron superiores aproximadamente en un 3% a los de LVI. Asimismo, todos los puntos atípicos de HVI coincidieron con los días de baja irradiación. En cambio, la irradiación no alteró excesivamente los valores de eficiencia energética de LVI.

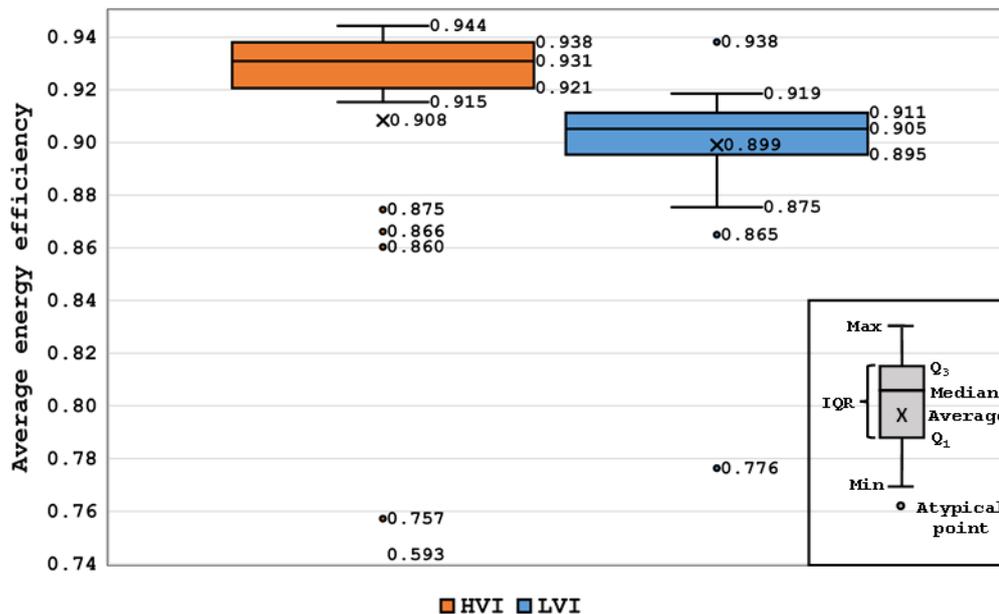


Figura 18 Distribución de la eficiencia promedio

Las conclusiones obtenidas fueron las siguientes:

- La eficiencia energética experimentó una fuerte dependencia de las condiciones meteorológicas, siendo mayor en la instalación de alto voltaje (HVI), ocasionando mayores rendimientos energéticos durante los días con mayor radiación solar.
- Es muy importante controlar la carga demandada a la hora de comparar las instalaciones, ya que se observaron durante el mes analizado consumos muy diferentes en las fases donde se realizó el vertido de energía. La energía consumida en la línea donde se conectó la instalación de bajo voltaje fue superior al de la línea donde se inyectaba la energía generada por la instalación de alto voltaje en casi la totalidad de los días.

Evaluando los rendimientos energéticos promedio diarios que se obtuvieron a lo largo del mes, en general, y bajo funcionamiento de carga no controlable, el rendimiento energético de la instalación de alto voltaje (HVI) fue superior al de la instalación de bajo voltaje (LVI) en torno a un 3%.

Posteriormente, tras instalar el sistema de control de carga, se realizaron más ensayos, en los que se analizó la eficiencia de los dos sistemas bajo una misma carga controlada.

5.2 Resultados correspondientes a la segunda fase

La Figura 19 y siguientes muestran los resultados de las principales variables analizadas.

Durante uno de los ensayos de descarga de la batería a 1,0 kW, se observó que la cantidad de energía eléctrica descargada de la batería de Bajo Voltaje (4.739,33 Wh) fue superior a la de Alto Voltaje (4.514,12 Wh) a igualdad de condiciones de carga. Por tanto, para satisfacer la misma demanda energética, el sistema LVI utilizó más energía como consecuencia de una menor eficiencia energética del sistema. Las eficiencias promedio de este ensayo fueron 0,957 y 0,903 para HVI y LVI, respectivamente.

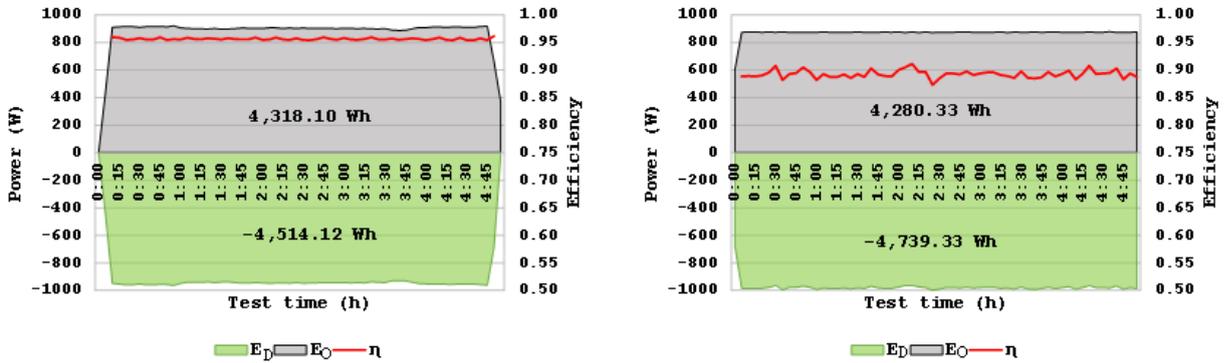


Figura 19 Energía y eficiencia en BD 1 kW test. Izquierda: HVI. Derecha: LVI.

Por su parte, durante los ensayos de consumo directo de energía fotovoltaica se observó la imposibilidad de anular completamente la influencia de los procesos de carga y descarga de la batería en LVI debido a que no pudo funcionar con la batería apagada. También, a diferencia del funcionamiento de HVI, se observó una gran variabilidad en la energía a la entrada del sistema analizado en LVI. En HVI, la diferencia entre la energía medida a la entrada y la salida del inversor fue pequeña y solamente estuvo influenciada por las pérdidas de dicho componente. En cambio, en LVI, la diferencia de energía medida entre la entrada al regulador de carga y la salida del inversor fue consecuencia de las pérdidas ocasionadas por los dos equipos y por la mínima cantidad de energía que se cargó y descargó de la batería, debido a la imposibilidad para anularla. Por tanto, la elevada desviación entre los valores de rendimiento energético de los sistemas, 0,970 en HVI y 0,876 en LVI, pudo estar influenciada, en gran parte, por ello.

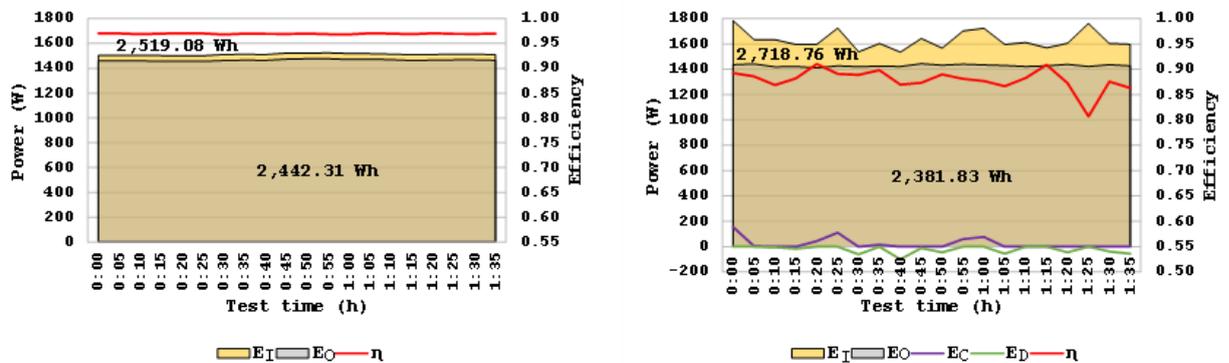


Figura 20 Energía y eficiencia en BD 1,5 kW test. Izquierda: HVI. Derecha: LVI.

Finalmente, en los ensayos de carga de baterías se evidenció un funcionamiento estable de ambos sistemas, causando unos procesos de carga muy eficientes. Los resultados de eficiencia energética promedio durante el ensayo fueron 0,954 y 0,977 para LVI y HVI, respectivamente.

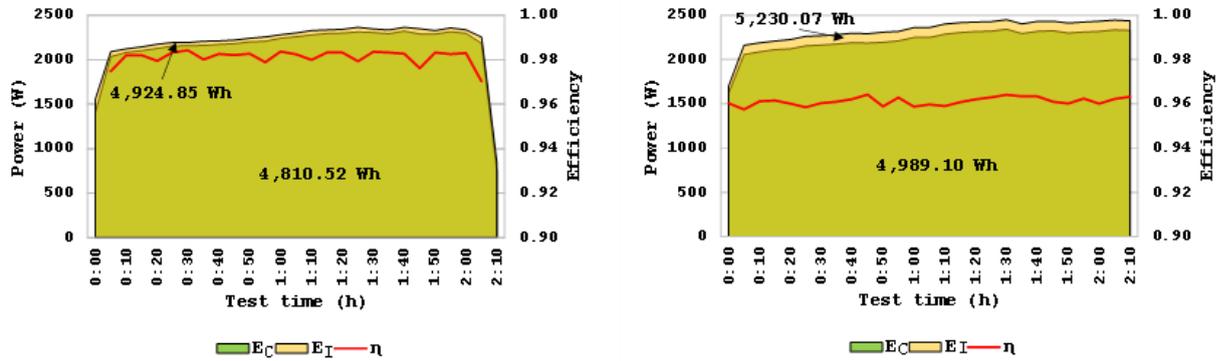


Figura 21 Energía y eficiencia en BC test. Izquierda: HVI. Derecha: LVI.

La Figura 22 manifiesta la eficiencia energética promedio ($\bar{\eta}_T$) para todos los ensayos realizados.

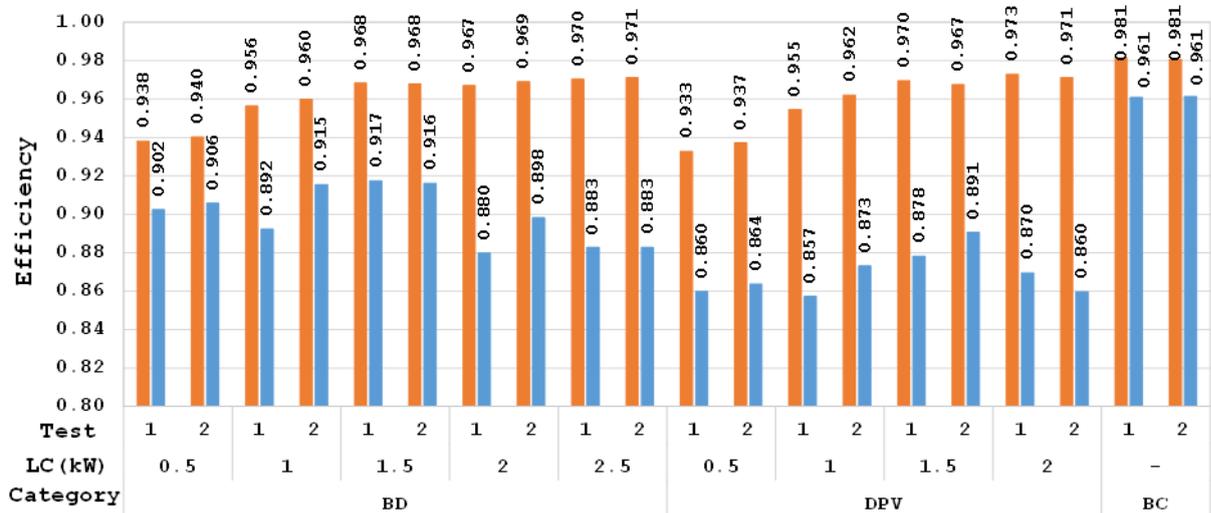


Figura 22 Eficiencia energética media de los ensayos en las categorías BD, DPV y BC

Los resultados evidenciaron la importancia de considerar el parámetro nivel de voltaje. El rendimiento energético promedio de HVI fue superior al de LVI en la totalidad de ensayos, independientemente de la potencia demandada, tanto para aquellos casos donde se obtuvo la energía directamente de la batería y también cuando se consumía directamente la energía generada del campo solar, sin previo paso por la batería.

Las principales conclusiones del estudio son:

- El desarrollo e incorporación del sistema de control de carga permitió comparar ambos sistemas de forma fiable.
- La eficiencia energética promedio en HVI fue superior a LVI entre el 3% y el 10%.

5.3 Resultados correspondientes a la tercera fase

Esta fase se corresponde con el análisis de los resultados obtenidos tras la realización de ensayos con los equipos de aerotermia. Estos ensayos se están realizando en la actualidad, por lo que de momento no se pueden presentar los resultados correspondientes. En el apartado Objeto se han indicado los ensayos a realizar con estos equipos.

5.4 Cumplimiento de objetivos

El objetivo general del proyecto INNOINVEST es potenciar la cooperación en I+D+i entre empresas y centros de investigación para desarrollar nuevos productos y servicios energéticos relacionados con la construcción.

Por su parte, los objetivos específicos son tres:

- Proveer al espacio EUROACE de una estructura permanente de cooperación entre empresas y centros de investigación, denominada PROGRAMA DE ASESORAMIENTO INNOINVEST.
- Aumentar el número de empresas de la zona EUROACE que desarrollan nuevos productos y/o servicios innovadores energéticos para edificación, gracias a la cooperación en I+D+i con centros de investigación.
- Aumentar el número de empresas de la zona EUROACE que desarrollan nuevos productos y/o servicios innovadores energéticos para edificación, gracias a la cooperación en I+D+i con centros de investigación.

El cumplimiento de estos objetivos se evalúa mediante los indicadores de productividad y de resultados.

Los indicadores de productividad son dos: el C026, que hace referencia al número de empresas que cooperan con centros de investigación, y el C029, que hace referencia al número de empresas beneficiarias de ayudas para introducir productos nuevos para las empresas.

Por otro lado, el indicador de resultados hace referencia al número de patentes solicitadas. Este indicador será fácilmente cuantificable a través de los 3 Dossiers de patentes, que dejarán claro los pasos, procesos, papel concreto de las empresas y los centros participantes y resultado final.

En el caso del prototipo de almacenamiento energético de la UEx en Badajoz, se ha contribuido activamente al cumplimiento de estos objetivos e indicadores. Respecto al indicador C026, se han aportado **17 empresas**, y en cuanto al indicador de resultados, se ha solicitado a la Oficina Española de Patentes y Marcas el título de patente/modelo de utilidad para el prototipo mencionado, cuyo impreso de solicitud se incluye como anexo a este dossier. El indicador C029 debe ser verificado al final del proyecto por el socio principal del proyecto, Agenex, el cual tendrá que comprobar si se han aportado 200 empresas beneficiarias para los 6 prototipos desarrollados en el proyecto.

En el Anexo I. Empresas colaboradoras se detalla el listado de empresas EuroAce con las que se ha contactado, así como las 17 empresas que han participado en la instalación del prototipo de Almacenamiento energético.

5.5 Difusión de resultados

Los resultados obtenidos tras la investigación realizada en el marco de este proyecto han sido difundidos de distintas formas.

Se cuenta con **tres publicaciones científicas** en revistas internacionales. La Figura 23 y la Figura 24 muestran la primera página de las citadas publicaciones.

- *Analysis of photovoltaic self-consumption systems for hospitals in southwestern Europe.* Montero, I., Miranda, M.T., Barrena, F., Sepúlveda, F.J., Arranz, J.I. Energy and Buildings, 2022, 269, 112254. DOI: 10.1016/j.enbuild.2022.112254.
- *Design and Energy Analysis of Photovoltaic-Battery Prototype Considering Different Voltage Levels.* Sepúlveda, F.J., Montero, I., Barrena, F., Miranda, M.T., Arranz, J.I. Batteries, 2023, 9(1), 16. DOI: 10.3390/batteries9010016.

- Efficiency evaluation of photovoltaic systems with batteries considering different voltage levels.**
 Sepúlveda, F.J., Montero, I., Barrena, F., Domínguez, M.A., Miranda, M.T. *Journal of Energy Storage*, 2023, 63, 106971. DOI: 10.1016/j.est.2023.106971.



Analysis of photovoltaic self-consumption systems for hospitals in southwestern Europe

I. Montero, M.T. Miranda*, F. Barrena, F.J. Sepúlveda, J.I. Arranz
 University of Extremadura, School of Industrial Engineering, Avda. Das 46, 06006 Badajoz, Spain

ARTICLE INFO

Article history:
 Received 14 January 2022
 Received in revised form 24 May 2022
 Accepted 12 June 2022
 Available online 13 June 2022

Keywords:
 Hospital
 Energy consumption
 Photovoltaic self-consumption
 Self-sufficiency
 Load profile
 Decarbonisation

ABSTRACT

A proposal is made for the energy modernization of a group of hospitals in south-western Europe, through the installation of photovoltaic self-consumption systems based on their electricity consumption patterns. For this purpose, the energy demand of these hospitals was examined in detail, self-consumption photovoltaic systems were designed with simulation software and the energy and environmental results were studied. The average annual consumption curve of the hospitals favoured the optimal exploitation of the photovoltaic systems, obtaining very high self-consumption rates. Furthermore, by using 10–50% of the roof surface, an average of 25–30% of the annual electricity demand could be covered and potentially reduce CO₂ emissions. Thus, the incorporation of photovoltaic systems for self-consumption in hospitals located in a Mediterranean climate is a very interesting solution.

structure exceeds one-third of global final energy consumption and is responsible for around 40% of total global CO₂ emissions [3,4]. The Directive 2018/844/EU [5] states that approximately 75% of existing buildings are energy inefficient, whereas only 1% of these buildings undergo renovation to improve their energy efficiency [6]. Furthermore, Asciore et al. [7] stated that two-thirds of the buildings in the European Union (EU) were built when energy efficiency requirements were not enforced; in addition, 75–90% of the current building stock will still be in use in 2050, making energy renovation of existing buildings necessary to achieve the targets set [8].

Among the different types of buildings, Papadopoulos [9] explained that hospitals – belonging to the tertiary sector – are highly complex buildings that consume a large amount of energy and continuously operate 24 h a day, all year round – they usually have an energy consumption between 3 and 5 times higher than an office building [10,11], also belonging to the tertiary sector. In 2019, the last year with estimated data, the final energy consumption of the tertiary sector – office buildings, hotels, commerce, hotels and restaurants, education, and other services – reached 10,177 k toe¹, i.e., 11.8% of total final energy consumption in Spain, being exceeded only by the transport, industry and residential sectors (43.9%, 23.6%, and 16.9%, respectively). Focusing on the energy consumption of the services sector, electricity use is 63.1% of total demand; however, the consumption of energy from renewable resources is low (1.8%). In 2019, annual energy consumption in the Spanish healthcare sector reached 8.1% of the sector's total,

* Corresponding author.
 E-mail address: miranda@unex.es (M.T. Miranda).
<https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106971>
 0378-778X/© 2022 Elsevier B.V. All rights reserved.



Design and Energy Analysis of Photovoltaic-Battery Prototype Considering Different Voltage Levels

F.J. Sepúlveda, I. Montero*, F. Barrena, M.T. Miranda and J.I. Arranz

School of Industrial Engineering, University of Extremadura, Avda. Das 46, 06006 Badajoz, Spain
 * Correspondence: imontero@unex.es

Abstract: Photovoltaic self-consumption systems are effective at reducing energy consumption from fossil fuels and carbon emissions. Incorporating energy storage into these systems enables improved energy management and the optimization of their operation. However, to date, few studies have evaluated and compared the energy performance of PV systems with battery storage. In this context, with the current development of High Voltage batteries, research is needed on energy storage at different voltage levels incorporated into PV systems for self-consumption. In this way, the design and operation of an experimental prototype are described, consisting of two photovoltaic systems for self-consumption with energy storage using batteries operating at different voltages. One of them operates at low voltage (Low Voltage Installation, LVI) and the other at high voltage (High Voltage Installation, HVI). Through experimentation, it was demonstrated which installation is more efficient. During commissioning, the results showed the importance of considering the voltage level parameter in a renewable energy production system for self-consumption, since the energy yield of the HVI inverter-battery set was higher than in the case of the LVI on almost all of the days of the month studied. In addition, both systems showed a strong dependence on weather conditions, causing higher energy losses in their components during days with lower solar energy production. Therefore, the need for further analysis of energy efficiency to optimize the integration of these systems into the building sector was demonstrated.

Keywords: battery; solar photovoltaic energy; efficiency; voltage; renewable energy integration



Citation: Sepúlveda, F.J.; Montero, I.; Barrena, F.; Miranda, M.T.; Arranz, J.I. Design and Energy Analysis of Photovoltaic-Battery Prototype Considering Different Voltage Levels. *Batteries* 2023, 9, 16. <https://doi.org/10.3390/batteries909016>

Academic Editors: Bohan Meng, Tianyi Liu, Daniel Simo, Qing Peng, Xiangjun Li and Daniel Baro
 Received: 10 November 2022
 Revised: 7 December 2022
 Accepted: 22 December 2022
 Published: 26 December 2022

Copyright: © 2022 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Figura 23 Artículos en revistas Energy and Buildings y Batteries

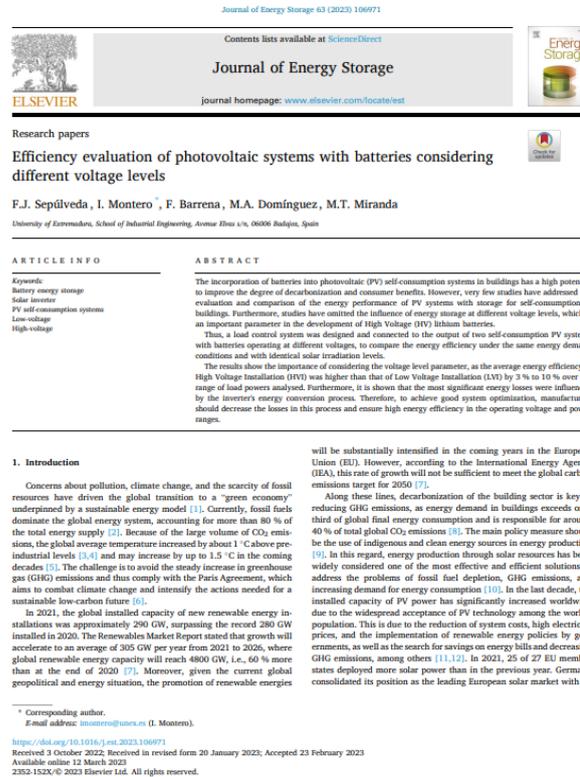


Figura 24 Artículo en revista Journal of Energy Storage

En la revista Energy and Buildings se publicó un artículo en el que se evaluó técnicamente la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en los hospitales de la región. En la revista Batteries se ha publicado otro artículo que trata sobre el diseño y análisis de energía de un prototipo de almacenamiento energético fotovoltaico considerando diferentes niveles de voltaje. Por último, en la revista Journal of Energy Storage se ha publicado recientemente un artículo sobre la evaluación de la eficiencia de sistemas fotovoltaicos con baterías considerando distintos niveles de voltaje. Se sigue trabajando activamente en nuevas publicaciones.

Estas revistas cuentan con un reconocido prestigio a nivel internacional en la comunidad científica, siendo Energy and Buildings y Journal of Energy Storage Q1 y Batteries Q2, como se muestra en la Figura 25 y siguientes.

CATEGORY

CONSTRUCTION & BUILDING TECHNOLOGY

8/68

JCR YEAR	JIF RANK	QUART ILE	JIF PERCENTILE
2021	8/68	Q1	88.97 

Figura 25 Información acerca de la revista Energy and Buildings (impacto JCR 2021) Fuente: Clarivate

CATEGORY

ENERGY & FUELS

23/119

JCR YEAR	JIF RANK	QUART ILE	JIF PERCENTILE
2021	23/119	Q1	81.09 

Figura 26 Información acerca de la revista Journal of Energy Storage (impacto JCR 2021) Fuente: Clarivate

CATEGORY

ENERGY & FUELS

49/119

JCR YEAR	JIF RANK	QUART ILE	JIF PERCENTILE
2021	49/119	Q2	59.24 

Figura 27 Información acerca de la revista Batteries (impacto JCR 2021) Fuente: Clarivate

Además, en el ámbito de este proyecto se ha realizado un Trabajo Final de Máster, realizado por el alumno Jesús Torrescusa Lebrato, titulado “Análisis de condiciones de seguridad y calidad para instalación fotovoltaica en la Escuela de Ingenierías Industriales de Badajoz”, en el que se muestra todo el proceso de ejecución de las distintas fases de instalación del prototipo, así como las condiciones de seguridad y calidad adoptadas.

Por otra parte, se han realizado publicaciones en los congresos que se nombran a continuación. En la Figura 28 y en la Figura 29 se muestran los carteles de dichos congresos.

- Edición 28 (XXVIII) Congreso Universitario de Innovación Educativa en las Enseñanzas Técnicas (CUIEET) celebrado en modalidad online.



Figura 28 Publicación en CUIEET

- I Congreso sobre Innovación y Sostenibilidad en la Vivienda Social organizado por la Junta de Andalucía en Granada.



Figura 29 Publicación en Congreso sobre Innovación y Sostenibilidad en la Vivienda Social organizado por la Junta de Andalucía en Granada

También, se realizaron dos webinars online, el 18 y 20 de octubre de 2022, en el marco de las jornadas de capacitación para la innovación en productos y servicios energéticos para la edificación del proyecto INNOINVEST, en los que se presentó el prototipo desarrollado por la UEx Badajoz, así como sus resultados y, a través de un caso práctico se dieron las pautas necesarias para el diseño y optimización de una instalación de autoconsumo para un edificio.

Por último y a modo de complemento para la difusión del prototipo, se llevó a cabo la grabación de un vídeo en el que se muestran los prototipos de UEx Cáceres y UEx Badajoz. Este vídeo se ha subido a la plataforma correspondiente (<http://innoinvestproject.eu/>) y se presenta cómo anexo a este dossier.

Anexo I. Empresas colaboradoras

En este Anexo se detalla la participación de las distintas empresas intervinientes en las tres fases de instalación del prototipo, así como todas las empresas EuroAce con las que se estableció contacto.

Fase 1. Instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento energético

- **Empresas intervinientes directamente:** Castelló Arquitectura Técnica y Cambio Energético.
- **Empresas intervinientes indirectamente:** Gruas MAI, Fronius, Victron Energy, IBK Cables, BYD, Canadian Solar y Pretensados Duran.

Fase 2. Sistema de control de carga de consumo

- **Empresas intervinientes directamente:** Coveless Robotic Solutions.
- **Empresas intervinientes indirectamente:** Grupo Elektra y Philips.

Fase 3. Equipos de aerotermia

- **Empresas intervinientes directamente:** Mercatel Consulting.
- **Empresas intervinientes indirectamente:** SplitMania, Hisense, Gree y Ako.

Logos

En la Figura 30 se muestran los logotipos de las empresas citadas anteriormente.



Figura 30 Logos de las empresas intervinientes

Listado de empresas zona EuroAce

A continuación, en la Tabla 4 se expone el listado completo de empresas de la zona EuroAce con las que se estableció contacto para solicitar sus servicios en alguna de las distintas fases del prototipo.

Tabla 4 Listado completo de empresas zona EuroAce

Nombre de la empresa	Actividad principal	Localidad	Observaciones	Fecha de contacto
Grupo IZAVI SL	Energía e Ingeniería	Vca de los Barros	No responde	12/05/21
Graginsa Agrícola SL	Instalaciones de fontanería y climatización	Almendralejo	No responde	12/05/21
Cambio Energético	Especialistas en ahorro energético y renovables	Coria	Realiza PS ¹ (28/09/21)	12/05/21
ENERSOLEX	Instalaciones de fontanería y climatización	Jerez de los Caballeros	No responde	12/05/21
Energías Plasencia SL	Proveedor de equipos de energía solar	Plasencia	No responde	12/05/21
Sainforan SL	Instalaciones eléctricas	Llerena	No responde	12/05/21
José Antonio Márquez Martín	Servicios de ingeniería	Madrid	Presenta oferta	12/05/21
Arquitectura Técnica CASTELLÓ	Servicios de arquitectura	Mérida	Realiza PS ² (14/09/21)	12/05/21
Instalaciones Dabeal S.L	Instalaciones de fontanería y climatización	Don Benito	No responde	12/05/21
Pretensados Durán SL	Fabricación de elementos de hormigón para la construcción	Badajoz	Colabora PS ¹ y PS ²	-
Grúas MAI	Transporte y grúas	Badajoz	Colabora PS ¹ y PS ²	-
IBK Cables y Sistemas SL	Distribuidor de cables eléctricos	Sevilla	Colabora PS ¹ y PS ²	-
Fronius International GmbH	Fabricante de tecnología fotovoltaica	Wels, Austria	Colabora PS ¹ y PS ²	-
Victron Energy	Fabricante de tecnología fotovoltaica	Almere, Países Bajos	Colabora PS ¹ y PS ²	-
BYD	Fabricante de baterías	Xi'an, China	Colabora PS ¹ y PS ²	-

Canadian Solar	Fabricante de tecnología fotovoltaica	Guelph, Canadá	Colabora PS ¹ y PS ²	-
COVELESS INGENIERÍA	Fabricación de maquinaria, automatización, robótica industrial.	Badajoz	Realiza PS ³ (19/11/21)	1/10/21
Cedesa Digital SL	Servicios técnicos: ingeniería, arquitectura, urbanismo.	Badajoz	Presenta oferta para PS ³	18/10/21
PROYECTOS, RIEGO Y CONTROL S.L.	Instalaciones eléctricas	Montijo	Presenta oferta para PS ³	29/09/21
FERNANDO ANTUNEZ GIL	Instalaciones eléctricas	Valverde de Leganés	No responde	29/09/21
ENERGUADIANA S.L.	Instalaciones eléctricas	Guadiana del caudillo	No responde	29/09/21
ALBERTO GALÁN ALFARO	Instalaciones eléctricas	Almendral	No responde	29/09/21
LUMINOVA INSTALACIONES DE ILUMINACIÓN LED S.L.	Instalaciones eléctricas	Badajoz	No responde	29/09/21
GONZÁLEZ PROYECTOS TÉCNICOS SLPU	Ingeniería	Badajoz	No responde	29/09/21
VIALUZ ELECTRICIDAD SLU	Instalaciones eléctricas	Ribera del Fresno	No responde	29/09/21
RAUL VELARDE GALLEGO	Instalaciones eléctricas	Don Benito	No responde	29/09/21
JOSE ANGEL BELMEZ GUTIERREZ	Instalaciones eléctricas	Llera	No responde	29/09/21
FERNANDO MEDINA GARCIA	Instalaciones eléctricas	Segura de León	No responde	29/09/21
INSTALACIONES ELECTRICAS MICER S.L.	Instalaciones eléctricas	Don Benito	No responde	29/09/21
JOSE LUIS MARTIN MENDEZ	Instalaciones eléctricas	Montijo	No responde	29/09/21
JOSE VICENTE VALLE VILLALOBOS	Instalaciones eléctricas	Arroyo de san Serván	No responde	29/09/21

ALVARO ALMENDRAL MUÑOZ	Instalaciones eléctricas	Malpartida de Plasencia	No responde	29/09/21
ANGEL MORRÓN CONEJERO	Instalaciones eléctricas	Medellín	No responde	29/09/21
APLICACIONES TÉCNICAS EXTREMEÑAS S.L.	Instalaciones eléctricas	Navalmoral de la Mata	No responde	29/09/21
AUTOMATISMOS TALAYUELA S.L.	Instalaciones eléctricas	Talayuela	No responde	29/09/21
BARA DYNAMICS S.L.	Instalaciones eléctricas	Montehermoso	No responde	29/09/21
FRANCISCO PIRIS SECO	Instalaciones eléctricas	Badajoz	No responde	29/09/21
ELECTRIFICACIONES ACEUCHAL, S.L.	Instalaciones eléctricas	Aceuchal	No responde	29/09/21
GUERRERO Y NUÑEZ INSTAL S.L.	Instalaciones eléctricas	Talavera la Real	No responde	29/09/21
JAVIER LOZANO DOMINGUEZ	Instalaciones eléctricas	Segura de León	No responde	29/09/21
JOSE MANUEL PECELLÍN MONJO	Instalaciones eléctricas	Monesterio	No responde	29/09/21
SIXTO RASTROJO BLANCO	Instalaciones eléctricas	Fuente de Cantos	No responde	29/09/21
ELECTRICIDAD HNOS JIMENEZ 2010 S.L.	Instalaciones eléctricas	Santibáñez el Bajo	No responde	29/09/21
GRUPO RENDER INDUSTRIAL	Construcción redes eléctricas y teleco.	Navalmoral de la Mata	No responde	29/09/21
INGENIERIA Y GESTIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS S.L.	Instalaciones eléctricas	Plasencia	No responde	29/09/21
INSTALACIONES ELECTRICAS LAZARO, S.L.	Instalaciones eléctricas	Trujillo	No responde	29/09/21
RAUL LOPEZ BOZA	Instalaciones eléctricas	Badajoz	No responde	29/09/21
DELGADO SERVICIOS E INSTALACIONES	Instalaciones eléctricas	Mérida	No responde	29/09/21

EDUARDO SANCHEZ APOLO	Instalaciones eléctricas	Badajoz	No responde	29/09/21
EMÉRITA DE REDES S.L.	Construcc. Redes eléctricas y telecomunicaciones	Don Álvaro	No responde	29/09/21
FELIPE JOSE PINILLA GOMEZ	Instalaciones eléctricas, RITE, renovables	Táliga	No responde	29/09/21
INSTALACIONES ELECTRICAS ANGOLUZ S.L.	Instalaciones eléctricas	Plasencia	No responde	29/09/21
INSTALACIONES ELECTRICAS DE LA VERA S.L.	Instalaciones eléctricas	Jarandilla de la Vera	No responde	29/09/21
JARILLO INSENER S.L.	Instalaciones eléctricas	Navalmoral de la Mata	No responde	29/09/21
JAVIER EXPOSITO S.L.	Instalaciones eléctricas	Cáceres	No responde	29/09/21
JCR INGENIERIA E INSTALACIONES S.L.	Instalaciones eléctricas	Plasencia	No responde	29/09/21
JOSE MANUEL LARIOS TORRADO	Instalaciones eléctricas	Higuera de Vargas	No responde	29/09/21
JUAN JIMENEZ CUADRADO S.L.	Instalaciones eléctricas	Miajadas	No responde	29/09/21
MANUEL GARCÍA CARMONA	Instalaciones eléctricas	La Coronada	No responde	29/09/21
MONTAJES ELECTRICOS MAYCA S.L.	Instalaciones eléctricas	Plasencia	No responde	29/09/21
MONTAJE ELECTRICOS MECA S.C.L.	Instalaciones eléctricas	Cáceres	No responde	29/09/21
PROENEL OBRAS Y SERVICIOS S.L.	Instalaciones eléctricas	Don Benito	No responde	29/09/21

PS¹ Prestación de servicios para análisis de generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos y almacenamiento en baterías de alto voltaje (HV).

PS² Prestación de servicios para análisis de generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos y almacenamiento en baterías de bajo voltaje (LV).

PS³ Prestación de servicios para análisis de carga variable en instalaciones fotovoltaicas de alto y bajo voltaje.

Anexo II. Impreso de solicitud de patente

En este Anexo se adjunta el impreso de solicitud de patente/modelo de utilidad solicitado a la Oficina Española de Patentes y Marcas, con fecha de 1 de marzo de 2023.



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE INDUSTRIA, COMERCIO
Y TURISMO



Oficina Española
de Patentes y Marcas

Justificante de presentación electrónica de solicitud de modelo de utilidad

Este documento es un justificante de que se ha recibido una solicitud española de modelo de utilidad por vía electrónica utilizando la conexión segura de la O.E.P.M. De acuerdo con lo dispuesto en el art. 16.1 del Reglamento de ejecución de la Ley 24/2015 de Patentes, se han asignado a su solicitud un número de expediente y una fecha de recepción de forma automática. La fecha de presentación de la solicitud a la que se refiere el art. 24 de la Ley le será comunicada posteriormente.

Número de solicitud:	U202330337	
Fecha de recepción:	01 marzo 2023, 17:28 (CET)	
Oficina receptora:	OEPM Madrid	
Su referencia:	ES2908.2	
Solicitante:	Universidad de Extremadura	
Número de solicitantes:	1	
País:	ES	
Título:	BANCO DE PRUEBAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO FOTOVOLTAICO	
Documentos enviados:	Descripcion.pdf (7 p.) Reivindicaciones.pdf (2 p.) Dibujos.pdf (6 p.) OLF-ARCHIVE.zip	package-data.xml es-request.xml application-body.xml es-fee-sheet.xml request.pdf
Enviados por:	CN=OEPM	
Fecha y hora de recepción:	01 marzo 2023, 17:28 (CET)	
Codificación del envío:	BF:ED:A9:8D:C7:87:D0:8D:95:67:B6:E4:45:E2:DB:77:C4:62:FB:D3	

AVISO IMPORTANTE

Las tasas pagaderas al solicitar y durante la tramitación de una patente o un modelo de utilidad son las que se recogen en el Apartado "Tasas y precios públicos" de la página web de la OEPM (http://www.oepm.es/es/propiedad_industrial/tasas/). Consecuentemente, si recibe una comunicación informándole de la necesidad de hacer un pago por la inscripción de su patente o su modelo de utilidad en un "registro central" o en un "registro de internet" posiblemente se trate de un fraude.

La anotación en este tipo de autodenominados "registros" no despliega ningún tipo de eficacia jurídica ni tiene carácter oficial.

En estos casos le aconsejamos que se ponga en contacto con la Oficina Española de Patentes y Marcas en el correo electrónico informacion@oepm.es.

ADVERTENCIA: POR DISPOSICIÓN LEGAL LOS DATOS CONTENIDOS EN ESTA SOLICITUD PODRÁN SER PUBLICADOS EN EL BOLETÍN OFICIAL DE LA PROPIEDAD INDUSTRIAL E INSCRITOS EN EL REGISTRO DE PATENTES DE LA OEPM, SIENDO AMBAS BASES DE DATOS DE CARÁCTER PÚBLICO Y ACCESIBLES VÍA REDES MUNDIALES DE INFORMÁTICA.

Para cualquier aclaración puede contactar con la O.E.P.M.

/Madrid, Oficina Receptora/