

Proyecto Fin de Carrera  
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis de sensibilidad para la optimización de una  
microrred ubicada en Madrid

Autor: Daniel Cáceres Bernils

Tutor: Sergio Jesús Navas Herrera

Tutora: Gracia María Cabello González

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía

# **Análisis de sensibilidad para la optimización de una microrred ubicada en Madrid**

Autor:

Daniel Cáceres Bernils

Tutor:

Sergio Jesús Navas Herrera

Profesor sustituto interino

Tutora:

Gracia María Cabello González

Profesora sustituta interina

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2024



Proyecto Fin de Carrera: Análisis de sensibilidad para la optimización de una microrred ubicada en Madrid

Autor: Daniel Cáceres Bernils

Tutores: Sergio Jesús Navas Herrera y Gracia María Cabello González

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

Este trabajo de fin de grado representa la culminación de un camino formativo que llevo recorriendo desde que nací, y el cual no habría sido posible sin haber estado acompañado.

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis tutores Sergio y Gracia, que pese a habernos conocido este mismo curso, me han hecho sentir como si nos conociéramos desde hace varios años. De hecho, este trabajo no sería posible sin la total implicación que me han brindado, acompañada siempre de una sonrisa y sobre todo paciencia, sin nunca una mala cara, cuando les asistía desesperado para solicitarle la resolución de dudas.

A muchos de mis profesores, porque si no hubiera sido por su vocación de enseñar, jamás habría sido capaz de completar los cursos. Gracias a vosotros, he descubierto lo fascinante que puede ser estudiar una carrera tan desafiante y atractiva como es la ingeniería de la energía.

A los compañeros del grado que se han convertido en amigos con el paso del tiempo. Sin vosotros las interminables sesiones de estudio no hubieran sido posibles. Me habéis apoyado en los momentos más difíciles, cuando incluso yo mismo creía ser incapaz, y por ello os estaré eternamente agradecido.

Y por último a mi familia, porque no sería la persona que soy si no fuera por los valores y cariño que me han procesado durante toda mi corta vida. Gracias de todo corazón por haberme apoyado incondicionalmente durante todos los días del año.

*Daniel Cáceres Bernils*

*Sevilla, 2024*



# Resumen

---

Con motivo del incesante avance del cambio climático, en el campo de la ingeniería se están requiriendo alternativas a los combustibles fósiles constantemente. Dado que la descarbonización de la sociedad es un problema mundial cada vez más importante, en este trabajo se va a proponer una forma de favorecer la transición hacia una economía de energía renovables.

Por lo tanto, en este proyecto se va a realizar un análisis tecno-económico de una de las tecnologías renovables más interesantes disponibles actualmente como es la energía solar. Esta energía destaca por ser una energía madura, sencilla y fácilmente instalable en espacios reducidos, como puede ser el tejado de una vivienda unifamiliar.

Así pues, se estudiará su implantación a nivel doméstico, mediante la instalación de una micro red híbrida de energía solar y térmica en una vivienda unifamiliar en Madrid. La micro red se encuentra conformada por un campo solar fotovoltaico, un sistema solar térmico, y un conjunto de baterías de tipo plomo ácido. Posteriormente, se ha realizado un análisis de sensibilidad de la instalación, con objeto de maximizar el beneficio económico y minimizar tanto el consumo como la venta de excedentes energía.

Los resultados muestran que la instalación de una microrred híbrida basada únicamente en fuentes renovables es capaz de ser autosuficiente durante la mayor parte del año, es decir, los consumos energéticos necesarios para abastecer el suministro térmico y eléctrico de una casa residencial madrileña han resultado ser nulos para los meses de marzo a octubre.

En términos económicos, se han obtenido periodos de amortización de la microrred en torno 14 años, por lo que, si la vida útil de la instalación se ha estimado a 25 años, implementar este tipo de sistemas generará beneficios económicos que pueden llegar a ascender a los 4100€. No obstante, dada la necesidad de implementación de este tipo de sistemas, se espera una mayor inversión y desarrollo futura en materia de fuentes renovables, lo que supondrá una mayor eficiencia energética obtenida. Consecuentemente, el coste de inversión futura será menor, esto sumando a la tendencia claramente creciente del precio de la luz debido a la escasez de recursos y la inflación, dan motivos para especular que el flujo de caja acumulado en el año 25 puede ser mucho mayor al valor calculado en el estudio.

Con este estudio se espera clarificar a los usuarios, empresas de energía renovable, investigadores y responsables de políticas, cómo funciona una microrred y qué factores afectan al rendimiento económico del cliente. De este modo, se espera incentivar a las generaciones venideras a instalar tecnologías renovables similares a la microrred, para poder contribuir así a la descarbonización de las energías.



Due to the relentless advancement of climate change, the engineering field is constantly seeking alternatives to fossil fuels. Given that the decarbonization of society is an increasingly important global issue, this work proposes a way to promote the transition to a renewable energy economy.

Therefore, this project will conduct a techno-economic analysis of one of the most interesting renewable technologies currently available: solar energy. This energy stands out for being mature, simple, and easily installable in small spaces, such as the roof of a single-family home.

Thus, its implementation will be studied at a domestic level by installing a hybrid solar and thermal microgrid in a single-family home in Madrid. The microgrid consists of a photovoltaic solar field, a solar thermal system, and a set of lead-acid batteries. Subsequently, a sensitivity analysis of the installation has been carried out in order to maximize economic benefit and minimize both energy consumption and the sale of energy surpluses.

The results show that the installation of a hybrid microgrid based solely on renewable sources can be self-sufficient for most of the year. That is, the necessary energy consumption to supply the thermal and electrical demand of a residential house in Madrid was zero from March to October.

In economic terms, payback periods for the microgrid of around 14 years were obtained. Therefore, if the useful life of the installation is estimated at 25 years, implementing such systems will generate economic benefits that can amount to €4,100. However, given the need to implement these systems, future investment and development in renewable sources are expected, which will result in greater energy efficiency. Consequently, the future investment cost will be lower. This, combined with the clearly rising trend in electricity prices due to resource scarcity and inflation, provides reasons to speculate that the cumulative cash flow in year 25 could be much higher than the value calculated in the study.

This study aims to clarify for users, renewable energy companies, researchers, and policymakers how a microgrid works and what factors affect the client's economic performance. In this way, it is hoped to encourage future generations to install similar renewable technologies, thereby contributing to the decarbonization of energy sources.

|   |             |
|---|-------------|
| <b>Agradecimientos</b>  | <b>vii</b>  |
| <b>Resumen</b>  | <b>ix</b>   |
| <b>Abstract</b>   | <b>xi</b>   |
| <b>Índice</b>   | <b>xii</b>  |
| <b>Índice de Tablas</b>   | <b>xiii</b> |
| <b>Índice de Figuras</b>  | <b>xiv</b>  |
| <b>Notación</b>   | <b>xvi</b>  |
| <b>1 Introducción y Objetivos</b>   | <b>1</b>    |
| 1.1 <i>Situación energética actual y perspectivas futuras</i>             | 1           |
| 1.2 <i>Una solución para el mañana: las microrredes</i>                   | 5           |
| 1.3 <i>Objetivos y alcance del proyecto</i>                               | 7           |
| <b>2 Descripción de la microrred</b>                                      | <b>9</b>    |
| 2.1 <i>Configuración experimental</i>                                     | 9           |
| 2.2 <i>Caracterización de los dispositivos</i>                            | 10          |
| 2.2.1 <i>Instalación eléctrica</i>  | 11          |
| 2.2.2 <i>Instalación térmica</i>  | 14          |
| 2.2.3 <i>Sistema de control</i>   | 21          |
| <b>3 Metodología de simulación</b>  | <b>23</b>   |
| 3.1 <i>Análisis de las condiciones de partida</i>                         | 23          |
| 3.2 <i>Implementación en el WorkSpace</i>                                 | 27          |
| 3.3 <i>Implementación en el Simulink</i>                                  | 28          |
| <b>4 Análisis de sensibilidad de la microrred</b>                         | <b>31</b>   |
| 4.1 <i>Primera simulación</i>   | 31          |
| 4.1.1 <i>Análisis energético</i>  | 33          |
| 4.1.2 <i>Análisis económico</i>   | 41          |
| 4.2 <i>Segunda simulación: incremento de la capacidad de las baterías</i> | 44          |
| 4.2.1 <i>Análisis energético</i>  | 45          |
| 4.2.2 <i>Análisis económico</i>   | 51          |
| 4.3 <i>Tercera simulación: se duplica la capacidad de las baterías</i>    | 52          |
| 4.3.1 <i>Análisis energético</i>  | 53          |
| 4.3.2 <i>Análisis económico</i>   | 59          |
| 4.4 <i>Estudio comparativo de los resultados alcanzados</i>               | 61          |
| <b>5 Conclusión</b>   | <b>66</b>   |
| <b>Referencias</b>  | <b>67</b>   |

# ÍNDICE DE TABLAS

---

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Tabla climática de Madrid durante el año 2021 [55]                      | 25 |
| Tabla 2. Resultados semanales de la primera simulación                           | 35 |
| Tabla 3. Resultados de compraventa de la primera simulación                      | 39 |
| Tabla 4. Resultados energéticos mensuales totales obtenidos en la 1ª simulación  | 39 |
| Tabla 5. Comparativa económica entre la simulación base y la primera simulación  | 43 |
| Tabla 6. Resultados semanales de la segunda simulación                           | 46 |
| Tabla 7. Resultados de compraventa de la segunda simulación                      | 49 |
| Tabla 8. Resultados energéticos mensuales totales obtenidos en la 2ª simulación  | 50 |
| Tabla 9. Comparativa económica entre la simulación base y la segunda simulación  | 51 |
| Tabla 10. Resultados semanales de la tercera simulación                          | 55 |
| Tabla 11. Resultados de compraventa de la tercera simulación                     | 57 |
| Tabla 12. Resultados energéticos mensuales totales obtenidos en la 3ª simulación | 58 |
| Tabla 13. Comparativa económica entre la simulación base y la tercera simulación | 60 |
| Tabla 14. Resumen de los resultados energéticos obtenidos                        | 62 |
| Tabla 15. Variación energética en las simulaciones                               | 63 |
| Tabla 16. Resumen económico anual en las simulaciones                            | 63 |
| Tabla 17. Resumen de las variaciones económicas producidas en cada simulación    | 64 |
| Tabla 18. Resumen económico de las simulaciones                                  | 64 |

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

|   |    |
|---|----|
| Ilustración 1. Nivel de emisiones totales en España [6]   | 2  |
| Ilustración 2. Proporción de renovables el consumo final bruto de energía en España y en la UE [8]    | 3  |
| Ilustración 3. Porcentaje de generación renovable sobre generación total en la ENTSO-E [12]           | 3  |
| Ilustración 4. Porcentaje de generación eléctrica por fuente de energía [11]                          | 4  |
| Ilustración 5. Producción interior de energía vs Grado de autoabastecimiento, 2000-2022 [14]          | 5  |
| Ilustración 6. Diagrama de bloques de la microrred híbrida  | 10 |
| Ilustración 7. Microrred experimental de la universidad de Sevilla [45]                               | 11 |
| Ilustración 8. Esquema de generación y almacenamiento eléctrico de la microrred [46]                  | 11 |
| Ilustración 9. Campo solar de la microrred experimental [45]  | 12 |
| Ilustración 10. Banco de baterías plomo-ácido de la microrred experimental                            | 13 |
| Ilustración 11. Esquema de generación y almacenamiento térmico en la microrred [46]                   | 15 |
| Ilustración 12. Campo solar térmico de la microrred experimental [45]                                 | 16 |
| Ilustración 13. Tanque de almacenamiento de ACS junto a los colectores solares                        | 19 |
| Ilustración 14. Esquema del tanque de almacenamiento térmico [45]                                     | 20 |
| Ilustración 15. Evolución temporal de la temperatura ambiente de Madrid en la 1ª semana de julio      | 24 |
| Ilustración 16. Evolución temporal diaria de la Tª ambiente de Madrid en la 1ª semana de julio        | 25 |
| Ilustración 17. Diagrama de temperaturas anuales en Madrid  | 26 |
| Ilustración 18. Distribución de la irradiación global media nacional en agosto [57]                   | 27 |
| Ilustración 19. Esquema del modelado de la microrred experimental [45]                                | 28 |
| Ilustración 20. Resultado obtenido simulando un día de la 1ª semana de julio en Madrid                | 31 |
| Ilustración 21. Resultado obtenido al simular el tanque de ACS en la 1ª semana de julio en Madrid     | 32 |
| Ilustración 22. Representación gráfica de los resultados de la primera simulación                     | 35 |
| Ilustración 23. Resultados de potencias obtenidos para la 3ª semana de abril en la primera simulación | 36 |
| Ilustración 24. Resultados mensuales de la compraventa de energía en la 1ª simulación                 | 40 |
| Ilustración 25. Diagrama de barras de consumo y venta de energía mensual de la 1ª simulación          | 41 |
| Ilustración 26. Tarifas de potencia y energía contratadas en la simulación base                       | 41 |
| Ilustración 27. Tarifas de potencia y energía contratadas en la primera simulación                    | 42 |
| Ilustración 28. Flujo de caja acumulado de la primera simulación a 25 años                            | 44 |
| Ilustración 29. Representación gráfica de los resultados de la segunda simulación                     | 47 |
| Ilustración 30. Resultados de compraventa obtenidos en la 2ª simulación                               | 50 |
| Ilustración 31. Diagrama de barras de consumo y venta de energía mensual en la 2ª simulación          | 51 |
| Ilustración 32. Flujo de caja acumulado de la segunda simulación a 25 años                            | 52 |
| Ilustración 33. Representación gráfica de los resultados de la tercera simulación                     | 55 |

|  |    |
|--|----|
| Ilustración 34. Resultados mensuales de la compraventa de energía en la 3ª simulación        | 59 |
| Ilustración 35. Diagrama de barras de consumo y venta de energía mensual en la 3ª simulación | 59 |
| Ilustración 36. Flujo de caja acumulado de la tercera simulación a 25 años                   | 61 |

# Notación

---

|        |   |
|--------|---|
| GEI    | Gases de Efecto Invernadero                                   |
| UE     | Unión Europea   |
| PNIEC  | Plan Nacional Integrado de Energía y Clima                    |
| MITERD | Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico |
| ODS    | Objetivo de Desarrollo Sostenible                             |
| PIB    | Producto Interior Bruto                                       |
| INE    | Instituto Nacional de Estadística                             |
| OMS    | Organización Mundial de la Salud                              |
| IRENA  | Agencia Internacional de Energías Renovables                  |
| UNSD   | División Estadística de las Naciones Unidas                   |
| GBM    | Grupo Banco Mundial   |
| CHP    | Combined Heat and Power                                       |
| ACS    | Agua Caliente Sanitaria                                       |
| PVT    | Photovoltaic/Thermal  |
| PLC    | Controlador Lógico Programable                                |
| CAN    | Controlled Area Network                                       |
| MPPT   | Maximum Power Point Tracking                                  |
| STC    | Standard Test Conditions                                      |
| ONC    | Operating Nominal Conditions                                  |
| SOC    | State Of Charge   |
| ROI    | Return On Investment  |
| AEMET  | Agencia Estatal de Meteorología                               |
| REE    | Red Eléctrica Española  |
| IEE    | Impuesto Especial sobre la Electricidad                       |
| IVA    | Impuesto del Valor Añadido                                    |

# 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

---

## 1.1 Situación energética actual y perspectivas futuras

El incremento continuo de la población a nivel mundial es un factor determinante en la intensificación del consumo energético. La necesidad de satisfacer esta creciente demanda energética provoca que las reservas de combustibles fósiles se utilicen a una velocidad mayor de la que pueden reponerse conduciendo al agotamiento de estos recursos naturales (desarrollo insostenible). Además, la explotación de dichas fuentes de energía tiene asociada la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), los cuales contribuyen a uno de los principales problemas de la sociedad actual que es el cambio climático.

En consecuencia, como tratar de satisfacer la demanda energética mediante el uso de combustibles fósiles no es una solución sostenible a largo plazo, se han de crear nuevas estrategias de generación energética. Aquí es donde aparecen las fuentes renovables, porque son fuentes de energía prácticamente inagotables y cuyas emisiones son considerablemente inferiores que las de las fuentes de energía convencionales. Asimismo, estas fuentes renovables ayudan a reducir la dependencia de un país de los suministros externos y contribuyen a diversificar el abastecimiento energético.

Teniendo en cuenta la necesidad mundial de crear e implementar estrategias de generación de energía sostenible, la Unión Europea (UE) demanda a cada estado miembro la creación de diferentes planes para establecer objetivos y medidas nacionales en materia de energía y clima, y que permitan determinar el grado de cumplimiento de los objetivos globales marcados para el conjunto de la UE.

En el caso de España se han elaborado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) que recoge unos objetivos intermedios de cara a alcanzar la neutralidad climática que demanda el Pacto Verde Europeo para el año 2050. Estos planes presentan una oportunidad para la modernización de la economía, la creación de puestos de trabajo sostenibles en el tiempo, la reducción de la dependencia energética exterior, e incluso para el desarrollo del medio rural.

A continuación, se detallan las principales metas que se deberán alcanzar a nivel nacional para el año 2030 según lo indica el PNIEC [1] [2]:

- 32% de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 81% de energía renovable en la generación eléctrica.
- 44% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Cabe destacar el hecho de que estos objetivos se van actualizando año a año según la situación nacional.

Con objeto de ofrecer una visión más amplia al lector, se ha considerado de gran importancia para el desarrollo del informe contextualizar los objetivos marcados por el PNIEC en base a los valores previos, para poder observar así el estado de consecución de las metas propuestas para el año 2030.

En primer lugar, tenemos el porcentaje de reducción de emisiones GEI respecto a 1990, que es uno de los principales asuntos en materia de transición ecológica. Es tal su importancia que, según el Pacto Verde Europeo (objetivo 55), para el año 2050 se ha fijado el reto de alcanzar la neutralidad climática [3] [4]. Lamentablemente, es uno de los valores con un peor desempeño a nivel nacional, ya que tan solo se ha alcanzado una reducción del 5,3% de las emisiones GEI con respecto a las emisiones existentes en 1990 [5] [6].

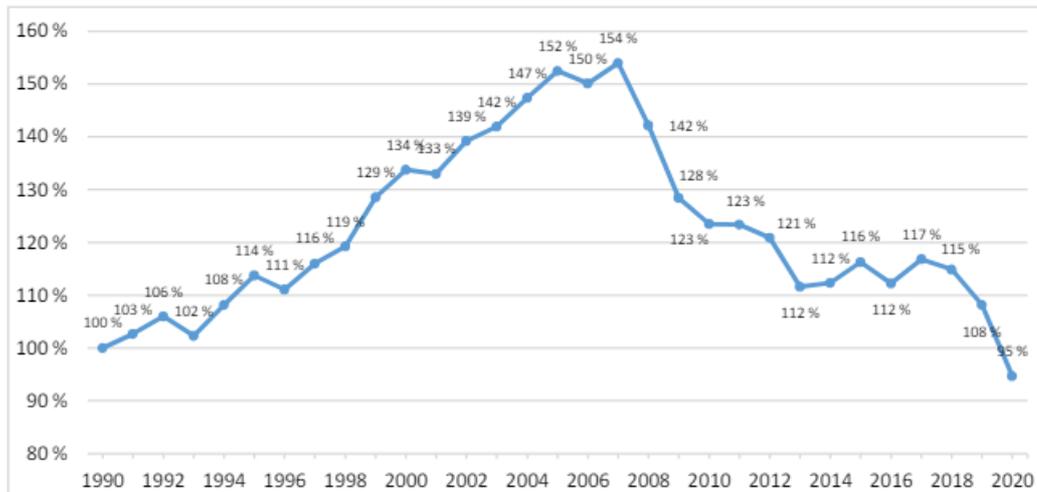


Ilustración 1. Nivel de emisiones totales en España [6]

Como podemos observar en la ilustración 1, según los datos Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), las emisiones brutas de gases de efecto invernadero en el año 2020 ascienden a 274,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes. Este valor representa una reducción del 12,5% de emisiones de GEI con respecto al año anterior, sin embargo, tan solo suponen una reducción de emisiones del 5,3% con respecto a las de 1990. De hecho, dada la insuficiente evolución de estas, se ha desestimado la idea de alcanzar una reducción del 32% para el año 2030, y se ha fijado un nuevo valor más realista del 20%.

El siguiente punto que se va a comentar en profundidad es el porcentaje nacional de renovables sobre el consumo total de energía final bruta. Esta meta es tan sumamente importante que su cumplimiento permitirá alcanzar el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) número 7 de la Agenda 2030, el cual nos indica lo siguiente: “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”. Cabe mencionar que este punto es tan solo uno de los 17 objetivos que constituyen la Agenda 2030.

El ODS 7 busca garantizar el acceso universal a una energía fiable limpia y asequible. Para alcanzar este propósito, se plantea una estrategia que incluye la transición hacia un sistema energético sostenible. Esta estrategia se basa en la inversión en energías renovables, la adopción de prácticas de eficiencia energética (que es otro de los aspectos a mejorar según el PNIEC) y la utilización de tecnologías avanzadas y menos contaminantes.

Aplicar estas medidas provocará un aumento del porcentaje nacional de energías renovables sobre el consumo total de energía final bruta y del consumo de energía primaria por unidad de Producto Interior Bruto (PIB). Con todo esto, se espera que el porcentaje de población con acceso a la electricidad y cuya fuente primaria de energía son combustibles y tecnologías limpias sean próximas al 100%.

Actualmente según datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y el Eurostat, la proporción de energías renovables en el consumo final bruto de energía (indicador 7.2.1.1 de la Agenda 2030) asciende a 22,116% [7] [8] [9], valor que es muy próximo al 23,12% correspondiente a la media de la zona euro [10] [11].

A diferencia de la meta anterior, en la que hubo que cambiar el valor fijado para 2030, la evolución de la proporción de energías renovables en el consumo final bruto de energía a lo largo del tiempo es bastante positiva.

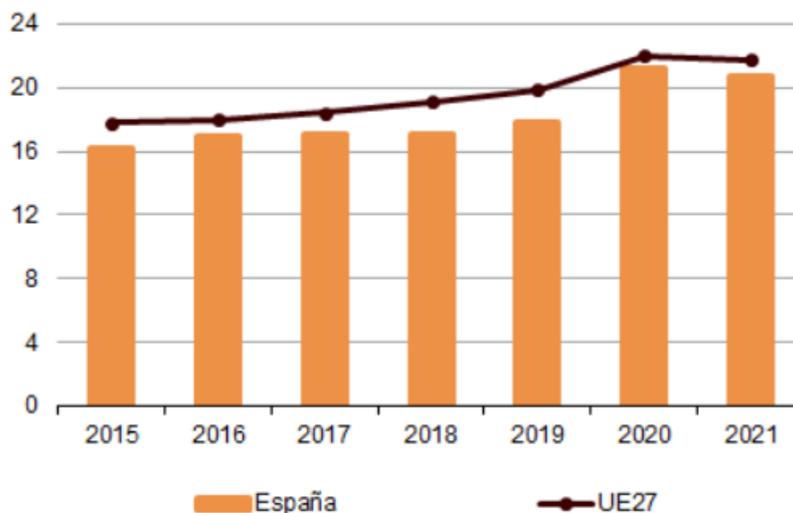


Ilustración 2. Proporción de renovables el consumo final bruto de energía en España y en la UE [8]

Como se puede apreciar en la ilustración 2, se están cumpliendo los plazos aproximadamente. Por lo tanto, se estima que sea posible pasar del valor actual de 22,116% de fuentes renovables, al valor deseado de 32% de proporción de energías renovables en el consumo final bruto de energía.

Otro aspecto de vital importancia en el PNIEC es el porcentaje de energía renovable en la generación eléctrica a nivel nacional. Según el MITERD y Eurostat, en el año 2022 se registró un valor de 44,5% de generación renovable [11] [12] [13], valor que se encuentra muy alejado de la meta de 81%. Sin embargo, como se puede apreciar en el gráfico posterior, actualmente el porcentaje de generación renovable nacional enmarca a España como el decimotercer país con mayor porcentaje de energía renovables en la generación eléctrica.

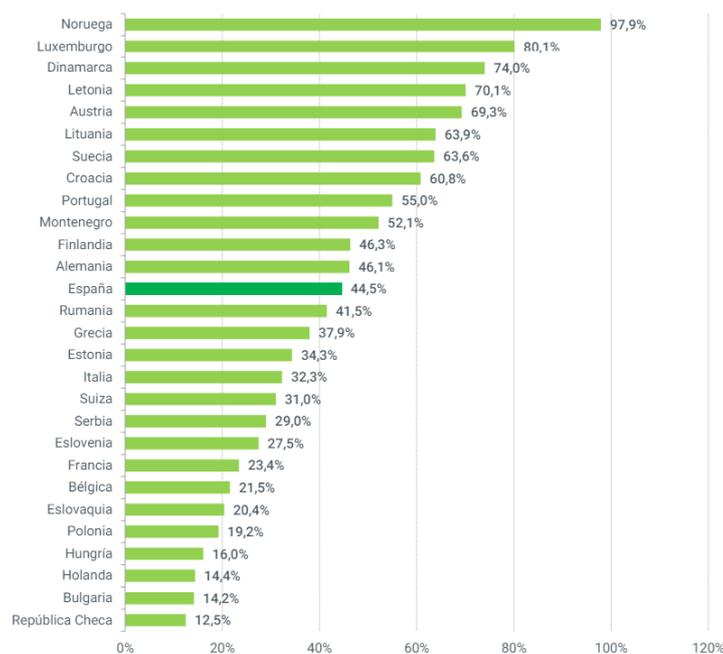


Ilustración 3. Porcentaje de generación renovable sobre generación total en la ENTSO-E [12]

Por lo tanto, pese a encontrarnos lejos de la meta fijada en el PNIEC para el año 2030, España presenta una generación renovable ligeramente por encima de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E). De hecho, la generación a partir de fuentes renovables es el principal tipo de

generación eléctrica nacional con un 44,5%.

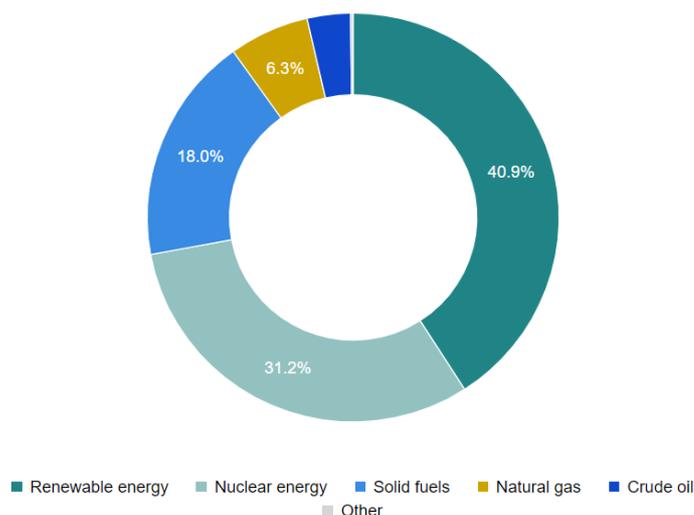


Ilustración 4. Porcentaje de generación eléctrica por fuente de energía [11]

Como se puede apreciar en el diagrama de la ilustración 4, la generación renovable es la principal fuente de generación nacional, por encima de la generación a partir de fuentes nucleares, de la generación a partir de combustibles fósiles...

El último propósito de los establecidos en el PNIEC para el año 2030 que se va a comentar es la dependencia energética. Pese a que no haya estado citado anteriormente en el informe, reducir la dependencia energética es uno de los objetivos finales de aplicar todas las medidas de transición ecológica durante los próximos años. Recordemos que tanto la Agenda 2030 como el PNIEC resaltaban la importancia de garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos. Uno de los factores que más influyen en la consecución del ODS 7 es la reducción de la dependencia energética nacional, ya que permite reducir el coste de la energía y, por consiguiente, incrementar el número de personas que pueden acceder a disponer de energía.

Para una mayor claridad en el informe se va a definir el concepto de dependencia energética según el MITERD: **la dependencia energética refleja el grado en que un país necesita importar fuentes energéticas para poder satisfacer su consumo interior** [14]. Por ende, se calcula eliminando del consumo de energía primaria la producción primaria nacional de energía proveniente de carbón, productos petrolíferos, gas natural, residuos no renovables, energía nuclear y fuentes renovables, y luego dividiendo esta diferencia por el consumo de energía primaria.

A nivel nacional, desde comienzos de siglo se ha avanzado hacia una mayor diversificación energética, marcada por la creciente incorporación de las energías renovables en el sistema energético nacional. El potencial de producción local junto con las mejoras en eficiencia energética, están resultando en un incremento de la capacidad de autoabastecimiento del país.

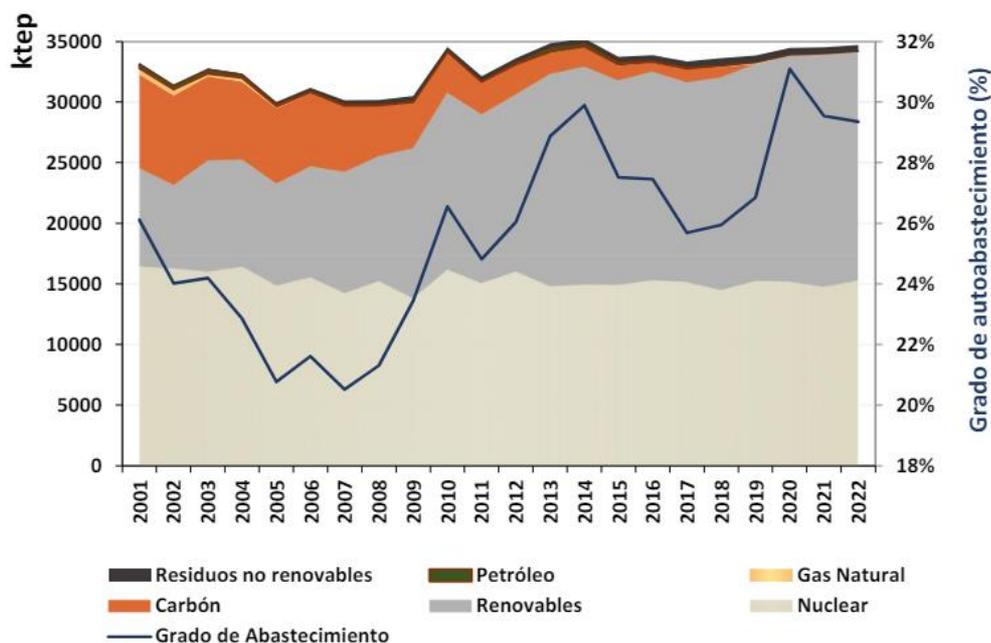


Ilustración 5. Producción interior de energía vs Grado de autoabastecimiento, 2000-2022 [14]

Según los datos del MITERD, podemos observar en la ilustración como la evolución del grado de autoabastecimiento es positiva durante las últimas dos décadas. Cabe mencionar que el grado de autoabastecimiento se define como el complemento a uno del grado de dependencia energética, es decir, si en 2022 se alcanzó un grado de autoabastecimiento de 29%, entonces la dependencia energética ascendió a un valor de 71%.

Así pues, España es un país que presenta una gran vulnerabilidad energética, debido al hecho de que como el grado de dependencia energética exterior es del 75% aproximadamente, esto indica que el país importó cerca de tres cuartas partes de la energía consumida en el año 2022. No obstante, la evolución ha sido muy positiva durante la última década gracias a la creciente incorporación de energías renovables en el sistema energético nacional. Es tal su auge en los últimos tiempos que el 98% de la producción interior del país corresponde a la suma de la producción de energía de fuentes renovables (54%) y nucleares (44%), y tan solo el 2% restante se asocia a residuos no renovables.

## 1.2 Una solución para el mañana: las microrredes

Como se ha podido deducir en la introducción, las nuevas políticas de transición energética caracterizadas por la penetración progresiva de las energías renovables en el sistema eléctrico nacional, junto con la subida incesante de la factura de la luz, han ocasionado la necesidad de asegurar el suministro eléctrico para todos. Esto ha llevado a los países a reducir la dependencia energética de fuentes externas mediante el auge de fuentes renovables, no solo para hacer frente a la demanda eléctrica, sino también a la demanda de calor.

Según un nuevo informe publicado conjuntamente por la Organización Mundial de la Salud (OMS), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la División Estadística de las Naciones Unidas (UNSD) y el Grupo Banco Mundial (GBM), hoy en día en torno al 10% de la población mundial carece de acceso a la electricidad [15] [16]. Así pues, con la finalidad de cumplir el ODS 7 correspondiente a la Agenda 2030, se han elaborado una serie de tecnologías para asegurarles el suministro eléctrico.

Los principales lugares que carecen de electricidad resultan ser sitios aislados, como pueden ser zonas rurales, islas... Bajo estas circunstancias, la integración de fuentes de energía renovable y sistemas de almacenamiento en microrredes independientes resulta ser la oportunidad ecológica más interesante para proporcionar electricidad y energía térmica a áreas remotas aisladas. De hecho, es tal su eficacia que muchos países están

estudiando en profundidad la posibilidad de implementar microrredes como sistemas de energía limpios sostenibles y eficientes en zonas insulares [17] [18] [19] [20].

Además, la implementación de microrredes renovables se adecúa perfectamente a el mix energético de los países desarrollados. Por ejemplo, según la comisión europea, en 2022 los hogares representaron el 25,8 % del consumo final de energía en la UE, es decir, el 18,1 % del consumo interior bruto de energía de la UE [21] [22]. Este hecho, junto con la gran cantidad de superficie de tejado disponible en la UE (los sistemas de paneles solares fotovoltaicos podrían cubrir hasta el 24% del consumo de electricidad europeo) [23] [24] [25] [26] convierte a este sector en un actor clave para lograr una mayor penetración de energías renovables en la matriz energética.

A nivel industrial las microrredes que han demostrado ser más exitosas han sido las microrredes de cogeneración (CHP). Estas han demostrado ser muy eficientes en la recuperación de calor desperdiciado, aumentándose así la eficiencia energética a la vez que se reducían las emisiones de gases contaminantes [27] [28]. Sin embargo, existe un número reducido de estudios que evalúen la eficacia de esta clase de microrredes a nivel doméstico, y menos aún que lo hagan empleando únicamente energías renovables.

Algunos estudios que han evaluado la idoneidad de emplear microrredes CHP en aplicaciones domésticas, contemplando el uso de fuentes no renovables como el gas natural o el combustible diésel. Como era de esperar, concluyeron que la hibridación de este tipo de sistemas satisface de forma exitosa la demanda energética de los hogares analizados. Por lo tanto, esta tecnología contribuye positivamente a la penetración gradual de las energías renovables en el sistema eléctrico nacional, produciéndose así un incremento del grado de autoabastecimiento español. En otras palabras, esta tecnología permite reducir la dependencia energética española, además al ser una tecnología capaz de recuperar calor desperdiciado, permite reducir el desperdicio de energía.

Consecuentemente, la implementación de microrredes (CHP) domésticas que empleen fuentes no renovables favorecería el cumplimiento del PNIEC. No obstante, el objetivo de este trabajo de fin de grado es ir todavía un paso más allá y considerar solo opciones renovables, utilizando tecnologías bien establecidas en el mercado para cubrir la demanda de electricidad y agua caliente doméstica en un hogar urbano.

Teniendo esto en cuenta, se ha decidido emplear una combinación de energía fotovoltaica y de energía solar térmica en las microrredes, ya que, entre todas las fuentes renovables existentes para abastecer el suministro térmico y eléctrico en una vivienda unifamiliar, estas son las energías más maduras y con precios más competitivos en el mercado. (hecho el cual será determinante para poder calcular el tiempo de amortización en el análisis económico)

Para abastecer el suministro eléctrico se ha decidido emplear energía fotovoltaica, esto se debe a los numerosos estudios existentes que han demostrado que la inclusión en la red de otros sistemas renovables como turbinas eólicas [29] y biomasa [30] no son tan rentables como las soluciones que incluyen solo sistemas solares y baterías.

De hecho, se ha demostrado experimentalmente mediante análisis computacional con el software HOMER que la relación entre la generación de energía y el costo de inversión de la energía fotovoltaica es mejor en comparación con las turbinas eólicas. Por lo tanto, es mejor utilizar siempre fotovoltaica en lugar de turbinas eólicas, incluso cuando se requieren sistemas costosos como bancos de baterías [31]. Además, también se ha verificado en numerosos estudios que, pese a que los sistemas de biomasa son muy adecuados para hogares remotos fuera de la red, su elevado costo operativo y de mantenimiento los hace inviables desde un punto de vista económico en comparación con los casos conectados a la red [32].

Cabe resaltar que, a diferencia de la mayoría de los estudios, este trabajo no solo busca satisfacer la demanda de electricidad de una vivienda unifamiliar, sino que también va a garantizar el suministro de agua caliente sanitaria (ACS). Esto se debe al hecho de que en este trabajo de fin de grado se busca dar un paso más en la integración de las tecnologías renovables para uso doméstico, mediante el análisis computacional de toda la generación renovable necesaria para satisfacer la demanda en su totalidad.

Así pues, se va a emplear energía solar térmica como fuente renovable para abastecer el suministro térmico de la vivienda. Durante las últimas dos décadas, la energía solar térmica se ha consolidado como una de las fuentes de energía renovables más maduras y con precios más competitivos. Consecuentemente, las instalaciones solares térmicas han demostrado ser una opción ecológica prometedora para suministrar agua caliente para calefacción residencial y otros propósitos [33].

Además, según diferentes estudios, implementar sistemas solares domésticos de calentamiento de agua en vez de emplear una caldera de gas tradicional provoca una disminución tanto de las emisiones de gases contaminantes como del precio de la factura de la luz. De hecho, debido al incesante avance de las tecnologías renovables, la eficiencia de los dispositivos solares térmicos se ha incrementado hasta tal punto, que las instalaciones solares presentan un ahorro de unos 150 euros mensuales y período de amortización en torno a los 5 años [34] [35] [36].

Una vez seleccionadas las tecnologías renovables a emplear para satisfacer la demanda eléctrica y térmica de la vivienda unifamiliar, tan solo resta decidir la configuración de los equipos a instalar. Últimamente varios autores han estado analizando la posibilidad de utilizar colectores híbridos (PVT) [37] [38]. Es una nueva tecnología que consiste en un dispositivo compuesto por células fotovoltaicas colocadas sobre un intercambiador de calor, cubriéndose así con un único sistema la generación de electricidad como de calor en lugar de usar 2 dispositivos separados.

Numerosos estudios que analizan el uso de un sistema híbrido PVT para aplicaciones domésticas de calor y energía han descubierto que, en el caso de ciudades como Atenas, Londres, Lyon o Zaragoza la combinación de un sistema solar térmico con un sistema fotovoltaico tenía un mejor rendimiento que considerar solo el sistema fotovoltaico en términos de cubrir la demanda energética combinada del hogar [39] [40].

Así pues, se ha verificado que, para emplazamientos con elevados valores de irradiancia, mayores de  $500\text{W}/\text{m}^2$  [41], el PVT es adecuado para precalentar agua caliente doméstica, obteniéndose en los diferentes estudios un promedio mensual de las temperaturas máximas diarias de salida del campo de colectores PVT por encima de  $45\text{ }^\circ\text{C}$  durante 5 meses al año.

Además, Laetitia Brottier y Rachid Bennacer [39] afirmaron en su estudio que, para un tanque de almacenamiento de 300 litros, serán necesarios  $8\text{ m}^2$  de PVT. Este valor final obtenido de la simulación corrobora el resultado del estudio [42] que muestra mediante análisis computacional que la superficie de PVT debe ser aproximadamente el doble de la de un módulo térmico clásico para proporcionar la misma energía térmica.

Por otro lado, diferentes estudios han afirmado que la implementación de colectores híbridos permite cubrir el en torno a la mitad de la demanda eléctrica del hogar y un intervalo de entre el 30-40% de la demanda de agua caliente para los 4 meses de verano [40] [43] [44]. Adicionalmente, han concluido que las instalaciones de colectores solares híbridos PVT simuladas en diferentes países de Europa (Alemania, Reino Unido, Francia, España...), necesitaban apoyo externo de octubre a febrero para cubrir la demanda.

A partir de marzo, el sistema PVT cubría toda la demanda de agua caliente del edificio y comenzaba a tener mayor importancia en la generación de electricidad. Sin embargo, el sistema no era rentable sin incentivos externos debido a las restricciones para alimentar calor en el sistema de calefacción distrital, obligando al edificio a depender del almacenamiento térmico, lo que implica pérdidas sustanciales de calor. De todas formas, en general, el sistema PVT produjo un valor aproximado de un tercio del calor y la mitad de la demanda eléctrica del edificio, demostrando que es una opción tecnológicamente viable con un gran potencial, especialmente en aquellas regiones con mayor irradiancia solar, donde se estimó que el periodo de recuperación de la instalación sería de entre 6 a 11 años.

Una vez decididas tanto las energías renovables a emplear para satisfacer las demandas de la vivienda, como la configuración de los equipos que generan dichas energías, tan solo faltan decidir cuál será la estrategia operativa de la microrred. Se pueden evaluar diferentes estrategias operativas utilizando la misma estructura de microrred, pero buscando diferentes objetivos como simplemente satisfacer la demanda de energía eléctrica y térmica o, por otro lado, optimizar el uso de energía desde el punto de vista del rendimiento o del beneficio económico. Como el objetivo de este proyecto es fomentar la implementación de este tipo de tecnologías de generación renovable a nivel doméstico, se ha decidido emplear un análisis de sensibilidad de los equipos de la instalación con objeto de maximizar el beneficio económico.

### 1.3 Objetivos y alcance del proyecto

Este trabajo de fin de grado tiene como objetivo investigar el potencial de instalación de una tecnología de generación renovable a escala residencial, para contribuir a la penetración de las energías renovables en el sector de la edificación en España y así descarbonizar el sector de la electrificación nacional. La tecnología empleada

se conoce como microrred híbrida, y es fruto de la combinación de energía solar térmica y fotovoltaica a escala residencial. A continuación, se enumeran algunos aspectos clave para alcanzar el objetivo del trabajo de fin de grado:

- Necesidad de analizar la viabilidad tecno-económica para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria y electricidad de una vivienda unifamiliar compuesta por tres habitantes. Para poder conocer si la tecnología propuesta tiene cabida en la sociedad futura, se ha simulado el comportamiento de la microrred a lo largo de las 48 semanas anuales.
- Intencionalidad de mejora de la eficiencia energética. Para fomentar la instalación de este tipo de tecnologías en los hogares españoles, se ha realizado un análisis de sensibilidad modificando el tamaño de los equipos que componen la microrred con el fin de reducir tanto el consumo de energía anual como la venta anual de excedentes.
- Necesidad de aumentar la rentabilidad de la instalación. El análisis de sensibilidad comentado en el punto anterior no solo tiene como función aumentar la eficiencia energética de la microrred, también ha de ser capaz de aumentar los beneficios asociados a la instalación de este tipo de instalaciones. La reducción del tiempo de amortización de la instalación sumado a incrementar el flujo de caja acumulado al final de la vida útil de la instalación facilitará la adopción de este tipo de sistemas.
- Creación de una herramienta que permita al público tomar decisiones respaldadas por datos experimentales, para fomentar la penetración de las energías renovables en el sector doméstico.

Este informe se estructura de la siguiente forma. En primer lugar, se dispone una breve introducción con objeto de situar al lector sobre los puntos de partida de trabajo y contextualizarle sobre las políticas medioambientales actuales y las perspectivas futuras. Además, se le resume el proceso de selección de las tecnologías renovables empleadas, la configuración de los dispositivos y la estrategia operativa de control de la microrred. Por último, se le explica claramente el objetivo del trabajo y las expectativas de los resultados a obtener.

En segundo lugar, se le describe pormenorizadamente la estructura de la microrred experimental, detallándole las características de todos los dispositivos que la componen y su función. Adicionalmente, se comentarán brevemente las ecuaciones que componen el modelado de cada dispositivo y los respectivos parámetros característicos. Posteriormente, se analizará el sistema de simulación desarrollado y la metodología utilizada para ejecutar las simulaciones. Cabe mencionar que, una vez realizada la primera simulación, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad en base a los resultados obtenidos en la simulación anterior con objeto de maximizar el beneficio económico. Por ende, se tratará de reducir tanto la compra de energía, mediante almacenamiento en baterías, como la venta de los excedentes, porque dada la tarifa actual en España no resulta rentable la venta de energía.

Tras esto, el informe continúa explicando los resultados finales obtenidos tras realizar el análisis de sensibilidad durante las diferentes simulaciones previas. Por último, se analizarán los resultados obtenidos desde el punto económico y en base a estos formularán las principales conclusiones del estudio.

## 2 DESCRIPCIÓN DE LA MICRORRED

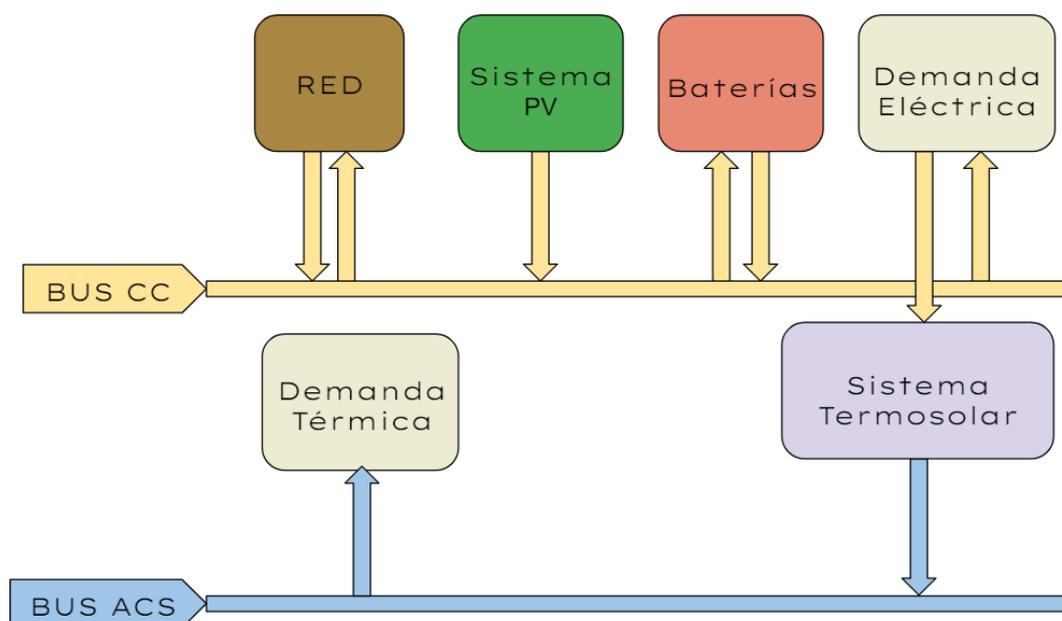
Una vez analizada la situación energética en el panorama nacional y europeo, remarcándose así la importancia de incrementar la penetración de tecnologías renovables como la microrred experimental, se puede dar paso a la descripción de instalación

Antes de comenzar a explicar este apartado, se quiere destacar el hecho de que todos los modelados realizados en Matlab que se emplearán a lo largo del informe han sido facilitados por el grupo de termotecnia de la ETSI de Sevilla. Estos modelados gozan de gran validez, ya que han sido creados por profesionales de la US basándose en una instalación experimental ubicada en la azotea de la escuela [45]. Dicha microrred se encuentra conformada por dos instalaciones de energías renovables (energía solar térmica y fotovoltaica) con sus sistemas pertinentes de almacenamientos asociados.

### 2.1 Configuración experimental

Se ha estudiado la viabilidad técnico económica de una microrred que emplea tanto energía solar térmica como energía fotovoltaica con objeto de fomentar la implementación de las tecnologías renovables en el sector de la edificación en España. Todo el sistema que engloba a la microrred está monitorizado por un Controlador Lógico Programable (PLC), el cual interpreta la información enviada por todos los dispositivos que componen la red a través de los buses de datos. Cabe destacar que, dada la cantidad de sistemas electrónicos presentes en la instalación, el principal protocolo de comunicación seleccionado es Controlled Area Network (CAN).

Se ha realizado un diagrama de bloques de la instalación en su totalidad, donde se pueden observar los diferentes elementos que componen la microrred y los buses de datos.



### Ilustración 6. Diagrama de bloques de la microrred híbrida

Atendiendo a la ilustración 6, se afirma que el diagrama de bloques resulta una herramienta muy funcional, ya que permite al observador comprender el funcionamiento de la microrred híbrida en un vistazo. A primera vista se observa como existen dos buses de datos, uno ilustrado en amarillo correspondiente a la electricidad y otro rotulado en azul para el agua caliente.

En lo referente al bus de la corriente continua se han asociado cuatro bloques, los cuales interactúan de diferente manera con el bus según lo indiquen las flechas. Por ejemplo, la flecha de sentido saliente correspondiente al bloque de red, indica que se compra energía eléctrica de la red. Este hecho es veraz, solo que es preciso matizarlo, porque es verdad que se puede comprar energía de la red, sin embargo, no ha de comprarse por norma general sino cuando exista demanda eléctrica y no exista generación ni resten reservas. La flecha saliente se corresponde a la venta de excedentes de energía, y al igual que en caso de los consumos, se han de reducir.

El bloque correspondiente al campo solar presenta una única flecha saliente, lo cual indica que los paneles fotovoltaicos generan energía para satisfacer la demanda. En el bloque de las baterías hay dos flechas con diferentes sentidos, esto se debe al hecho de que según la situación lo requiera se inyectará o se descargará energía en las baterías. Para finalizar con el primer bus se analiza el bloque con más interacciones que es el consumo eléctrico. El consumo de electricidad en la microrred se puede deber principalmente a dos motivos, el suministro eléctrico de la vivienda, o bien, el sistema auxiliar presente en el tanque de almacenamiento de agua.

El bus de agua caliente sanitaria tan solo tiene dos bloques. El primero es el sistema termo solar que solo inyecta calor a la red, ya que este sirve para abastecer el consumo térmico de la vivienda, relativo al calentamiento de ACS para las duchas de los inquilinos. Esta demanda de calor se encuentra representada en el diagrama como el segundo bloque del bus de ACS, y como era de esperarse, este solo presenta una flecha saliente que ejemplifica el consumo térmico de la vivienda.

Una vez conocidas tanto el objetivo de la microrred como los valores de generación y demanda a tiempo real, se puede establecer una estrategia de control que se adecúe a nuestras expectativas. Por ejemplo, en los instantes temporales en los que la generación supere al consumo, se emplearán los excedentes para llenar las baterías. Y como se pretende maximizar el beneficio económico y la tarifa de venta es poco rentable, se inyectará energía a la red (venta) en caso de presentar excedentes solo cuando las baterías se encuentren plenamente cargadas.

## 2.2 Caracterización de los dispositivos

Para el realizar el modelado de la microrred se ha tomado como referencia la microrred experimental diseñada por el departamento de termotecnia de la universidad de Sevilla. La instalación experimental ubicada en la azotea del edificio de laboratorios de la ETSI de Sevilla incluye los siguientes elementos [45]:

- Un sistema de generación eléctrica que emplea la radiación solar como vector energético. Se encuentra conformado por un campo solar compuesto por 15 módulos fotovoltaicos de 2,53m<sup>2</sup> de superficie y una potencia pico de 4kW.
- Un sistema solar térmico formado por 2 colectores solares en serie de 2,53m<sup>2</sup> y un tanque de almacenamiento con capacidad para 300 litros y un sistema auxiliar que emplea una resistencia eléctrica de 2,5 kW para la producción de agua caliente sanitaria.
- Un sistema de almacenamiento eléctrico, compuesto por un banco de baterías de tipo plomo-ácido integrado por 24 celdas 'EnerSol' clásicas con una capacidad de 1100Ah y un voltaje nominal de 48V.
- Una fuente de alimentación electrónica POWERBOX LBX de 6kW (0-60V / 0-1000A) que se utiliza para simular la conexión a la red eléctrica o a una fuente de alimentación alternativa.
- Una carga electrónica AMREL PLA de 2,5kW cuya función es simular los consumos relativos a una vivienda (demanda eléctrica), ya que la instalación es experimental y no presenta consumo por defecto.

- Sistema de control gobernado por un controlador lógico programable (PLC) en una red CAN, que sirve para monitorizar la microrred a tiempo real, lo que permite poder implementar un controlador avanzado de la microrred mediante el software Matlab-Simulink® (herramienta que se explicará en el siguiente apartado) en un ordenador de control.

Todo lo explicado anteriormente se puede verificar observado la siguiente fotografía correspondiente a la microrred experimental diseñada por el departamento de termotecnia de la universidad de Sevilla:



Ilustración 7. Microrred experimental de la universidad de Sevilla [45]

A continuación, se van a describir pormenorizadamente los modelos de cada uno de los componentes que conforman la microrred simulada.

### 2.2.1 Instalación eléctrica

La primera unidad de generación se encarga de abastecer el suministro eléctrico de la vivienda, esta consiste en un campo solar fotovoltaico compuesto por 15 módulos fotovoltaicos. Además, este cuenta con un sistema de almacenamiento eléctrico asociado, conformado por un stack de 24 baterías de tipo de plomo-ácido.

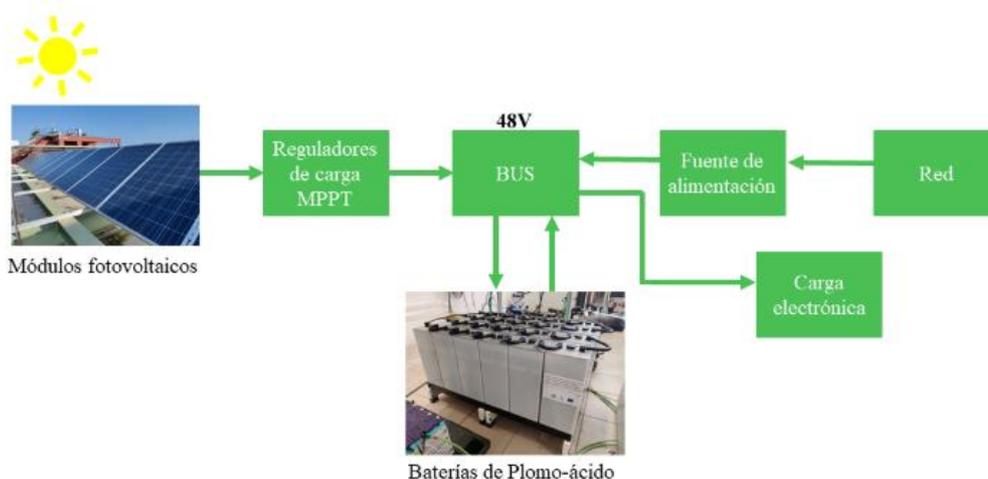


Ilustración 8. Esquema de generación y almacenamiento eléctrico de la microrred [46]

Cabe destacar que al analizar una instalación experimental y no una vivienda unifamiliar, existen ciertas discrepancias las cuales hay que subsanar para que el análisis computacional sea válido. Por ejemplo, la instalación experimental no presenta consumos por defecto, por lo tanto, será precisa la instalación de una carga electrónica para simular la demanda eléctrica de la vivienda. En adición, la instalación incluye una fuente de alimentación electrónica para simular la conexión a la red eléctrica o a una fuente de alimentación alternativa.

### 2.2.1.1 Campo solar

En primer lugar, tenemos el campo solar cuya función es convertir la energía solar en energía eléctrica. Esta energía generada se utiliza para abastecer las necesidades energéticas de la microrred: abastecer el suministro eléctrico de la vivienda, cargar las baterías o incluso vender dicha energía en caso de presentar excedentes. A continuación, se adjunta una imagen del campo solar de la microrred experimental ubicada en la azotea de la ETSI de la universidad de Sevilla.



Ilustración 9. Campo solar de la microrred experimental [45]

Una vez descrita la estructura y función del campo solar se pasa a la caracterización del elemento. Cabe resaltar el hecho de que el campo fotovoltaico ha sido simulado empleando un modelo estático basado en parámetros obtenidos por otros investigadores [46]. De este modo, la potencia producida del campo fotovoltaico (PPV) se define mediante la Ecuación (1):

$$PPV = n \cdot \eta_{MPPT} \left[ \frac{Y_{PV} F_{PV} G_t}{G_{t,STC}} \left( 1 + \alpha \left( \left( T_{amb} + \frac{G_t T_{ONC} - 20}{800} \right) - T_{C,STC} \right) \right) \right] \quad (1)$$

Donde:

- $n$  es el número de paneles.
- $\eta_{MPPT}$  es la eficiencia del regulador de carga del seguidor del punto de máxima potencia del panel (MPPT).
- $Y_{PV}$  es la potencia de salida en condiciones de operación estándar (STC).
- $F_{PV}$  es el factor de degradación del panel.
- $G_t$  es la radiación solar incidente que incide sobre el campo solar en  $\text{kW/m}^2$ .
- $G_{t,STC}$  es la radiación incidente en condiciones estándar de funcionamiento.
- $\alpha$  es el coeficiente de temperatura de la potencia panel fotovoltaico.

- $T_{amb}$  es la temperatura ambiente.
- $T_{ONC}$  es la temperatura nominal de operación de la célula
- $T_{C,STC}$  es la temperatura de la célula solar fotovoltaica bajo condiciones estándar (STC), por definición corresponde a un valor de 25°C.

Cabe mencionar la importancia del seguidor del punto de máxima potencia en un panel fotovoltaico, porque como la cantidad de energía generada varía según la intensidad de la luz solar y la temperatura, el MPPT permite obtener la máxima potencia posible sin importar las condiciones. Esto es posible ya que el MPPT es un algoritmo que ajusta continuamente la carga eléctrica conectada al panel solar para garantizar la obtención de la potencia máxima en cualquier momento.

Otro aspecto por remarcar es el concepto de condiciones estándares de prueba, que son aquellas condiciones bajo las cuales se deben ensayar los módulos para establecer sus parámetros básicos: una temperatura de celda de 25°C, una irradiancia de 1000W/m<sup>2</sup> [47] [48]. Son de vital importancia porque permite a los fabricantes y usuarios comparar el rendimiento teórico de diferentes paneles solares bajo condiciones específicas y estándar.

Es importante diferenciar las condiciones estándares de prueba (STC) de las condiciones de operación nominal (ONC). Las ONC son aquellas condiciones nominales de operación bajo las cuales se mide el rendimiento de un módulo fotovoltaico. A diferencia de las STC que son condiciones de ensayo en laboratorio, las ONC son condiciones más representativas del funcionamiento real del módulo en un entorno típico. Las condiciones específicas de prueba son las siguientes: una irradiancia de 800W/m<sup>2</sup> una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad del viento de 1m/s [49] [50].

### 2.2.1.2 Sistema de almacenamiento eléctrico: Baterías

El otro sistema de almacenamiento de la microrred es el sistema de almacenamiento eléctrico. Este se encuentra compuesto por un banco de baterías de tipo plomo-ácido integrado por 24 celdas 'EnerSol' clásicas con una capacidad de 1100Ah y un voltaje nominal de 48V. Su función es de buffer de energía, es decir, se emplea como un dispositivo o sistema que almacena energía temporalmente. En este caso, al disponer de una microrred híbrida, las baterías actúan como un intermediario entre la generación y el consumo, ya que almacenan energía cuando hay un excedente y la proporcionan cuando hay una demanda. Por lo tanto, disponer de un stack de baterías en la microrred resulta fundamental, ayudando a equilibrar la disponibilidad y el uso de la energía, lo que se traduce en una mejora significativa de la fiabilidad y eficiencia de los sistemas energéticos.



Ilustración 10. Banco de baterías plomo-ácido de la microrred experimental

Una vez analizado la función y estructura del sistema de almacenamiento eléctrico, se realiza el modelado. El banco de baterías de plomo-ácido se ha modelado siguiendo un circuito eléctrico equivalente. Dicho circuito eléctrico propuesto consiste en una resistencia (R) en serie con otros dos elementos compuestos por una

resistencia en paralelo con un condensador (C), lo que resulta en un modelo de segundo orden con dos constantes de tiempo.

$$\dot{v}_1 = -\frac{1}{R_1 C_1} v_1 + \frac{1}{C_1} i_{bat} \quad (2)$$

$$\dot{v}_2 = -\frac{1}{R_2 C_2} v_2 + \frac{1}{C_2} i_{bat} \quad (3)$$

$$v_{bat} = V_{OC} - R_0 i_c - v_{1c} - v_{2c} - R_0 i_d - v_{1d} - v_{2d} \quad (4)$$

Donde  $V_{OC}$  es el voltaje en circuito abierto,  $v_1$  y  $v_2$  son los valores de voltaje de la unión resistencia-condensador (RC) correspondiente. Además, aparecen los términos  $R_1 C_1$  y  $R_2 C_2$  que son una resistencia y un condensador que describen el comportamiento transitorio a corto y largo plazo respectivamente. Otra magnitud interesante es  $i_{bat}$  que es el valor de la corriente de salida de la batería, si su valor es positivo significa que la batería se descarga, y si es negativo significa que se carga. Por último, es preciso mencionar que los subíndices c y d representan los procesos de carga y descarga del sistema de almacenamiento eléctrica de la microrred.

Este modelo resulta muy eficaz, puesto que permite conocer tanto el estado de carga (SOC) del stack de baterías como su voltaje. Sin embargo, la caracterización del sistema de almacenamiento es mucho más compleja que la de otros elementos analizados con anterioridad, porque los parámetros del modelo dependen del SOC de la batería según las ecuaciones siguientes [45]:

$$R_0 C = 0,00000461 \cdot SOC^2 - 0,000565 \cdot SOC + 0,0572 \quad (5)$$

$$R_1 C = 0,00159 \cdot SOC + 0,0308 \quad (6)$$

$$R_2 C = 0,000366 \cdot SOC + 0,00527 \quad (7)$$

$$R_0 d = 0,00000455 \cdot SOC^2 - 0,000587 \cdot SOC + 0,0575 \quad (8)$$

$$R_1 d = 0,041 \quad (9)$$

$$R_2 d = 0,000171 \cdot SOC + 0,000858 \quad (10)$$

$$C_1 C = -437,8 \cdot SOC + 052255,15 \quad (11)$$

$$C_2 C = 4000 \quad (12)$$

$$C_1 d = -318,99 \cdot SOC + 58903,29 \quad (13)$$

$$C_2 d = 5500 \quad (14)$$

La ventaja de este extenso modelado es que permite correlacionar el estado de carga de la batería (SOC) y el voltaje en circuito abierto ( $V_{OC}$ ) mediante una sola ecuación:

$$V_{OC} = 0,0494 \cdot SOC + 45,883 \quad (15)$$

En resumen, el sistema de almacenamiento eléctrico ayuda a equilibrar la oferta y la demanda de energía en la microrred. Consecuentemente, se emplea principalmente para mitigar fluctuaciones en la generación y el consumo de energía, asegurando un suministro estable y eficiente.

## 2.2.2 Instalación térmica

La otra instalación produce energía solar térmica con objeto de satisfacer el consumo térmico (ACS) de la vivienda, relativo a las tres duchas diarias de 5 minutos de duración, realizadas en diferentes momentos del día (7:00, 18:30 y 21:00). Esta instalación se encuentra compuesta por un sistema solar térmico de dos colectores solares en serie, junto con un acumulador con sistema auxiliar incorporado para garantizar la producción de agua

caliente sanitaria en todo momento.

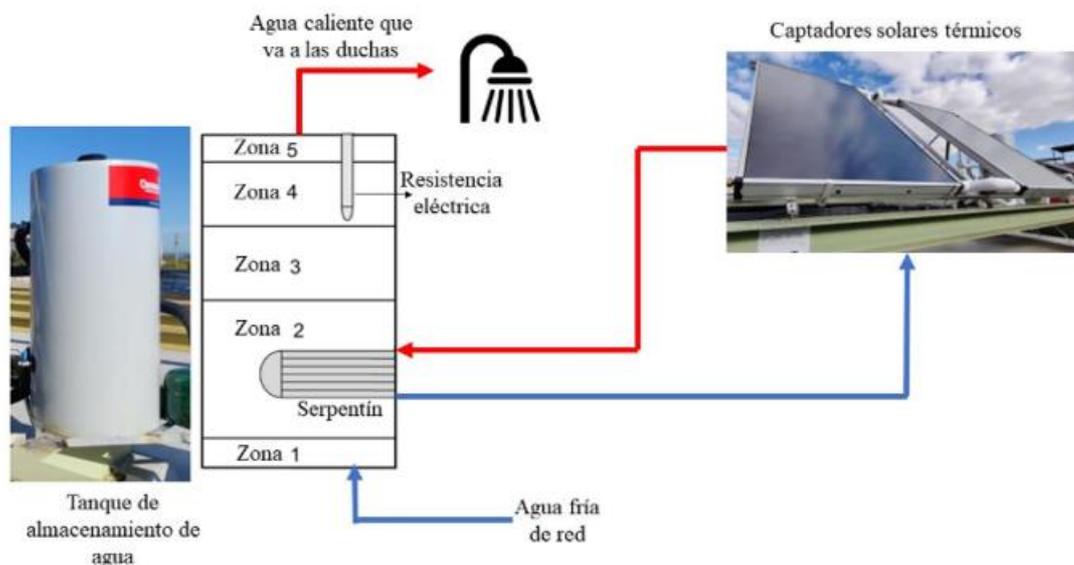


Ilustración 11. Esquema de generación y almacenamiento térmico en la microrred [46]

Como se puede apreciar en la ilustración 11, el sistema auxiliar del tanque de almacenamiento se encuentra en la zona 4 del tanque, para poder así garantizar el consumo de agua caliente sanitaria. Si se hubiera instalado la resistencia eléctrica en la zona 1, el tiempo de obtención del agua caliente se vería incrementado considerablemente, por ello se ha incluido dicho sistema a la salida del tanque.

Entonces el lector puede llegar a la conclusión de que sería más beneficioso instalar el sistema auxiliar en la zona 5, sin embargo, la región 5 se ha discretizado solo para modelar el flujo másico de agua a la salida del tanque, por lo que a efectos prácticos su volumen resulta despreciable. De todas formas, para garantizar el confort térmico en las duchas, se ha considerado preciso encender el sistema auxiliar 50 minutos antes de las duchas, aunque este tipo de decisiones de control se explicarán a lo largo del informe.

### 2.2.2.1 Campo solar térmico

Tras haber explicado el sistema de generación eléctrica, se pasa a explicar el otro sistema de generación de la microrred. El campo solar térmico se emplea para calentar agua caliente sanitaria y así satisfacer el consumo térmico de la vivienda relativo a las duchas. Se encuentra conformado por 2 colectores solares de  $2,53\text{m}^2$  de superficie, los cuales captan la energía radiante procedente del sol, y la emplean para calentar un fluido caloportador, en este caso agua. Posteriormente, el fluido caloportador caliente se envía hacia un sistema de almacenamiento térmico para poder distribuirlo según la demanda térmica de la vivienda. Esta acción se realiza mediante un sistema de tuberías de 10 metros de longitud tanto exterior como interior, las cuales son de 0,05 metros de diámetro y de 0,06m de espesor.



Ilustración 12. Campo solar térmico de la microrred experimental [45]

Al igual que en el caso del campo solar, para realizar el modelado del campo solar térmico se ha recurrido a [51] procedimientos verificados en bibliografía externa. Así pues, se ha empleado un modelo estático basado en parámetros para obtener la energía útil  $Q_u$ :

$$Q_u = \text{Ganancias} - \text{Pérdidas} = \text{Energía solar captada} - \text{Pérdidas de calor al ambiente} \quad (16)$$

$$Q_u = IAF_R(\tau\alpha) - F_R U_L (T_{fe} - T_{amb}) \quad (17)$$

Como se puede apreciar analizando la definición anterior, el calor útil ( $Q_u$ ) depende principalmente de la radiación solar ( $I$ ), del factor de evacuación de calor ( $F_R$ ), del coeficiente global de pérdidas global ( $U_L$ ), del producto transmitancia-absortancia ( $\tau\alpha$ ). Además, el calor útil también depende del área de referencia del colector solar ( $A$ ), de la temperatura del fluido a la entrada ( $T_{fe}$ ) y de la temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ).

Otra posibilidad para obtener la cantidad de energía útil producida por el colector solar es aplicar un balance de energía al fluido caloportador que lo recorre:

$$Q_u = M c_p (T_{fs} - T_{fe}) \quad (18)$$

Según la ecuación 18, la cantidad de energía térmica útil que puede transportar el fluido dentro del sistema de captación solar ( $Q_u$ ) es función de: la temperatura del fluido a la entrada ( $T_{fe}$ ) y a la salida ( $T_{fs}$ ), del caudal másico del captador ( $M$ ) y del calor específico ( $c_p$ ).

A continuación, se emplea la curva de rendimientos proporcionada por el fabricante para obtener los parámetros asociados a dicha curva ( $a_{on}, a_1, a_2$ ). Una vez obtenidos dichos parámetros, se pueden calcular los valores del factor óptico ( $F_R(\tau\alpha) = 0,696$ ) y del coeficiente lineal de pérdidas ( $F_R U_L = 5,421 W/m^2 \cdot k$ ) mediante el siguiente proceso de cálculo:

$$F_R(\tau\alpha) = a_0 K_m C_M C_A C_{(\tau\alpha)} \quad (19)$$

$$F_R U_L = a_1 K_m C_M C_A C_{(U_L)} \quad (20)$$

En primer lugar, se realiza la conversión de curva de rendimiento referida a la temperatura media del fluido (media aritmética entre las temperaturas de entrada y salida del fluido en el colector) a recta de rendimiento referida a la temperatura media del fluido.

$$a_0 = a_{on} \quad (21)$$

$$a_1 = a_1 + a_2 \cdot 40 \quad (22)$$

Tras esto, se necesita realizar otra corrección a la recta de rendimiento obtenida. Esto se debe a que para poder aplicar las correlaciones siguientes es preciso tener una recta de rendimiento evaluada a la temperatura de entrada del fluido en el colector y no a la temperatura media.

Antes de formular la ecuación, es preciso mencionar que el subíndice 'e' indica que son magnitudes obtenidas en ensayos, cuyo valor es proporcionado por el fabricante.

$$K_m = \left(1 - \frac{F_R U_L}{2G_e C_{pe}}\right)^{-1} \quad (23)$$

Donde  $G_e$  es el flujo másico específico del colector solar en condiciones de ensayo y presenta un valor estándar de  $0,02 \text{ kg/s} \cdot \text{m}^2$  para instalaciones de este estilo. Además, si se aplica el producto caudal másico específico-calor específico, ambos en condiciones de ensayo, se obtiene una nueva magnitud conocida como capacidad calorífica específica.

Posteriormente, se aplica la corrección por caudal debido a que el caudal que circula por el colector solar difiere con el caudal de ensayo del fabricante. Por lo tanto, es necesario corregir los parámetros de la recta de rendimiento anterior:

$$C_M = \frac{G C_{pi} (1 - e^{-\frac{F' U_L}{G C_{pi}}})}{G C_{pe} (1 - e^{-\frac{F' U_L}{G C_{pe}}})} \quad (24)$$

Antes de comentar la ecuación, hay que conocer que el subíndice 'i' indica que son magnitudes obtenidas en instalación. Para poder resolver la ecuación 24 se necesita calcular el valor del coeficiente de pérdida térmica ( $F' U_L$ ). El término anterior se refiere a un coeficiente de pérdida térmica que toma en cuenta la resistencia térmica del colector solar y la eficiencia de transferencia de calor entre el fluido de trabajo y el absorbedor del colector. En pocas palabras, es un parámetro que ayuda a describir la pérdida de calor del sistema y su formulación matemática es la siguiente:

$$F' U_L = -G C_{pe} \cdot \ln \left(1 - \frac{F_R U_{Le}}{G_e C_{pe}}\right) \quad (25)$$

Observando la ecuación se puede concluir como el coeficiente de pérdida térmica ( $F' U_L$ ) es un factor esencial para diseñar y optimizar sistemas de colectores solares, ya que permite cuantificar las pérdidas térmicas y la eficiencia de transferencia de calor en el sistema.

Seguidamente, se aplica la corrección por agrupación de captadores en serie, ya que en la microrred experimental se dispone de más de un colector solar en serie ( $N=2$ ).

$$C_A = \frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \quad (26)$$

Al igual que en la corrección por caudal, la obtención de su coeficiente no es directa, puesto que requiere el cálculo previo del coeficiente K:

$$K = \frac{F_R U_{Li}}{G_i C_{pi}} \quad (27)$$

Tras completar el cálculo la correlación por agrupación de captadores en serie, hay que aplicar la correlación por pérdidas en el circuito primario. Computar las pérdidas a la hora de hallar la cantidad de energía útil producida por el colector ( $Q_u$ ) es fundamental, ya que, si no se aplicara esta correlación, el resultado final sería poco fiable, porque no se estaría teniendo en cuenta la disminución de la energía útil del captador a causa de las pérdidas en el circuito. Además, esta reducción de energía útil producida también tendría asociado efectos

negativos en el rendimiento del colector. Por lo tanto, si se desea una simulación realista, es preciso computar las pérdidas en el sistema mediante las siguientes ecuaciones:

$$C_{(\tau\alpha)} = \frac{1}{1 + \frac{U_t A_o}{M C_{pi}}} \quad (28)$$

$$C_{(U_L)} = \frac{U_t A_i}{M C_{pi} + \frac{U_t (A_i + A_o)}{AF_R U_L (1 + \frac{U_t A_o}{M C_{pi}})}} \quad (29)$$

Donde  $C_{(\tau\alpha)}$  y  $C_{(U_L)}$  son los factores de correlación de la pérdida de calor,  $U_t$  se define como el coeficiente global de transferencia de calor de las tuberías,  $A_i$  y  $A_o$  son las áreas externas de las tuberías a la entrada y salida del campo respectivamente, y  $A$  se corresponde al área total colector del campo solar térmico. Para evitar generar una posible confusión en el lector, se procede a desglosar las ecuaciones de las diferentes áreas requeridas para el cálculo de la instalación:

$$A_i = \Pi D_i L_i \quad (30)$$

$$A_o = \Pi D_o L_o \quad (31)$$

$$A_{campo} = A = n_{colectores} \cdot A_{1colector} \quad (32)$$

Esta diferenciación puede parecer poco práctica a nivel de cálculo, sin embargo, es fundamental realizarla. En la instalación simulada se dispone de dos colectores de 2,53 m<sup>2</sup> de área cada uno, un diámetro de tubería de 0,05m, un espesor de aislante que asciende a los 0,06 m y una longitud de tubería exterior e interior de 10m. Por lo tanto, si se aplican las ecuaciones 30,31 y 32, obtenemos que un área interior de 1,57m<sup>2</sup>, un área exterior de 5,34m<sup>2</sup>, y un área de campo de 5,06m<sup>2</sup>.

Además, es importante remarcar la diferencia entre el flujo másico ( $M$ ) que presenta unidades de kg/s y el flujo másico específico ( $G$ ) que al ser una magnitud específica tiene unidades de  $kg/s \cdot m^2$ , porque este es sin duda uno de los errores más comunes a la hora de realizar este tipo de instalaciones:

$$G = \frac{M}{A} \quad (33)$$

Una vez aplicadas las correlaciones anteriores, tan solo resta, aplicar la corrección por ángulo de incidencia. Este ajuste consiste en corregir el valor de la radiación solar en función del ángulo de incidencia porque como el Sol se encuentra en continuo movimiento, el ángulo de incidencia existente entre el colector y la radiación solar no presentará un valor constante de 90°. Como todo aquel valor del ángulo de incidencia diferente de 90° supone una pérdida en la generación del captador, se ha que recalculer la irradiancia de la siguiente manera:

$$I = K_D I_D + K_d I_d \quad (34)$$

$$K_D = 1 - b_o \left( \frac{1}{\cos(\theta_D)} - 1 \right) \quad (35)$$

$$K_d = 1 - b_o \left( \frac{1}{\cos(\theta_d)} - 1 \right) \quad (36)$$

Donde  $\theta_D$  y  $\theta_d$  son el ángulo de incidencia de la radiación solar directa y difusa respectivamente. Para simplificar el proceso de cálculo se asume un valor de 60° para ambos, aproximación la cual se asemeja bastante con la realidad. Además, se tienen las magnitudes  $I_D$  e  $I_d$  que corresponden a la componente directa y difusa de la radiación solar.

Un aspecto fundamental para poder completar el proceso de cálculo que requiere esta corrección es el cálculo del parámetro modificador del ángulo de incidencia ( $b_o$ ). Este se obtiene particularizando la ecuación 36 para un ángulo de incidencia correspondiente a 50°, debido a que este valor es proporcionado por el fabricante.

Por último, una vez realizada esta corrección, se le solicita al lector que analice detenidamente la ecuación 2. Se podrán dar cuenta como la corrección del ángulo de incidencia solo afecta al factor óptico ( $F_R(\tau\alpha)$ ) y no al coeficiente lineal de pérdidas ( $F_R U_L$ ). Esto se debe al hecho de que físicamente, la variación del ángulo existente entre el colector y la radiación solar solo afecta a la generación de energía del colector y no a las pérdidas. Por lo tanto, conociendo el significado físico de la corrección del ángulo de incidencia y la ecuación 1, es lógico que la irradiancia solo aparezca en el primer término (término de las ganancias solares) de la ecuación 2.

### 2.2.2.2 Tanque de almacenamiento para ACS

Una vez analizados los sistemas de generación, tanto térmica como eléctrica, que componen la microrred a instalar, se estudiarán los sistemas de almacenamiento. En primer lugar, se ha decidido caracterizar el sistema de almacenamiento térmico de la microrred, que consiste en un tanque con capacidad para 300 litros de agua caliente sanitaria. Además, presenta un diámetro de  $0,576\text{m}^2$  de superficie, una conductividad térmica de  $0,58\text{W}/\text{m} \cdot \text{k}$  y un coeficiente global de transferencia de  $0,07\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{k}$ .

La función del sistema de almacenamiento térmico consiste en guardar el agua caliente sanitaria y distribuirla según las condiciones de demanda térmica de la microrred. Un aspecto por resaltar del tanque de almacenamiento es que cuenta con un sistema auxiliar, una resistencia eléctrica de  $2,5\text{kW}$ , en caso de que la demanda térmica supere a la energía térmica almacenada. Sin embargo, el sistema auxiliar conlleva un consumo eléctrico asociado, por lo que emplear de forma continua el sistema auxiliar no es recomendable.



Ilustración 13. Tanque de almacenamiento de ACS junto a los colectores solares

Para modelar con mayor precisión el sistema de almacenamiento térmico, se ha decidido discretizar el tanque en 5 zonas térmicas diferentes: una primera zona de entrada de agua fría correspondiente a la red (Z1), la región en la que se produce un intercambio de calor mediante el uso de un serpentín de calefacción (Z2), zona de separación de gran volumen (Z3), el lugar donde se encuentra la resistencia eléctrica correspondiente al sistema auxiliar del tanque (Z4), y la zona de salida del agua caliente sanitaria, en condiciones de consumo (Z5).

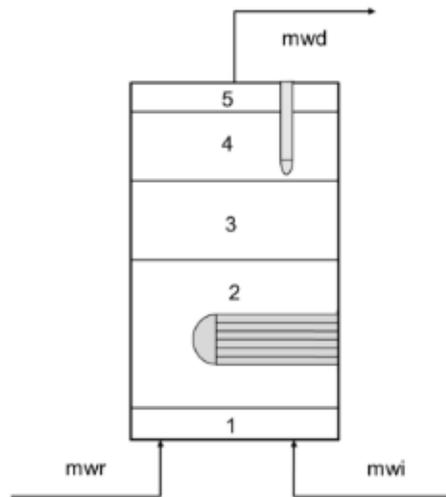


Ilustración 14. Esquema del tanque de almacenamiento térmico [45]

En la ilustración 14 se puede apreciar con mayor claridad la discretización realizada para la caracterización del tanque de almacenamiento. En primer lugar, se tiene una pequeña zona de entrada de altura 0,1 m que se emplea para modelar los flujos de entrada de agua al tanque. Posteriormente se tiene la mayor zona del tanque, altura 0,5m, que es la zona donde se produce la principal transferencia de calor debido a la acción del serpentín. Además, se tiene una gran zona, 0,252 m, que se modela como separación entre la región del serpentín (Z2) y la región del sistema auxiliar (Z4) Esta última, presenta una altura de 0,2m y contiene una resistencia eléctrica de 2,5kW capaz de calentar el agua caliente sanitaria en caso de que la energía térmica transferida al fluido en la zona 2 sea insuficiente de cara a la demanda térmica de la vivienda. Finalmente, se tiene una pequeña zona de salida, 0,1m de altura, en la que se modela el caudal de salida del tanque, que es aquel empleado para satisfacer el consumo térmico de los inquilinos de la vivienda en las duchas.

Para modelar este elemento de la microrred, cada zona térmica se modela según el balance de masa y de energía entre la zona de estudio y las zonas contiguas. Por ejemplo, si se desea modelar la zona de separación media (Z3), habrá que implementar en el proceso de cálculo de dicha zona los balances de masa y energía existentes entre la región 3 y las zonas 2 y 4.

En primer lugar, se describen los balances de masas relativos a la zona de separación del tanque (Z3):

$$mi_{23} = mo_{23} \quad (37)$$

$$mo_{34} = mi_{23} + \frac{\partial m_3}{\partial t} \quad (38)$$

$$mi_{43} = mo_{43} \quad (39)$$

$$mo_{32} = mi_{43} \quad (40)$$

Donde  $mi_{23}$  se refiere al flujo de masa transferido de la zona 2 hacia la zona 3,  $mo_{34}$  es el caudal entrante a la zona 4 desde la zona 3,  $m_3$  es la masa total de la zona 3...

Por otro lado, para completar el proceso de cálculo relativo al modelado de la zona 3, también es necesario formular el balance de energía de la misma:

$$m_3 \cdot C_p \frac{\partial T_3}{\partial t} = mi_{23} \cdot C_p \cdot T_2 + mi_{43} \cdot C_p \cdot T_4 - mi_{34} \cdot C_p \cdot T_3 - mo_{32} \cdot C_p \cdot T_3 + \frac{k \cdot AST}{\Delta x_3} (T_4 - T_3) - \frac{k \cdot AST}{\Delta x_3} (T_3 - T_2) - UA_3 (T_3 - T_{amb}) \quad (41)$$

Donde  $U$  se refiere al coeficiente global de transferencia,  $k$  a la conductividad térmica,  $C_p$  es el calor específico y  $T_{amb}$  es la temperatura ambiente. Además, en la ecuación 41 aparece el término  $\Delta x$  que se corresponde a la altura de la zona,  $A_{ST}$  que es el área de intercambio de calor,  $A_3$  es el área externa del cilindro de la región 3 y  $T_i$  es la temperatura de las diferentes zonas (en este caso al analizar la zona 3, solo aparecen las temperaturas de la zona estudiada y las contiguas:  $T_2$ ,  $T_3$  y  $T_4$ ).

### 2.2.3 Sistema de control

El sistema de control es el encargado de maximizar el rendimiento de la microrred híbrida, así como de protegerla frente posibles averías producidas por sobrecalentamiento, congelación, pérdidas de presión, etc. Debe ser capaz de garantizar el máximo aprovechamiento de las energías renovables, en este caso energía solar y energía solar térmica, a causa de minimizar el uso de energías convencionales.

Para todo ello, el sistema de control debe de medir una serie de parámetros de la instalación mediante sondas de temperatura, presión y caudal que le permitan actuar sobre los diferentes elementos de la microrred, tales como bombas, válvulas, etc. El sistema de control se rige mediante el establecimiento de unos criterios de control óptimos para la microrred experimental, pero para poder fijarlos, antes es necesario conocer dos aspectos clave: el objetivo de la instalación y la estructura de la microrred.

El objetivo de instalar y simular la microrred híbrida electricidad- calor es fomentar la penetración gradual de las energías renovables en el sector de la edificación en España. Por ende, se está analizando la viabilidad técnico-económica de una posible alternativa a los sistemas convencionales de generación doméstica. Con este objetivo en mente, resulta evidente cuál debe ser la estrategia de control de la microrred experimental: maximizar el beneficio económico. Por lo tanto, los criterios de control se fijarán con el objetivo de reducir el tiempo de amortización de la microrred, ya que si el periodo de retorno (ROI) de la tecnología de generación renovable simulada resulta ser inferior al de las tecnologías convencionales ampliamente establecidas en la actualidad, la probabilidad de que la población utilice la tecnología estudiada incrementará considerablemente.

Además, no solo es preciso conocer el objetivo de la instalación para establecer los criterios de control. Si se desean alcanzar resultados óptimos en las simulaciones, el ingeniero encargado de establecer los criterios ha de conocer la microrred con exactitud para adecuarlos de manera adecuada a la instalación experimental. La microrred experimental a analizar se basa en un control autorregulador que emplea un stack de baterías de tipo plomo-ácido como buffer de energía.

La microrred está compuesta por dos sistemas de generación renovables para satisfacer los dos tipos de consumos existentes en una vivienda unifamiliar: el consumo eléctrico propio de las actividades cotidianas de los inquilinos y la demanda térmica asociada a las duchas. Como sistema de generación eléctrica se dispone de un campo solar compuesto por 15 módulos fotovoltaicos de  $2,53\text{m}^2$  de superficie y una potencia pico de  $4\text{kW}$ , encargados de satisfacer la demanda eléctrica. Adicionalmente, la microrred incluye un sistema de generación térmica conformado por 2 colectores solares de  $2,53\text{m}^2$  de superficie. Además, cada sistema de generación cuenta con un sistema de almacenamiento que actúan como un intermediario entre la generación y el consumo, ya que almacenan energía cuando hay un excedente y la proporciona cuando hay una demanda.

El sistema de almacenamiento térmico consiste en un tanque de  $300\text{l}$  de capacidad para el suministro de agua caliente sanitaria, y el sistema de almacenamiento eléctrico se encuentra conformado por un stack de baterías de tipo plomo ácido, integrado por 24 celdas con una capacidad de  $1100\text{Ah}$  y un voltaje nominal de  $48\text{V}$ .

Tras haber realizado el análisis de la instalación experimental y su objetivo, se puede pasar a explicar los criterios de control establecidos por la Universidad de Sevilla [45] para el correcto funcionamiento de la microrred en base a los aspectos clave mencionados anteriormente:

- Criterio de venta: en caso de excedente de energía eléctrica (la energía eléctrica generada es superior a la demanda eléctrica), este se enviará preferentemente a las baterías en lugar de inyectarlo a red para su venta. Solo se podrá inyectar a red la energía generada por el campo solar cuando las baterías hayan sido totalmente recargadas ( $\text{SOC}=95\%$ ). Esto se debe al hecho de que la tarifa de venta eléctrica implementada en la simulación resulta ser muy poco favorable, por lo tanto, se ha decidido tratar de inyectar a red la menor cantidad de energía posible.

- Criterio de compra: cuando exista una escasez de energía eléctrica debido a la falta de radiación solar (días nublados), la demanda de energía eléctrica será suministrada por el banco de baterías. Se ha considerado fijar un estado de carga mínimo del 35% y un SOC máximo que asciende al 90%. El motivo de establecer este criterio es restringir las condiciones en las que el sistema de control de la microrred permite la compra de energía, ya que esto supone un coste adicional a la instalación, lo que supone un aumento no deseado en el ROI.
- Criterio de generación y almacenamiento térmico: el sistema de energía solar térmica producirá y almacenará agua caliente sanitaria hasta que se alcance una temperatura de 85°C en la región 5 del tanque de almacenamiento.
- Criterio del sistema auxiliar: dada la finalidad del agua caliente sanitaria en la microrred, se considera que una temperatura de consumo de 50°C es suficiente para satisfacer la demanda térmica asociada a las duchas de los inquilinos de la vivienda. Por lo tanto, si la temperatura del ACS se encuentra por debajo de los 50°C, se ha decidido que será necesaria la acción del sistema de calentamiento eléctrico del tanque. El funcionamiento de este sistema consiste en activar una resistencia eléctrica de 2,5kW, que calienta el agua por efecto Joule, 50 minutos antes de la ducha.

De esta manera, la estrategia de control de la instalación puede implementarse de manera fácil y económica en una instalación real.

# 3 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

---

Una vez descrita en profundidad la microrred, realizando la caracterización y explicando el principio de funcionamiento de todos los elementos que conforman la microrred, el siguiente paso es comenzar con el análisis computacional. Las simulaciones se han llevado a cabo con la herramienta de simulación Matlab-Simulink®, el software óptimo para simular la instalación experimental, porque permite al usuario interconectar de forma sencilla todos los subsistemas de la microrred [52].

Gracias a las características propias del software empleado, se han podido crear subsistemas los cuales consisten en circuitos que interrelacionan las diversas variables mediante una función de Matlab®, incluyendo las ecuaciones matemáticas que gobiernan cada componente (modelado). De esta manera, la herramienta de simulación desarrollada se puede modificar fácilmente en todo momento, para poder evaluar así las diferentes configuraciones de microrred.

Como el objetivo del proyecto es fomentar la implementación de los sistemas de generación renovables en el sector doméstico, a lo largo del informe se tratará de maximizar beneficio económico y minimizar la compraventa de energía de la instalación experimental. Por lo tanto, esta funcionalidad del software empleado resulta ideal para realizar un análisis de sensibilidad. Dicho análisis consiste en realizar una primera simulación, y, en función de los resultados obtenidos, se modificarán las condiciones de la microrred en la siguiente simulación con el fin de minimizar el consumo energético, minimizar la venta de excedentes y maximizar el beneficio económico.

## 3.1 Análisis de las condiciones de partida

Antes de pasar con la metodología de simulación, hay que resaltar una serie de aspectos que definen por completo el proceso de simulación a realizar. Por ejemplo, la demanda de electricidad de la microrred consiste en datos reales medidos de una vivienda residencial durante una semana completa, en forma de mediciones de potencia por segundo. Para su estimación en las simulaciones, se ha tomado como modelo los datos de la demanda real de una vivienda unifamiliar situada en Pamplona medidos durante toda una semana por el grupo de investigación INGEPER de la universidad de Navarra en forma de medidas de potencia por segundo [53].

Además, se ha considerado que la demanda de agua caliente sanitaria se debe a 3 duchas diarias de 5 minutos de duración, realizadas en diferentes momentos del día (7:00, 18:30 y 21:00), con un caudal de 20 l/min y una temperatura de 38°C. Este valor de temperatura se ha obtenido al mezclar el agua calentada por los colectores solares (agua caliente) y el agua de red (agua fría), consecuentemente, el agua caliente ha de encontrarse a una temperatura superior a la de mezcla. Así pues, se ha considerado que para garantizar una temperatura de mezcla de 38°C en todo momento, la temperatura de agua caliente ha de tener un valor mayor o igual a 50°C.

Otro aspecto a comentar es que los datos climáticos empleados en la simulación han sido extraídos del software Meteonorm® y corresponden a un año meteorológico típico en la provincia de Madrid. Estos datos se han pasado a un formato en forma de matriz en Matlab® con los datos de cada semana del año (tiempo temperatura, irradiancia horizontal y vertical), que posteriormente se leen en la extensión Matlab-Simulink®. Cabe mencionar el hecho de que la matriz presenta una dimensión de 4x1008, por lo tanto, se ha tomado un valor de medida de las 4 variables mencionadas anteriormente cada 10 minutos, rango temporal el cual permite analizar de forma precisa los transitorios.

A continuación, para que el lector pueda analizar de forma más sencilla dichos datos, se ha decidido mostrar la evolución temporal de una de las variables que componen la matriz de datos semanales, la temperatura ambiente, a lo largo de la primera semana de julio (semana en la que se comienza la simulación):

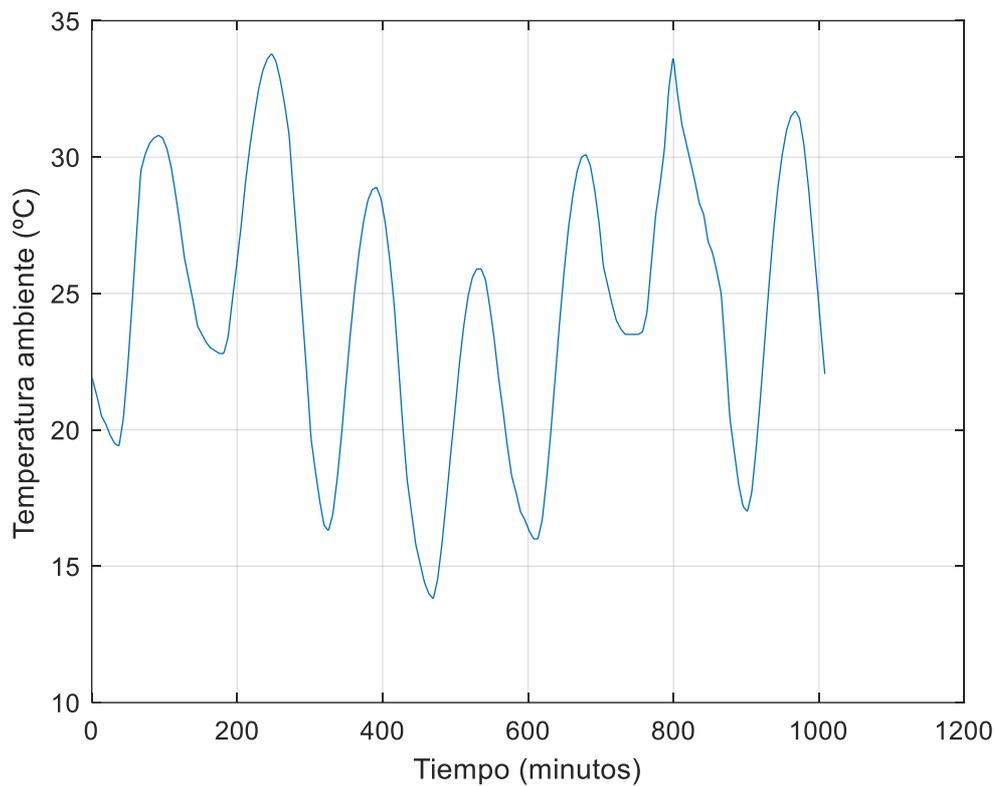


Ilustración 15. Evolución temporal de la temperatura ambiente de Madrid en la 1ª semana de julio

Si observan con detenimiento la ilustración 15, encontrarán que la temperatura ambiente en Madrid registra valores elevados durante el día, en torno a los 30°C, y durante la noche estos se ven reducidos hasta alcanzar valores mínimos de 14°C. Obteniéndose así, una temperatura ambiente media de 24,5021°C, valor que dista bastante de los extremos de la función. Por ende, dada la gran amplitud térmica presente en la gráfica 15, se ha realizado la misma representación gráfica solo que en formato diario, con la finalidad de poder mostrar de forma más precisa la evolución de la temperatura ambiente a lo largo del día y la noche:

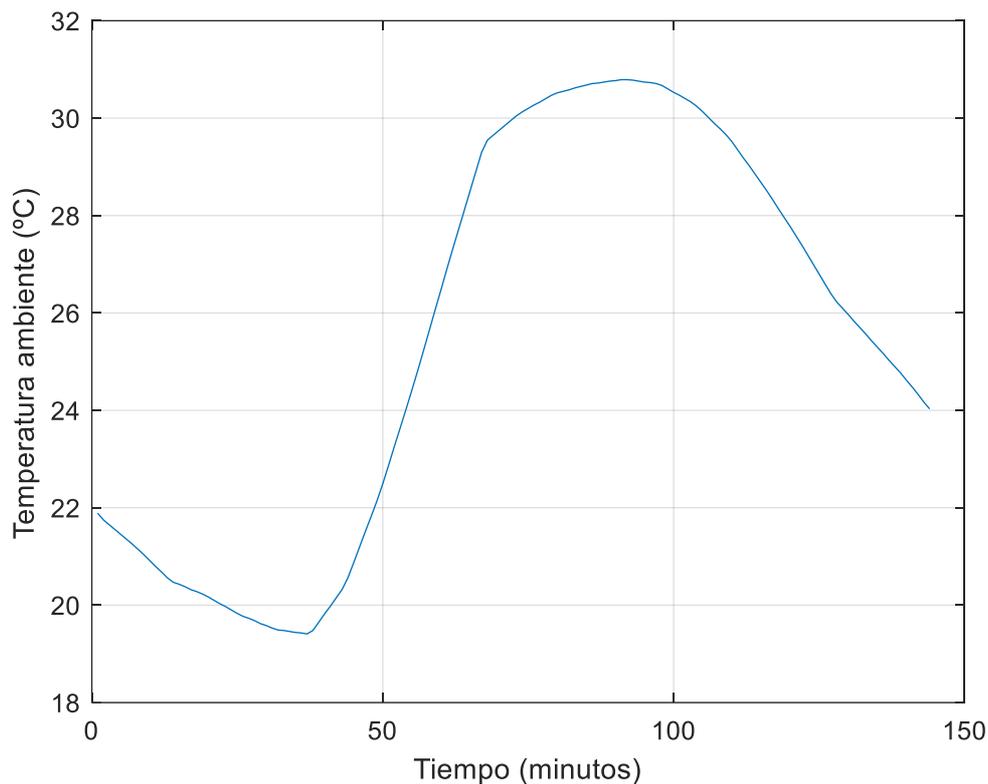


Ilustración 16. Evolución temporal diaria de la Tª ambiente de Madrid en la 1ª semana de julio

Atendiendo a la ilustración 16 se puede ver a simple vista como la temperatura ambiente de Madrid presenta valores en un intervalo de 22°C a 30°C durante la mayor parte del día, y estos solo se ven reducidos durante la noche. Por lo tanto, se puede afirmar que Madrid es una gran ubicación para emplazar la microrred a nivel de temperatura ambiente, ya que los paneles que la conforman trabajan a buen rendimiento en el rango de temperaturas presentes.

Tras haber realizado un pequeño estudio de la temperatura a nivel semanal con los datos introducidos en Matlab® extraídos del software Meteonorm®, se ha efectuado un análisis anual de la ubicación seleccionada a partir de datos climáticos. El análisis incluye un estudio pormenorizado de todas las magnitudes condicionantes a la hora de instalar la microrred, como pueden ser: el clima, la temperatura ambiente media, la irradiación, el número de horas de sol, etc.

|                        | Enero | Febrero | Marzo | Abril | Mayo | Junio | Julio | Agosto | Septiembre | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|------------------------|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| Temperatura media (°C) | 4.8   | 6       | 9.2   | 12.2  | 16.7 | 22.8  | 26    | 25.6   | 20.9       | 15.1    | 8.6       | 5.5       |
| Temperatura mín. (°C)  | 0.9   | 1.4     | 3.8   | 6.4   | 10.3 | 15.7  | 18.8  | 18.5   | 14.8       | 10.2    | 4.7       | 1.8       |
| Temperatura máx. (°C)  | 9.5   | 11.4    | 15    | 17.9  | 22.6 | 29    | 32.4  | 31.9   | 26.8       | 20.3    | 13.2      | 10.1      |
| Precipitación (mm)     | 41    | 34      | 40    | 47    | 39   | 16    | 6     | 8      | 22         | 61      | 55        | 46        |
| Humedad(%)             | 77%   | 69%     | 60%   | 57%   | 48%  | 35%   | 28%   | 30%    | 41%        | 60%     | 72%       | 77%       |
| Días lluviosos (días)  | 5     | 4       | 4     | 6     | 5    | 3     | 1     | 2      | 3          | 5       | 5         | 5         |
| Horas de sol (horas)   | 5.7   | 6.8     | 8.1   | 9.4   | 11.5 | 13.0  | 13.1  | 12.1   | 10.4       | 7.8     | 6.1       | 5.7       |

Tabla 1. Tabla climática de Madrid durante el año 2021 [55]

En primer lugar, en lo referente a la climatología, Madrid se encuentra dominada por un clima de estepa local con pocas precipitaciones durante todo el año (415mm aproximadamente) y una temperatura media anual de 14.5°C.

Asimismo, atendiendo a la tabla 1, se observa que el mes más caluroso del año en Madrid es julio, con una temperatura media de 26°C. Por lo tanto, pese a que en ciertos momentos del verano se supere dicha temperatura, registrándose incluso temperaturas superiores a los 30°C, durante la gran mayoría del año la temperatura ambiente se mantiene óptima a la temperatura de trabajo de los módulos fotovoltaicos (se ha obtenido la misma conclusión que con los datos de Meteonorm® introducidos en Matlab).

Por otro lado, durante el invierno las temperaturas mínimas se producen en el mes de enero, donde se alcanza un valor de temperatura ambiente media de 4,8°C, el cual se encuentra muy lejos de las condiciones ideales de operación para un módulo fotovoltaico. Registrar valores de temperatura ambiente fuera de la zona de funcionamiento óptima del módulo fotovoltaico repercutirá negativamente en la generación de energía al reducirse el rendimiento del panel por las gélidas temperaturas. A continuación, dada la importancia de las temperaturas en la generación eléctrica de la microrred, se adjunta una representación gráfica sobre la evolución temporal de las temperaturas en Madrid a lo largo del año:

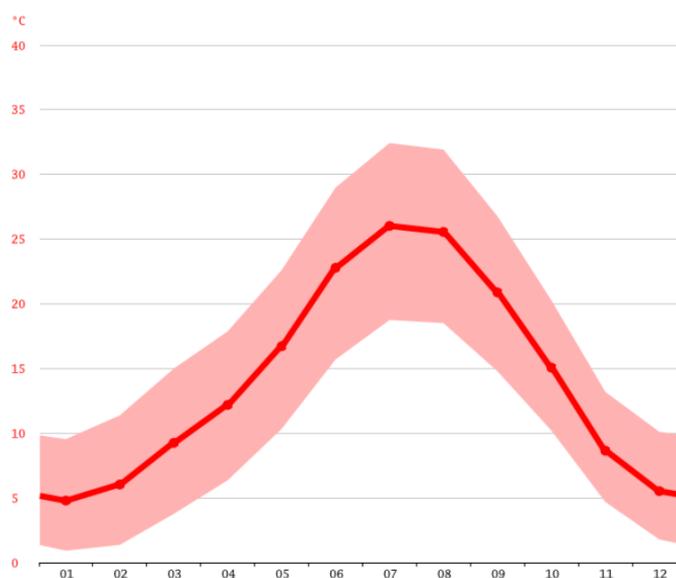


Ilustración 17. Diagrama de temperaturas anuales en Madrid

Por otro lado, Madrid cuenta con alrededor de unas 3337.52 horas de sol durante todo el año, donde el mes con más horas de sol diarias es julio con un promedio de 13.1 horas de sol, resultando en un total de 406.24 horas de sol a lo largo del mes, y el mes con menos horas de sol es enero con un promedio de 5.68 horas de sol al día, con un total de 175.96 horas de sol. En definitiva, en Madrid el sol brilla una media de 3337.52 horas al año lo que equivale a un 109.57 de horas de sol al mes.

En adición, según la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), Madrid es una de las zonas de España que cuentan con una mayor irradiación, alcanzándose en agosto de 2020 unos 6,91 kWh/m<sup>2</sup> [54] [55].



del año, hay que introducir un valor de  $n=182$ , correspondiente a la primera semana del mes de julio según el calendario gregoriano. En segundo lugar, se hace uso del Excel mencionado en el párrafo para calcular las masas relativas a las 5 regiones del tanque de almacenamiento, a partir de la temperatura de las 5 zonas.

Por consiguiente, una particularidad del proceso de simulación es que cada simulación depende del resultado de la simulación anterior, ya que toma como punto de partida la simulación previa. Esto se ve reflejado a la hora de realizar el cálculo de masas, debido a que las temperaturas del tanque necesarias para su cálculo se corresponden a los valores obtenidos como resultado en la simulación anterior. Este proceso de cálculo de masas empleando los resultados de temperaturas de la semana previa se realizará para todas las simulaciones de todas las semanas que conforman un año.

### 3.3 Implementación en el Simulink

Tras haber cargado el archivo de datos climáticos de la semana a simular y haber introducido el día de la simulación y las temperaturas y masas de todas las regiones que componen al tanque en el Matlab®, se requerirá la herramienta Simulink® para poder realizar las simulaciones. Al igual que con los ficheros de Matlab®, el esquema de la microrred realizado en la extensión Matlab-Simulink®, también me ha sido otorgado por sus creadores de la Universidad de Sevilla [45].

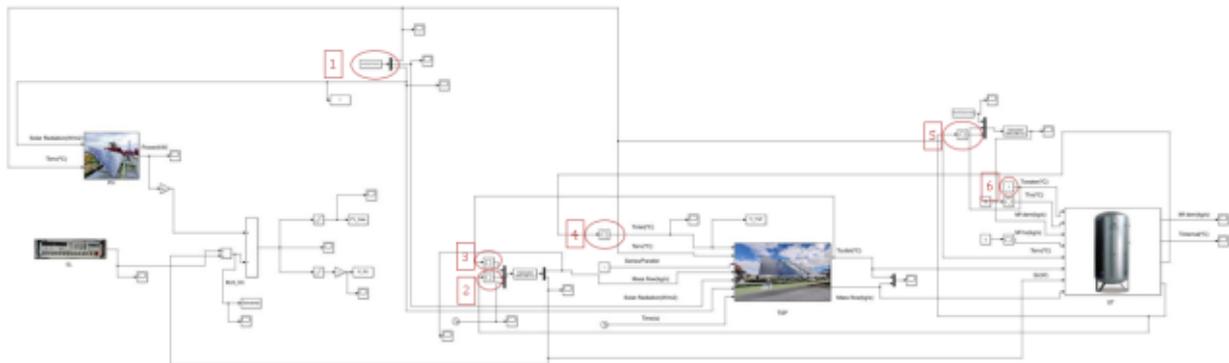


Ilustración 19. Esquema del modelado de la microrred experimental [45]

En la ilustración 19 se puede observar la ventana de Simulink® con el modelo utilizado para este proyecto que ha sido desarrollado por el grupo de termotecnia de la Escuela Superior de Ingeniería de Sevilla, dentro de las actividades del laboratorio HyLab [45]. En él se han integrado los modelos de los algoritmos de MATLAB de los distintos equipos: captadores, tanque de almacenamiento, banco de baterías, etc. La metodología de simulación es la siguiente:

- Cambiar de semana a simular mediante la implementación del fichero datos climáticos correspondiente, los cuales han sido facilitados por la Universidad de Sevilla (1).
- Cambiar la temperatura inicial de la zona 5 del tanque de ACS.
- Actualizar la temperatura inicial de salida del campo.
- Sustituir la temperatura inicial de entrada al campo solar térmico, por el mismo valor que en paso anterior (4).
- Cambiar la temperatura del tanque de ACS por el valor obtenido de la temperatura en la región 5 en el instante final de la simulación anterior (5).

- Cambiar la temperatura media del agua de red en el modelo de Simulink®. Cabe destacar que el valor de dicha temperatura para cada una de las 48 semanas que componen el año ha sido proporcionado por la Universidad de Sevilla.
- Cambiar el valor del SOC inicial de las baterías, por el último resultado obtenido del estado de carga de las baterías en la simulación anterior.

Destacando el hecho de que todas las temperaturas que componen el modelo de Simulink® han de tener en unidades de grados Celsius.

Al igual que en la implementación en WorkSpace, la implementación en el modelo de Simulink® es un proceso en el que cada simulación depende del resultado de la simulación anterior, ya que toma como punto de partida la simulación previa. Esto se ve reflejado a la hora de actualizar los valores de estado de carga de la batería (SOC), temperatura a la salida del tanque de almacenamiento ( $T_5$ ) y temperatura de entrada/salida del campo ( $T_e$ ) a lo largo de los 9 pasos de la implementación en Simulink®.

Tras correr una simulación, los resultados son exportados al 'Workspace' de Matlab® para su posterior análisis. En este proyecto, esta simulación se ha llevado a cabo para cada semana del año en Madrid y se han guardado todos los 'Workspaces' generados mediante la nomenclatura 'semanaNM\_Gres', donde N' hace referencia al número de la semana y M al mes en el que se ha realizado la simulación. Este aspecto puede parecer poco importante, sin embargo, la nomenclatura de los archivos de resultados obtenidos será fundamental para los posteriores análisis energéticos y económicos.

## 4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA MICRORRED

En este capítulo se describen y analizan los resultados obtenidos tras durante el proceso de simulación semanal, relatado en el apartado anterior, para cada una de las 48 semanas que componen un año. Además, se realizará un continuo proceso comparativo entre la simulación actual y la previa, para poder así realizar el análisis de sensibilidad de los equipos que componen la microrred con objeto de maximizar el beneficio económico de la instalación.

### 4.1 Primera simulación

A lo largo del análisis de sensibilidad se van a realizar modificaciones en los diferentes dispositivos que componen la microrred para poder minimizar el tiempo de amortización de la instalación. En función de los resultados obtenidos en términos de energía inyectada a red (venta) y energía consumida de red (compra), se incrementarán o disminuirán el sistema de generación eléctrica y/o el sistema de almacenamiento eléctrico.

Recordemos que las simulaciones se han realizado en un rango temporal semanal, comenzando en la primera semana de Julio porque se puede asumir que presenta un valor máximo de SOC de las baterías (90% aproximadamente).

Otro aspecto por remarcar es que la demanda de agua caliente sanitaria se debe a las 3 duchas diarias a 38°C durante 5 minutos cada una y con un caudal de 20l/min: una a las 7:00, otra a las 18:30 y otra a las 21:00. Como la temperatura de las duchas se obtiene mezclando el agua de la zona 5 del tanque de almacenamiento (agua caliente) con el agua de red (agua fría), se requiere que el agua caliente esté a una temperatura igual o mayor a 50°C para asegurar que la temperatura de mezcla sea superior a 38°C en todo momento.

Un ejemplo de simulación de un día soleado de verano en Madrid correspondiente a la primera semana de junio se puede ver en la siguiente imagen:

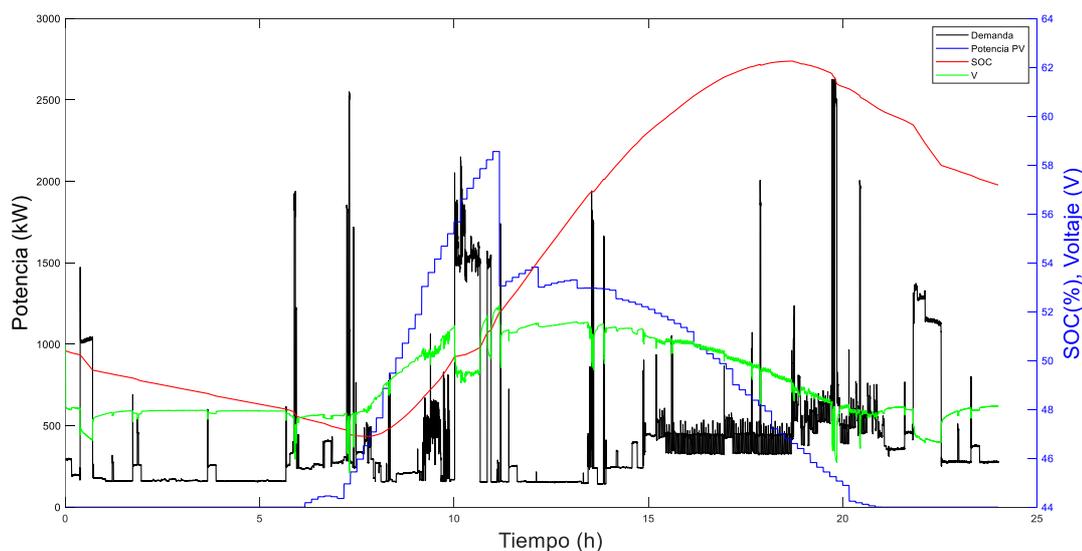


Ilustración 20. Resultado obtenido simulando un día de la 1ª semana de julio en Madrid

En la ilustración 20 se ha representado en color negro la demanda eléctrica de la vivienda y en azul la potencia fotovoltaica generada por la microrred, ambas medidas en kilovatios (correspondientes al eje vertical izquierdo). Además, relativas al eje vertical secundario se presentan en color rojo el estado de carga del stack de baterías en tanto por ciento y en verde el voltaje del banco de baterías en voltios.

En lo referente al análisis de los resultados graficados obtenidos en la primera simulación, al tratarse de un día soleado de verano con un valor alto de irradiancia (1ª semana de junio), el sistema fotovoltaico es capaz de generar suficiente energía (línea azul) para poder cubrir la demanda energética de la vivienda (línea negra), exceptuando el inicio y el final del día por razones obvias.

Adicionalmente, como se puede observar en la gráfica, el estado de carga de la batería se encuentra al 80% al inicio del día. Posteriormente, este empieza a disminuir ligeramente durante las primeras horas del día debido a que aún no ha salido el sol, por ende, a falta de generación fotovoltaica, las baterías han de cubrir la demanda energética de la vivienda. Sin embargo, esto no resulta un gran problema porque a primeras horas de la mañana, que es cuando no hay luz solar, la demanda eléctrica de la vivienda es reducida.

Una vez que sale el sol, a causa de los elevados valores de irradiancia característicos del verano, se empieza a producir un excedente de energía (se genera más energía de la que se consume), por lo que las baterías empiezan a cargarse ligeramente. Cabe destacar que en torno a las 11 del mediodía, se alcanza el máximo valor del SOC de las baterías, ya que en ese momento del día se produce el máximo excedente de energía en la instalación. Esto se debe a que en esa franja temporal se produce tanto una disminución de la demanda, debido a los horarios de los consumos de la vivienda, como con un elevado valor de generación eléctrica, a causa del elevado valor de irradiancia.

Al final del día, sobre las 19 horas, se observa que la producción de la instalación fotovoltaica empieza a reducirse, coincidiendo con un pico en la demanda de la instalación, por lo que, a falta de potencia eléctrica disponible en la instalación, los consumos de la vivienda deberán ser suplidos a costa de reducir el estado de carga de las baterías hasta el final del día. Sin embargo, se puede observar que, en este día concreto, el valor del estado de carga de las baterías al final del día es superior al valor del SOC a inicios del día (línea roja), por lo que podemos concluir que durante ese día se han generado excedentes de energía.

Por otro lado, como se puede observar en la gráfica siguiente, el campo solar térmico es capaz de suministrar el agua caliente sanitaria demandada por cada ducha:

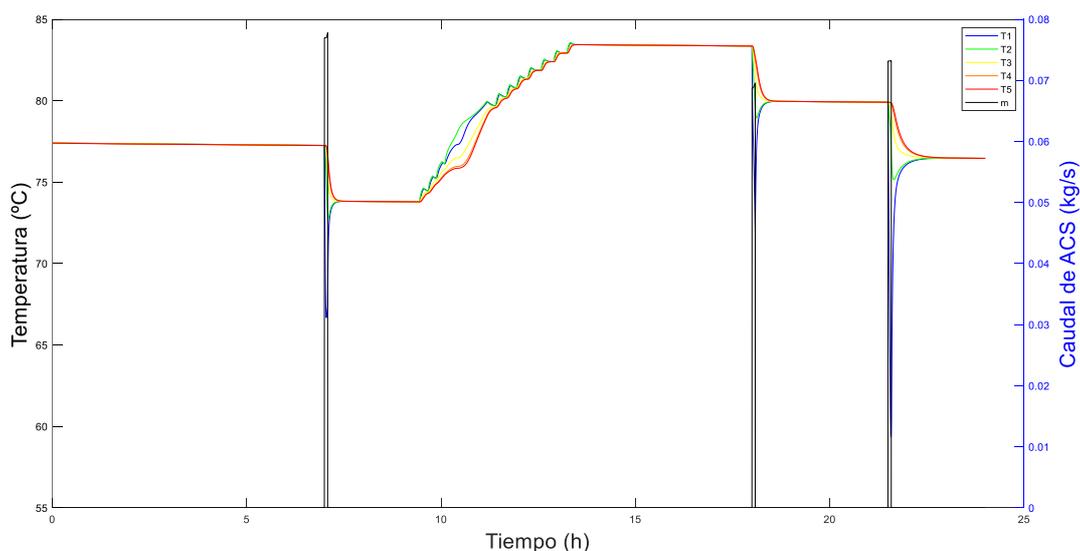


Ilustración 21. Resultado obtenido al simular el tanque de ACS en la 1ª semana de julio en Madrid

La ilustración 21 muestra la distribución de temperaturas dentro del tanque de almacenamiento del sistema de energía solar térmica y la demanda de agua caliente. Como era de esperarse, existen 3 picos de caudal de mástico de agua caliente sanitaria correspondientes a las 3 duchas diarias de 5 minutos realizadas en diferentes momentos del día (7:00, 18:30 y 21:00).

Además, si se presta atención a la representación gráfica se puede apreciar al principio del día el tanque presenta una distribución de temperaturas homogénea hasta que se enciende la primera ducha a las 7:00. Entonces la temperatura en la región inferior del tanque (T1) es la primera temperatura se enfría, ya que es la parte del tanque por la que entra el agua de red (agua fría).

Posteriormente, se vuelve a estabilizar y en torno a las 09:30 de la mañana el calentamiento solar de los paneles actúa como un ciclo de histéresis, es decir, la distribución futura de temperaturas no solo depende del valor actual sino también de los valores previamente registrados. Esto se debe al funcionamiento de la bomba de circulación en el circuito primario, ya que la bomba opera o para en función de la diferencia de temperaturas existente entre la salida de los captadores y la salida del fluido del circuito primario del interacumulador. De esta manera se consigue circular el agua exclusivamente cuando esta está lo suficientemente caliente para calentar el tanque y se asegura que no lo va a enfriar.

Este efecto se mantiene en las temperaturas hasta la 13:30 del mediodía aproximadamente, momento en el que la temperatura se vuelve a estabilizar hasta que se hace uso de la segunda ducha (18:00). Tras esto, la temperatura se vuelve a estabilizar, pero esta vez a un valor menor, ya que ha cedido energía térmica (calor) durante la ducha anterior. Finalmente, se observa que la temperatura vuelve a bajar durante la tercera ducha (21:00), para posteriormente estabilizarse a un valor menor hasta el día siguiente.

#### 4.1.1 Análisis energético

Como esta es la primera simulación, se emplearán los valores por defecto del modelo, por lo tanto, la primera simulación realizada se ha desarrollado para una capacidad de sistema de almacenamiento de 1100Ah y 15 módulos fotovoltaico. Para estas condiciones de simulación, se han obtenido los siguientes resultados de estado de carga de la batería y de temperatura en la zona 5 del tanque de almacenamiento:

|   |        |         | SOC (%) | T <sub>5</sub> (°C) | Día |
|---|--------|---------|---------|---------------------|-----|
| 1 |        | semana1 | 80,10   | 78,19               | 182 |
| 2 |        | semana2 | 89,51   | 76,79               | 189 |
| 3 |        | semana3 | 77,17   | 77,55               | 196 |
| 4 | Julio  | semana4 | 75,87   | 78,64               | 203 |
| 5 |        | semana1 | 88,62   | 77,70               | 213 |
| 6 |        | semana2 | 88,37   | 78,31               | 220 |
| 7 |        | semana3 | 83,56   | 78,08               | 227 |
| 8 | Agosto | semana4 | 82,80   | 78,36               | 234 |
| 9 |        | semana1 | 69,10   | 75,43               | 244 |

|    |            |         |       |       |     |
|----|------------|---------|-------|-------|-----|
| 10 |            | semana2 | 87,73 | 64,36 | 251 |
| 11 |            | semana3 | 86,04 | 74,38 | 258 |
| 12 | Septiembre | semana4 | 54,74 | 50,19 | 265 |
| 13 |            | semana1 | 63,05 | 63,76 | 274 |
| 14 |            | semana2 | 65,94 | 57,70 | 281 |
| 15 |            | semana3 | 55,86 | 44,60 | 288 |
| 16 | Octubre    | semana4 | 54,07 | 50,02 | 295 |
| 17 |            | semana1 | 64,85 | 51,83 | 305 |
| 18 |            | semana2 | 36,64 | 37,01 | 312 |
| 19 |            | semana3 | 45,62 | 34,58 | 319 |
| 20 | Noviembre  | semana4 | 45,63 | 29,92 | 326 |
| 21 |            | semana1 | 45,63 | 37,01 | 335 |
| 22 |            | semana2 | 46,19 | 38,54 | 342 |
| 23 |            | semana3 | 38,48 | 47,59 | 349 |
| 24 | Diciembre  | semana4 | 49,14 | 18,24 | 356 |
| 25 |            | semana1 | 46,00 | 39,08 | 1   |
| 26 |            | semana2 | 41,72 | 36,64 | 8   |
| 27 |            | semana3 | 40,46 | 35,13 | 15  |
| 28 | Enero      | semana4 | 55,65 | 43,98 | 22  |
| 29 |            | semana1 | 44,57 | 31,53 | 32  |
| 30 |            | semana2 | 49,75 | 38,08 | 39  |
| 31 |            | semana3 | 84,86 | 50,31 | 46  |
| 32 | Febrero    | semana4 | 71,18 | 51,15 | 53  |
| 33 |            | semana1 | 66,86 | 39,09 | 60  |
| 34 |            | semana2 | 78,62 | 66,65 | 67  |
| 35 |            | semana3 | 51,57 | 40,74 | 74  |
| 36 | Marzo      | semana4 | 49,72 | 42,28 | 81  |

|    |       |         |       |       |     |
|----|-------|---------|-------|-------|-----|
| 37 |       | semana1 | 68,12 | 62,51 | 91  |
| 38 |       | semana2 | 86,92 | 47,46 | 98  |
| 39 |       | semana3 | 61,92 | 51,13 | 105 |
| 40 | Abril | semana4 | 78,86 | 52,48 | 112 |
| 41 |       | semana1 | 83,54 | 70,12 | 121 |
| 42 |       | semana2 | 74,44 | 49,52 | 128 |
| 43 |       | semana3 | 85,66 | 73,53 | 135 |
| 44 | Mayo  | semana4 | 86,04 | 69,84 | 142 |
| 45 |       | semana1 | 78,24 | 72,88 | 152 |
| 46 |       | semana2 | 85,48 | 74,91 | 159 |
| 47 |       | semana3 | 79,74 | 72,94 | 166 |
| 48 | Junio | semana4 | 86,07 | 78,06 | 173 |

Tabla 2. Resultados semanales de la primera simulación

Como la tabla 2 presenta una gran cantidad de datos, se ha realizado la representación gráfica del estado de carga del banco de baterías, de la temperatura en la región 5 del tanque y de la temperatura a la entrada del campo, a lo largo de las 48 semanas que componen un año:

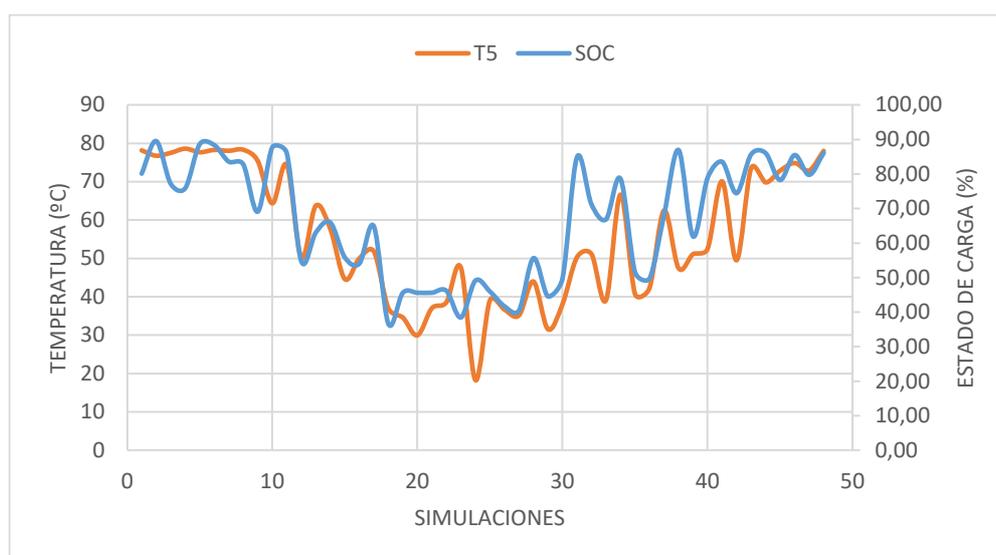


Ilustración 22. Representación gráfica de los resultados de la primera simulación

Atendiendo a la ilustración 22, se cumple la hipótesis inicial de asumir que el valor máximo del SOC de las baterías se da en la primera semana del mes de julio. Además, se verifica la eficacia de la estrategia de control implementada en la microrred, ya que el estado de carga del stack de baterías no sobrepasa en ningún momento

el valor máximo fijado del 90% ni disminuye del valor mínimo fijado del 35%.

Por otro lado, la temperatura de salida del tanque de almacenamiento ( $T_5$ ) presenta una tendencia esperable. La evolución del valor de la temperatura de la región 5 del tanque de almacenamiento consiste en presentar picos de temperaturas durante los meses de verano, y valores mínimos en los meses de invierno.

Un aspecto fundamental a la hora de entender los consumos de energía en la microrred es el estudio de la temperatura del tanque en la región 5. Como se ha indicado en la estrategia de control, cuando su temperatura sea inferior a la temperatura de consumo fijada ( $50^\circ\text{C}$ ), se ha decidido que será necesaria la acción del sistema de calentamiento eléctrico del tanque. Por lo tanto, de noviembre a marzo será necesario activar una resistencia eléctrica de  $2,5\text{kW}$  para calentar el ACS 50 minutos antes de cada una de las 3 duchas diarias.

En último lugar, antes de pasar al análisis energético de los resultados obtenidos en la primera simulación de la microrred experimental, se ha decidido representar el funcionamiento de la instalación en una semana en la que exista tanto compra como venta de energía. Esta simulación correspondiente a la tercera semana de abril muestra de forma visual las directrices del sistema de control a la hora de consumir energía de la red o inyectarla.

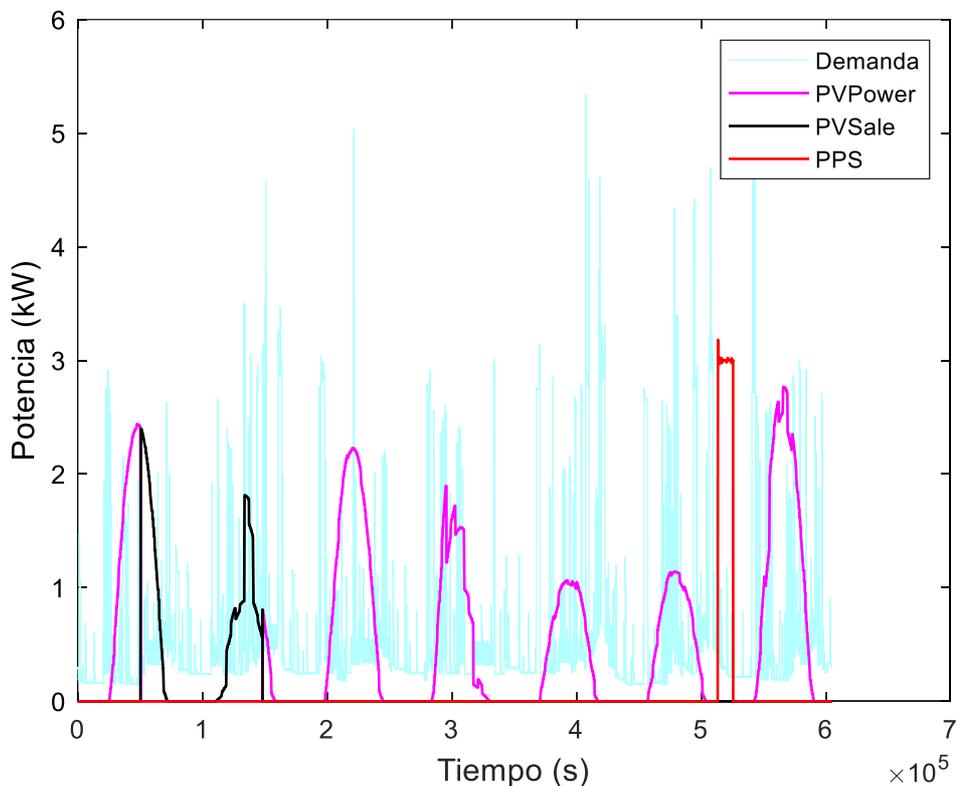


Ilustración 23. Resultados de potencias obtenidos para la 3ª semana de abril en la primera simulación

Si analizamos la ilustración 23, podemos verificar los criterios implementados en la microrred experimental a la hora de decidir si puede o no comprar o vender energía. A nivel de inyectar energía a la red, este fenómeno se da principalmente durante el mediodía del primer día de la 3ª semana de abril, debido a que los consumos eléctricos ese día fueron especialmente reducidos. Los criterios que deciden si es posible vender energía son dos: la existencia de excedentes de energía (que la generación eléctrica supere la demanda), y además, que las baterías se encuentren plenamente cargadas (estado establecido en el sistema de control como SOC al 90%).

Por otro lado, solo se necesita comprar energía de la red en la 3ª semana de abril durante la noche del sexto día. Esto se debe a que las baterías se encontraban descargadas (estado establecido como SOC al 35%) al final del día, por lo que como se indicaba en el apartado 2.2.3, se recargarán las baterías con una tarifa nocturna, normalmente la más barata, hasta un valor aceptable establecido en el algoritmo de control que gobierna la

microrred (50% de SOC).

Cabe destacar que no se ha representado en la gráfica el SOC de las baterías por no saturar la imagen, ya que el objetivo de este análisis es aclarar los fenómenos de compraventa de energía al lector, e implementando más variables a la imagen no se hubiera conseguido el efecto deseado en el lector.

Así pues, se ha realizado un análisis exhaustivo de los resultados obtenidos en las variables más significativas de la microrred experimental. Este estudio se ha realizado con objeto de que el lector pueda conocer con detalle el comportamiento de la instalación según las condiciones existentes en cada momento, destacando el análisis sobre cuándo y por qué se compra/vende energía en la microrred.

Tras este estudio, se comienza el análisis energético de la microrred desglosando los resultados obtenidos sobre el consumo y la venta de energía semanalmente:

|    |            |         | Consumo<br>(kWh) | Venta<br>(kWh) | Consumo<br>(kWh) | Venta<br>(kWh) |
|----|------------|---------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| 1  |            | semana1 | 0,00             | 14,29          |                  |                |
| 2  |            | semana2 | 0,00             | 38,03          |                  |                |
| 3  |            | semana3 | 0,00             | 45,23          |                  |                |
| 4  | Julio      | semana4 | 0,00             | 40,21          | 0,00             | 137,76         |
| 5  |            | semana1 | 0,00             | 28,13          |                  |                |
| 6  |            | semana2 | 0,00             | 48,38          |                  |                |
| 7  |            | semana3 | 0,00             | 27,57          |                  |                |
| 8  | Agosto     | semana4 | 0,00             | 25,89          | 0,00             | 129,98         |
| 9  |            | semana1 | 0,00             | 47,14          |                  |                |
| 10 |            | semana2 | 0,00             | 20,20          |                  |                |
| 11 |            | semana3 | 0,00             | 15,09          |                  |                |
| 12 | Septiembre | semana4 | 0,00             | 22,36          | 0,00             | 104,78         |
| 13 |            | semana1 | 9,37             | 0,00           |                  |                |
| 14 |            | semana2 | 31,17            | 0,00           |                  |                |
| 15 |            | semana3 | 0,00             | 0,00           |                  |                |
| 16 | Octubre    | semana4 | 0,00             | 0,00           | 40,54            | 0,00           |
| 17 |            | semana1 | 20,51            | 0,00           |                  |                |
| 18 |            | semana2 | 26,19            | 0,00           |                  |                |
| 19 |            | semana3 | 62,11            | 0,00           |                  |                |
| 20 | Noviembre  | semana4 | 82,37            | 0,00           | 191,18           | 0,00           |

|    |           |         |       |       |        |       |
|----|-----------|---------|-------|-------|--------|-------|
| 21 |           | semana1 | 80,32 | 0,00  |        |       |
| 22 |           | semana2 | 63,72 | 0,00  |        |       |
| 23 |           | semana3 | 64,76 | 0,00  |        |       |
| 24 | Diciembre | semana4 | 77,28 | 0,00  | 286,09 | 0,00  |
| 25 |           | semana1 | 57,61 | 0,00  |        |       |
| 26 |           | semana2 | 58,13 | 0,00  |        |       |
| 27 |           | semana3 | 87,07 | 0,00  |        |       |
| 28 | Enero     | semana4 | 16,30 | 0,00  | 219,11 | 0,00  |
| 29 |           | semana1 | 56,88 | 0,00  |        |       |
| 30 |           | semana2 | 76,70 | 0,00  |        |       |
| 31 |           | semana3 | 0,00  | 0,00  |        |       |
| 32 | Febrero   | semana4 | 19,04 | 20,74 | 152,62 | 20,74 |
| 33 |           | semana1 | 0,00  | 0,00  |        |       |
| 34 |           | semana2 | 0,00  | 21,58 |        |       |
| 35 |           | semana3 | 29,29 | 0,00  |        |       |
| 36 | Marzo     | semana4 | 0,00  | 28,62 | 29,29  | 50,20 |
| 37 |           | semana1 | 18,65 | 17,71 |        |       |
| 38 |           | semana2 | 0,00  | 32,13 |        |       |
| 39 |           | semana3 | 10,15 | 15,68 |        |       |
| 40 | Abril     | semana4 | 9,41  | 29,03 | 38,21  | 94,55 |
| 41 |           | semana1 | 0,00  | 7,34  |        |       |
| 42 |           | semana2 | 0,00  | 17,14 |        |       |
| 43 |           | semana3 | 0,00  | 9,59  |        |       |
| 44 | Mayo      | semana4 | 0,00  | 49,20 | 0,00   | 83,27 |
| 45 |           | semana1 | 0,00  | 43,64 |        |       |
| 46 |           | semana2 | 0,00  | 47,16 |        |       |
| 47 |           | semana3 | 0,00  | 22,94 |        |       |

|       |       |         |      |       |               |               |
|-------|-------|---------|------|-------|---------------|---------------|
| 48    | Junio | semana4 | 0,00 | 39,87 | 0,00          | 153,60        |
| Total |       |         |      |       | <b>957,04</b> | <b>774,88</b> |

Tabla 3. Resultados de compraventa de la primera simulación

Al igual que ocurrió en los estudios que simulaban instalaciones de colectores híbridos (PVT) [40][43][44], se ha obtenido para nuestra instalación que se puede cubrir la demanda diaria de energía en la vivienda durante todo el año, exceptuando entre los meses de noviembre a marzo, donde, algunos días, las baterías deben cargarse comprando energía de la red durante la noche para asegurar la demanda de energía del día siguiente. No obstante, durante el resto del año se generan excedentes que se pueden vender a red.

Para poder conocer los datos energéticos totales respectivos de cada mes, se ha realizado la siguiente tabla resumen:

|            | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) |
|------------|-------------------------|-----------------------------|
| Enero      | 219,11                  | 0,00                        |
| Febrero    | 152,62                  | 20,74                       |
| Marzo      | 29,29                   | 50,20                       |
| Abril      | 38,21                   | 94,55                       |
| Mayo       | 0                       | 83,27                       |
| Junio      | 0                       | 153,60                      |
| Julio      | 0                       | 137,60                      |
| Agosto     | 0                       | 129,98                      |
| Septiembre | 0                       | 104,78                      |
| Octubre    | 40,54                   | 0,00                        |
| Noviembre  | 191,18                  | 0,00                        |
| Diciembre  | 286,09                  | 0,00                        |
| Total      | <b>957,04</b>           | <b>774,72</b>               |

Tabla 4. Resultados energéticos mensuales totales obtenidos en la 1ª simulación

Si se analiza con atención la tabla 4 de resultados energéticos totales para la microrred experimental simulada, se verifica la suposición comentada con anterioridad de que la vivienda es autosuficiente desde mayo hasta septiembre inclusive. Como era de esperar, los valores máximos de consumo de energía eléctrica proveniente de la Red Eléctrica Española (REE) se encuentran principalmente en los meses con poca irradiación, de noviembre a febrero. De la misma manera, los valores máximos de excedentes de energía inyectados a red se dan sobremodo durante los meses de verano, de junio a septiembre.

A nivel total la microrred experimental presenta un consumo total anual de 957 kWh y unas ventas de energía

anuales que ascienden a 774,2 kWh. Anticipándonos a las siguientes simulaciones, como el objetivo del trabajo de fin de grado es maximizar el beneficio económico de la microrred, se desarrollará un análisis de sensibilidad de la instalación experimental, en el que mediante variaciones en el dimensionado de ciertos equipos se tratará de reducir los valores de consumo y de venta anuales.

Para una mejor comprensión de los resultados y poder así visualizar de forma más sencilla la tendencia de los datos obtenidos, se van a presentar gráficos para su posterior comentario. Cabe destacar que al igual que los gráficos de resultados anteriores, estos comienzan por la primera simulada, correspondiente a la primera semana del mes de julio y terminan en la última semana del mes junio.

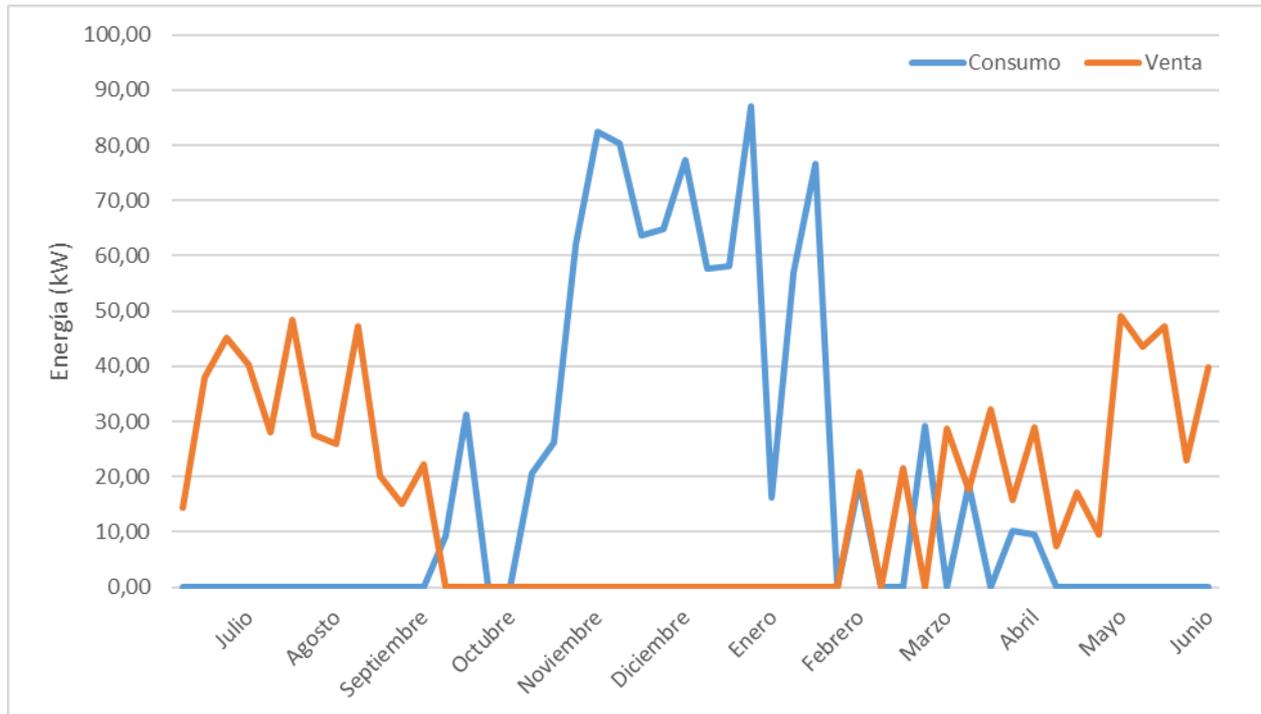


Ilustración 24. Resultados mensuales de la compraventa de energía en la 1ª simulación

Como era de esperarse durante los meses de invierno, sobre todo noviembre diciembre y enero, la instalación va a ser menos eficiente debido a poca irradiación solar y a la alta demanda de energía. Recordemos que el emplazamiento seleccionado para la instalar la microrred es Madrid, localización la cual presenta inviernos son muy fríos, obteniéndose las temperaturas mínimas que penalizan el correcto funcionamiento de las unidades de generación de la instalación. Asimismo, durante este periodo de tiempo se requerirá la acción del sistema auxiliar para satisfacer el consumo térmico, por lo que el consumo eléctrico en la vivienda se dispara.

Por el contrario, durante los meses de verano las temperaturas son muy altas, provocando que la producción eléctrica aumente significativamente y a su vez se reduzcan los consumos. Por lo tanto, estos meses, destacando el intervalo de junio a agosto, presentan los consumos más bajos y las producciones más altas del año, convirtiéndose así en los meses idóneos.

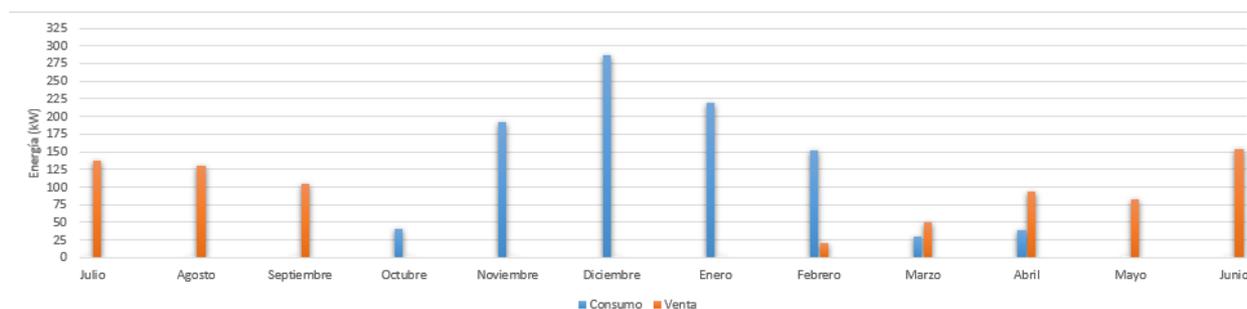


Ilustración 25. Diagrama de barras de consumo y venta de energía mensual de la 1ª simulación

Otra conclusión que se puede obtener al analizar los resultados energéticos anuales es que la microrred presenta una relación inversamente proporcional entre consumo y venta. Es decir, durante los meses de invierno el consumo es muy alto y la venta es escasa, sin embargo, en los meses de verano el comportamiento es totalmente opuesto, ya que el consumo es el que disminuye y la venta se dispara.

De hecho, en el mes de diciembre se ha obtenido un valor máximo de consumo de 286,09 kWh junto con un valor nulo de excedentes, y, de manera inversa, el mes de junio se presenta un consumo nulo y un valor de excedentes máximo que asciende a 153,60 kWh, siendo este el mes más rentable de todo el año.

Finalmente, se puede observar como la cantidad total de excedentes producidos por la microrred asciende a 774,72 kWh, valor que resulta ser inferior a los 957,54 kWh de consumo total en la instalación.

#### 4.1.2 Análisis económico

El procedimiento del análisis económico realizado consiste en aplicar un estudio comparativo entre los resultados obtenidos para las distintas simulaciones de la instalación experimental estudiada, con respecto a los resultados de una simulación base. Para el escenario sin microrred, denominado simulación base, se ha considerado adecuada la adquisición de una potencia contratada de 5,75kW, ya que el valor máximo de demanda registrado durante la simulación anual es 5 kW. Asimismo, el precio de dicha potencia asciende a 0,1051€/kWh para la franja horaria punta y la llana, y para el periodo valle alcanzará 0,0250€/kWh.

Por otro lado, para el cálculo del coste anual de la energía se ha elegido una tarifa de una empresa distribuidora de electricidad española que considera los siguientes periodos diarios: un período punta a 0,24442€/kWh, un período llano a 0,15097 €/kWh y un período valle a 0,11644€/kWh. Además, la cantidad total de energía consumida anualmente en una vivienda de 3 habitantes es: 1992 kWh en período punta, 2076kWh en período llano y 960 kWh en período valle.

Para que el lector verifique que los precios comentados anteriormente han sido empleados en el cálculo del coste anual de la electricidad, se ha sacado un extracto del Excel que calcula el precio anual de la factura de la luz:

| Meses     | Power Contra kW |      |      | Energy P | kWh |    |          | Power €/kW |          |          | Energy €/kWh |         |  |
|-----------|-----------------|------|------|----------|-----|----|----------|------------|----------|----------|--------------|---------|--|
|           | P1              | P2   | P3   |          | L   | V  | P1       | P2         | P3       | P1       | P2           | P3      |  |
| January   | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| February  | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| March     | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| April     | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| May       | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| June      | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| July      | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| August    | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| September | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| October   | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| November  | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |
| December  | 5,75            | 5,75 | 5,75 | 166      | 173 | 80 | 0,105168 | 0,105168   | 0,025035 | 0,244417 | 0,150965     | 0,11644 |  |

Ilustración 26. Tarifas de potencia y energía contratadas en la simulación base

Cabe destacar que el precio final de la factura anual de energía no corresponde a la suma del coste de la potencia y energía contratada, porque dada la legislación vigente, a este valor de 1185,33€/año es preciso aplicarle el Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) de valor 0.5% y el Impuesto del Valor Añadido (IVA) del 10%. Incluso se ha tenido en cuenta la tarifa del alquiler del contador que viene fijada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital correspondiente a 0,02653€/día. Así pues, se ha obtenido un precio final de la factura eléctrica anual de 1321,03€/año para la simulación base.

En cambio, para el estudio económico del escenario de la vivienda con microrred experimental instalada se ha escogido como modelo de tarifa el de una distribuidora española que permite la venta de los excedentes generados a la red a 0,051€/kWh. Además, en este escenario se ha adquirido una potencia contratada de 3,45kW, puesto que los principales picos de la demanda se encuentran cubiertos por la microrred.

Al igual que para la simulación base, se han adjuntado algunos de los cálculos realizados con el Excel durante el proceso de obtención de la factura de la luz:

| Meses     | Power Contra kW |    |        | Energy kWh |    |        | Power €/kW |            |            | Energy €/kWh |          |          |
|-----------|-----------------|----|--------|------------|----|--------|------------|------------|------------|--------------|----------|----------|
|           | P1              | P2 | P3     | P1         | P2 | P3     | P1         | P2         | P3         | P1           | P2       | P3       |
| January   | 3,45            |    | 219,11 |            |    | 78,58  | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| February  | 3,45            |    | 152,62 |            |    | 79,24  | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| March     | 3,45            |    | 29,29  |            |    | 116,81 | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| April     | 3,45            |    | 38,21  |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| May       | 3,45            |    | 0      |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| June      | 3,45            |    | 0      |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| July      | 3,45            |    | 0      |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| August    | 3,45            |    | 0      |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| September | 3,45            |    | 0      |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| October   | 3,45            |    | 40,54  |            |    | 0,00   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| November  | 3,45            |    | 191,18 |            |    | 2,84   | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |
| December  | 3,45            |    | 286,09 |            |    | 50,50  | 0,07686111 | 0,07686111 | 0,01394444 | 0,242028     | 0,242028 | 0,194955 |

Ilustración 27. Tarifas de potencia y energía contratadas en la primera simulación

Asimismo, la tarifa seccionada para la simulación de la microrred considera que el precio de dicha potencia para un período regular sea 0,07686€/kWh y que para un período económico ascienda a 0,01394€/kWh. Adicionalmente, dadas las directrices de control de la microrred, esta solo tiene permitido comprar energía de red durante la noche, por lo que el precio de la energía del único tramo a emplear es 0,1949€/kWh. Por lo tanto, la cantidad de energía extraída de red se ve claramente reducida al implementar la microrred, pasando de los 5028kWh/año de la simulación base a los actuales 328kWh/año. Consecuentemente, gracias a la generación renovable, el precio de la extracción de energía de red ha pasado de un valor de 912,1€/año a 63,9€/año.

Para calcular el precio de la factura de la luz, en primer lugar, se ha calculado la suma del coste de compra de energía y potencia. Posteriormente, se ha tenido en cuenta el precio de alquiler del contador cuyo valor se encuentra fijado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital a 0,02653€/día. Cabe destacar que las instalaciones de generación renovables se encuentran exentas de impuestos, por lo que se ha ahorrado el 10% correspondiente al IVA y el 0,5% del IEE.

Así pues, se ha obtenido un precio final de la factura eléctrica anual de 574,53 €/año para la instalación simulada, valor el cual resulta muy inferior a los 1321,03 €/año para la simulación base. Además, este precio se ve decrementado por la venta de excedentes (774,74kWh), sin embargo, dada el ínfimo precio de las tarifas de venta nacionales (0,051€/kWh), estos solo generan un beneficio anual de 39,51€.

Para que el análisis económico sea más exhaustivo, se ha realizado una tabla comparativa entre la simulación base y el caso simulado de todos los resultados comentados en este apartado:

|                          | Simulación base | 1ª Simulación | Variación total |
|--------------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Coste de la Potencia (€) | 273,263546      | 500,9111592   | -227,6476129    |
| Coste de la Energía (€)  | 912,064404      | 63,93939135   | 848,1250127     |

|                           |         |        |             |
|---------------------------|---------|--------|-------------|
| Coste total (€)           | 1185,33 | 564,85 | 620,4773997 |
| IEE (€)                   | 5,93    | 0      | 5,926639751 |
| IVA (€)                   | 120,09  | 0      | 120,093804  |
| Alquiler del Contador (€) | 9,68    | 9,68   | 0           |
| Precio total (€)          | 1321,03 | 574,53 | 746,4978435 |

Tabla 5. Comparativa económica entre la simulación base y la primera simulación

De este modo se observa que al instalar la microrred experimental simulada se produce una reducción del precio anual de la factura de la luz de 746,49€, lo que equivale a un ahorro del 59,5% del costo de la simulación base. Este ahorro se debe principalmente a que al instalar la microrred experimental se produce un decremento del coste de la energía de 848,12 € al año, junto con el ahorro anual de 126€, ya que las instalaciones de generación eléctrica sostenibles a escala doméstica se encuentran libres de impuestos.

Una vez comparados los costes anuales para la situación base y para la situación con microrred experimental, se pasa a realizar una estimación sobre dichos valores en el futuro mediante el cálculo del flujo de caja acumulado anual de los dos escenarios. Se han supuesto 25 años de vida de la instalación, ya que esta es la vida media que suelen tener los sistemas fotovoltaicos y solares térmicos antes de ser sustituidos.

Para que el análisis económico sea lo más preciso y fiel a la realidad, se ha tenido en cuenta la sustitución del banco de baterías de plomo ácido. A diferencia de los módulos fotovoltaicos y colectores solares que tienen un período de reemplazo fijo, su durabilidad se ha estimado utilizando un modelo de degradación [56] que tiene en cuenta el número de ciclos y la profundidad de la descarga de las baterías. Estos costos incluyen el mantenimiento y posibles sustituciones de partes.

Cabe destacar que se ha supuesto un escenario muy desfavorable a nivel económico, porque dado el gran desarrollo de las tecnologías, lo más probable es que la futura sustitución de equipos será más asequible económicamente que en la actualidad.

Antes de realizar el cálculo del flujo de caja, hay que cuantificar de forma aproximada el precio de toda la instalación experimental. En base a precios actuales del mercado, el coste de la inversión inicial se ha estimado en 12 500€, donde se ha considerado el coste del sistema de almacenamiento eléctrico (stack de baterías de plomo-ácido) en 5500€, el campo solar fotovoltaico en 5000€ y el campo solar térmico en 2000€.

Por otro lado, para el cálculo de las ganancias se han tomado el total de ingresos generados por la venta de excedentes. Para que el estudio económico a futuro sea realista, se ha de ajustar la evolución de estas ganancias a lo largo de los años, por lo tanto, se ha supuesto un aumento del 3% respecto al año anterior. Esto se debe principalmente a la inflación actual, por lo que se ha considerado que los precios de la luz van a seguir subiendo con esta tendencia y, consecuentemente, cada año se ahorrará más dinero con el uso de la microrred.

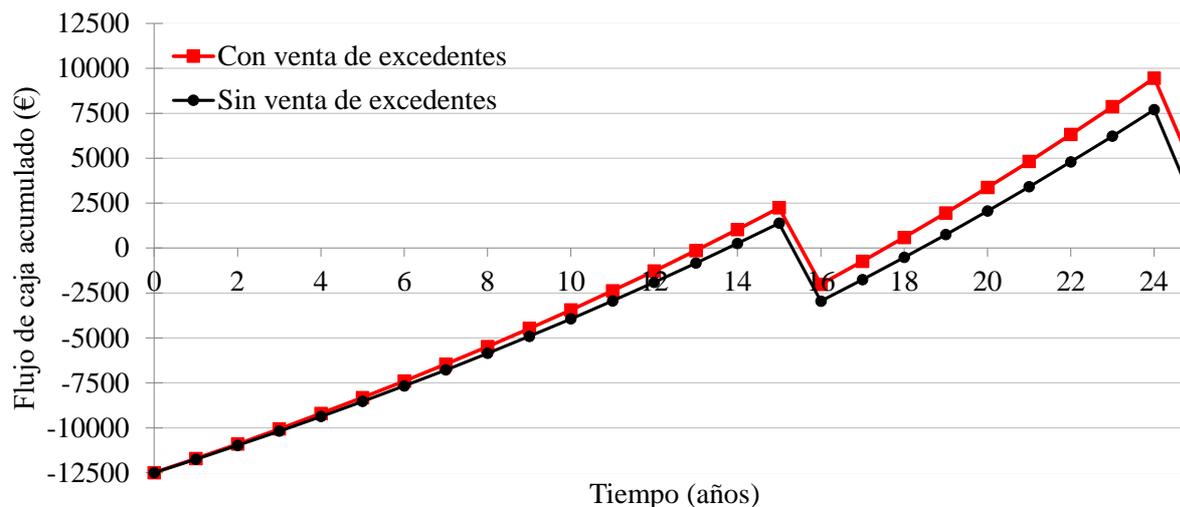


Ilustración 28. Flujo de caja acumulado de la primera simulación a 25 años

En la Ilustración 28 se puede observar como el flujo de caja acumulado resulta negativo desde el año de instalación de la microrred, debido a la elevada inversión, hasta el año 12 que será cuando la instalación estará completamente amortizada. Un aspecto interesante en la evolución del flujo de caja acumulado aparece en el año 16, donde se ha producido un cambio en la tendencia de este. El motivo de esta pérdida de flujo de caja acumulado reside en la necesidad de sustitución de las baterías, lo que provoca que la inversión no vuelva a ser rentable económicamente hasta el año 18.

En lo referente a la venta de excedentes no se aprecian grandes diferencias en la evolución del flujo de caja acumulado, pese a que la inyección de energía excedente a red supone un beneficio adicional de 1440,53€ para el año 25, este valor resulta irrelevante a términos prácticos con respecto al ahorro de 27216,76€ ocasionado al instalar la microrred en lugar de un sistema convencional. De todas formas, aunque los excedentes no supongan una gran inyección de capital, si presentan un impacto considerable en el flujo de caja acumulado, donde se observa que antes de renovar la instalación (año 24) se ha obtenido un beneficio económico de 9457,59€ con venta de excedentes en lugar de los 7699,29€ alcanzados sin esta práctica.

No obstante debido a la significativa diferencia existente entre el precio de compra de la electricidad (alrededor de 0.19 €/kWh) y el precio al que un hogar puede vender su exceso de energía renovable (0.051€/kWh) se ha considerado reducir la venta de excedentes en la medida de lo posible.

## 4.2 Segunda simulación: incremento de la capacidad de las baterías

Dados los resultados mostrados en el apartado 4.1, donde se presenta un consumo anual de 957,04kWh y una venta de 774,88kWh, se ha decidido incrementar el tamaño del sistema de almacenamiento eléctrico. Esto ocasionara una reducción del consumo de energía de red en la microrred, ya que, dadas las directrices fijadas en el sistema de control, solo se compra energía una vez se alcanza un estado de carga inferior al 35%. Por lo tanto, se comenzará aumentando la capacidad de las baterías a un valor de 1472Ah, lo cual representa un incremento del 33% de la capacidad original de las baterías (1100Ah).

### 4.2.1 Análisis energético

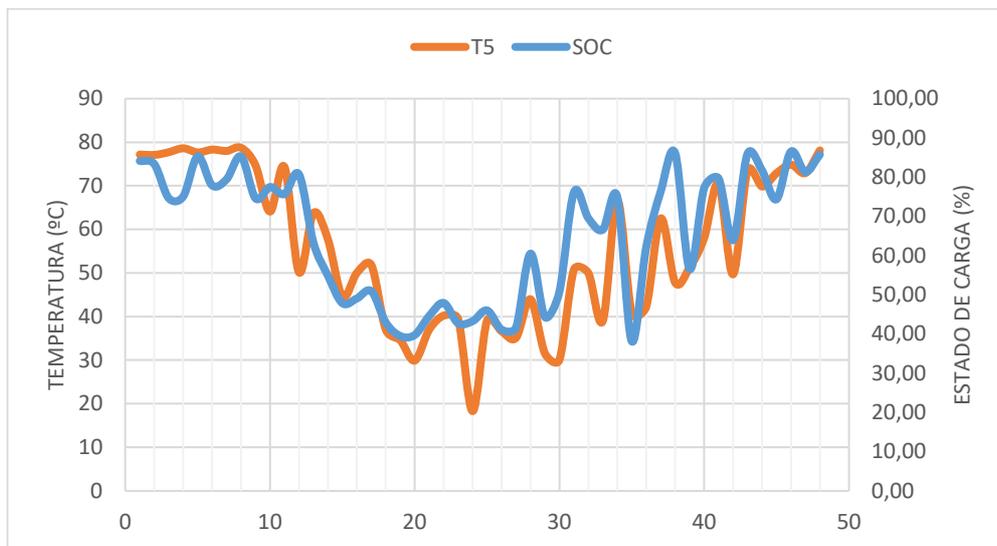
Para estas condiciones de simulación, se han obtenido los siguientes resultados de estado de carga de la batería y de temperatura en la zona 5 del tanque de almacenamiento:

|    |            |         | SOC (%) | T <sub>5</sub> (°C) | Dia |
|----|------------|---------|---------|---------------------|-----|
| 1  |            | semana1 | 84,10   | 77,18               | 182 |
| 2  |            | semana2 | 83,29   | 77,09               | 189 |
| 3  |            | semana3 | 74,59   | 77,72               | 196 |
| 4  | Julio      | semana4 | 75,04   | 78,61               | 203 |
| 5  |            | semana1 | 85,26   | 77,66               | 213 |
| 6  |            | semana2 | 77,86   | 78,33               | 220 |
| 7  |            | semana3 | 79,44   | 78,01               | 227 |
| 8  | Agosto     | semana4 | 85,26   | 78,73               | 234 |
| 9  |            | semana1 | 74,55   | 74,66               | 244 |
| 10 |            | semana2 | 77,45   | 64,10               | 251 |
| 11 |            | semana3 | 75,64   | 74,31               | 258 |
| 12 | Septiembre | semana4 | 80,68   | 50,17               | 265 |
| 13 |            | semana1 | 63,28   | 63,76               | 274 |
| 14 |            | semana2 | 54,85   | 57,70               | 281 |
| 15 |            | semana3 | 47,83   | 44,60               | 288 |
| 16 | Octubre    | semana4 | 49,04   | 50,01               | 295 |
| 17 |            | semana1 | 50,91   | 51,84               | 305 |
| 18 |            | semana2 | 42,90   | 37,01               | 312 |
| 19 |            | semana3 | 39,46   | 34,57               | 319 |
| 20 | Noviembre  | semana4 | 39,72   | 29,91               | 326 |
| 21 |            | semana1 | 44,56   | 37,00               | 335 |
| 22 |            | semana2 | 47,89   | 40,21               | 342 |
| 23 |            | semana3 | 42,70   | 39,44               | 349 |
| 24 | Diciembre  | semana4 | 43,25   | 18,30               | 356 |

|    |         |         |       |       |     |
|----|---------|---------|-------|-------|-----|
| 25 |         | semana1 | 45,99 | 39,07 | 1   |
| 26 |         | semana2 | 41,08 | 36,64 | 8   |
| 27 |         | semana3 | 41,65 | 35,13 | 15  |
| 28 | Enero   | semana4 | 60,48 | 43,98 | 22  |
| 29 |         | semana1 | 44,28 | 31,53 | 32  |
| 30 |         | semana2 | 50,77 | 30,08 | 39  |
| 31 |         | semana3 | 76,09 | 50,76 | 46  |
| 32 | Febrero | semana4 | 69,50 | 49,99 | 53  |
| 33 |         | semana1 | 66,59 | 39,01 | 60  |
| 34 |         | semana2 | 74,96 | 66,64 | 67  |
| 35 |         | semana3 | 38,14 | 40,73 | 74  |
| 36 | Marzo   | semana4 | 62,12 | 42,28 | 81  |
| 37 |         | semana1 | 76,33 | 62,51 | 91  |
| 38 |         | semana2 | 86,08 | 47,81 | 98  |
| 39 |         | semana3 | 56,55 | 51,27 | 105 |
| 40 | Abril   | semana4 | 77,17 | 58,05 | 112 |
| 41 |         | semana1 | 79,65 | 70,44 | 121 |
| 42 |         | semana2 | 63,94 | 49,70 | 128 |
| 43 |         | semana3 | 85,92 | 73,54 | 135 |
| 44 | Mayo    | semana4 | 81,71 | 69,84 | 142 |
| 45 |         | semana1 | 74,31 | 72,88 | 152 |
| 46 |         | semana2 | 86,49 | 74,87 | 159 |
| 47 |         | semana3 | 81,29 | 72,92 | 166 |
| 48 | Junio   | semana4 | 85,75 | 78,12 | 173 |

Tabla 6. Resultados semanales de la segunda simulación

Como la tabla 6 presenta un volumen de datos enorme, se ha decidido realizar la representación gráfica sobre la evolución del estado de carga de las baterías, la temperatura del tanque en la región, la temperatura de entrada al campo solar y la temperatura de agua de red a lo largo de las 48 semanas anuales simuladas.



*Ilustración 29. Representación gráfica de los resultados de la segunda simulación*

Como se puede observar en la ilustración 29 se verifica la eficacia de la estrategia de control implementada en la microrred, ya que el estado de carga del nuevo banco de baterías no sobrepasa en ningún momento el valor máximo fijado del 90% ni disminuye del valor mínimo fijado del 35%.

Por otro lado, la temperatura de salida del tanque de almacenamiento ( $T_5$ ) presenta una tendencia basada en presentar máximos durante los meses de verano y valores mínimos en los meses de invierno.

Tras haber estudiado los resultados de las principales magnitudes que caracterizan el comportamiento de nuestra instalación, se comienza el análisis energético de la microrred de la segunda simulación desglosando los resultados obtenidos sobre el consumo y la venta de energía semanalmente:

|    |        |         | Consumo<br>(kWh) | Venta<br>(kWh) | Consumo<br>(kWh) | Venta<br>(kWh) |
|----|--------|---------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| 1  |        | semana1 | 0,00             | 32,84          |                  |                |
| 2  |        | semana2 | 0,00             | 43,91          |                  |                |
| 3  |        | semana3 | 0,00             | 44,59          |                  |                |
| 4  | Julio  | semana4 | 0,00             | 39,01          | 0,00             | 160,34         |
| 5  |        | semana1 | 0,00             | 27,73          |                  |                |
| 6  |        | semana2 | 0,00             | 53,55          |                  |                |
| 7  |        | semana3 | 0,00             | 23,55          |                  |                |
| 8  | Agosto | semana4 | 0,00             | 20,68          | 0,00             | 125,50         |
| 9  |        | semana1 | 0,00             | 45,98          |                  |                |
| 10 |        | semana2 | 0,00             | 30,08          |                  |                |

|    |            |         |       |       |        |       |
|----|------------|---------|-------|-------|--------|-------|
| 11 |            | semana3 | 0,00  | 15,45 |        |       |
| 12 | Septiembre | semana4 | 0,00  | 0,00  | 0,00   | 91,51 |
| 13 |            | semana1 | 0,00  | 0,00  |        |       |
| 14 |            | semana2 | 23,50 | 0,00  |        |       |
| 15 |            | semana3 | 0,00  | 0,00  |        |       |
| 16 | Octubre    | semana4 | 1,61  | 0,00  | 25,12  | 0,00  |
| 17 |            | semana1 | 15,04 | 0,00  |        |       |
| 18 |            | semana2 | 35,11 | 0,00  |        |       |
| 19 |            | semana3 | 56,35 | 0,00  |        |       |
| 20 | Noviembre  | semana4 | 83,62 | 0,00  | 190,12 | 0,00  |
| 21 |            | semana1 | 86,30 | 0,00  |        |       |
| 22 |            | semana2 | 67,19 | 0,00  |        |       |
| 23 |            | semana3 | 65,61 | 0,00  |        |       |
| 24 | Diciembre  | semana4 | 72,64 | 0,00  | 291,74 | 0,00  |
| 25 |            | semana1 | 62,47 | 0,00  |        |       |
| 26 |            | semana2 | 57,88 | 0,00  |        |       |
| 27 |            | semana3 | 87,82 | 0,00  |        |       |
| 28 | Enero      | semana4 | 22,06 | 0,00  | 230,23 | 0,00  |
| 29 |            | semana1 | 53,04 | 0,00  |        |       |
| 30 |            | semana2 | 79,88 | 0,00  |        |       |
| 31 |            | semana3 | 0,00  | 0,00  |        |       |
| 32 | Febrero    | semana4 | 0,00  | 0,00  | 132,92 | 0,00  |
| 33 |            | semana1 | 0,00  | 0,00  |        |       |
| 34 |            | semana2 | 0,00  | 21,91 |        |       |
| 35 |            | semana3 | 15,57 | 0,00  |        |       |
| 36 | Marzo      | semana4 | 9,83  | 18,10 | 25,40  | 40,01 |
| 37 |            | semana1 | 0,00  | 0,00  |        |       |

|       |       |         |      |       |        |        |
|-------|-------|---------|------|-------|--------|--------|
| 38    |       | semana2 | 0,00 | 35,56 |        |        |
| 39    |       | semana3 | 0,00 | 13,95 |        |        |
| 40    | Abril | semana4 | 0,00 | 22,23 | 0,00   | 71,74  |
| 41    |       | semana1 | 0,00 | 0,00  |        |        |
| 42    |       | semana2 | 0,00 | 24,31 |        |        |
| 43    |       | semana3 | 0,00 | 0,00  |        |        |
| 44    | Mayo  | semana4 | 0,00 | 52,70 | 0,00   | 77,01  |
| 45    |       | semana1 | 0,00 | 44,83 |        |        |
| 46    |       | semana2 | 0,00 | 42,49 |        |        |
| 47    |       | semana3 | 0,00 | 23,29 |        |        |
| 48    | Junio | semana4 | 0,00 | 39,92 | 0,00   | 150,53 |
| Total |       |         |      |       | 895,52 | 716,64 |

Tabla 7. Resultados de compraventa de la segunda simulación

Al igual que ocurrió en la simulación primera, se ha obtenido para nuestra instalación que se puede cubrir la demanda diaria de energía en la vivienda durante todo el año, exceptuando los meses de invierno, donde, algunos días, las baterías deben recargarse comprando energía de la red durante la noche para asegurar la demanda de energía del día siguiente. No obstante, a diferencia de la simulación anterior, en este segundo escenario se ha conseguido reducir el consumo anual de 957,04 a 895,52kWh, destacando el hito de que se ha conseguido que en el mes de abril la microrred sea autosostenible.

A nivel de ventas de excedentes también se ha logrado obtener el efecto deseado, provocando una reducción de la inyección anual de energía a red, pasando de 774,63kWh de energía excedente malvendida a 716,64kWh.

Con objeto de poder conocer los datos energéticos totales respectivos de cada mes, se ha realizado la siguiente tabla resumen:

|         | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) |
|---------|-------------------------|-----------------------------|
| Enero   | 230,23                  | 0,00                        |
| Febrero | 132,92                  | 0,00                        |
| Marzo   | 25,4                    | 40,01                       |
| Abril   | 0                       | 71,74                       |
| Mayo    | 0                       | 77,01                       |
| Junio   | 0                       | 150,53                      |
| Julio   | 0                       | 160,34                      |

|              |               |               |
|--------------|---------------|---------------|
| Agosto       | 0             | 125,50        |
| Septiembre   | 0             | 91,51         |
| Octubre      | 25,12         | 0,00          |
| Noviembre    | 190,12        | 0,00          |
| Diciembre    | 291,74        | 0,00          |
| <b>Total</b> | <b>895,53</b> | <b>716,64</b> |

Tabla 8 Resultados energéticos mensuales totales obtenidos en la 2ª simulación

Si se analiza con atención la tabla 8 de resultados energéticos totales para la microrred experimental simulada, se puede observar la novedad comentada con anterioridad de que la vivienda es también autosuficiente en el mes de abril. Por lo tanto, se está corroborando la eficacia del análisis de sensibilidad de la instalación experimental, en el que mediante variaciones en el dimensionado de ciertos equipos se tratará de reducir los valores de consumo y de venta anuales, ya que el principal objetivo del trabajo de fin de grado es maximizar el beneficio económico de la microrred.

Para una mejor comprensión de los resultados y poder así visualizar de forma más sencilla la evolución anual de los datos obtenidos, se van a presentar gráficos para su posterior comentario.

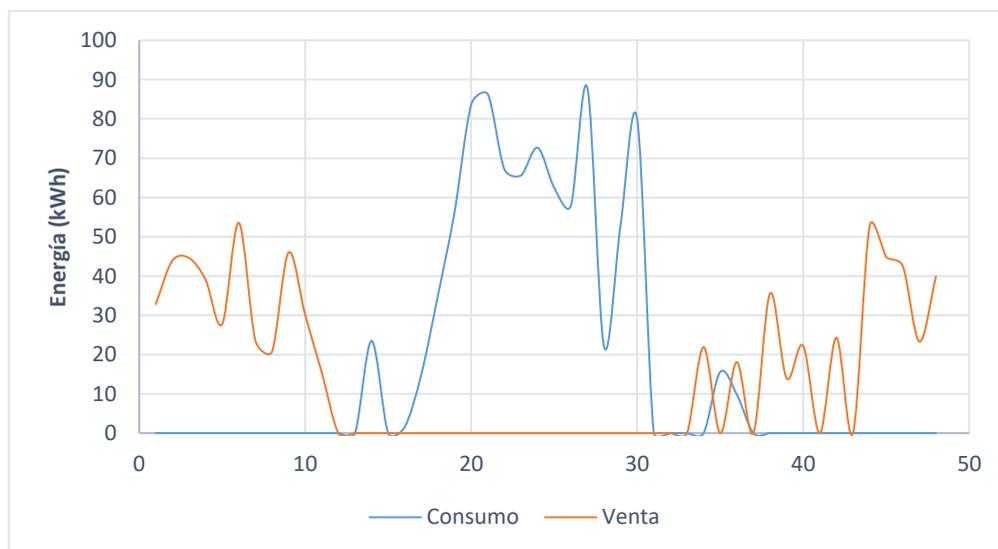


Ilustración 30. Resultados de compraventa obtenidos en la 2ª simulación

Antes de dar paso al estudio del gráfico, se ha de destacar que al igual que los gráficos de resultados anteriores, estos comienzan por la primera semana simulada, correspondiente a la primera semana del mes de julio y terminan en la última semana del mes junio.

Como era de esperarse durante los meses de invierno, sobre todo noviembre diciembre y enero, la instalación va a ser menos eficiente debido a poca irradiación solar y a la alta demanda de energía, ya que en Madrid los inviernos son muy fríos, obteniéndose las temperaturas mínimas que penalizan el correcto funcionamiento de las unidades de generación de la instalación. Asimismo, durante este periodo de tiempo se requerirá la acción del sistema auxiliar para satisfacer el consumo térmico, por lo que el consumo eléctrico en la vivienda se dispara.

Por el contrario, durante los meses de verano las temperaturas son muy altas, provocando que la generación

eléctrica aumente significativamente y a su vez se reduzcan los consumos, llegando incluso a ser autosuficiente durante los meses de abril a septiembre.

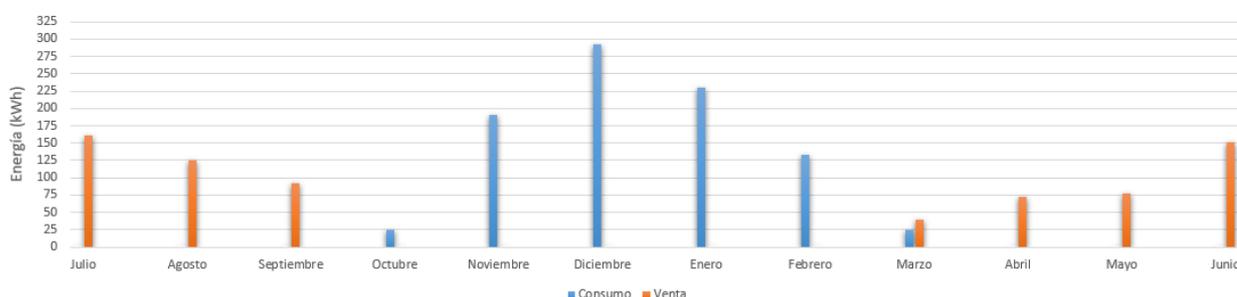


Ilustración 31. Diagrama de barras de consumo y venta de energía mensual en la 2ª simulación

Los principales resultados a comentar en lo referente a la compraventa de energía son valor máximo de consumo de 291,74kWh alcanzado en el mes de diciembre junto con una venta nula, y, a su vez, en el mes de julio se presenta un consumo nulo y un valor de excedentes máximo que asciende a 160,34kWh, siendo este el mes más rentable de todo el año.

#### 4.2.2 Análisis económico

En esta segunda simulación, el análisis económico presenta el mismo procedimiento de cálculo que la simulación anterior, con la salvedad de que el coste inicial de la inversión ha sido incrementado. Este aumento del precio de la microrred experimental se debe a la decisión de incrementar el tamaño del sistema de almacenamiento eléctrico en un 33%, pasando de 1100Ah a 1472Ah. Consecuentemente, el coste de inversión inicial asciende a 14360€, valor superior a los 12500€ correspondientes a la primera.

Para que el análisis económico sea más exhaustivo, se ha realizado una tabla comparativa entre la simulación base y el caso simulado de todos los resultados comentados en este apartado:

|                           | Simulación base | 2ª Simulación | Variación total |
|---------------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Coste de la Potencia (€)  | 273,263546      | 475,69        | -202,426454     |
| Coste de la Energía (€)   | 912,064404      | 69,34         | 842,724404      |
| Coste total (€)           | 1185,33         | 539,63        | 645,7           |
| IEE (€)                   | 5,93            | 0             | 5,93            |
| IVA (€)                   | 120,09          | 0             | 120,09          |
| Alquiler del Contador (€) | 9,68            | 9,68          | 0               |
| Precio total (€)          | 1321,03         | 549,31        | 771,72          |

Tabla 9. Comparativa económica entre la simulación base y la segunda simulación

De este modo se observa que al instalar la microrred experimental simulada se produce una reducción una reducción del precio anual de la factura de la luz de 777,72€, lo que equivale a un ahorro del 58,5% del costo de

la simulación base. Este ahorro se debe principalmente a que al instalar la microrred experimental se produce un decremento del coste anual de la energía de 842,72€ €, junto con del ahorro anual de 126€, ya que las instalaciones de generación eléctrica sostenibles a escala doméstica se encuentran libres de impuestos.

Una vez comparados los costes anuales para la situación base y para la situación con microrred experimental, se pasa a realizar una estimación sobre dichos valores en el futuro mediante el cálculo del flujo de caja acumulado anual de los dos escenarios.

Antes de realizar el cálculo del flujo de caja, hay que cuantificar de forma aproximada el precio de toda la instalación experimental. En base a precios actuales del mercado, el coste de la inversión inicial se ha estimado en 14360€, donde se ha considerado el nuevo coste del sistema de almacenamiento eléctrico (stack de baterías de plomo-ácido) en 7360€, y el resto de los dispositivos se han mantenido con respecto a la simulación previa.

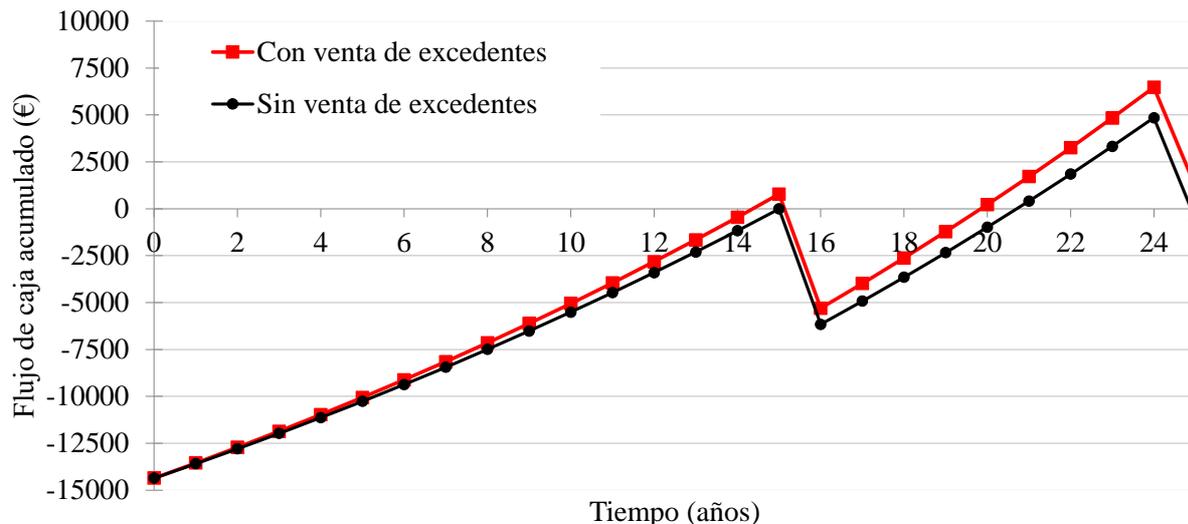


Ilustración 32. Flujo de caja acumulado de la segunda simulación a 25 años

En la ilustración 32 se puede observar como el flujo de caja acumulado resulta negativo desde el año de instalación de la microrred, debido a la elevada inversión, hasta el año 14 que será cuando la instalación estará completamente amortizada. Al igual que en la simulación primera, debido a la sustitución del sistema de almacenamiento eléctrico en el año 16, se ha producido un cambio en la tendencia del flujo de caja acumulado. Debido a que en dicho año no solo no se generan beneficios sino que dicho año resulta negativo económicamente hablando, la inversión no volverá a ser rentable económicamente hasta el año 19.

Para este segundo estudio comparativo, la venta de excedentes si resulta ser determinante en el periodo de amortización de la microrred, provocando que el coste de instalación y mantenimiento de la instalación sea sufragado un año antes que en el escenario sin venta de excedentes. No obstante, los excedentes no suponen una gran inyección de capital, de hecho en esta simulación su impacto es todavía menor, pasando de generar un beneficio económico de 1440,53€ a 1332,54€.

Así pues, una vez cumplida la vida de la instalación (año 24), se habrá obtenido un beneficio económico de 6473,93€ con venta de excedentes en lugar de los 4847,44€ alcanzados sin esta práctica. Cabe destacar que, pese a que los resultados energéticos han sido mejores en esta segunda simulación, reduciéndose así tanto el consumo como la venta, los márgenes de beneficio obtenidos para la segunda simulación han resultado ser inferiores a los obtenidos en la primera simulación.

### 4.3 Tercera simulación: se duplica la capacidad de las baterías

A la vista de los resultados en las dos simulaciones anteriores, se ha considerado preciso volver a incrementar el tamaño del sistema de almacenamiento eléctrico de la microrred experimental. Como los efectos asociados a incrementar la capacidad del sistema a 1472 Ah han sido favorables a nivel energético, en esta tercera simulación se propone duplicar la capacidad inicial de las baterías, pasando de 1100Ah a 2200Ah

#### 4.3.1 Análisis energético

A continuación, se desglosan los resultados semanales a lo largo del año del estado de carga de la batería y de temperatura en la región 5 del tanque de almacenamiento en el escenario de simulación donde el banco de baterías presenta una capacidad de 2200Ah:

|    |            |         | SOC (%) | T <sub>s</sub> (°C) | Día |
|----|------------|---------|---------|---------------------|-----|
| 1  |            | semana1 | 84,70   | 77,10               | 182 |
| 2  |            | semana2 | 82,19   | 77,40               | 189 |
| 3  |            | semana3 | 73,40   | 80,67               | 196 |
| 4  | Julio      | semana4 | 74,30   | 78,40               | 203 |
| 5  |            | semana1 | 82,11   | 76,40               | 213 |
| 6  |            | semana2 | 79,90   | 77,50               | 220 |
| 7  |            | semana3 | 77,78   | 77,60               | 227 |
| 8  | Agosto     | semana4 | 78,50   | 80,11               | 234 |
| 9  |            | semana1 | 70,99   | 75,03               | 244 |
| 10 |            | semana2 | 76,55   | 64,10               | 251 |
| 11 |            | semana3 | 78,30   | 73,99               | 258 |
| 12 | Septiembre | semana4 | 64,11   | 50,10               | 265 |
| 13 |            | semana1 | 61,87   | 63,11               | 274 |
| 14 |            | semana2 | 58,44   | 57,40               | 281 |
| 15 |            | semana3 | 50,20   | 44,31               | 288 |
| 16 | Octubre    | semana4 | 51,33   | 50,01               | 295 |
| 17 |            | semana1 | 53,57   | 51,84               | 305 |
| 18 |            | semana2 | 38,99   | 37,01               | 312 |
| 19 |            | semana3 | 40,03   | 33,78               | 319 |
| 20 | Noviembre  | semana4 | 40,70   | 29,91               | 326 |

|    |           |         |       |       |     |
|----|-----------|---------|-------|-------|-----|
| 21 |           | semana1 | 44,65 | 36,77 | 335 |
| 22 |           | semana2 | 45,44 | 40,21 | 342 |
| 23 |           | semana3 | 39,45 | 38,01 | 349 |
| 24 | Diciembre | semana4 | 44,53 | 18,12 | 356 |
| 25 |           | semana1 | 45,66 | 38,37 | 1   |
| 26 |           | semana2 | 41,02 | 36,33 | 8   |
| 27 |           | semana3 | 40,30 | 35,11 | 15  |
| 28 | Enero     | semana4 | 56,40 | 43,33 | 22  |
| 29 |           | semana1 | 44,11 | 31,22 | 32  |
| 30 |           | semana2 | 50,20 | 37,64 | 39  |
| 31 |           | semana3 | 76,54 | 50,21 | 46  |
| 32 | Febrero   | semana4 | 68,65 | 51,11 | 53  |
| 33 |           | semana1 | 64,34 | 38,77 | 60  |
| 34 |           | semana2 | 74,55 | 66,41 | 67  |
| 35 |           | semana3 | 43,11 | 40,11 | 74  |
| 36 | Marzo     | semana4 | 55,76 | 42,44 | 81  |
| 37 |           | semana1 | 72,23 | 62,01 | 91  |
| 38 |           | semana2 | 80,20 | 47,30 | 98  |
| 39 |           | semana3 | 59,23 | 51,00 | 105 |
| 40 | Abril     | semana4 | 75,65 | 52,54 | 112 |
| 41 |           | semana1 | 76,78 | 69,88 | 121 |
| 42 |           | semana2 | 68,88 | 48,88 | 128 |
| 43 |           | semana3 | 80,90 | 73,20 | 135 |
| 44 | Mayo      | semana4 | 81,10 | 69,56 | 142 |
| 45 |           | semana1 | 76,65 | 72,33 | 152 |
| 46 |           | semana2 | 80,00 | 75,03 | 159 |
| 47 |           | semana3 | 78,54 | 73,11 | 166 |

|    |       |         |       |       |     |
|----|-------|---------|-------|-------|-----|
| 48 | Junio | semana4 | 81,11 | 78,30 | 173 |
|----|-------|---------|-------|-------|-----|

Tabla 10. Resultados semanales de la tercera simulación

Dada la gran extensión de datos contenidos tabla 10, para facilitar el estudio e interpretación de los resultados alcanzados en la tercera simulación, se va a realizar la representación gráfica sobre la evolución SOC, la temperatura del tanque en la región, la temperatura de entrada al campo solar y la temperatura de agua de red a lo largo de las 48 semanas anuales simuladas.

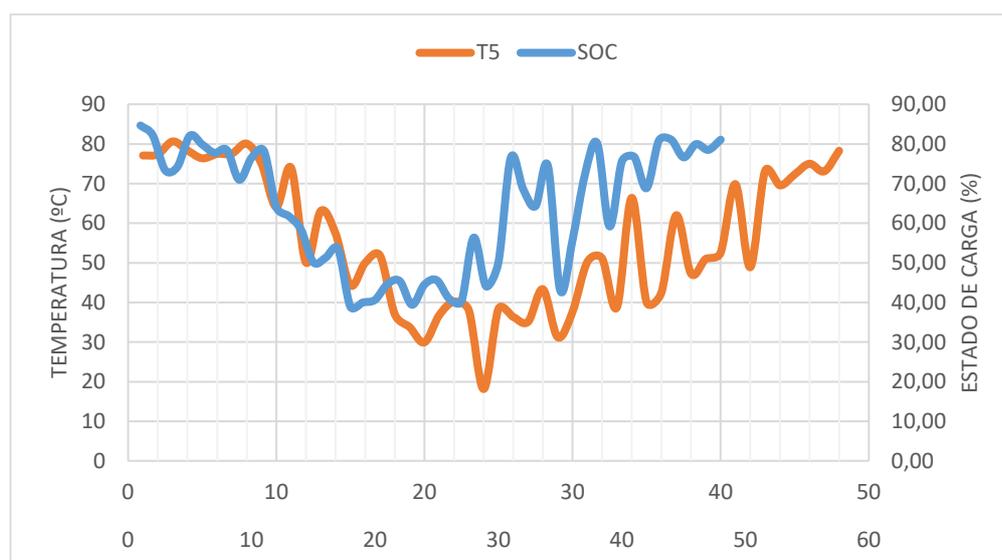


Ilustración 33. Representación gráfica de los resultados de la tercera simulación

Atendiendo a la ilustración 34, se verifica la importancia del sistema de control que gobierna la microrred en su totalidad, ya que, gracias a este control, el estado de carga del nuevo banco de baterías de baterías no sobrepasa en ningún momento el valor máximo fijado del 90% ni disminuye del valor mínimo fijado del 35%.

Por otro lado, la temperatura de salida del tanque de almacenamiento ( $T_5$ ) presentan una tendencia esperada, basada en presentar máximos en los meses de verano y mínimos en los meses de invierno.

Tras haber estudiado los resultados de las principales magnitudes que caracterizan el comportamiento de nuestra instalación, se da paso el análisis energético de la microrred de la tercera simulación desglosando los resultados obtenidos sobre el consumo y la venta de energía semanalmente:

|   |       |         | Consumo<br>(kWh) | Venta<br>(kWh) | Consumo<br>(kWh) | Venta<br>(kWh) |
|---|-------|---------|------------------|----------------|------------------|----------------|
| 1 |       | semana1 | 0,00             | 58,65          |                  |                |
| 2 |       | semana2 | 0,00             | 53,44          |                  |                |
| 3 |       | semana3 | 0,00             | 43,33          |                  |                |
| 4 | Julio | semana4 | 0,00             | 36,65          | 0,00             | 192,07         |

|    |            |         |       |       |        |        |
|----|------------|---------|-------|-------|--------|--------|
| 5  |            | semana1 | 0,00  | 26,93 |        |        |
| 6  |            | semana2 | 0,00  | 63,67 |        |        |
| 7  |            | semana3 | 0,00  | 15,67 |        |        |
| 8  | Agosto     | semana4 | 0,00  | 10,46 | 0,00   | 116,73 |
| 9  |            | semana1 | 0,00  | 37,44 |        |        |
| 10 |            | semana2 | 0,00  | 41,55 |        |        |
| 11 |            | semana3 | 0,00  | 16,18 |        |        |
| 12 | Septiembre | semana4 | 0,00  | 0,00  | 0,00   | 95,17  |
| 13 |            | semana1 | 0,00  | 0,00  |        |        |
| 14 |            | semana2 | 10,37 | 0,00  |        |        |
| 15 |            | semana3 | 0,00  | 0,00  |        |        |
| 16 | Octubre    | semana4 | 0,49  | 0,00  | 10,86  | 0,00   |
| 17 |            | semana1 | 4,34  | 0,00  |        |        |
| 18 |            | semana2 | 46,55 | 0,00  |        |        |
| 19 |            | semana3 | 43,95 | 0,00  |        |        |
| 20 | Noviembre  | semana4 | 85,42 | 0,00  | 180,26 | 0,00   |
| 21 |            | semana1 | 94,32 | 0,00  |        |        |
| 22 |            | semana2 | 70,90 | 0,00  |        |        |
| 23 |            | semana3 | 67,26 | 0,00  |        |        |
| 24 | Diciembre  | semana4 | 67,44 | 0,00  | 299,92 | 0,00   |
| 25 |            | semana1 | 68,89 | 0,00  |        |        |
| 26 |            | semana2 | 57,39 | 0,00  |        |        |
| 27 |            | semana3 | 89,30 | 0,00  |        |        |
| 28 | Enero      | semana4 | 28,64 | 0,00  | 244,22 | 0,00   |
| 29 |            | semana1 | 40,63 | 0,00  |        |        |
| 30 |            | semana2 | 83,56 | 0,00  |        |        |
| 31 |            | semana3 | 0,00  | 0,00  |        |        |

|       |         |         |      |       |        |        |
|-------|---------|---------|------|-------|--------|--------|
| 32    | Febrero | semana4 | 0,00 | 0,00  | 124,19 | 0,00   |
| 33    |         | semana1 | 0,00 | 0,00  |        |        |
| 34    |         | semana2 | 0,00 | 22,54 |        |        |
| 35    |         | semana3 | 1,39 | 0,00  |        |        |
| 36    | Marzo   | semana4 | 0,00 | 0,00  | 1,39   | 22,54  |
| 37    |         | semana1 | 0,00 | 0,00  |        |        |
| 38    |         | semana2 | 0,00 | 42,29 |        |        |
| 39    |         | semana3 | 0,00 | 10,55 |        |        |
| 40    | Abril   | semana4 | 0,00 | 8,91  | 0,00   | 61,75  |
| 41    |         | semana1 | 0,00 | 0,00  |        |        |
| 42    |         | semana2 | 0,00 | 16,43 |        |        |
| 43    |         | semana3 | 0,00 | 0,00  |        |        |
| 44    | Mayo    | semana4 | 0,00 | 53,12 | 0,00   | 69,55  |
| 45    |         | semana1 | 0,00 | 47,15 |        |        |
| 46    |         | semana2 | 0,00 | 33,36 |        |        |
| 47    |         | semana3 | 0,00 | 23,98 |        |        |
| 48    | Junio   | semana4 | 0,00 | 40,03 | 0,00   | 144,52 |
| Total |         |         |      |       | 860,84 | 702,33 |

Tabla 11. Resultados de compraventa de la tercera simulación

Al igual que ocurrió en la simulación primera y en la simulación segunda, se ha verificado la capacidad de autoabastecimiento de la instalación experimental, demostrando que es capaz de cubrir la demanda diaria de energía en la vivienda durante todo el año, exceptuando los meses de invierno.

Al igual que en la simulación previa, se ha conseguido volver a reducir los valores energéticos anuales de la microrred. En lo referente al consumo anual se ha pasado de 895,52kWh a 860,84kWh, destacando que se ha vuelto a conseguir que durante el mes de abril la microrred sea autosostenible. A nivel de ventas de excedentes también se ha logrado obtener el efecto deseado, provocando una reducción de la inyección anual de energía a red, pasando de 716,64kWh de energía excedente malvendida a 702,33kWh.

Finalmente, con la finalidad de condensar los resultados obtenidos mediante el cálculo de los datos energéticos totales respectivos de cada mes, se ha realizado la siguiente tabla resumen:

|       | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) |
|-------|-------------------------|-----------------------------|
| Enero | 244,22                  | 0,00                        |

|            |        |               |
|------------|--------|---------------|
| Febrero    | 124,19 | 0,00          |
| Marzo      | 1,39   | 22,54         |
| Abril      | 0      | 61,75         |
| Mayo       | 0      | 69,55         |
| Junio      | 0      | 144,52        |
| Julio      | 0      | 192,07        |
| Agosto     | 0      | 116,73        |
| Septiembre | 0      | 95,17         |
| Octubre    | 10,86  | 0,00          |
| Noviembre  | 180,26 | 0,00          |
| Diciembre  | 299,92 | 0,00          |
| Total      | 860,84 | <b>702,33</b> |

Tabla 12. Resultados energéticos mensuales totales obtenidos en la 3ª simulación

Así pues, al igual que en la simulación segunda, la microrred es autosostenible durante todo el año exceptuando los meses de octubre a marzo, destacando que este último apenas presenta un consumo de 1,39kWh. Adicionalmente, la compra de energía de red durante el mes de octubre resulta insignificante, por lo que se podría afirmar que a efectos prácticos la instalación experimental es autosostenible desde marzo hasta octubre

Así pues, se está corroborando la eficacia del análisis de sensibilidad de la instalación experimental, en el que mediante variaciones en el dimensionado de ciertos equipos se han conseguido reducir los valores de consumo y de venta anuales. De hecho, la microrred ha pasado de tener un consumo y venta asociados de 895,53 kWh y 716,64kWh respectivamente, a unos nuevos valores para el escenario actual de 860,84kWh y 702,33kWh

Con la finalidad de poder analizar la evolución anual de los datos obtenidos, se van a graficar los resultados energéticos de la instalación para su posterior comentario.

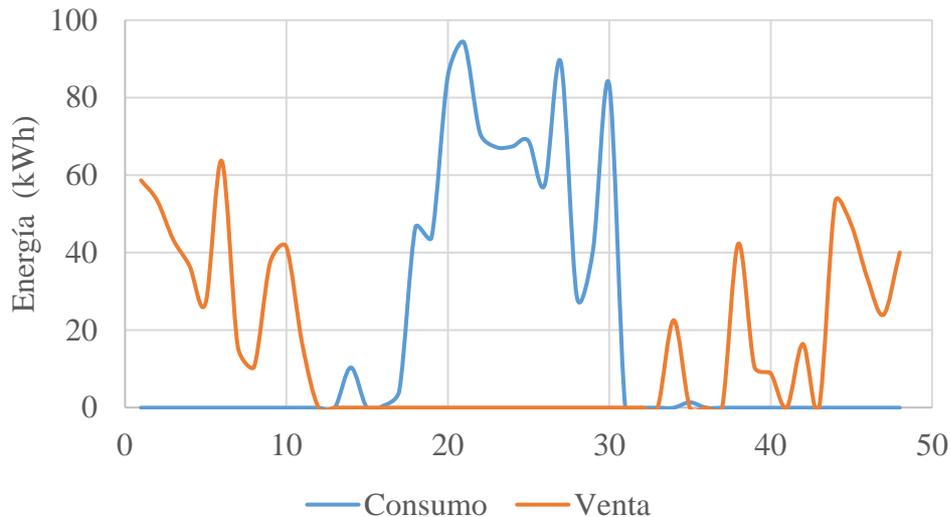


Ilustración 34. Resultados mensuales de la compra y venta de energía en la 3ª simulación

Antes de dar paso al estudio del gráfico, se recuerda al lector que estos gráficos comienzan por la primera simulada, correspondiente a la primera semana del mes de julio y terminan en la última semana del mes de junio.

En la ilustración 35 se puede apreciar como los principales consumos asociados a la generación eléctrica de la microrred experimental se encuentran desde la semana 18 (2ª semana de noviembre) hasta la semana 30 (2ª semana de febrero), el resto de los valores de consumo obtenidos resultan superfluos con respecto a los obtenidos durante los principales meses de baja irradiación.

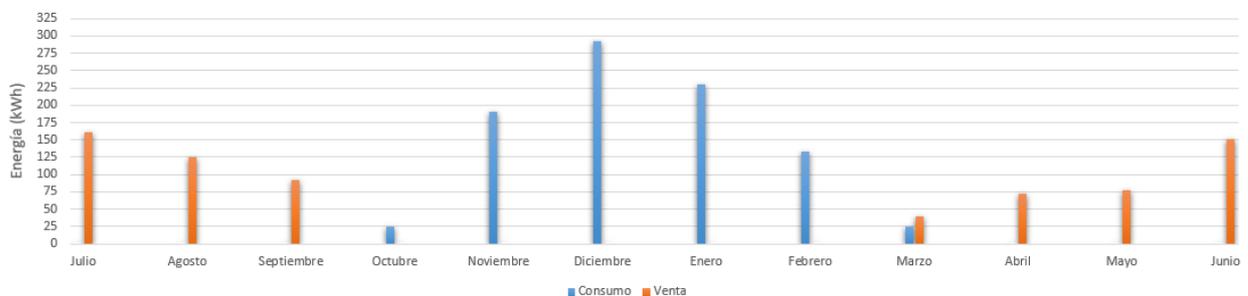


Ilustración 35. Diagrama de barras de consumo y venta de energía mensual en la 3ª simulación

Atendiendo a la ilustración 36 el valor máximo de consumo asciende a 292,92kWh alcanzado en el mes de diciembre junto con una venta nula, y, a su vez, en el mes de julio se presenta un consumo nulo y un valor de excedentes máximo que asciende a 192,07kWh, siendo este el mes más rentable de todo el año.

#### 4.3.2 Análisis económico

En esta última simulación, se ha seguido el mismo procedimiento de cálculo del análisis económico que en las simulaciones anteriores, con la salvedad de que el coste inicial de la inversión ha vuelto a verse incrementado. Este aumento del precio de la instalación experimental se debe a la decisión de duplicar el tamaño del sistema de almacenamiento eléctrico pasando de una capacidad de las baterías de 1100Ah a 2200Ah. Consecuentemente, el coste de las baterías ha pasado de un valor inicial de 5500€ a un nuevo valor que asciende a los 11000€. Por lo tanto, este aumento del precio de las baterías se ve reflejado en el coste de inversión inicial, provocando que el coste de la microrred pase de los 12500€ iniciales a 18000€ (incremento del 44% del coste de inversión inicial)

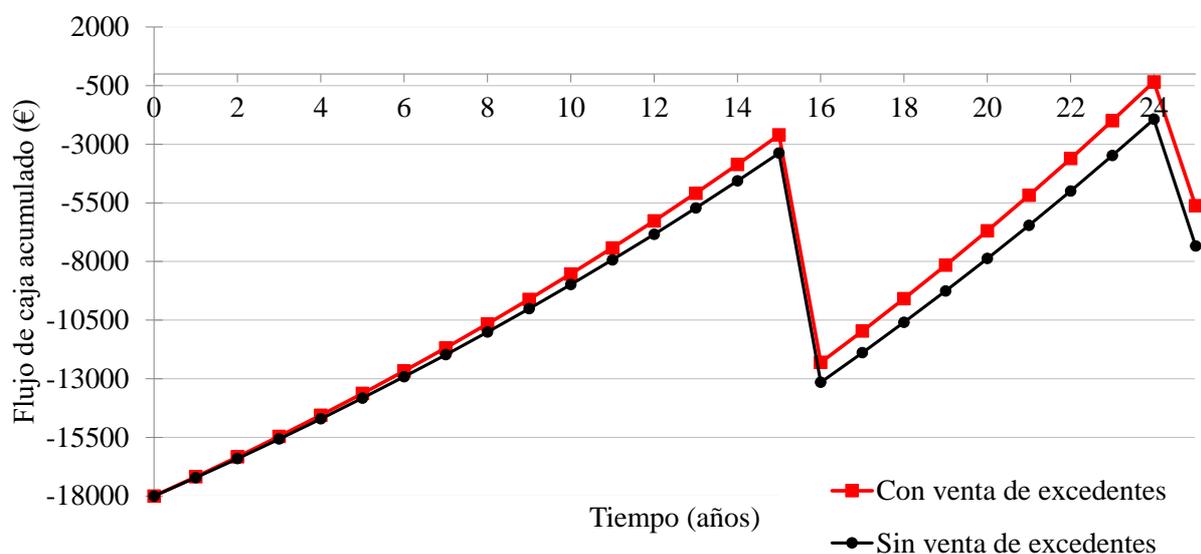
A continuación, se ha realizado un estudio comparativo entre la simulación base y el tercer escenario simulado, con objeto de analizar el impacto de duplicar la capacidad del banco de baterías en la instalación.

|                           | Simulación base | 3ª Simulación | Variación total |
|---------------------------|-----------------|---------------|-----------------|
| Coste de la Potencia (€)  | 273,263546      | 461,2         | -187,936454     |
| Coste de la Energía (€)   | 912,064404      | 63,9          | 848,164404      |
| Coste total (€)           | 1185,33         | 525,1         | 660,23          |
| IEE (€)                   | 5,93            | 0             | 5,93            |
| IVA (€)                   | 120,09          | 0             | 120,09          |
| Alquiler del Contador (€) | 9,68            | 9,68          | 0               |
| Precio total (€)          | 1321,03         | 534,78        | 786,25          |

Tabla 13. Comparativa económica entre la simulación base y la tercera simulación

De este modo se observa que, al simular la instalación de la microrred experimental, destacando la particularidad del nuevo valor de capacidad de 2200Ah del sistema de almacenamiento eléctrico se ha producido una reducción del precio anual de la factura de la luz de 786,25€, lo que supone a un ahorro del 59,51% del costo de la simulación base.

Una vez comparados los costes anuales para la situación base y para la situación con microrred experimental, se pasa a realizar una estimación sobre dichos valores en el futuro mediante el cálculo del flujo de caja acumulado anual de los dos escenarios. Antes de comenzar con el cálculo del flujo de caja, hay que destacar que el nuevo coste de la inversión inicial se ha estimado en 18000€ en base a los precios actuales del mercado, donde el principal gasto es debido al nuevo coste del sistema de almacenamiento eléctrico (stack de baterías de plomo-ácido) que asciende a 11000€.



## Ilustración 36. Flujo de caja acumulado de la tercera simulación a 25 años

En la Ilustración 37 se puede observar como para el nuevo escenario simulado el flujo de caja acumulado resulta negativo a lo largo de los 25 años de vida de la microrred, debido a a los 5500€ adicionales de coste de inversión inicial de la microrred. Sin embargo, dada la gran capacidad del sistema de almacenamiento simulado, se han ahorrado 1146,58€ anualmente en valor promedio, lo que generó la tendencia positiva de la gráfica.

Pese a estas ganancias asociadas a la reducción del consumo eléctrico de la microrred al haber duplicado la capacidad de las baterías (28664,59€), en el año 16 es necesario remplazar las baterías, por lo que se ha de volver a pagar el principal gasto de la microrred. Este gasto de 11000€ (61% del coste de inversión inicial) ha provocado que por muchas ganancias que genere la microrred al duplicar la capacidad, su instalación no resulte rentable a lo largo de ninguno de los 25 años calculados.

Como el flujo de caja acumulado no ha alcanzado valores positivos en ningún instante simulado, la venta de excedentes no ha resultado ser determinante en el periodo de amortización de la microrred para esta tercera simulación. Además, dado el objetivo del análisis de sensibilidad aplicado, los excedentes han generado un menor beneficio económico anual, pasando de 1332,54€ a 1305,93€.

No obstante, pese a que los excedentes solo supongan una pequeña parte de las ganancias anuales asociadas a la instalación de la microrred, estos ocasionan un valor de flujo de caja acumulado de -339,61€ con venta de excedentes en lugar de los 1933,61€ que se obtendrían sin esta práctica para el año 24.

Cabe destacar que, pese a que los márgenes de beneficio obtenidos para la tercera simulación han resultado ser inferiores a los obtenidos en la primera simulación, alcanzándose incluso valores negativos al final de la vida útil de la instalación, los resultados energéticos obtenidos han resultado ser satisfactorios tanto en el consumo como en la venta.

#### 4.4 Estudio comparativo de los resultados alcanzados

Tras haber realizado las simulaciones pertinentes sobre la instalación de una microrred experimental sujeta a diferentes condiciones según la simulación, se ha concluido el análisis de sensibilidad obteniéndose los siguientes resultados:

| Meses   | 1ª Simulación           |                             | 2ª Simulación           |                             | 3ª Simulación           |                             |
|---------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|
|         | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) |
| Enero   | 219,11                  | 0                           | 230,23                  | 0,00                        | 244,22                  | 0                           |
| Febrero | 152,62                  | 20,74                       | 132,92                  | 0,00                        | 124,19                  | 0                           |
| Marzo   | 29,29                   | 50,2                        | 25,4                    | 40,01                       | 1,39                    | 22,54                       |
| Abril   | 38,21                   | 94,55                       | 0                       | 71,74                       | 0                       | 61,75                       |
| Mayo    | 0                       | 83,27                       | 0                       | 77,01                       | 0                       | 69,55                       |
| Junio   | 0                       | 153,6                       | 0                       | 150,53                      | 0                       | 144,52                      |

|              |               |               |               |               |               |               |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Julio        | 0             | 137,6         | 0             | 160,34        | 0             | 192,07        |
| Agosto       | 0             | 129,98        | 0             | 125,50        | 0             | 116,73        |
| Septiembre   | 0             | 104,78        | 0             | 91,51         | 0             | 95,17         |
| Octubre      | 40,54         | 0             | 25,12         | 0,00          | 10,86         | 0             |
| Noviembre    | 191,18        | 0             | 190,12        | 0,00          | 180,26        | 0             |
| Diciembre    | 286,09        | 0             | 291,74        | 0,00          | 299,92        | 0             |
| <b>Total</b> | <b>957,04</b> | <b>774,72</b> | <b>895,53</b> | <b>716,64</b> | <b>860,84</b> | <b>702,33</b> |

Tabla 14. Resumen de los resultados energéticos obtenidos

En primer lugar, se tienen los resultados energéticos asociados a cada uno de los escenarios de microrredes simuladas. Si se presta atención a la tabla anterior, se verifica la eficacia del análisis de sensibilidad realizado en materia energética, ya que como se había propuesto al inicio del trabajo, se ha logrado reducir tanto el consumo como la venta anual de energía en la instalación experimental.

Se observa como las mejoras aplicadas a la instalación han supuesto una reducción de la energía anual consumida de casi 100kWh. Asimismo, dada la pésima tarifa de venta de energía ofrecida en España, se ha cumplido el objetivo de reducir la venta de excedentes, llegando a producirse una bajada de 70kWh anuales aproximadamente.

Para poder conocer el impacto de las medidas de ahorro energético aplicadas de forma pormenorizada, se ha procedido a la creación de la siguiente tabla resumen:

| Meses      | S12                     |                             | S23                     |                             | S13                     |                             |
|------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------|-----------------------------|
|            | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) | Energía Consumida (kWh) | Excedentes producidos (kWh) |
| Enero      | -11,12                  | 0,00                        | -13,99                  | 0,00                        | -25,11                  | 0                           |
| Febrero    | 19,7                    | 20,74                       | 8,73                    | 0,00                        | 28,43                   | 20,74                       |
| Marzo      | 3,89                    | 10,19                       | 24,01                   | 17,47                       | 27,9                    | 27,66                       |
| Abril      | 38,21                   | 22,81                       | 0                       | 9,99                        | 38,21                   | 32,8                        |
| Mayo       | 0                       | 6,26                        | 0                       | 7,46                        | 0                       | 13,72                       |
| Junio      | 0                       | 3,07                        | 0                       | 6,01                        | 0                       | 9,08                        |
| Julio      | 0                       | -22,74                      | 0                       | -31,73                      | 0                       | -54,47                      |
| Agosto     | 0                       | 4,48                        | 0                       | 8,77                        | 0                       | 13,25                       |
| Septiembre | 0                       | 13,27                       | 0                       | -3,66                       | 0                       | 9,61                        |

|              |              |              |              |              |             |              |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| Octubre      | 15,42        | 0,00         | 14,26        | 0,00         | 29,68       | 0            |
| Noviembre    | 1,06         | 0,00         | 9,86         | 0,00         | 10,92       | 0            |
| Diciembre    | -5,65        | 0,00         | -8,18        | 0,00         | -13,83      | 0            |
| <b>Total</b> | <b>61,51</b> | <b>58,08</b> | <b>34,69</b> | <b>14,31</b> | <b>96,2</b> | <b>72,39</b> |

Tabla 15. Variación energética en las simulaciones

Así pues, realizando un breve cálculo se puede afirmar que el análisis de sensibilidad aplicado en la microrred ha supuesto un ahorro del consumo de energía anual del 10,00%, y una reducción de la venta de excedentes de energía anual del 9,34%.

Una vez realizado un exhaustivo análisis de los resultados energéticos obtenidos para las simulaciones realizadas, destacando las diferencias ocasionadas debido a las modificaciones implementadas en la instalación experimental simulada, se pasa al análisis económico.

Primeramente, se ha decidido comenzar calculando las ganancias generadas asociadas a la instalación de la microrred simulada, en lugar de un sistema convencional:

|                           | Simulación base | 1ª Simulación | 2ª Simulación | 3ª Simulación |
|---------------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|
| Coste de la Potencia (€)  | 273,26          | 500,91        | 475,69        | 461,2         |
| Coste de la Energía (€)   | 912,06          | 63,93         | 63,94         | 63,9          |
| Impuestos (IEE e IVA) (€) | 126,02          | 0             | 0             | 0             |
| Alquiler del Contador (€) | 9,68            | 9,68          | 9,68          | 9,68          |
| Venta de excedentes (€)   | 0               | 39,51         | 36,54         | 35,81         |
| <b>Precio total (€)</b>   | <b>1321,03</b>  | <b>535,01</b> | <b>512,77</b> | <b>498,97</b> |

Tabla 16. Resumen económico anual en las simulaciones

A grandes rasgos se puede apreciar cómo se ha producido un ahorro significativo en la factura de la luz a final de mes, no obstante, para dotar de la rigurosidad requerida en trabajos de esta índole, se ha calculado la variación de los precios obtenidos en cada una de las simulaciones realizadas:

|                           | Simulación base-1 | Simulación 1-2 | Simulación 2-3 | Simulación base-3 |
|---------------------------|-------------------|----------------|----------------|-------------------|
| Coste de la Potencia (€)  | -227,65           | 25,22          | 14,49          | -187,94           |
| Coste de la Energía (€)   | 848,13            | -0,01          | 0,04           | 848,16            |
| Impuestos (IEE e IVA) (€) | 126,02            | 0              | 0              | 126,02            |

|                           |        |       |      |        |
|---------------------------|--------|-------|------|--------|
| Alquiler del Contador (€) | 0      | 0     | 0    | 0      |
| Venta de excedentes (€)   | -39,51 | 2,97  | 0,73 | -35,81 |
| Precio total (€)          | 786,02 | 22,24 | 13,8 | 822,06 |

Tabla 17. Resumen de las variaciones económicas producidas en cada simulación

Así pues, atendiendo a la tabla 17, se puede afirmar que la implementación de una microrred experimental de las características comentadas a lo largo del trabajo supone una mejora significativa de las ganancias anuales. De hecho, comparando la simulación base con la última simulación realizada a lo largo del análisis de sensibilidad, se observa cómo se ha producido un ahorro en la factura de la luz anual de 822,06€, en otras palabras, un aumento de las ganancias anuales del 62,22%.

Sin embargo, este dato es preciso contextualizarlo, ya que para que el análisis económico pueda considerarse fiel a la realidad, es preciso computar el precio de todos los equipos que componen la instalación. Con este fin se ha empleado la magnitud conocida como flujo de caja actualizado, porque permite conocer el beneficio real obtenido a lo largo de los años.

|                                      | 1ª Simulación | 2ª Simulación | 3ª Simulación |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Coste de inversión inicial (€)       | 12500         | 14360         | 18000         |
| Coste de sustitución de baterías (€) | 5500          | 7360          | 11000         |
| Ganancias totales                    | 27216,76      | 28136,18      | 28664,59      |
| Venta de excedentes total (€)        | 1440,53       | 1332,54       | 1305,93       |
| Ahorro total (€)                     | 28657,29      | 29468,72      | 29970,52      |
| Ahorro anual medio (€)               | 1146,29       | 1178,7488     | 1198,8208     |
| Periodo de amortización (año)        | 14            | 15            | -             |
| Flujo de caja acumulado año 25 (€)   | 4102,49       | 1160,54       | -5625,89      |

Tabla 18. Resumen económico de las simulaciones

Para concluir el trabajo se ha realizado una tabla comparativa que resume los valores de las principales que caracterizan la instalación experimental a nivel económico. Por ejemplo, se aprecian diferencias sustanciales en el coste de adquisición del sistema de almacenamiento eléctrico para las diferentes simulaciones, siendo el principal motivo de los resultados obtenidos para el flujo de caja.

Por otro lado, como era de esperar, conforme si se incrementa la capacidad del stack de baterías de la microrred, las ganancias totales aumentan, ya que este hecho permite reducir de forma significativa el término de energía de la factura de la luz anual.

Adicionalmente, dadas las directrices de control, para que se permita la inyección de energía a red es necesario que haya excedentes de energía y que el SOC de las baterías alcance, aumentar el tamaño del banco de baterías penaliza la venta de excedentes de energía a la red.

Finalmente, se han analizado las 2 principales variables que definen la viabilidad económica de implantar la microrred experimental. En primer lugar, se observa como el periodo de amortización resulta muy similar en las 2 primeras simulaciones, obteniéndose beneficio económico a partir del año 14 y 15 respectivamente. Sin embargo, debido al elevado coste de las nuevas baterías, en la tercera simulación nunca se pudo alcanzar beneficio económico que amortizara la instalación de la microrred.

A diferencia de la tercera simulación, en las dos primeras si ha resultado ser rentable instalar la microrred experimental definida a lo largo del informe. No obstante, la opción óptima a nivel puramente económico es la primera simulación, debido a que presenta el tiempo de amortización menor (14 años) y, adicionalmente, presenta el mayor flujo de caja acumulado tras la vida útil de la instalación (4102,49€).

## 5 CONCLUSIÓN

Este trabajo de fin de grado ha consistido en la realización de un análisis de sensibilidad para la optimización de una microrred ubicada en Madrid. Para ello, se ha hecho uso del modelado de la microrred creado por el Departamento de Ingeniería Energética de la Universidad de Sevilla (US) en el software Matlab-Simulink® [45], el cual ofrece el diseño, optimización, y análisis detallado de cualquier sistema cuyo comportamiento sea dependiente del paso del tiempo, es decir, régimen transitorio.

A lo largo del análisis de sensibilidad de la microrred experimental se han llevado a cabo 3 simulaciones, las cuales presentan diferentes tamaños del sistema de almacenamiento eléctrico. Para cada uno de los escenarios de simulación propuestos se ha completado un análisis energético, el cual contiene los resultados de compraventa de energía de la microrred para cada una de las 48 semanas del año. Basado en los resultados obtenidos de consumo y venta de energías anuales se realiza un análisis económico, el cual permite conocer parámetros fundamentales para determinar la viabilidad de instalación de la microrred como son: el periodo de amortización y el flujo de caja acumulado estimado para los próximos 25 años.

A nivel energético se ha verificado la eficacia de este sistema de generación de electricidad y calor basado en fuentes renovables para uso doméstico, ya que se ha corroborado la capacidad de autoabastecimiento de la microrred desde el mes octubre hasta marzo. Adicionalmente, gracias al análisis de sensibilidad seguido, al incrementar la capacidad del banco de baterías, se ha conseguido reducir el consumo energético anual un 10%, pasando de 957,04kWh a 860,84kWh y la venta de energía ha disminuido un 9,36%, pasando de 774,72kWh a 702,33kWh. De hecho, a efectos prácticos se ha logrado extender la capacidad de autoabastecimiento de la microrred a los meses de octubre y marzo, por lo que tan solo será necesaria la compra de energía en los meses de menor irradiancia (de noviembre a febrero).

En definitiva, a nivel energético, el análisis de sensibilidad realizado a lo largo de este trabajo de fin de grado ha demostrado que las microrredes híbridas son una solución técnicamente viable no solo en términos de demanda de energía, sino también en términos de demanda de potencia para viviendas unifamiliares.

En términos económicos, se ha demostrado la viabilidad de implementación de este sistema de generación de electricidad y calor basado en fuentes renovables para una vivienda unifamiliar habitada por 3 personas. Pese a que la microrred dependa de la red eléctrica principal para suministrar una parte de su demanda anual de energía y calor durante los meses de noviembre a febrero, el análisis económico muestra que este tipo de instalaciones resultan rentables, obteniéndose periodos de amortización en torno a los 14 años. Además, como la vida útil de la instalación se ha estimado en 25 años, con la salvedad de las baterías que requieren un recambio a los 16 años aproximadamente, se generarán incluso beneficios económicos de hasta 4102,49€ al instalar una microrred como la caracterizada en el trabajo.

Cabe destacar que el análisis de sensibilidad implementado no ha generado resultados superiores al de la simulación inicial. Esto se debe principalmente al elevado coste de las baterías en la actualidad, sin embargo, ese hecho no debe causar preocupación al lector, porque con el creciente aumento del precio de la electricidad y las grandes inversiones que se están haciendo en los sistemas de almacenamiento, se espera que estos sistemas sean más económicos en el futuro.

Finalmente, se destaca la importancia de apostar por los sistemas de generación renovables a nivel doméstico, como puede ser mediante la instalación de la microrred propuesta en el estudio, no solo porque supongan un ahorro en el recibo de la luz, sino porque la penetración paulatina este tipo de sistemas puede ser clave para alcanzar los objetivos de descarbonización del sistema energético del país en la lucha contra el cambio climático.

## REFERENCIAS

- [1] «Borrador actualización PNIEC 2023-30\_web2,» junio 2023.
- [2] «Libro de la Energía en España 2020,» 2020.
- [3] E. Commision, «Pacto Verde Europeo,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/#what>.
- [4] C. Europea, «[https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es),» 2022. [En línea].
- [5] «Informe De Inventario Nacional Gases De Efecto Invernadero,» 2023.
- [6] «Inventario Nacional de Emisiones a la Atmósfera,» 2022.
- [7] «Indicadores de la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible,» 2024.
- [8] «Boletín informativo de la Agenda 2030 ODS 7,» 2023.
- [9] INE, «Indicador 7.2.1. Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ine.es/dyngs/ODS/es/indicador.htm?id=4881>.
- [10] «Share of energy from renewable sources,» 2023. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_ind\\_ren/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en).
- [11] E. Commission, «Shedding light on energy in the EU – 2023 edition,» 2023. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2023>.
- [12] «Informe del Sistema Eléctrico: Informe resumen de energías renovables,» 2023.
- [13] MITECO, «Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica. Período 2021-2026,» 2022.
- [14] «Balance Energetico de España 2021 y 2022,» 2023.
- [15] «El acceso universal a la energía sostenible seguirá siendo inalcanzable,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.who.int/es/news/item/07-06-2021-global-launch-tracking-sdg7-the-energy-progress-report>.
- [16] «Un nuevo informe revela retrasos en el acceso a energías básicas y la necesidad de invertir en renovables,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.who.int/es/news/item/06-06-2023-basic-energy-access-lags-amid-renewable-opportunities--new-report-shows>.
- [17] M. A. S. a. G. Shafiullah, «Renewable Energy Integrated Islanded Microgrid for Sustainable Irrigation— A Bangladesh Perspective,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/5/1283>.
- [18] G. S. T. U. Ihsan Ali, «A preliminary feasibility of roof-mounted solar PV systems in the Maldives,» 2018.

- [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117313928?via%3Dihub>.
- [19] J. B.-J. A. P. J. R.-F. J. E. C.-B. Juan G. Ordoñez, «Comprehensive analysis of MPC-based energy management strategies for isolated microgrids empowered by storage units and renewable energy sources,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24017134>.
- [20] S. A. A. K. S. M. M. A. Zain-ul-Abdeen Qureshi, «An integrated assessment framework of renewable based Microgrid deployment for remote isolated area electrification across different climatic zones and future grid extensions,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670723006790>.
- [21] «Consumo de energía en los hogares,» 2023. [En línea]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_consumption\\_in\\_households&action=statexp-seat&lang=es](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households&action=statexp-seat&lang=es).
- [22] «Energy, transport and environment statistics,» 2019.
- [23] M. L. C. K. K. J. J. K. Taehoon Hong, «Development of a method for estimating the rooftop solar photovoltaic (PV) potential by analyzing the available rooftop area using Hillshade analysis,» 2017.
- [24] I. K. A. J.-W. N. T. S. S. Katalin Bódis, «A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union,» 2019.
- [25] S. H. C. Abdo Abdullah Ahmed Gassar, «Review of geographic information systems-based rooftop solar photovoltaic potential estimation approaches at urban scales,» 2021.
- [26] R. C. N. M. J.-L. S. Alina Walch, «Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty,» 2020.
- [27] A. R. S. Ali Reza Abbasi, «Unified electrical and thermal energy expansion planning with considering network reconfiguration,» 2015.
- [28] W. W. J. L. Zhi Yuan, «A multi-objective risk-constrained approach for capturing and recycling carbon dioxide in multi-energy combined heat and power microgrids,» 2023.
- [29] K. M. K. M. A. A. H. M. H. E. G. A. D. A. M. E. Mohamed R. Elkadeem, «Techno-enviro-socio-economic design and finite set model predictive current control of a grid-connected large-scale hybrid solar/wind energy system: A case study of Sokhna Industrial Zone, Egypt,» 2024.
- [30] M. A. A. K. M. A. V. R. A. T. M. S. M. Mojan Maleki Tehrani, «Techno-economic investigation of a hybrid biomass renewable energy system to achieve the goals of SDG-17 in deprived areas of Iran,» 2023.
- [31] R. G. F. R. A. E. A. A. A. T. Mohammad Mohammadi, «Optimal planning of renewable energy resource for a residential house considering economic and reliability criteria,» 2018.
- [32] P. P. B. S. K. S. G. S. P. Smruti Ranjan Pradhan, «Design of Standalone Hybrid Biomass & PV System of an OffGrid House in a Remote Area,» 2013.
- [33] R. V. S. C. V. K. V. Pranesh, «A 50 year review of basic and applied research in compound parabolic concentrating solar thermal collector for domestic and industrial applications,» 2019.

- [34] M. Á. P. P. V. a. D. K. Jaroslav Košičan, «Life Cycle Assessment and Economic Energy Efficiency of a Solar Thermal Installation in a Family House,» 2021.
- [35] M. B. F. C. C. P. L. P. P. V. Gabriele Comodi, «Life cycle assessment and energy-CO2-economic payback analyses of renewable domestic hot water systems with unglazed and glazed solar thermal panels,» 2016.
- [36] X. M. J. J. Y. M. Peishi Wu, «Review on Life Cycle Assessment of Energy Payback of Solar Photovoltaic Systems and a Case Study,» 2017.
- [37] D. Z. A. B. O. T. S. B. Matthias Rommel, «Application of Unglazed PVT Collectors for Domestic Hot Water Pre-heating in a Development and Testing System,» 2014.
- [38] M. L. M. B. R. M. G. Ahmad Zarei, «A Novel, eco-friendly combined solar cooling and heating system, powered by hybrid Photovoltaic thermal (PVT) collector for domestic application,» 2020.
- [39] R. B. Laetitia Brottier, «Thermal performance analysis of 28 PVT solar domestic hot water installations in Western Europe,» 2020.
- [40] A. R. J. F. I. Z. C. N. M. María Herrando, «Technoeconomic modelling and optimisation of solar combined heat and power systems based on flat-box PVT collectors for domestic applications,» 2018.
- [41] J. S. M. H. T. A. L. K. Abdullah Basuhaib, «Experimental investigation the effect of different operating parameters and optimized the water-based PVT system for domestic applications,» 2024.
- [42] D. d. V. W. v. H. R. v. Z. A. v. S. H.A. Zondag, «The yield of different combined PV-thermal collector designs,» 2003.
- [43] J. G. A. L. I.-A. P. A. N. G. L. H. M. Sahand Hosouli, «Evaluation of a solar photovoltaic thermal (PVT) system in a dairy farm in Germany,» 2023.
- [44] G. Z. G. P. R. D.-L. Nicolás Pardo García, «Photovoltaic thermal hybrid solar collector and district heating configurations for a Central European multi-family house,» 2017.
- [45] G. C. G. F. P. Sergio J. Navas, «Hybrid power-heat microgrid solution using hydrogen as an energy vector,» 2022.
- [46] P. B. B. G. Anand Singh, «Techno-economic feasibility analysis of hydrogen fuel cell and solar photovoltaic hybrid renewable energy system for academic research building,» 2017.
- [47] «UNE-EN IEC 60904-3:2019».
- [48] «UL 1703 - "Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels":».
- [49] A. L. López, «Handbook of Photovoltaic Science and Engineering,» 2003.
- [50] M. Z. y. O. Isabella, «Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems,» 2016.
- [51] B. W. ] Duffie JA, «Solar Engineering of Thermal Processes,» 2013.
- [52] T. M. Inc., «The MathWorks Inc. MATLAB 7.0 (R14SP2),» 2005.

- [53] S. P. P. J. U. P. N. Bayo O, «Sistema de baterías para reducción de la potencia consumida en viviendas domésticas: análisis y dimensionado optimo,» 2014.
- [54] «Guía con las provincias y zonas de España con mayor irradiación solar,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/cual-es-el-lugar-con-mas-irradiacion-solar-de-espana>.
- [55] AEMET, «RESUMEN MENSUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR,» 2020.
- [56] L.-R. J. B.-A. J. Dufo-Lopez ´ R, «Comparison of Lead-Acid and Li-Ion Batteries Lifetime Prediction Models in Stand-Alone Photovoltaic Systems,» 2021.
- [57] M. S. Fernández, «Análisis tecno-económico de una microrred solar para el abastecimiento energético a vivienda,» 2022.
- [58] C. Data, «Clima Madrid,» 2021. [En línea]. Available: <https://es.climate-data.org/europe/espana/comunidad-de-madrid/madrid-92/>.