



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**DESARROLLO DE UNA
METODOLOGÍA PARA EL
DISEÑO DE MICRORREDES DE
HASTA 10 KW EN EL SECTOR
DOMÉSTICO
CONSIDERANDO
PARÁMETROS TÉCNICOS Y
ECONÓMICOS**

AUTOR: NOELIA MOLINA MARTÍNEZ

TUTOR: GUILLERMO ESCRIVÀ ESCRIVÀ

CURSO ACADÉMICO: 2018-19

Agradecimientos

Quiero darle las gracias a mi hermana y a mis padres, por apoyarme durante esta etapa académica que hoy finaliza. También, a las personas que he conocido en Valencia y a mis amigos desde la infancia de Tobarra, que de una manera u otra me han hecho crecer tanto a nivel intelectual como personal.

Finalmente, gracias a Guillermo, mi tutor, por permitirme realizar este proyecto y brindarme su ayuda cuando lo he necesitado.

Resumen

El presente trabajo persigue el objetivo de crear una metodología que sirva para establecer unos cálculos básicos del diseño de una microrred: selección de las tecnologías necesarias, potencias requeridas, tarifa adecuada, etc.

El trabajo se dividirá en dos partes diferenciadas: el estudio de un caso concreto (un suministro doméstico) y la extrapolación de los resultados obtenidos para aplicarlos en instalaciones del mismo tipo.

La motivación de realizar este proyecto surge a raíz de la constante y creciente demanda de electricidad y el cambio en la producción: de centralizada a distribuida. Por ello, se desea crear unos patrones de trabajo que ayuden a la instalación de microrredes de forma que se reduzcan costes y tengan un correcto funcionamiento técnico. Se comienza estudiando casos que puedan acogerse al PVPC esperando, en un futuro, una continuación para poder aplicarlo en empresas con grandes consumos.

Palabras clave: Microrred, Energía Renovable, LabDER.

Contenido de la memoria

1.	INTRODUCCIÓN	7
1.1	Antecedentes.....	7
1.2	Objetivos.....	8
1.3	Estructura del trabajo.....	8
2.	MARCO TEÓRICO	10
2.1	Descripción de una microrred desde el punto de la IEA	10
2.2	Descripción del LabDER	11
2.2.1	Biomasa.....	12
2.2.2	Solar fotovoltaica	12
2.3.3	Eólica.....	12
2.3.4	Hidrógeno y pila de combustible	13
2.3.5	Grupo de baterías	14
2.3.6	Microrred	14
3.	ESTUDIO DEL CONSUMO EN UN SUMINISTRO DOMÉSTICO	16
3.1	Descripción del suministro	16
3.2	Normativa y alternativas tarifarias.....	19
3.3	Resultados del estudio en el suministro doméstico.....	22
3.3.1	Metodología empleada.....	22
4.	USO DE ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN TÉCNICA	27
4.1	Descripción de los algoritmos.....	27
4.1.1	Algoritmo de optimización del uso de las renovables	27
4.1.2	Algoritmo de optimización del uso de las baterías.....	27
4.2	Validación de los algoritmos mediante ensayos reales.....	28
4.2.1	Introducción y objetivo de los ensayos.	28
4.2.2	Criterios y recomendaciones previas.....	28
4.2.3	Proceso seguido en el tratamiento de datos.....	30
4.2.4	Primer ensayo: sistema con placas fotovoltaicas y baterías.	31
4.2.5	Segundo ensayo: sistema con placas fotovoltaicas, baterías y conexión a red. .	33
4.2.6	Conclusiones de los ensayos.....	35

5.	CÁLCULO MICRORRED PARA EL SUMINISTRO ESTUDIADO	37
5.1.	Cálculo paneles fotovoltaicos.....	37
5.1.2	Valores de irradiación que se tienen en el lugar donde se desea instalar la microrred	37
5.1.2	Consumo medio diario en el suministro y número de módulos.	37
5.2	Cálculo de baterías para instalar.	39
5.3	Sección del conductor.	39
5.3.1	Criterio de caída de tensión.....	39
5.3.2	Criterio térmico.....	41
5.4	Equipo inversor/cargador.....	41
5.6	Equipos y tecnología seleccionada.....	43
5.6.2	Módulos fotovoltaicos	43
5.6.3	Batería solar	44
5.6.4	Inversor/Cargador.....	45
5.6.5	Cableado	46
5.6.6	Instalación completa.....	48
5.7	Presupuesto de la instalación.....	50
6.	RESULTADO DE AMBAS OPTIMIZACIONES	52
6.1	Datos de partida para realizar los ensayos.....	52
6.2	Resultados de las simulaciones para un suministro concreto.....	53
6.3	Ahorro gracias a los algoritmos de optimización de la microrred y del estudio previo de tarifas.....	58
7.	NORMATIVA.....	59
8.	GENERALIZACIONES Y CONCLUSIONES.....	62
8.1	Síntesis de la metodología empleada.....	62
8.2	Estudio futuro y limitaciones actuales.	63
8.2.1	Limitaciones del proyecto.....	63
8.2.2	Modificaciones propuestas.....	63
8.3	Puesta en marcha de la microrred.	65
8.4	Conclusiones.....	68
9.	ESTUDIOS FUTUROS.....	69
10.	BIBLIOGRAFÍA	70

11.	ANEXOS.....	71
	ANEXO I. Resultado por grupos del estudio económico.	71
	ANEXO II. Datos completos de radiación PVGIS.....	73
	ANEXO III. Resultado optimizaciones de los cinco grupos de trabajo.....	74
	ANEXO IV. Ahorro en el término de energía de cada grupo tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización.	77
	ANEXO V. Ahorro facturación de cada grupo tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización.....	79

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Evolución de los sistemas inteligentes de electricidad (IEA).....	11
Ilustración 2. Planta de gasificación de lecho fijo Down draft situada en el interior del LabDER ...	12
Ilustración 3. Paneles fotovoltaicos situados en el techo del LabDER.	12
Ilustración 4. Aerogenerador y placas fotovoltaicas situadas en el techo del LabDER.....	13
Ilustración 5. Electrolizador situado en el LabDER.....	13
Ilustración 6. Baterías TK-BAT250AH situadas en el LabDER.	14
Ilustración 7. Esquema de instalación de la microrred situada en el LabDER.	15
Ilustración 8. Consumo anual del suministro doméstico a estudiar.	16
Ilustración 9. Consumo semanal durante el mes de Diciembre-Enero del suministro doméstico a estudiar.	17
Ilustración 10. Consumo semanal durante el mes de Julio-Agosto del suministro doméstico a estudiar.	17
Ilustración 11. Consumo diario medio de diciembre-enero del suministro doméstico a estudiar.	18
Ilustración 12. Consumo diario medio de Julio-agosto del suministro doméstico a estudiar.	18
Ilustración 13. Calificación energética proporcionada por el software CERMAX para el suministro doméstico.....	19
Ilustración 14. Ejemplo de los distintos precios horarios en las tarifas PVPC.....	21
Ilustración 15. Método de elección de precios diarios para cada grupo mensual.	23
Ilustración 16. Precios proporcionados por REE para el día 17 de diciembre de 2017.	24
Ilustración 17. Energía consumida durante Diciembre-Enero agrupada en 24 horas.	24
Ilustración 18. Forma de los datos transformándolos a cuartohorarios.....	30
Ilustración 19. Forma de los datos instantáneos recogidos con LabVIEW.....	30
Ilustración 20. Forma real de los datos cuartohorarios del laboratorio (discretos).	30
Ilustración 21. Curva ensayo laboratorio original del primer ensayo.	31
Ilustración 22. Curva de datos cuartohorarios del primer ensayo.....	32
Ilustración 23. Flujos de potencia obtenidos por simulación en el primer ensayo.	32
Ilustración 24. Discrepancias del flujo de batería entre simulación y primer ensayo del laboratorio.	33
Ilustración 25. Curva ensayo laboratorio original del segundo ensayo.	33
Ilustración 26. Curva de datos cuartohorarios del segundo ensayo.....	34
Ilustración 27. Flujos de potencia obtenidos por simulación en el segundo ensayo.....	34
Ilustración 28. Discrepancias del flujo de batería y red entre simulación y segundo ensayo del laboratorio.....	35

Ilustración 29. Comparativa entre la producción fotovoltaica y el consumo medio mensual.	38
Ilustración 30. Imagen del módulo fotovoltaico ATERSA A-330P ULTRA de 24 V.....	43
Ilustración 31. Conector MC4 para conexión serie entre paneles.....	43
Ilustración 32. Batería estacionaria de 6 vasos Enersol T 1130/1154 Ah C120	44
Ilustración 33. Inversor/cargador 4000W 24 V XW4024E- Schneider	45
Ilustración 34. Cable unifilar 6mm2 SOLAR PV ZZ-F rojo.	46
Ilustración 35. Cable unifilar 10 mm2 Solar ZZ-F negro	46
Ilustración 36. Cable unifilar 50 mm2 POWEFLEX RZ-1K verde	47
Ilustración 37. Esquema de la instalación que se desea implementar en el suministro doméstico.	48
Ilustración 38. Caso base para el grupo I de estudio (Diciembre-Enero).....	54
Ilustración 39. Evolución de costes para el grupo I de estudio (Diciembre-Enero)	54
Ilustración 40. Cobertura de la demanda del grupo I (Diciembre-Enero) usando los algoritmos. ...	55
Ilustración 41. Flujos de potencia para el grupo 1 (Diciembre-Enero) usando los algoritmos.	56
Ilustración 42. Evolución de costes para el grupo I (Diciembre-Enero) usando los algoritmos de optimización.....	56
Ilustración 43. Resumen de las etapas de la metodología de diseño de microrredes.....	64
Ilustración 44. Método de simulaciones en serie.	65
Ilustración 45. Simulación con una carga ficticia de 24h.	66
Ilustración 46. Simulación con carga ficticia de 12 + 24 h.....	67
Ilustración 47. Resultado optimización grupo 1 (Diciembre-Enero).....	74
Ilustración 48. Resultado optimización grupo 2 (Enero-Febrero).....	74
Ilustración 49. Resultado optimización grupo 3 (Junio-Julio)	75
Ilustración 50. Resultado optimización grupo 4 (Julio-Agosto)	75
Ilustración 51. Resultado optimización grupo 5 (meses menos consumo).	76

Índice de tablas

Tabla 1. Peajes de acceso para cada tarifa del PVPC.	22
Tabla 2. Resultados obtenidos de la comparación de las distintas tarifas del PVPC para un suministro doméstico.....	25
Tabla 3. Resultado de suponer distintos porcentajes de consumos para una tarifa 2.0 DHA.....	25
Tabla 4. Criterio de signos entre LabVIEW y simulaciones Excel.	28
Tabla 5. Secciones comerciales para conductor de cobre.	40
Tabla 6. Resumen de resultados para el grupo 1 (Diciembre-Enero) del término de energía con el uso de los algoritmos de optimización.....	57
Tabla 7. Resumen de resultados anual del término de energía con el uso de los algoritmos de optimización.....	57
Tabla 8. Resumen de resultados anual del ahorro de facturación con el uso de los algoritmos de optimización.....	58
Tabla 9. Resultado de las alternativas tarifarias del PVPC aplicadas a un suministro doméstico concreto.	72
Tabla 10. Radiación recibida en un suministro concreto. Datos PVGIS.	73
Tabla 11. Resultados de cada grupo de trabajo del término de energía con el uso de los algoritmos de optimización.....	78
Tabla 12. Resultados de cada grupo de trabajo en cuanto a facturación con el uso de los algoritmos de optimización.....	80

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Este proyecto parte del estudio de un suministro doméstico en el que no ha habido ningún estudio previo energético ni preocupación por hacerlo. Esto, hoy en día, continúa siendo común tanto en pequeños domicilios como en grandes empresas, cuyo consumo energético constituye una gran parte de sus gastos de producción. La falta de información y de formación respecto al tema de gestión energética sigue ocasionando un mal aprovechamiento de los recursos disponibles e incluso una nefasta elección de las tarifas eléctricas.

Por otro lado, la continua investigación y consecuente madurez en las tecnologías renovables ha hecho que cada vez más empresas realicen inversiones en tecnologías sostenibles o, al menos, en monitorización de datos. No obstante, una elección de tecnologías renovables o la obtención de un gran volumen de información, no implica ni garantiza una buena gestión, de ahí la importancia del estudio de optimización previo y la necesidad de continuo seguimiento.

Si se visualiza un contexto más global desde el punto de vista de la transición energética, se contemplan los objetivos a nivel europeo que deben garantizar los países miembros. Uno de los objetivos principales, es construir una sociedad descarbonizada. Para ello, se necesita una demanda prioritariamente electrificada.

Repasando los acontecimientos históricos, el primer interés acerca de las emisiones de gases de efecto invernadero y sobre el cambio climático surge en el año 1979 cuando, la comunidad científica, celebró la Conferencia Mundial sobre el Clima. Más tarde, el Convenio Marco sobre el Cambio Climático de 1992 y el Protocolo de Kioto de 1997 continuaron con un interés por paliar los efectos negativos de las emisiones. No se puede remarcar su éxito en reducción de emisiones o en cantidad de países participantes, ya que parte de los grandes emisores no quisieron formar parte de este compromiso. Sin embargo, sí se puede destacar como un símbolo del comienzo serio de la preocupación sobre el medio ambiente. El acuerdo alcanzado en París en diciembre del 2015 supuso un punto de inflexión, por su universalidad y cobertura: 195 países responsables del 95% de las emisiones globales asumieron un compromiso basado en evitar que el incremento de temperatura a finales del siglo XXI no superase los 2°C sobre los niveles preindustriales. En la cumbre del clima celebrada en diciembre del 2018 en Katowice (Polonia), la comunidad internacional consiguió acordar las orientaciones necesarias para poder lograr esos objetivos.

La UE ha estado preparando en los últimos años un paquete normativo, conocido como “Energía limpia para todos los europeos”, con el objetivo de hacer una realidad física el objetivo de reducir a 2030 un 40% de sus emisiones GEI respecto a 1990.

Si se visualiza el paradigma actual en España, El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030) que ha sido remitido a la Comisión Europea y deberá ser aprobado a lo largo del 2019 plantea para España una reducción de emisiones GEI del 21% respecto de los niveles de 1990, una cuota de renovables del 42% sobre la energía final y una mejora de la eficiencia energética del 39,6%. Cabe destacar que estos dos últimos objetivos son más ambiciosos que los fijados en el ámbito de la UE.

En este contexto, con el inicio de la transición energética, apoyado en los necesarios cambios sociales, políticos y de producción de electricidad (paso de centralizada a distribuida) hay un tipo de instalaciones que deben empezar a cobrar un peso que antes no tenían: las microrredes.

1.2 Objetivos

El trabajo que se presenta a continuación pretende crear una forma de gestionar de una manera correcta las instalaciones que se conocen como redes inteligentes o “smartgrids”. Un punto clave será la elección de las tecnologías. El objetivo que se persigue no es excluir las tecnologías convencionales de las microrredes, aunque sí se intentará evitar la elección de estas. Sin embargo, en lo que intenta centrarse el proyecto es en la optimización. Para ello, los conceptos de eficiencia energética y correcta coordinación irán unidos.

Una red inteligente consiste en un grupo de distintas tecnologías de generación, distribución o almacenamiento eléctrico que, de una manera coordinada, permiten abastecer un punto de consumo. Este concepto lleva implícito la necesidad de una fuente de información: la monitorización de datos. Así, juntando el conocimiento de las curvas de carga de un suministro y de las tecnologías disponibles, se quiere llegar a establecer una metodología que nos indique la manera más “inteligente” de diseñar una microrred.

El principal objetivo de este proyecto es crear una metodología que sirva para obtener cálculos básicos de una microrred que funcione de una manera eficiente tomando criterios técnicos y económicos.

Como objetivos implícitos se encuentra la validación de algoritmos anteriormente usados en otros proyectos, así como la reducción de costes en un suministro real.

Por otro lado, persigue ser el comienzo de un estudio para conseguir una posterior optimización total de cualquier microrred con características similares. Se quiere estandarizar el estudio previo, de forma que genere una herramienta que sea sencilla y manejable, pero con una precisión aceptable.

1.3 Estructura del trabajo

El trabajo se divide principalmente en dos partes: estudio de un caso concreto y extrapolación de los resultados que sean válidos para otro tipo de instalaciones.

Así, se han analizado las facturas de un punto de consumo, observando las curvas de carga durante un año. Con ello se consigue una mejora económica inicial. Previamente se requerirá presentar la normativa a la que se acoge el suministro en cuanto a tarifas eléctricas.

En segundo lugar, se ha hecho uso de dos algoritmos de optimización: el primero, de gestión de los recursos renovables y, el segundo, del uso de las baterías. La validez teórica de las simulaciones se ha corroborado a partir de ensayos realizados en el laboratorio LabDER situado en la Universidad Politécnica de Valencia (del que también se hace una breve descripción). Aunando ambas herramientas, se consigue una mejora técnica y se completa la parte económica.

Tras el estudio desde ambos puntos, económico y técnico, se establecen conclusiones de rentabilidad y viabilidad del proyecto, así como la comparativa entre el caso base (el suministro a estudiar) y la posterior implementación de la microrred.

La parte más concreta del trabajo consiste en, tras obtener resultados válidos para un caso específico, aplicarlos en otras instalaciones ficticias y establecer un método de trabajo que permita realizar una primera estimación acerca del diseño de instalaciones basadas en energías renovables.

Se hace uso de la información que se puede obtener de un caso real que sirva como justificación a la metodología creada. También, ayuda a familiarizarse con los posibles inconvenientes o dificultades que se podrían encontrar a la hora de comenzar a diseñar una Smart Grid.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Descripción de una microrred desde el punto de la IEA

Como indica la IEA (International Energy Agency), una microrred es una red eléctrica que usa distintas tecnologías de generación para satisfacer una demanda de manera que minimice costes e impacto ambiental y que sea segura, resistente y estable. Como indica la definición, el punto interesante de una microrred es la capacidad que esta debe tener para coordinar una generación y una cobertura de carga de la manera más eficiente posible y, más importante aún, sin interrupciones del suministro.

Para conseguir la correcta cobertura de la demanda, además de tecnologías de generación de electricidad (renovables y no renovables), una microrred puede contar con sistemas de almacenamiento (baterías) así como apoyo de la red eléctrica.

En cuanto a las características que se pueden enumerar de este tipo de instalaciones, se destaca:

1. Participación del cliente final. Se puede tomar como una ventaja, ya que promueve la información del usuario final en cuanto a la gestión de energía. Sin embargo, es un punto que requiere de la correcta educación energética de la población, algo, a su vez, cada vez más necesario. Los patrones de comportamiento en cuanto al consumo harán de la microrred un sistema más o menos eficiente. Un ejemplo de ello podría ser el cambio de horario de los consumos más acusados pasando de ser de las horas pico a las horas valles (siempre asegurando el confort del cliente y sus posibilidades), ayudando a una curva de carga más plana a nivel nacional. Para ello se necesitan incentivos o una correcta concienciación global.

2. Generación distribuida. Se presenta un cambio radical en la forma de producción: deslocalización, baja potencia y tensión frente a central, grandes potencias y alta tensión. Además, se requiere un uso múltiple de tecnologías. Una de las ventajas es el posible abastecimiento cuando algún recurso no esté disponible (similar al mix energético). Sin embargo, cuantos más equipos están involucrados e interconectados, también aumenta la probabilidad de fallo y la necesidad de mantenimiento.

3. Complejidad en el sistema eléctrico tanto en su parte física como institucional. La conexión a red de generadores distribuidos ocasiona desestabilizaciones, así como la necesidad de un mayor control de estas. Por otro lado, se precisa unos trámites burocráticos y una normativa que sea clara y accesible al usuario final.

4. Sistema de apoyo. Una microrred podría servir de apoyo en fallos, desastres naturales u otro tipo de perturbaciones. El sistema de la microrred podría continuar operando con parte de los recursos que utiliza mientras el resto fuese restablecido a su funcionamiento normal.

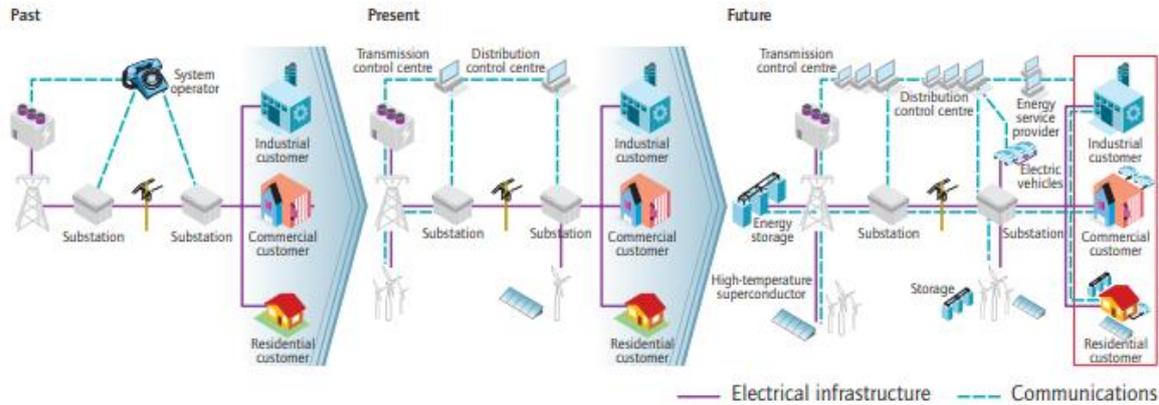


Ilustración 1. Evolución de los sistemas inteligentes de electricidad (IEA).

La imagen resume el cambio tecnológico o evolución de los sistemas inteligentes, teniendo en un pasado unas grandes centrales eléctricas cuya energía llega a un consumidor alejado y que requiere mucha menor tensión y potencia que la generada. Se pasa por el sistema actual en el que las renovables juegan un papel cada vez más importante a nivel de grandes y medianas producciones. El futuro está en, conservando lo anterior, llegar a un sistema en el que el consumidor sea, parcial o totalmente, su propio productor e incluso en ocasiones generador.

2.2 Descripción del LabDER

El labDER (Distributed Energy Resources Laboratory) se trata de un laboratorio localizado en la Universidad Politécnica de Valencia. Como su nombre indica, cuenta con varios sistemas de producción de energía además de un equipo capaz de integrarlos todos para crear una microrred. Uno de los objetivos de laboratorio es permitir realizar estudios acerca de las distintas opciones tecnológicas que ofrecen los recursos renovables, así como la posible mejora y eficiencia del funcionamiento de este o de instalaciones parecidas.

2.2.1 Biomasa

En el laboratorio se pueden apreciar dos plantas de gasificación de biomasa con dos tecnologías distintas: lecho fijo downdraft y lecho fluido burbujeante. Ambas, con una potencia de 10 kW, con visión a usar el gas generado en un motor de combustión interna.



Ilustración 2. Planta de gasificación de lecho fijo Down draft situada en el interior del LabDER

2.2.2 Solar fotovoltaica

Planta solar fotovoltaica de 2,1 kWp, constituida por paneles de silicio cristalino (mono y policristalino). Cuenta con un inversor monofásico para pasar la corriente de continua a alterna. La energía generada puede usarse para cubrir una demanda, almacenarse en baterías o verse a red.



Ilustración 3. Paneles fotovoltaicos situados en el techo del LabDER.

2.3.3 Eólica

El LabDER cuenta con un aerogenerador eólico trifásico síncrono de imanes permanentes de 5 kW que genera corriente alterna que es pasada a continua a través de un rectificador. Tras ello, la corriente continua pasa al inversor que la convierte en corriente alterna de 230 V y 50 Hz (la sincroniza con la red).

El aerogenerador se dispone a la altura de unos 24 metros y tiene un apoyo abatible, que facilita el cambio de las turbinas eólicas.



Ilustración 4. Aerogenerador y placas fotovoltaicas situadas en el techo del LabDER.

2.3.4 Hidrógeno y pila de combustible

La planta de hidrógeno en LabDER constituye un sistema de almacenamiento de energía que permitiría absorber los excesos de producción de fuentes renovables y que podría ser utilizado como fuente energética cuando el resto de renovables que se conectan a la microrred no puede generar la demanda requerida.



Ilustración 5. Electrolizador situado en el LabDER

2.3.5 Grupo de baterías

Las baterías son TK-BAT250AH de tipo monoblock de plomo abierto y tecnología fibra de vidrio Pb/Sb (Plomo/Antimonio). En el laboratorio se cuenta con 4 bloques de este tipo, conectados en serie por lo que la tensión que proporcionan es de 48V. En total, tienen 12 kWh de capacidad, con un rendimiento obtenido por ensayos del 75%.



Ilustración 6. Baterías TK-BAT250AH situadas en el LabDER.

2.3.6 Microrred

La microrred está compuesta por las tecnologías anteriormente descritas unidas por el equipo Xantrex. Se trata del elemento que regula los flujos energéticos entre los equipos conectados: baterías, placas solares, generador eólico, grupo electrógeno, etc. El modelo que se halla en el laboratorio se trata de un equipo Xantrex XW4548-230-50 de Schneider Electric.

El diseño actual permite estudiar el comportamiento de sistemas híbridos bajo diferentes escenarios de producción y consumo, analizando el comportamiento dinámico de los elementos del sistema, punto clave en el que se centra este proyecto.

La instalación creada une los sistemas de generación. Parte de ellos producen en corriente continua, como las placas fotovoltaicas, transformadas a alterna gracias al inversor que las controla. Otras, como el aerogenerador produce en alterna, aunque se rectifica y posteriormente se pasa al inversor también. Así, se adecúa a la red.

Existe un cuadro general que, además de proteger la instalación, permite realizar maniobras de conexión y desconexión de todas las partes del circuito de manera programada o manual, desde el software instalado en el LabDER. Además, todas las partes están monitorizadas.

También se dispone de un sistema de adquisición y almacenamiento de datos, capaz de tomar datos cada 20 segundos de los flujos energéticos de cada componente de la instalación.

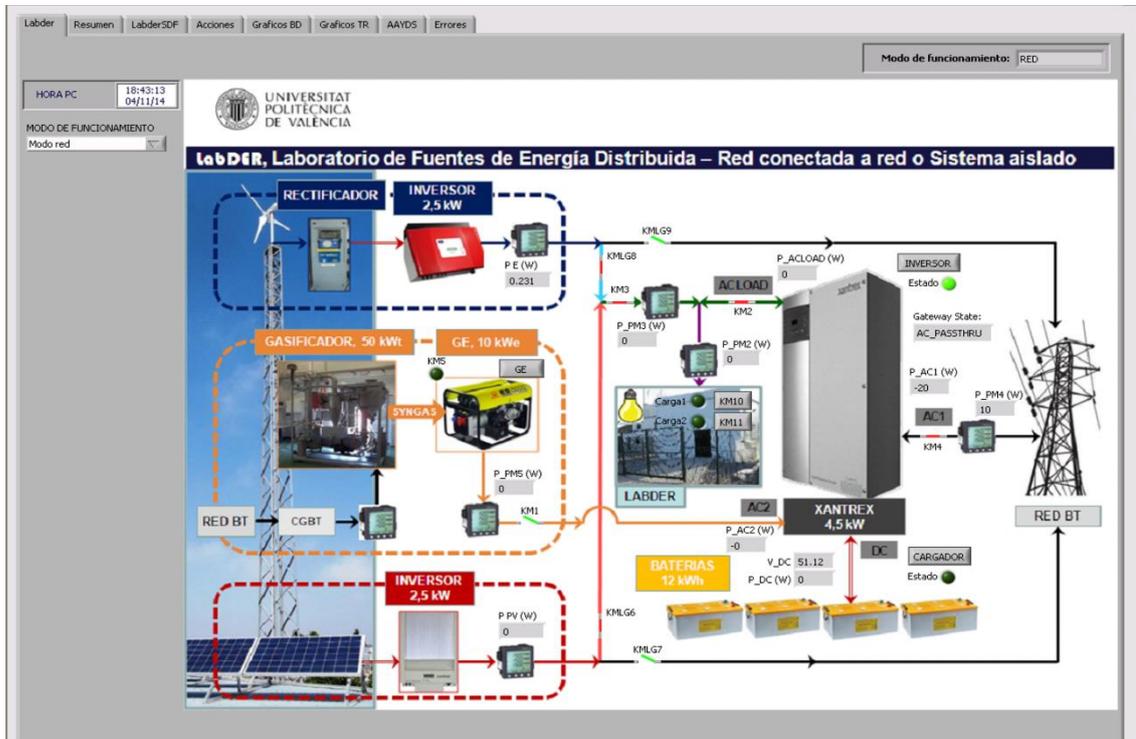


Ilustración 7. Esquema de instalación de la microrred situada en el LabDER.

3. ESTUDIO DEL CONSUMO EN UN SUMINISTRO DOMÉSTICO

3.1 Descripción del suministro

Se trata de un piso de 110 metros cuadrados localizado en Tobarra (Albacete). La zona climática en la que se encuentra es la 5.

La orientación de la fachada es hacia el noroeste, quedando la parte con patio descubierto orientada al sureste. El piso está habitado por 2 sujetos normalmente, con visitas quincenales de dos individuos más. Por lo tanto, para el cálculo de ratios, se han estimado 2,5 personas.

- **Media de consumo al mes= 164,69 kWh/mes**
- **Energía media consumida por persona =65,88 kWh/persona/mes**
- **Energía por unidad de superficie=19,76 kWh/m²/año**
- **Desviación típica=49,37**
- **Perfil de consumos de un año**

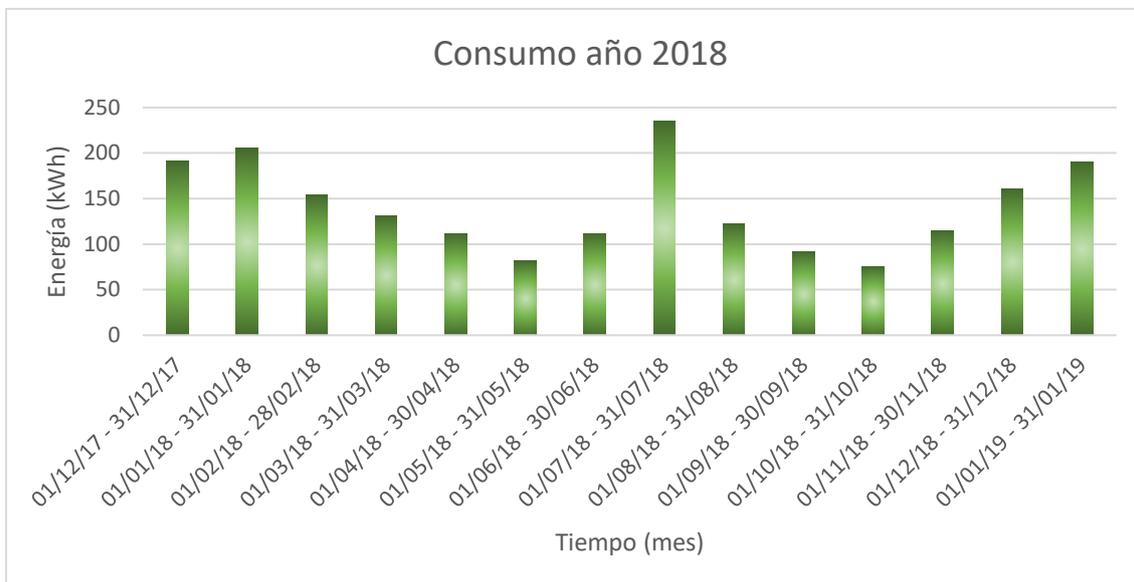


Ilustración 8. Consumo anual del suministro doméstico a estudiar.

Como se observa en los gráficos, los meses de más consumo se localizan en los meses de invierno y verano. La justificación a tal perfil se debe a la zona climática en que se encuentra situada: clima mediterráneo-continental. El piso cuenta con varios aparatos de climatización eléctrica. Sin embargo, esta información no es suficiente ya que la vivienda cuenta con calefacción y ACS de caldera de gasoil, lo que ayuda a comprender que el consumo eléctrico es mayor en los meses de verano aún con la necesidad de climatización en los meses de invierno.

La caldera de gasoil se llena dos veces al año, con una capacidad de 300 litros. Además, cada recarga tiene un coste de 300€, por lo que el gasto anual de la caldera de gasoil son 600€, siendo el consumo eléctrico despreciable en este estudio. Se tendrá en cuenta este dato en el estudio posterior. Tomando una densidad de $0,835\text{g/cm}^3$ de gasoil y un PCI de $11,80\text{ kWh/kg}$ (fuente IDAE) se tiene un gasto energético de unos 7.000 kWh.

$$600\text{l} * \frac{0,835\text{g}}{\text{cm}^3} * \frac{1\text{kg}}{1000\text{g}} * \frac{1000\text{cm}^3}{1\text{l}} * \frac{11,80\text{kWh}}{\text{kg}} = 7.080\text{ kWh}$$

• Perfil de consumo eléctrico semanal.

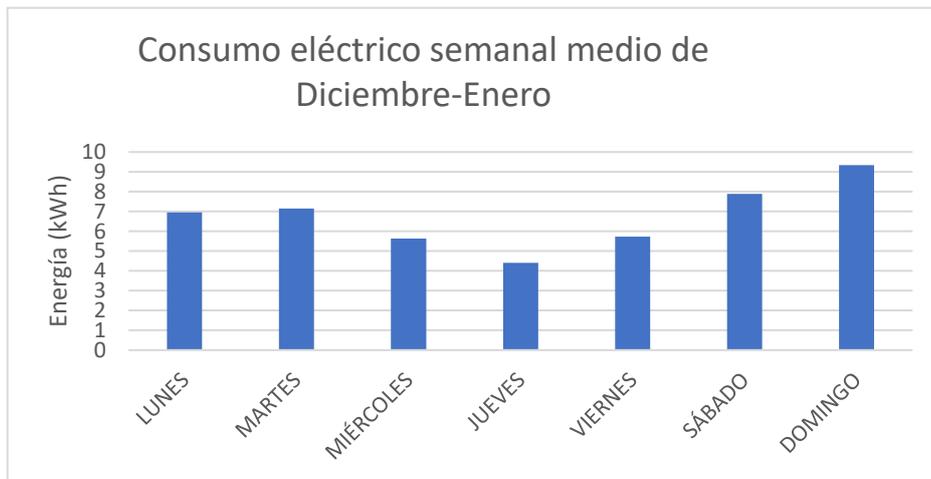


Ilustración 9. Consumo eléctrico semanal durante el mes de Diciembre-Enero del suministro doméstico a estudiar.

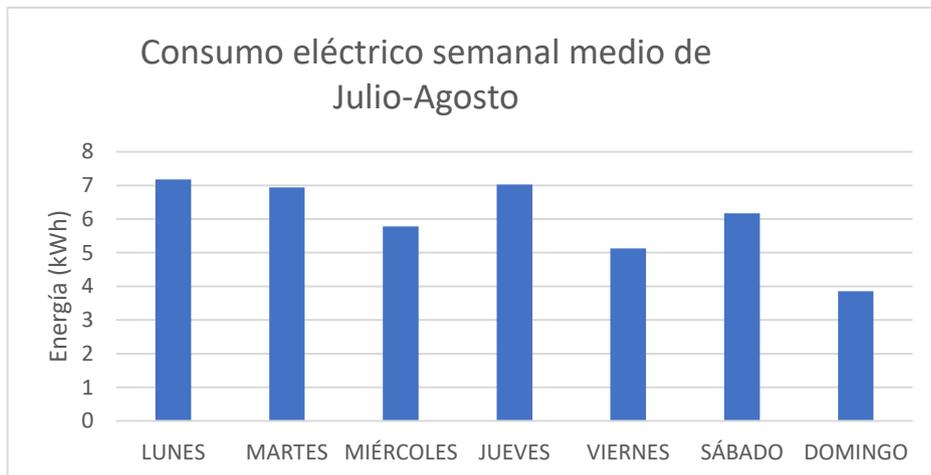


Ilustración 10. Consumo eléctrico semanal durante el mes de Julio-Agosto del suministro doméstico a estudiar.

Se puede observar que, durante los meses de invierno, se produce una diferencia en cuanto al consumo eléctrico bastante acusado entre los días laborales y los festivos. Uno de los sujetos trabaja fuera de casa, por lo que la mayor parte de consumo de energía la realiza durante los fines de semana. A esto se añade la ocupación del piso por más personas durante esos días.

Sin embargo, los meses de verano se realiza un consumo más constante durante toda la semana, explicado por las vacaciones de los componentes de la familia.

• **Perfil de consumo eléctrico diario.**

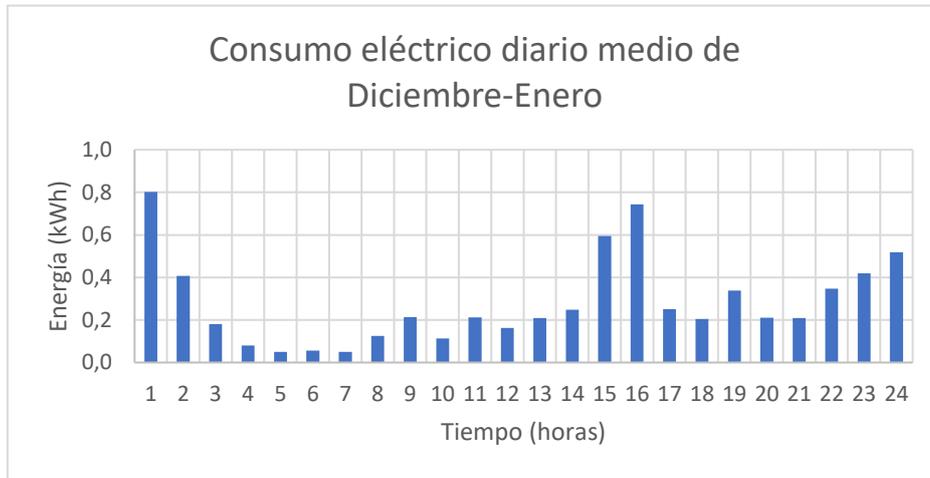


Ilustración 11. Consumo eléctrico diario medio de diciembre-enero del suministro doméstico a estudiar.

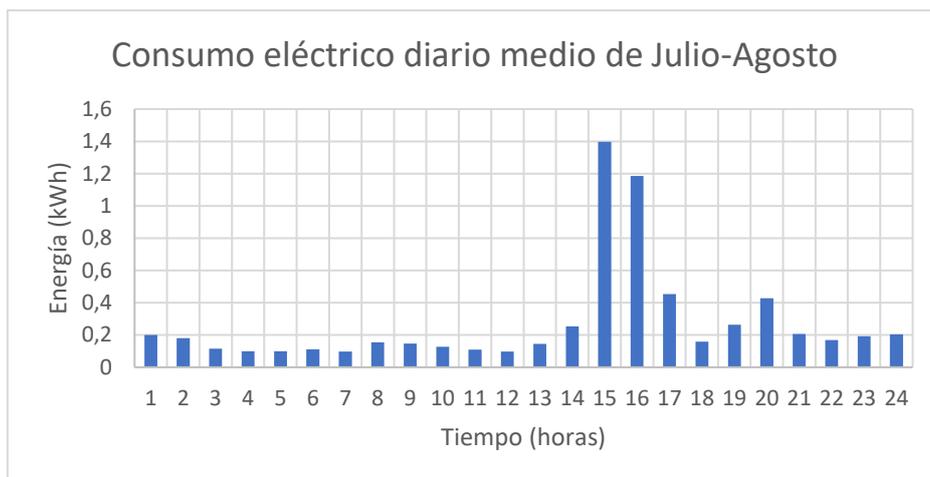


Ilustración 12. Consumo eléctrico diario medio de julio-agosto del suministro doméstico a estudiar.

La diferencia que se encuentra, grosso modo, es que durante los meses de invierno la climatización se lleva a cabo en mayor intervalo de tiempo que durante el verano que suele usarse solo en las horas punta de calor. Encontramos picos a primeras horas de la mañana, a medio día y por la noche. Se debe destacar que la escala de la primera gráfica es la mitad que en la segunda.

En cuanto al estudio de la calificación del bloque de pisos, se ha usado el programa de certificación "CERMAX", obteniéndose así una calificación global E, lo que indica que, aunque en esta vivienda el consumo medio es menor que el de la media, el bloque de edificio no tiene una buena gestión energética. La primera causa es que la principal fuente de energía para la producción de calor (tanto ACS como calefacción) es el gasoil, con una emisión de CO₂ de 2,79kg de CO₂/ litro de gasoil.

También se debe destacar que, como el edificio fue construido hace 27 años, no está obligado a cumplimentar normas como la implementación de placas termosolares para cubrir parte de la demanda de ACS.

Los datos simulados en el programa han sido obtenidos de la memoria del proyecto del edificio.

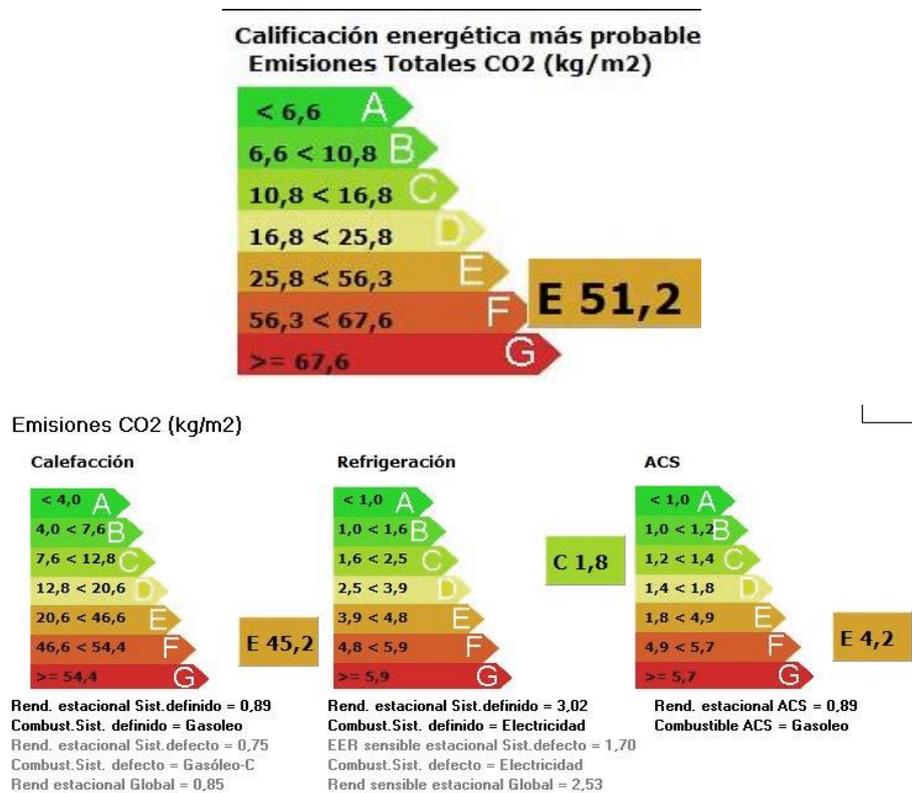


Ilustración 13. Calificación energética proporcionada por el software CERMAX para el suministro doméstico.

3.2 Normativa y alternativas tarifarias

La optimización de la factura se compone del ajuste de la potencia contratada, así como de la tarifa óptima. Como se ha dicho anteriormente, el estudio se centrará en suministros que se puedan acoger al PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), es decir, con una potencia contratada menor de 10 kW y con una tensión de hasta 1kV. No se debe olvidar la posibilidad de unirse al mercado liberalizado, donde cada comercializadora puede ofrecer sus distintas opciones y ofertas.

En cualquier caso, la parte que se factura del consumo de electricidad se divide en dos:

-**Precio fijado por el Ministerio de Transición Ecológica:** justificado por los peajes de acceso a la red.

-**Coste de producir la electricidad.** El término en el que se centra este apartado es el término de facturación de energía activa (FEU) en €/kWh del precio voluntario del pequeño consumidor (PVPC) para las tarifas 2.0 A (peaje por defecto), 2.0 DHA (eficiencia 2 periodos) y 2.0 DHS (vehículo eléctrico), establecido en el apartado 2 a) del artículo 8 del "Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación".

$$FEU = \sum_{p=1}^{n^{\circ} \text{ periodos}} \left[Ep * TEU_p + \sum_{h=1}^{\frac{\text{horas}}{\text{periodos}}} (Ep_h * CP_h * (1 + PERD_h)) \right]$$

- E_p es la energía consumida en el periodo p .
- TEU_p es el peaje del término de energía correspondiente a la tarifa de acceso contratada (2.0A, 2.0 DHA, 2.0 DHS).
- E_{p_h} es la energía consumida en la hora h .
- CP_h es el coste de producción de la electricidad en la hora h publicada por OMIE (incluye precio de mercado, ajustes, comercialización y otros).
- $PERD_h$ es el coeficiente de pérdidas de la red para la hora h publicada por REE.

Aclarados los distintos términos del FEU, se pueden distinguir tres opciones principales dentro del PVPC: sin discriminación horaria y con discriminación horaria (dos variantes).

- PVPC sin discriminación horaria: La tarifa por defecto (Peaje 2.0 A). Las tarifas con peaje de acceso de tipo 2.0A ofrecen un precio "estable" del kWh las 24 horas del día. El precio no es fijo totalmente, sufre pequeñas oscilaciones.

Este tipo de tarifas son las más adecuadas para los usuarios que consuman menos de un 30% de energía eléctrica en las horas valle y para aquellos que no puedan ajustar su consumo a las horas nocturnas.

- PVPC con discriminación horaria:

-Eficiencia 2 periodos (Peaje 2.0 DHA): se encuentran dos periodos diferenciados de precio del término del coste de producción de electricidad. El precio más bajo se sitúa en las horas nocturnas.

-Vehículo eléctrico (Peaje 2.0 DHS): se distinguen tres periodos: punta, valle y supervalle. Está pensando para la recarga nocturna de vehículos eléctricos.

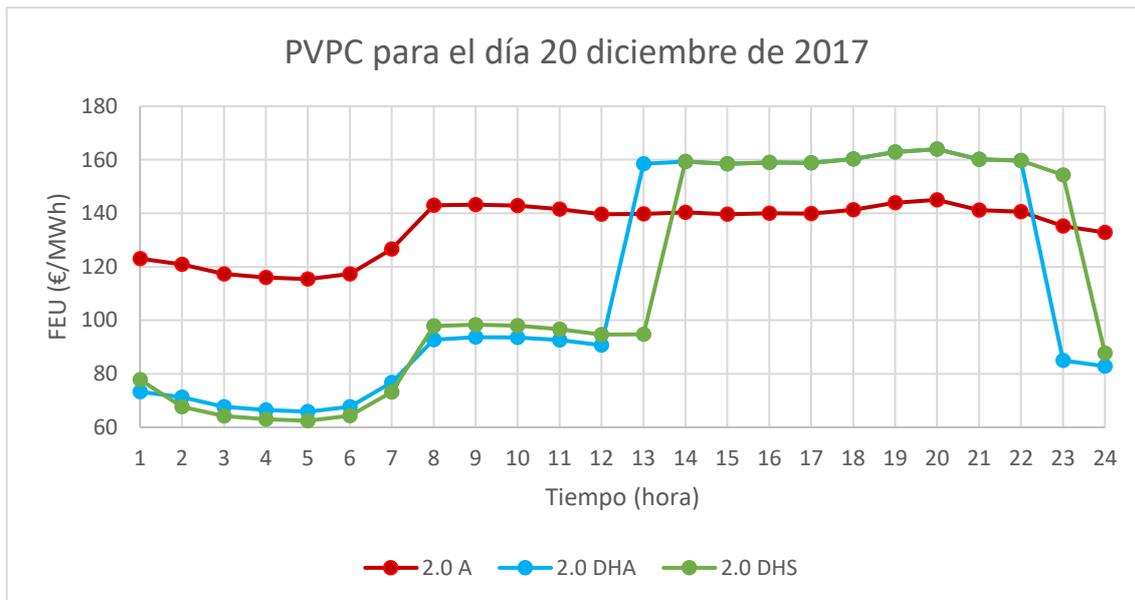


Ilustración 14. Ejemplo de los distintos precios horarios en las tarifas PVPC.

En un día aleatorio, elegido ejemplo, se puede visualizar las diferencias horarias en el precio por cada hora con discriminación horaria, siendo la tarifa 2.0 A poco variable durante el día, y teniendo tres zonas más diferenciadas para las tarifas 2.0 DHA y 2.0 DHS.

La forma en que red eléctrica española es capaz de adaptar los precios a cada consumidor parte de la instalación de contadores inteligentes en los suministros domésticos. Según el Parlamento Europeo el 80% de los suministros domésticos deben contar con uno de estos antes del año 2020.

La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018. Cabe destacar que esta orden es mucho más restrictiva que la europea, que marcaba una sustitución de un 30% de suministros para ese mismo año y un 80% para 2020.

Si fuese un caso donde aún no se cuenta con este tipo de equipos, red eléctrica asumiría un comportamiento de curva de carga basada en patrones según el consumo y el tipo de vivienda.

3.3 Resultados del estudio en el suministro doméstico

3.3.1 Metodología empleada

Para el estudio del suministro se quiere llegar a un punto donde se puedan comparar las tres variantes del PVPC, sabiendo que la que está actualmente contratada es una tarifa con igual precio para las 24 horas, con tarifa de acceso de 2.0A. Para ello, se puede descargar toda la información necesaria para cada día del año de la página de red eléctrica española, donde aparecen de forma detallada cada uno de los precios horarios para cada tarifa. Además, con el fin de conocer los datos de consumo en cualquier suministro doméstico, la distribuidora proporciona los datos gracias a la telegestión.

Para el cálculo de la tarifa óptima teniendo en cuenta los diferentes peajes de acceso y términos de energía se seguirá una serie de simplificaciones.

1. Aunar los consumos mensuales a diarios. Lo que se hará como primera simplificación es tomar los datos de consumo diarios durante cada ciclo de facturación (un mes) y modificarlos como si se contara en un solo día, teniendo 24 grupos en los que se concentra todo el consumo mensual a cada hora. La razón de tomarlo así es simplificar el cálculo tomando unos precios horarios de un día medio, ya que el cambio en cuanto a precios horarios es mucho más acusado que diarios.
2. Separación de los meses de más consumo. Se tomarán cinco grupos mensuales: el correspondiente a diciembre-enero, enero-febrero, junio-julio, julio-agosto y el resto de los meses. Así, para los cálculos se tienen 5 grupos que reúnen el consumo anual, con 24 precios cada uno.
3. La elección del precio para cada día mensual será un día en principio medio del mes. Así, se puede comprobar el aumento o disminución económica que se habría tenido en la factura eléctrica dependiendo de la tarifa elegida. Es importante conocer que al término de energía que aparece en la factura eléctrica, incluye la parte del peaje por acceso a red, ya que en esta no se encuentra distinción alguna. Por ello, para los cálculos orientativos, se debe sumar este término al precio horario según cada periodo. Los precios por peaje se pueden consultar en el BOE, que para el año 2018 son los mostrados en la siguiente tabla.

Tarifa	2.0 A	2.0 DHA	2.0DHS
P1	44,0270 €/MWh	62,0120 €/MWh	62,0120 €/MWh
P2	-	2,2150 €/MWh	2,8790 €/MWh
P3	-	-	0,8860 €/MWh

Tabla 1. Peajes de acceso para cada tarifa del PVPC.

Las simplificaciones se realizan con el fin de establecer un primer cálculo, teniendo en cuenta que un estudio más profundo implicaría tomar los precios diarios y horarios durante un año, proceso que implicaría un gran volumen de datos y con ello un aumento de la precisión.

Como el suministro que estamos tratando se adhiere al PVPC con tarifa 2.0A, el proceso seguido ha sido encontrar un día al mes que se ajuste lo máximo posible al importe pagado y compararlo con las otras dos tarifas disponibles. Al disminuir el número de datos, se obtiene en cada grupo que se ha realizado un error de aproximadamente un 10%, siendo el general menor a 5.

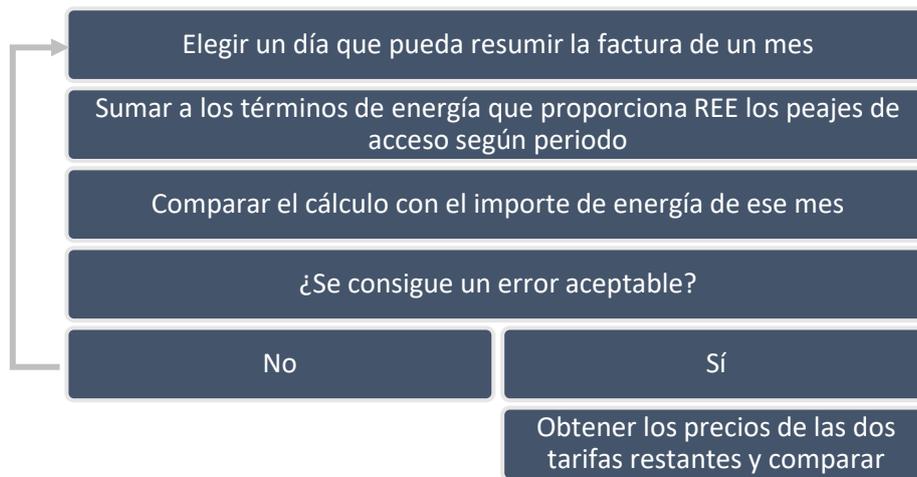


Ilustración 15. Método de elección de precios diarios para cada grupo mensual.

Cuando el texto se refiere a obtener un error aceptable, se trata de la comparación entre el término de energía de la factura y el término obtenido en los cálculos.

EJEMPLO DEL MES DE ENERO:

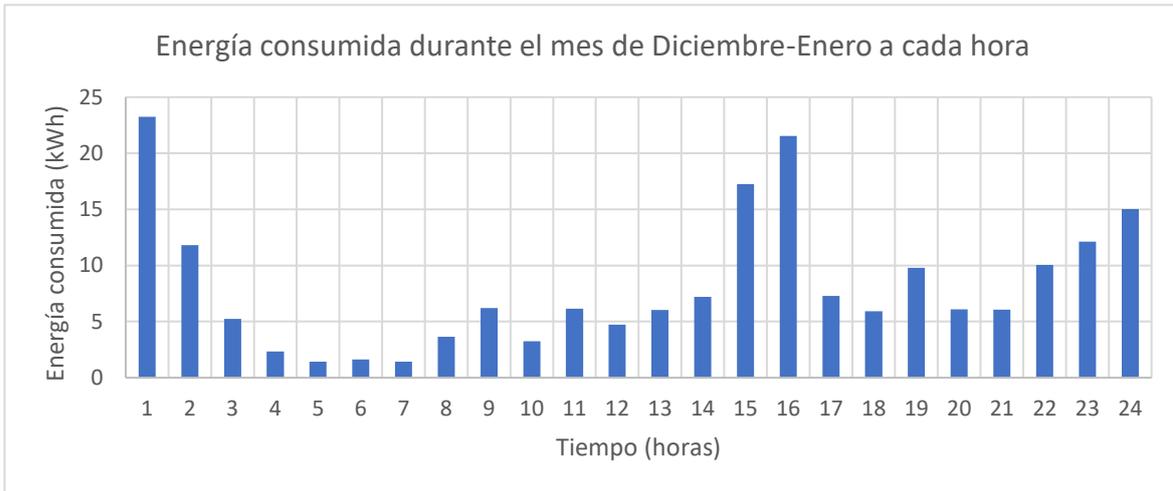
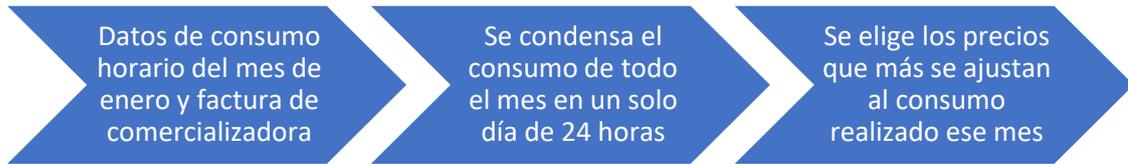


Ilustración 17. Energía consumida durante Diciembre-Enero agrupada en 24 horas.

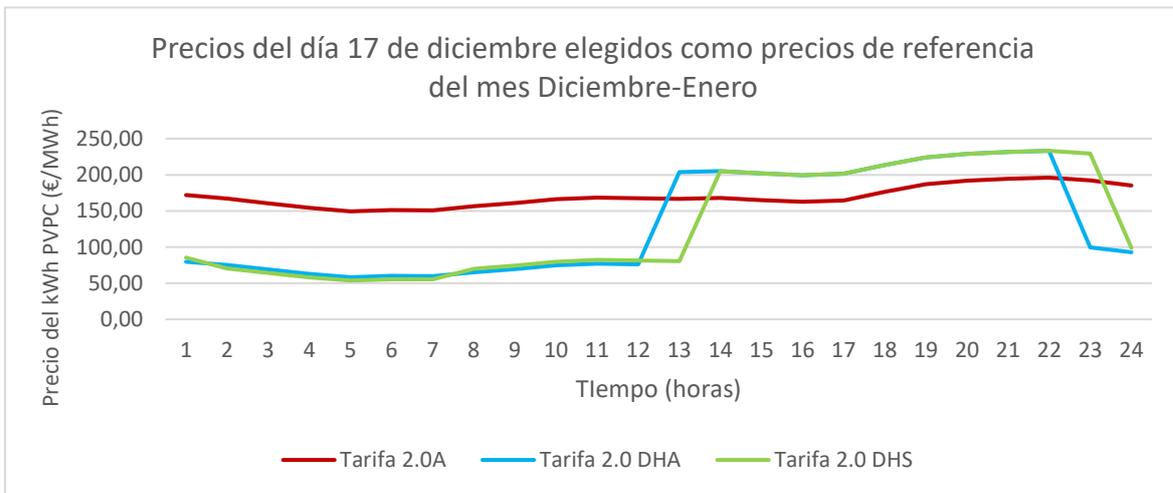


Ilustración 16. Precios proporcionados por REE para el día 17 de diciembre de 2017.

Del producto de ambos grupos de datos obtenemos:



En total, con los cinco grupos establecidos, se obtiene:

	Error metodología	Ahorro Tarifa 2.0 DHA	Ahorro Tarifa 2.0 DHS
Absoluto (€)	-12,74	35,50	31,91
Relativo (%)	-5,45	17,76	15,84

Tabla 2. Resultados obtenidos de la comparación de las distintas tarifas del PVPC para un suministro doméstico.

Por lo tanto, para cada simulación escogeríamos la tarifa 2.0 DHA, con un ahorro anual de un 17,76% en este término, lo que equivale a un 6% del total. Es necesario recordar que el proyecto no se centra en valores ni resultados obtenidos si no, más bien, en un método válido de trabajo.

Para optimizar la tarifa usando un criterio distinto, se establecerá el precio medio del periodo valle entre los grupos establecidos (0,07642 €/kWh) y del periodo pico (0,19984 €/kWh) para una tarifa 2.0 DHA. El precio medio pagado en la tarifa 2.0A también será necesario para el cálculo (0,16427 €/kWh). Por lo tanto, el porcentaje de consumo por los precios de la tarifa 2.0 DHA deben dar un resultado menor al precio medio pagado en la tarifa actual.

$$\frac{19,984 * x + 7,642 * y}{100} < 16,427$$

Sabiendo que “x” es el porcentaje de consumo en el periodo más caro e “y” el total de consumo menos el porcentaje en pico (y=100-x).

x	y	resultado
0	100	764,2
10	90	887,6
20	80	1011,0
30	70	1134,5
40	60	1257,9
50	50	1381,3
60	40	1504,7
70	30	1628,1
80	20	1751,6
90	10	1874,98
100	0	1998,4

Tabla 3. Resultado de suponer distintos porcentajes de consumos para una tarifa 2.0 DHA.

El resultado obtenido es que teniendo un consumo como máximo del 70% en periodo pico, la tarifa 2.0 DHA es válida para un suministro doméstico.

El caso que se está estudiando, cuenta con un 52,66 % del consumo en periodo más caro, por lo que concuerda con el primer estudio mostrado y con la regla anteriormente descrita.

Los resultados al completo (especificando cada grupo, con términos de energía reales, estimados, errores y ahorros) se encuentran en el **Anexo I**.

Una vez optimizada la tarifa, se procede a la optimización usando los recursos renovables y las baterías disponibles.

Para ello, es necesario un paso previo que consiste en hacer ensayos para verificar la validez de los algoritmos de optimización.

4. USO DE ALGORITMOS DE OPTIMIZACIÓN TÉCNICA

4.1 Descripción de los algoritmos

La lógica seguida para la formulación de las ecuaciones empleadas en Excel trata de minimizar los costes de generación de electricidad siempre garantizando un correcto funcionamiento técnico.

Se hace uso de dos algoritmos diferenciados: algoritmo de optimización del uso de las renovables y algoritmo de optimización del uso de las baterías. Ambos realizan iteraciones hasta llegar al escenario óptimo en intervalos de tiempo de 15 minutos.

4.1.1 Algoritmo de optimización del uso de las renovables

Por un lado, se decide usar la producción por renovables de forma prioritaria. Siempre y cuando exista producción de renovables, se usará esa energía o bien para cubrir la carga directamente o, en caso de excedente, para cargar las baterías.

Se parte de un escenario en que verter a la red no proporciona retribución alguna, por ello, se evitará hacerlo. Si en algún caso se obtuviera compensación económica, se debería reformular este algoritmo.

Para cada cuarto de hora, existirá una producción, una demanda, una cierta energía de baterías disponible y una posibilidad de conexión a red.

Casos:

- La producción supera a la demanda. Se debe tomar la decisión de qué hacer con el excedente de energía: verterlo a red o cargar baterías. Esta decisión depende de la viabilidad técnica de las baterías, es decir, si admiten más carga o no o cuanta se puede admitir en un cuarto de hora. En caso de que estén cargadas totalmente, se tiene la opción de descargar en un instante anterior más caro. Si esto continúa siendo imposible no queda otra opción que verter a red.
- La demanda supera a la producción. En este caso se cubre la demanda con las renovables disponibles y se apoya en red.

4.1.2 Algoritmo de optimización del uso de las baterías

Las baterías, a su vez, se usarán en las horas más caras para dar lugar a que la única franja que haya que cubrir con red eléctrica y, por tanto, con costo, sean las horas valle (dentro de lo posible en cada caso). Por ello, este algoritmo identifica las situaciones en las que es posible desconectar la red. Intenta tener suficiente energía disponible para abastecer las franjas que encarecerían el resultado total. Así, realiza varias iteraciones hasta conseguir un escenario con precio mínimo.

Como se puede intuir, ambos algoritmos ayudan a, una vez elegida una tarifa con discriminación horaria que permite un ahorro inicial, continuar con unas mejoras económicas y con un correcto funcionamiento técnico.

4.2 Validación de los algoritmos mediante ensayos reales

4.2.1 Introducción y objetivo de los ensayos.

A continuación, se exponen dos ensayos realizados en el laboratorio cuyo esquema de trabajo ha sido cubrir una serie de demandas energéticas a partir de la red eléctrica, un conjunto de baterías y energías renovables. El objetivo de los estudios es corroborar la eficacia del programa anteriormente descrito, evaluar los puntos críticos o mejorables y establecer las limitaciones.

Cada ensayo tiene una duración de unas 6 horas, correspondiéndose al mes de julio de 2018. En ellos, se ha intentado jugar con diferentes tipos de demandas usando las cargas que se encontraban en el laboratorio: estufa (1800W, 900W, 20W), luminaria (parte 1 con 600 W, parte 2 con 240 W). De esta manera se ha podido monitorizar tanto el comportamiento durante los transitorios como en el régimen permanente.

4.2.2 Criterios y recomendaciones previas.

En primer lugar, se debe establecer un criterio de signos para el flujo de potencias. Comenzando por la simulación en Excel, se toman valores positivos los flujos que van desde renovable hacia carga, red o batería, desde red hacia carga o batería y finalmente desde batería a carga. Por otro lado, el programa de LabVIEW, desde donde se monitoriza cada variable, muestra con valor negativo los flujos cuando entrega potencia la batería o la red. Por ello, es necesario adecuar los valores para poder establecer flujos netos y evaluar las desigualdades.

Flujo		R->L	R->B	R->N	N->L	N->B	B->L
Excel		+	+	+	+	+	+
LabVIEW	R	+	+	+			
	B		+			+	-
	N			+	-	-	

Tabla 4. Criterio de signos entre LabVIEW y simulaciones Excel.

Además, es necesario hacer una distinción entre la tensión de red y la producida por el equipo Xantrex. Como es conocido, el valor eficaz de la tensión de red que se tiene en España (también en Europa y otros países) es de 230 V. Sin embargo, para los ensayos, se ha configurado el equipo del inversor de las placas fotovoltaicas con una tensión de 220 V. Por ello, la potencia consumida por las cargas que se conectan en el laboratorio es distinta, creciendo esta con el cuadrado de la tensión en el caso de pasar del Xantrex a la red. Este hecho no se ha tenido en cuenta en el programa, siendo otro origen de discrepancias entre flujos.

La energía inicial disponible en las baterías es fundamental para la realización de los ensayos y cuyo valor es recomendable conocer con anticipación. Se trata de un hecho delicado, puesto que su capacidad depende en gran medida de los cambios repentinos de potencia que se demanden.

Por razones técnicas, los valores máximos de tensión y corriente que se pueden alcanzar con la batería son de 50 V y 45 A, respectivamente. Ambos están configurados a través del equipo Xantrex para evitar sobrecargas y sobredescargas, siendo algo mayores de los recomendados por el fabricante. La eficiencia de carga, según ensayos realizados con las baterías en solitario, se estima en un 75%.

Otro aspecto para tener en cuenta es que los valores de cargas y flujos son discretos, aunque el programa proporcione visualmente datos progresivos y continuos. Este hecho ocurre al transformar los datos a cuatrorarios. Puede parecer una desventaja a primera vista, por pérdida de precisión o de información, pero transformar los datos a cuatrorarios ayuda a paliar los efectos negativos de datos erróneos o fallidos, por ejemplo: desconexión involuntaria de un equipo de medida durante unos segundos. Este hecho que, en principio, no ocasiona un fallo en el sistema, se vería menos reflejado al transformar los datos.

4.2.3 Proceso seguido en el tratamiento de datos



Ilustración 19. Forma de los datos instantáneos recogidos con LabVIEW.

Datos tomados en el LabVIEW cada 20 segundos. Proporciona un gran número de datos para cada ensayo, lo que provoca un alto tiempo computacional e inclusión de datos erróneos.

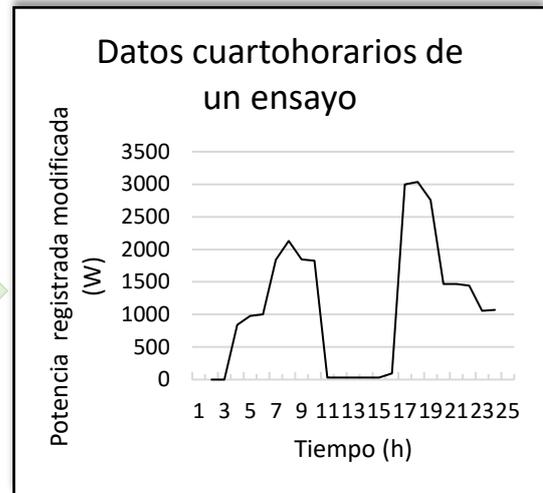


Ilustración 18. Forma de los datos transformándolos a cuartohorarios.

Los datos se pasan a cuartohorarios, reduciendo así el número de estos. Sin embargo, se debe hacer una correcta interpretación de los gráficos, pues el cambio de un salto a otro no se hace de forma transitoria.

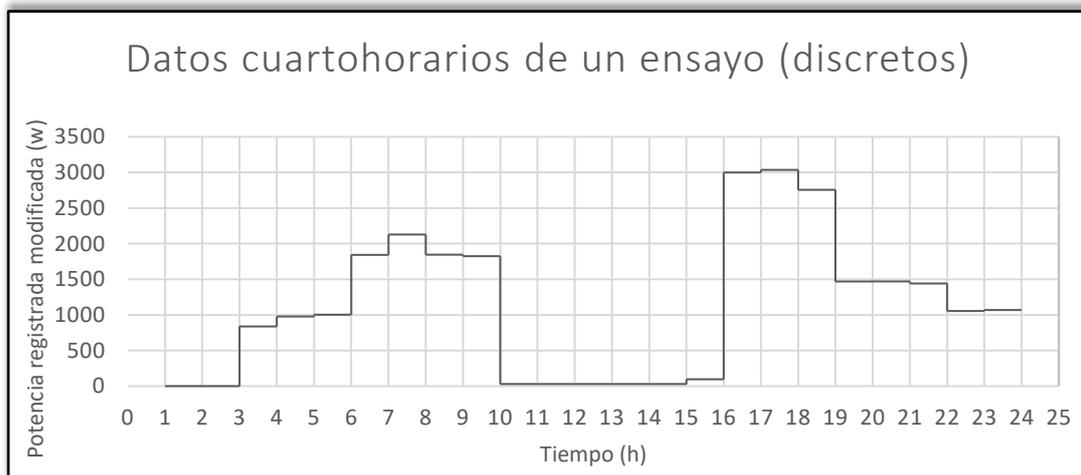


Ilustración 20. Forma real de los datos cuartohorarios del laboratorio (discretos).

Los datos cuartohorarios y discretos es la forma más intuitiva de interpretar los ensayos realizados en el laboratorio, aunque modifica levemente la forma del ensayo original.

4.2.4 Primer ensayo: sistema con placas fotovoltaicas y baterías.

El primer caso de estudio está compuesto únicamente por el grupo de baterías y de placas fotovoltaicas. Este modelo se corresponde a un sistema aislado, típico en zonas que presentan dificultades técnicas para conectarse a la red o dónde no es económicamente rentable hacerlo.

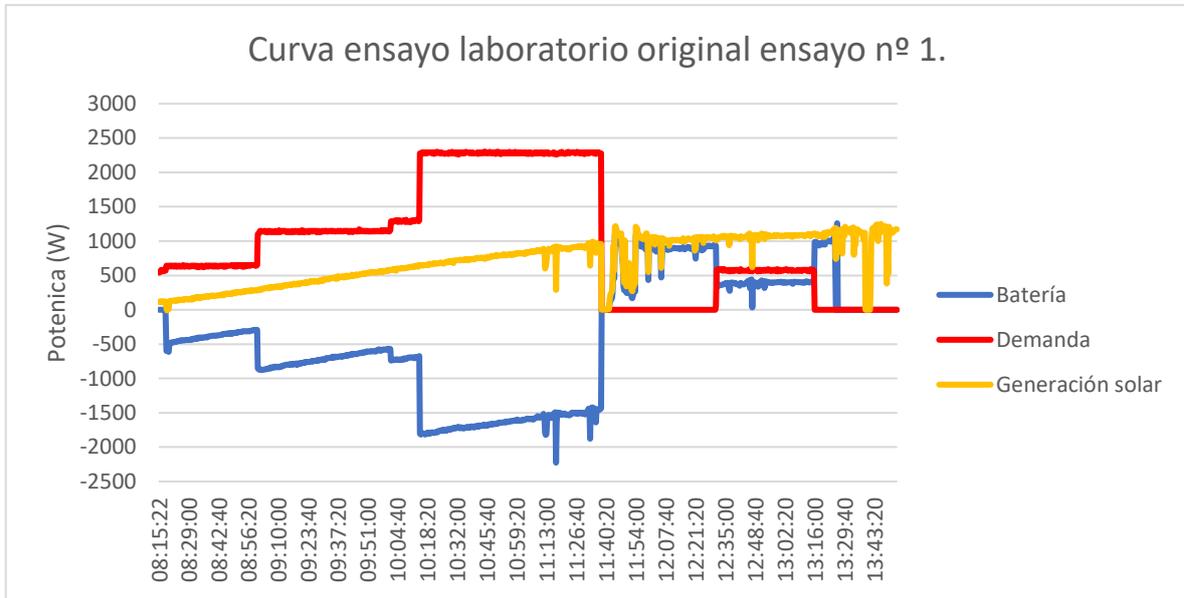


Ilustración 21. Curva ensayo laboratorio original del primer ensayo.

La curva de demanda elegida muestra tres tramos diferenciados en cuanto al valor de carga. Por un lado, se presentan unos valores medios (500-1300 W) desde las 8:15 hasta las 10:15h y nuevamente desde las 12:31 hasta las 13:15h. El valor máximo de carga se sitúa entre las 10:15 y las 11:38h, siendo casi constante e igual a 2280 W. Finalmente, el último tramo que se observa es el de carga nula, entre las 11:38 y las 12:31h.

La generación solar sigue un patrón típico, aunque se percibe una pequeña variación durante la hora cercana al medio día. El motivo es la desconexión de la carga y de las baterías de forma simultánea en el laboratorio, lo que provoca la desconexión de los paneles también. Para la reconexión a través del equipo Xantrex, es necesario esperar 60 segundos, por lo que la generación de la placa es 0 aunque la capacidad de producción es cercana a 1 kW.

Para comparar los resultados de la simulación con los del ensayo real, se deben convertir los datos tomados cada 20 segundos en el laboratorio a cuarto horarios.

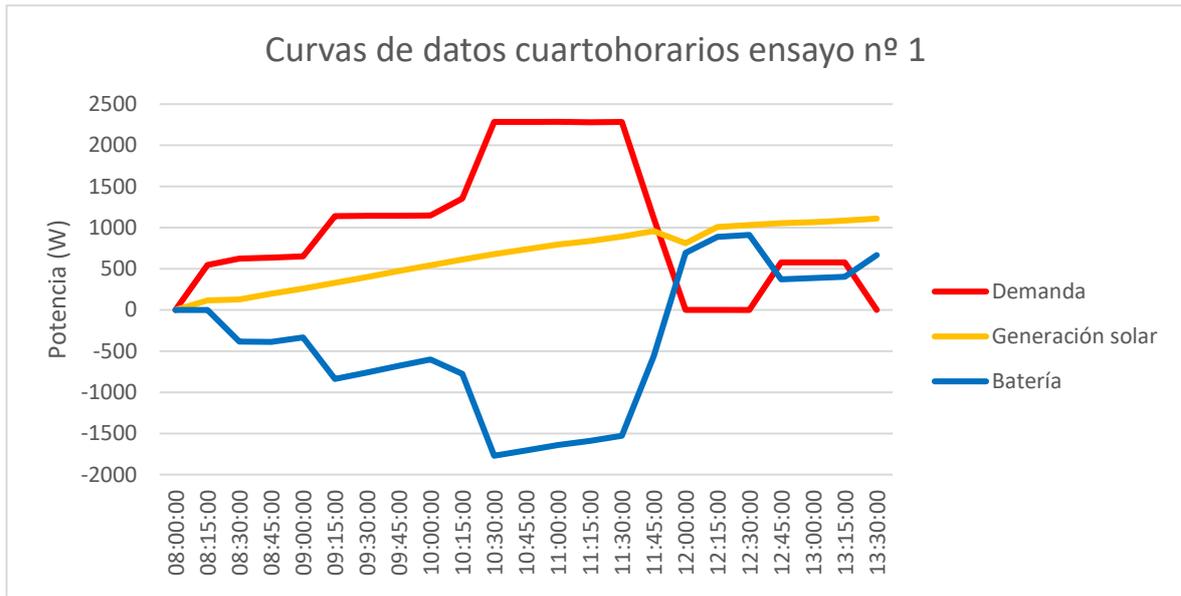


Ilustración 22. Curva de datos cuartohorarios del primer ensayo.

Como es lógico, las discrepancias entre la simulación y el ensayo real provienen de los flujos de potencias entre batería, cargas y producción de renovables, nunca de la energía demandada por las cargas o la producida por la placa fotovoltaica, ya que estos son parámetros fijos e introducidos por el usuario. No en todos los casos podemos afirmar que no haya discrepancias, pues puede ocurrir, y ocurre, que la demanda fluctúe de manera diferente a la prevista, por lo que en el ensayo real se necesita diferentes grados de energía que varían ligeramente el horario óptimo de los sucesos. Sin embargo, para este caso concreto de un sistema aislado se puede reproducir cada valor tal cual en el programa Excel.

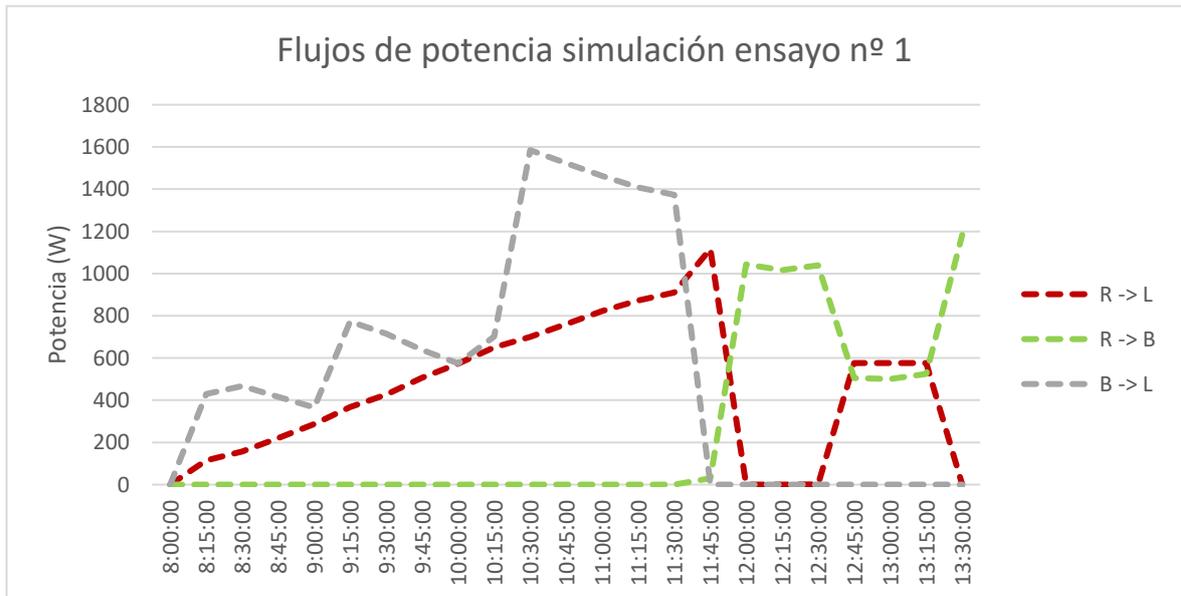


Ilustración 23. Flujos de potencia obtenidos por simulación en el primer ensayo.

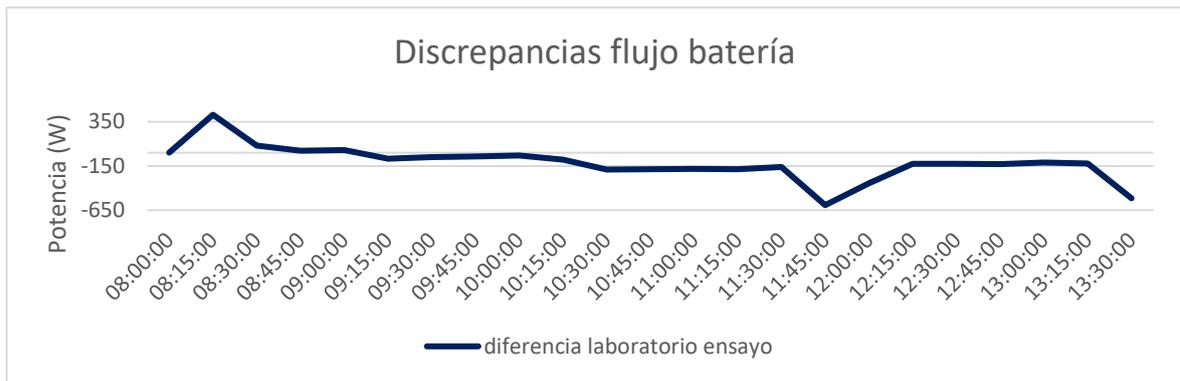


Ilustración 24. Discrepancias del flujo de batería entre simulación y primer ensayo del laboratorio.

La batería tiene descensos de tensión, y con ello de potencia, cuando se conecta una carga. Parte de esta tensión es recuperada unos minutos después, cuando se estabiliza el sistema. Como se puede observar, la discrepancia es mayor cuanto más abrupto es el cambio de demanda. Este hecho no se tiene en cuenta en la simulación. Sin embargo, el punto crítico vuelve a ser cercano a las 11:38 h, dónde tiene lugar la desconexión total del sistema, como se ha explicado anteriormente. La batería no está proporcionando energía, mientras que el programa prevé un flujo de potencia que cubre la carga desde la producción de renovables y desde la batería, desigualdad ocasionada también por la adecuación de datos a cuarto horarios.

4.2.5 Segundo ensayo: sistema con placas fotovoltaicas, baterías y conexión a red.

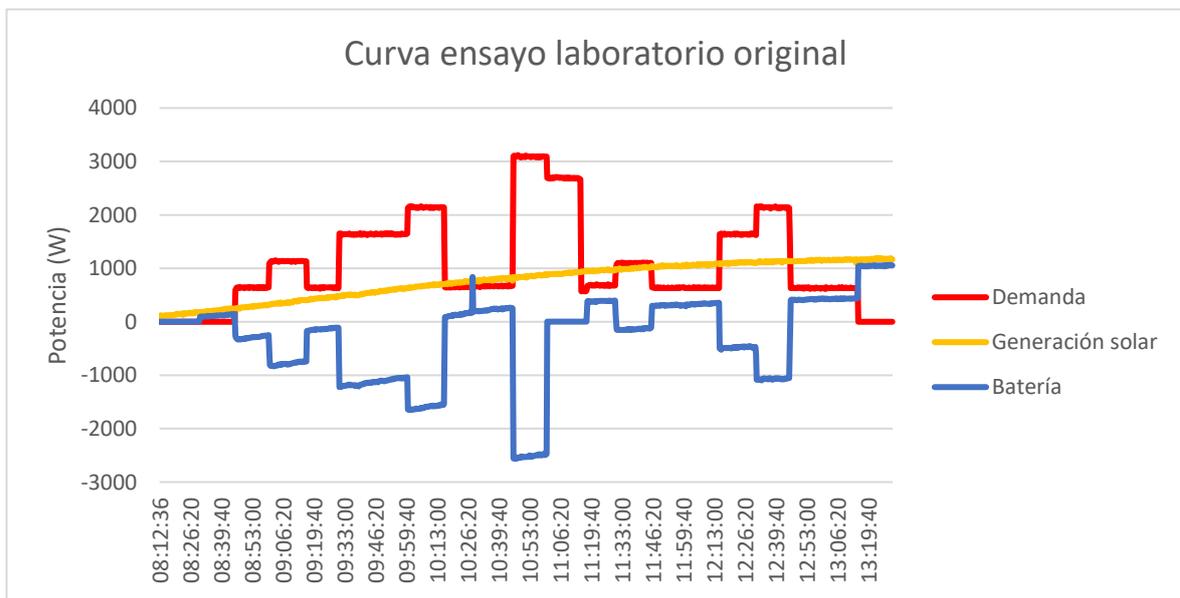


Ilustración 25. Curva ensayo laboratorio original del segundo ensayo.

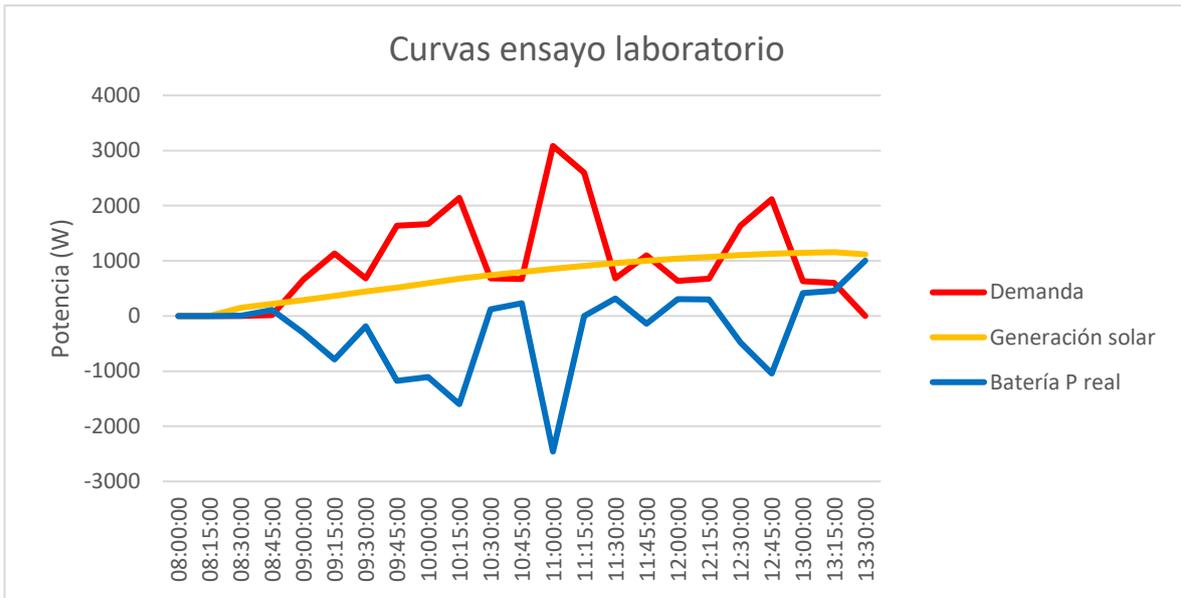


Ilustración 26. Curva de datos cuartohorarios del segundo ensayo

Se trata de una curva de demanda con mucha variación a lo largo de la mañana, en la que solo pasa a ser de valor nulo al final del ensayo. El valor máximo de potencia requerida es de 3kW, mantenida un corto periodo de tiempo. Las tarifas de hora punta se han establecido entre las 11:00 y las 12:45, las semi punta entre las 12:45 y 13:30 y el precio valle entre las 8:00 y las 11:00.

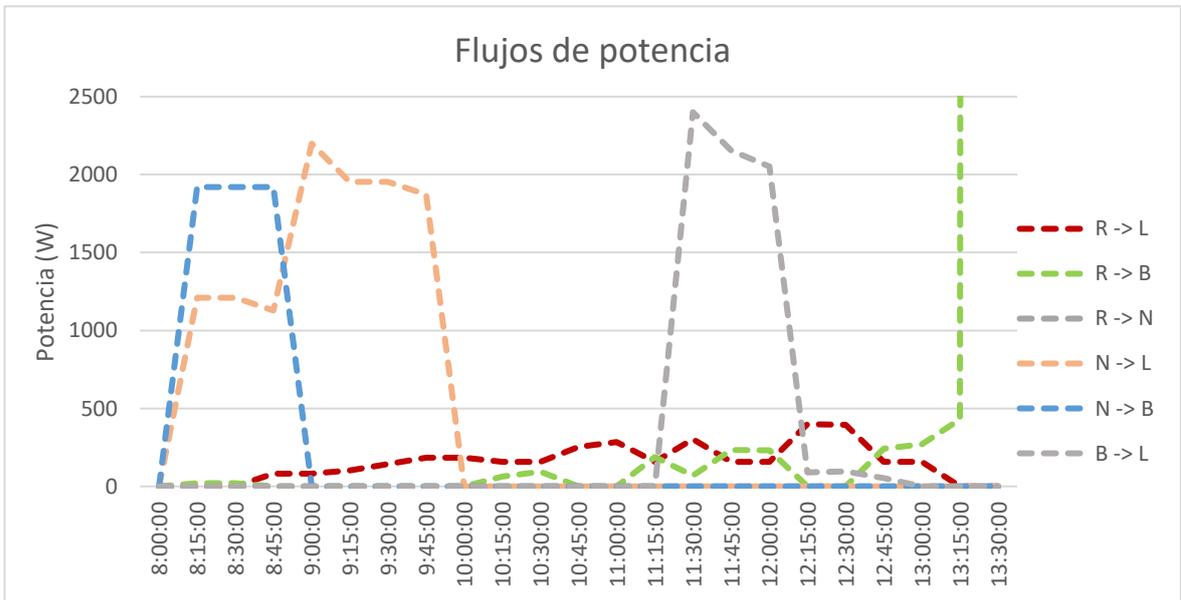


Ilustración 27. Flujos de potencia obtenidos por simulación en el segundo ensayo.

A comienzos del ensayo, se parte de hora valle, por lo que tal y como es de esperar, se procede a cargar la batería desde red a la vez que se suministra la potencia requeridas a las cargas. A comienzos de la mañana no se cuenta con ninguna producción de renovables (en este caso, fotovoltaica). Conforme se tiene radiación solar, esta se usa primeramente para suplir la demanda y, el excedente (cuando lo hay), para seguir cargando las baterías. Llegados al punto de horas punta, dónde se tiene también la máxima demanda, se procede a usar simultáneamente las placas fotovoltaicas cubriéndose el déficit con baterías, por lo que el coste directo del periodo más caro es de cero.

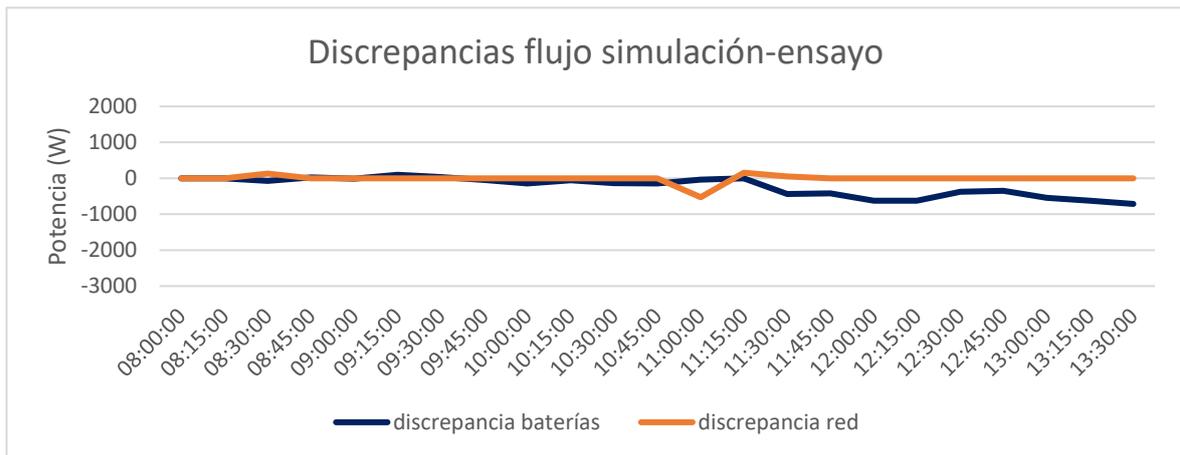


Ilustración 28. Discrepancias del flujo de batería y red entre simulación y segundo ensayo del laboratorio.

La discrepancia que ocasiona la red se debe a que durante el transitorio ocasionado a las 11:00 se demanda una gran potencia que no es suplida totalmente por las baterías y las renovables. Esta distinción puede venir por la diferencia de la curva de radiación solar introducida al programa y la real, o bien por la puesta en funcionamiento de la batería.

4.2.6 Conclusiones de los ensayos

La primera conclusión que se extrae de los ensayos realizados en el LabDER es que se puede reproducir físicamente las simulaciones realizadas con la herramienta de Excel con una precisión bastante aceptable. Los principales motivos de discrepancias han sido desconexiones imprevistas debido al funcionamiento de las baterías. Esto último se debe al desgaste de las baterías y al distinto comportamiento cuando se le demanda mayor o menor potencia. Se puede obtener más energía del batería demandado de una manera constante o progresiva que ocasionando descargas bruscas. Es uno de los fenómenos que el programa no reproduce.

Insistiendo más en lo anterior, se cuenta con un grupo de 6 baterías conectadas en serie de 12V cada una y con una capacidad de 12 kWh, por lo que la tensión que proporcionan es de 48V. Las especificaciones técnicas son $C_{100}=250Ah$, por lo que, a mayor potencia demandada, el tiempo que se puede mantener proporcionando energía es menor.

Como se ha observado durante el primer ensayo, las conexiones de cargas, en concreto los saltos discretos de unas a otras, ocasionan un descenso de tensión en las baterías. Este punto tampoco se ha reproducido en el programa (podría afectar, y afecta, a las desconexiones inesperadas).

Otro punto para tener en cuenta es la adecuación de los datos. A priori puede parecer que ocasiona una pérdida de precisión, pero, en el rango que se está tratando, dónde se prevé flujos de energía y tamaño de equipos, no es necesario simular situaciones cada 20 segundos. Unos cálculos cada 15 minutos se acercan a la realidad. Además, se debe recordar que los datos de teledistribución que proporcionan las distribuidoras a sus clientes son horarios, por lo que la toma de datos en menores intervalos de tiempo no se ajustaría a la información con la que se cuenta realmente en suministros domésticos.

5. CÁLCULO MICRORRED PARA EL SUMINISTRO ESTUDIADO

5.1 Cálculo paneles fotovoltaicos

5.1.2 Valores de irradiación que se tienen en el lugar donde se desea instalar la microrred.

Se comienza por buscar una base de datos de radiación solar, esencial en cualquier cálculo fotovoltaico. Para obtener los datos de irradiación en la localización del suministro que se desea estudiar (38°35'45" Norte, 1°41'13" Oeste, Elevación: 636 m.s.n.m.) se ha accedido a la página de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), en la cual se puede obtener la radiación y temperatura para instalaciones fotovoltaicas en distintas localizaciones mundiales. La fuente de información es el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea.

Se toma una potencia nominal del sistema fotovoltaico de 1 kW con el fin de que todos los cálculos o información obtenida se tengan por kW instalado.

Los datos al completo se pueden consultar en el Anexo I, destacando el dato de irradiación (energía media por metro cuadrado) recibida por los módulos, siendo el valor de 5,78 kWh.

La razón de tomar la media anual y no la más desfavorable (diciembre) es que la intención es añadir un sistema de acumulación, capaz de almacenar excedentes y no necesariamente cubrir toda la demanda, pudiéndose apoyar en situaciones especiales de red.

Tomando el dato de 5,78 kWh/m², que equivalen a

$$\frac{5,78 \text{ kWh}}{\text{m}^2 * \text{día} * \text{kW instalado}} * \frac{1000 \text{ Wh}}{\text{kWh}} * \frac{1 \text{ hsp}}{1000 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2}} = \frac{5,78 \text{ hsp}}{\text{kW instalado} * \text{día}}$$

se puede obtener la energía diaria que se puede producir en función de cada kW instalado.

5.1.2 Consumo medio diario en el suministro y número de módulos.

Por otro lado, el consumo medio diario del suministro es de 6,8 kWh. Gracias a los datos de teled medida, se ha obtenido el máximo consumo diario del año, correspondiendo a un consumo de 12,53 kWh coincidiendo, a su vez, con el mes de mínima irradiación (diciembre). Sin embargo, se elegirá para los cálculos el consumo medio anual de 6,8 kWh, con el fin de no sobredimensionar, ya que el objetivo es intercalar varios sistemas de producción. Tomando este valor, y un cierto número de placas del modelo ATERSA A-330P ULTRA de 24V, se sabe que la energía en Ah que se requiere es:

$$\frac{6,8 \text{ kWh}}{\text{día}} * \frac{1000 \text{ Wh}}{\text{kWh}} * \frac{1}{24 \text{ V}} = \frac{283,33 \text{ Ah}}{\text{día}}$$

$$\frac{5,78 \text{ hsp}}{\text{día} * \text{kW instalado}} * 9,05 \text{ A} * \frac{0,33 \text{ kW instalado}}{\text{módulo}} = \frac{17,26 \text{ Ah}}{\text{día} * \text{módulo}}$$

$$\frac{\frac{283,33 \text{ Ah}}{\text{día}}}{\frac{17,16 \text{ Ah}}{\text{día} * \text{módulo}}} = 16,41 \text{ módulos}$$

Aplicando un coeficiente de seguridad de un 10% en el consumo establecido como medio anual,

$$\frac{\frac{283,33 \text{ Ah}}{\text{día}}}{\frac{17,26 \text{ Ah}}{\text{día} * \text{módulo}}} * 1,1 = 18,06 \text{ módulos} \approx 18 \text{ módulos}$$

Ahora bien, como se ha explicado anteriormente, no se tiene intención de cubrir la demanda al completo por energía fotovoltaica, ya que la intención es crear una microrred capaz de almacenar energía en periodos más caros y poder hacer uso de ella de una manera eficiente. Así, se toma la decisión de poner una instalación de 8 módulos, una inversión mucho más aceptable para este suministro y cuya capacidad de producción diaria sería:

$$8 \text{ módulos} * \frac{17,17 \text{ Ah}}{\text{día} * \text{módulo}} = \frac{137,36 \text{ Ah}}{\text{día}},$$

lo equivalente a un 48,48% de la demanda actual.

Es necesario recalcar que como cada módulo proporciona una tensión de 24V, que es a lo que se van a conectar también las baterías, la conexión de todos los paneles será en paralelo, con el fin de aumentar la capacidad del conjunto, pero mantener la tensión deseada.

A continuación, se muestra la comparativa entre el consumo y la producción media mensual con las ocho placas elegidas.

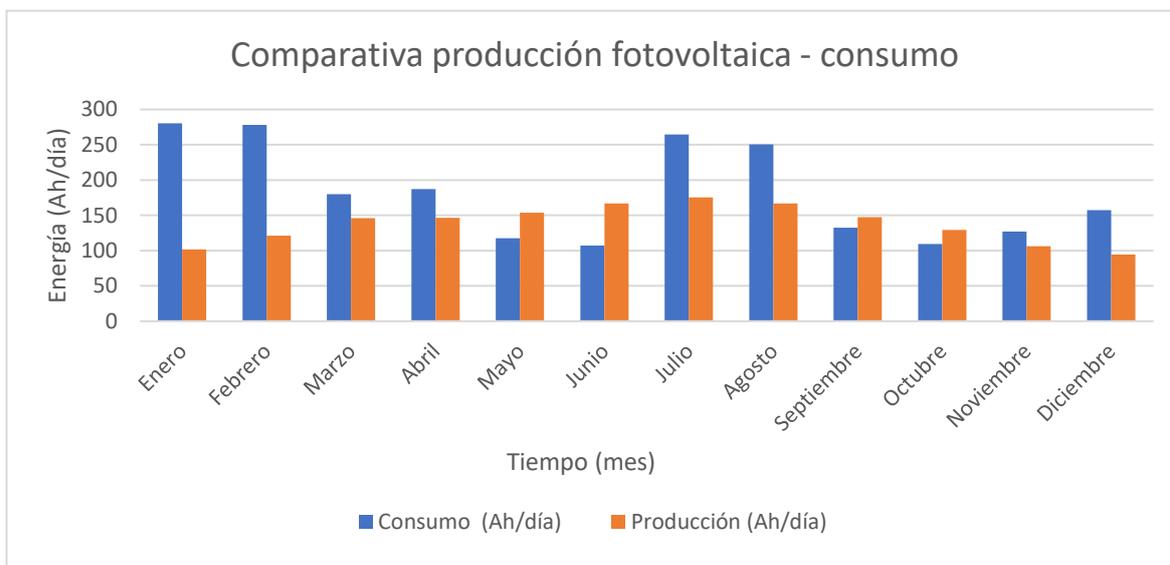


Ilustración 29. Comparativa entre la producción fotovoltaica y el consumo medio mensual.

Se aprecia que, de media, hay meses en los que la producción supera al consumo y, a su vez, uno de los meses de más consumo (enero) tiene una de las producciones solares más bajas (por la menor radiación).

5.2 Cálculo de baterías para instalar.

En cuanto al sistema de acumulación, se tomarán dos bancos de baterías de 12V cada uno, cuya capacidad será:

$$\begin{aligned} \text{Capacidad batería} &= \text{Consumo} * \frac{\text{días de autonomía}}{\text{profundidad de descarga}} = \frac{283,33 \text{ Ah}}{0,6} * 2,5 \text{ día} \\ &= 1180,54 \text{ Ah} \end{aligned}$$

El modelo elegido es Batería Estacionaria 6.9 Enersol T 1130 / 1154 Ah C120 cuyas especificaciones técnicas se completan más adelante.

Como cada vaso de batería tiene 2V de tensión, se colocarán dos bancos de 6 vasos para conseguir una tensión de 24V. En cuanto a la conexión, se hará en serie, para conseguir la tensión deseada, manteniendo la capacidad de 1154 Ah.

5.3 Sección del conductor.

El cálculo de la sección del conductor y su precisión es esencial en este tipo de cálculos, ya que, se está trabajando con corriente continua de baja tensión, por lo que implica un amperaje alto cuyas pérdidas pueden ser muy altas si no está bien dimensionado. Para ello, se estudiarán tanto el criterio térmico como el eléctrico.

5.3.1 Criterio de caída de tensión.

Para el valor de la resistencia de un conductor, se tiene que

$$R = \rho * \frac{L}{S} \text{ o lo que es lo mismo } R = \frac{L}{S * \sigma}$$

- R= resistencia
- ρ = resistividad
- L=longitud en metros
- S=sección del conductor
- σ = conductividad (inversa de la resistividad)

También se conoce, por la Ley de Ohm que

$$R = \frac{V_a - V_b}{I},$$

- $V_a - V_b$ =caída de potencial
- I = intensidad eléctrica.

Por lo tanto,

$$S = \rho * \frac{L * I}{(V_a - V_b)}$$

El conductor más habitual es el cobre, sabiendo que el valor de resistividad para hilo estirado en frío es de $0,01786 \Omega * \text{mm}^2/\text{m}$, por lo que $\sigma = 56\text{m}/(\Omega * \text{mm}^2)$.

Para realizar el cálculo, se debe tener en cuenta que la longitud es el doble de la distancia entre receptor y generador. En este caso se calcula una distancia de 7 m. Además, se tomará una caída de tensión igual o menor al 5% de la tensión nominal, es decir 1,2 V.

Así, obtenemos una sección de:

$$S = \frac{\text{mm}^2 * \Omega}{56 \text{ m}} * \frac{2 * 7\text{m} * 13,75 \text{ A}}{1,2 \text{ V}} = 2,86 \text{ mm}^2$$

Tomando este dato como sección teórica, se consulta una tabla de secciones comerciales. Así, se elegirá la inmediatamente superior, observando que la corriente máxima admisible es de 24 A, teniendo en cuenta un criterio de caída de tensión.

Sección del conductor de cobre según IRAM 2183	Corriente máxima admisible
S (mm2)	I (A)
1	9,6
1,5	13
2,5	18
4	24
6	31
10	43
16	59
25	77
35	96
50	116
70	148
95	180

Tabla 5. Secciones comerciales para conductor de cobre.

Por criterio eléctrico, la sección adecuada será de 4mm^2 o superior.

5.3.2 Criterio térmico.

La idea que se persigue usando este criterio es que el conductor no alcance una temperatura que provoque un funcionamiento anormal y/o peligroso en la instalación.

El proceso que se seguirá es:

$$I_1 = \frac{I_B}{k} = \frac{13,75}{0,5 * 0,88} = 31,25 A$$

- I_B = corriente demandada en la instalación. En este caso viene de una potencia de 330W a 24V.
- $k=k_1*k_2$ = coeficiente de corrección (producto obtenido de la corrección por temperatura y de la agrupación de cables).

El factor de corrección de la temperatura se ha tomado en 0,5, ya que en el suministro donde se desea instalar el conjunto de placas, tiene unas temperaturas muy elevadas durante el verano, llegando a rozar los 40°C, temperatura que puede ser mucho superior en una exposición prolongada sin protección. Por ello, se toma una temperatura de 60°C, con $k_1=0,5$.

Por otro lado, la manera de colocar los conductores será en una bandeja de cables no perforados (tipo C), con un par de cables, lo que corresponde con un factor $k_2=0,88$.

- I_1 =valor de corriente corregido que se usará para mirar en tablas. Se escogerá siempre una sección que corresponda a una intensidad, I_T , igual o superior a I_1 .

Así, mirando en la tabla el método de instalación C, con cable con recubrimiento de PVC y una intensidad mínima de 31,25 A, se obtiene una sección de 4 mm². Por lo tanto, se escogerá una sección igual o mayor que la teórica.

5.4 Equipo inversor/cargador

Como en los ensayos realizados, el equipo que unirá los distintos equipos de la microrred y que controlará los flujos será un inversor-cargador.

Puede surgir la duda de conectar un inversor y un cargador por separado o adquirir un sistema híbrido. El inversor es un transformador de corriente que convierte el voltaje de las baterías en tensión de 230V, como el de red eléctrica. De esta manera, se puede conectar cualquier carga eléctrica doméstica al sistema.

Por otro lado, la instalación fotovoltaica diseñada se ha realizado con 24V de corriente continua, la cual también se transforma en corriente alterna de 230V.

Otra característica técnica de este tipo de equipos es: onda modificada u onda pura. Como su nombre indica, la segunda es una onda generada de corriente perfecta, que será necesaria para equipos más sofisticados (frigoríficos, microondas, lavadoras, etc.) mientras que los primeros equipos (simulan ondas perfectas) se pueden usar en aparatos eléctricos poco complejos y sin motor (cargadores, televisores, etc.).

La otra parte del equipo se compone del cargador de baterías, cuya energía proviene de la red o de otro generador conectado.

El equipo inversor-cargador nos proporciona la ventaja de poder programar los flujos de energía según convengan, punto clave para este proyecto. También ayuda a configurar las marchas y paradas de los distintos interruptores teniendo en cuenta parámetros técnicos, como puede ser la profundidad de descarga de la batería o el voltaje máximo de entrada o salida.

El equipo elegido es el inversor/cargador 4000W-24V-230VAC XW4024E – SCHNEIDER, cuyas especificaciones técnicas se encuentran en el Anexo IV.

5.6 Equipos y tecnología seleccionada.

A partir de los cálculos anteriores, se van a describir los distintos componentes con una tabla de especificaciones técnicas, así como un esquema final de la instalación.

5.6.2 Módulos fotovoltaicos

ATERSA A-330P ULTRA de 24V	
Potencia nominal (W)	330
Eficiencia del módulo	16,96%
Corriente punto máxima potencia (Imp)	8,65 A
Tensión punto de máxima potencia (Vmp)	38,15 V
Corriente en cortocircuito (Isc)	9,05 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	48,85 V
Dimensiones (m)	1965 x 990 x 40
Peso (kg)	22,5
Células en serie	72 (6x 12)



Ilustración 30. Imagen del módulo fotovoltaico ATERSA A-330P ULTRA de 24 V.

Las especificaciones del panel solar elegido se ajustan para suministros domésticos de uso habitual, según fabricante. Está formado por 72 células de silicio policristalino, encapsulado con cristal y capa de poliéster, unidos por EVA (etil-viniloacetato).

Contiene cable de 4mm² de 1200mm de longitud y conector combinable MC4 para interconexión de paneles.



Ilustración 31. Conector MC4 para conexión serie entre paneles.

La garantía que ofrece el fabricante es de 10 años con un funcionamiento normal y con degradación lineal hasta los 25 años.

Se incluirán en el proyecto 8 módulos de estas características.

5.6.3 Batería solar

Batería Estacionaria 6.9 Enersol T 1130 / 1154 Ah C120	
Voltaje	12 V (6 vasos de 2 V)
Amperios-hora (C120)	1154
Resistencia interna (mΩ)	0,34
Corriente de cortocircuito (A)	5991
Dimensiones del vaso (mm)	173x199x556
Peso (kg)	286
Ciclos	Hasta 2000 con una profundidad de descarga del 60%



Ilustración 32. Batería estacionaria de 6 vasos Enersol T 1130/1154 Ah C120

Se trata de una batería de ácido plomo con electrolito líquido. Además de ser seguras, tienen un alto rendimiento por lo que son fiables para instalaciones en viviendas de uso habitual. Se recomiendan para suministros domésticos (por la baja demanda). Los vasos son translúcidos para su correcto mantenimiento (rellenado) y son totalmente reciclables. El mantenimiento que requieren es bajo.

Los accesorios para conexiones entre elementos van incluidos, siendo necesario la adición aparte si se quisieran conectar varias en paralelo (no incluye conexiones entre filas).

El fabricante asegura una garantía de 2 años para cada vaso en funcionamiento normal.

Para proporcionar una tensión de 24 V y la capacidad de batería necesaria (1154 Ah) se tomarán dos bancos de baterías de estas características. Se han de colocar en serie para proporcionar la tensión adecuada.

5.6.4 Inversor/Cargador

4000W-24V-230VAC XW4024E – SCHNEIDER	
Potencia de salida continua (W)	4000
Sobretensión transitoria (W)	8000
Intensidad de sobretensión (A eficaces)	35
Forma de onda	Onda senoidal pura
Eficacia máxima	94%
Consumo en modo inactivo (W)	< 7
Conexiones CA	AC1 (red), AC2 (generador)
Intervalo de tensión entrada CA (V)	156 a 280 (230 nominales)
Intervalo de frecuencia de entrada CA (Hz)	40 a 68 (50 nominales)
Tensión de salida CA (V)	230
Intensidad de transferencia máxima CA (A)	56
Intensidad de salida continua CA (A)	17,4
Frecuencia de salida continua (Hz)	50
Intensidad CC a potencia nominal (A)	178
Intervalo de tensión de entrada CC (V)	22 a 32
Corriente de carga nominal (A)	150
Dimensiones (mm)	580x410x230
Peso (kg)	52



*Inversor/cargador 4000W
24 V XW4024E- Schneider*

El equipo cuenta con un panel LED que indica el estado de la entrada CA, fallos/avisos, modo de equalización, activación/desactivación y nivel de batería en el botón de equalización. Pantalla de tres caracteres que indican la alimentación de salida o la intensidad de carga.

Para la comunicación entre elementos, los dispositivos se conectan a la red de Xanbus™.

El fabricante proporciona una garantía de 2 años en funcionamiento normal.

Para este proyecto se necesita una unidad del equipo inversor/cargador, pero estos, se pueden conectar en paralelo si la instalación lo requiriese.

5.6.5 Cableado

- **Cable para conexión paneles fotovoltaicos-inversor/cargador.**

La sección recomendada por el fabricante de los módulos fotovoltaicos en este caso es de 6mm², siendo algo superior a la calculada teóricamente.

Así, se escoge el siguiente modelo de cable, tomando 15 metros de longitud.

CABLE UNIFILAR 6 MM2 SOLAR PV ZZ-F ROJO	
Temperatura máxima del conductor (°C)	120
Temperatura máxima en cortocircuito (°C)	250, 5 segundos
Temperatura mínima en servicio (°C)	-40
Condiciones de instalación(°C)	Al aire



Ilustración 34. Cable unifilar 6mm² SOLAR PV ZZ-F rojo.

Se trata de un cableado sin propagación del fuego, resistente a químicos, grasas, aceites y rayos ultravioletas.

El recubrimiento es de PVC y con una vida útil de 30 años.

- **Cable conexión baterías-inversor/cargador**

Se usa generalmente en instalaciones fotovoltaicas para cablear la zona que va desde el repartidor de corriente hasta el regulador de carga o, en otros casos, desde el regulador de carga a las baterías.

Se necesitarán 3 metros de longitud en este caso.



Ilustración 35. Cable unifilar 10 mm² Solar ZZ-F negro

Cable Unifilar 10 mm ² Solar ZZ-F negro	
Temperatura máxima del conductor (°C)	90
Temperatura máxima en cortocircuito (°C)	250, 5 segundos
Temperatura mínima en servicio (°C)	-40
Condiciones de instalación(°C)	Aire, enterrado o entubado.

Tiene un aislamiento de XLPE (polietileno reticulado) y una cubierta de PVC. No propaga la llama. Resistente a ataques químicos, rayos ultravioletas y sumergible en agua sin que afecte a su funcionamiento normal. Su vida útil también es de 30 años.

- **Cable conexión red AC-inversor/cargador**

De características similares al cable anterior. Se usarán unos 3 metros para conexión a red alterna.



Ilustración 36. Cable unifilar 50 mm2 POWERFLEX RZ-1K verde

Cable Unifilar 50 mm2 POWERFLEX RZ-1K Verde	
Temperatura máxima del conductor (°C)	120
Temperatura máxima en cortocircuito (°C)	250, 5 segundos
Temperatura mínima en servicio (°C)	-40
Condiciones de instalación(°C)	Al aire

5.6.6 Instalación completa

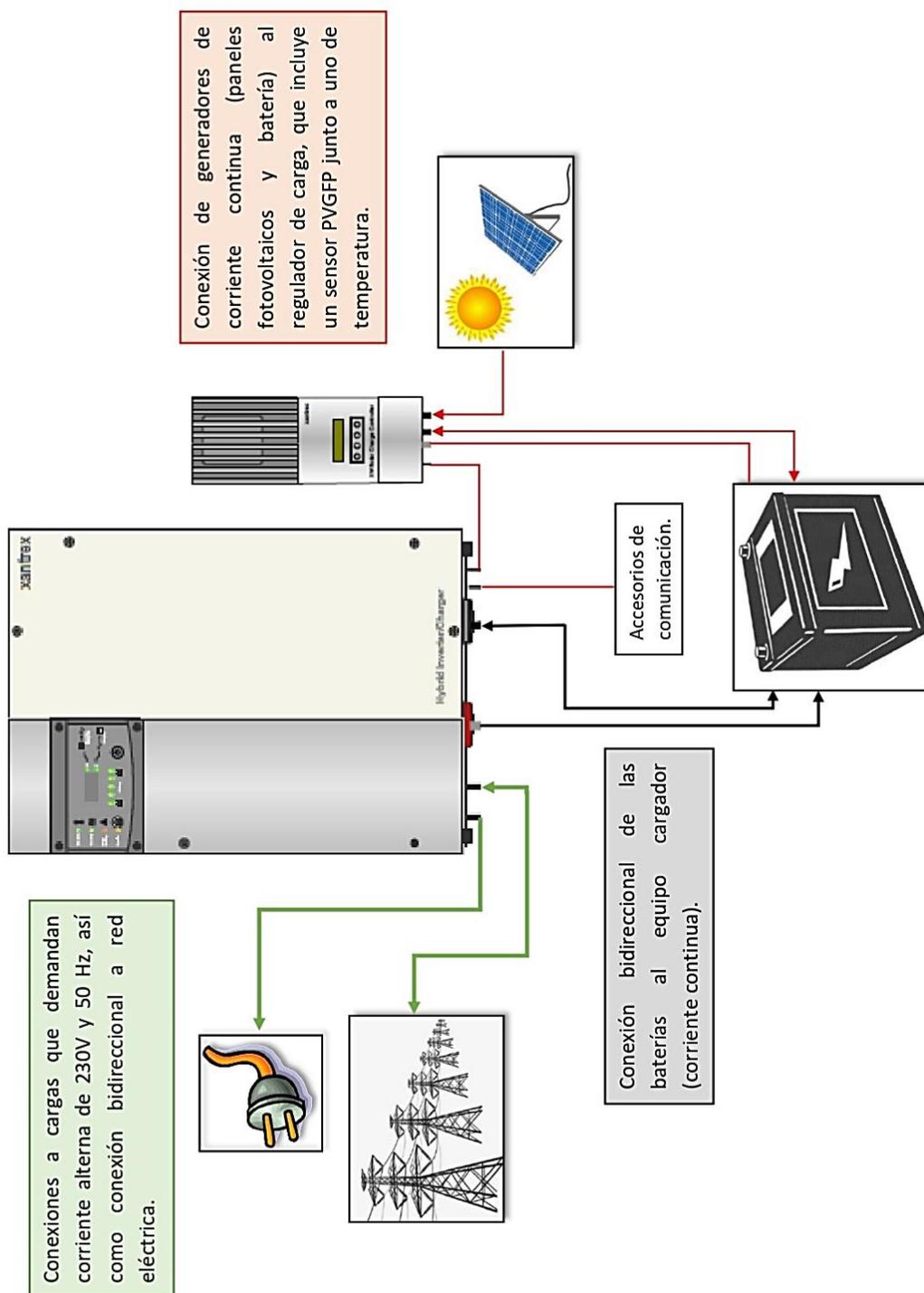


Ilustración 37. Esquema de la instalación que se desea implementar en el suministro doméstico.

La figura muestra el esquema de la tecnología seleccionada junto al equipo Xantrex, encargado de controlar los flujos de energía de unos equipos a otros.

Se distinguen tres conexiones principales:

- **Conexión AC:** las cargas domésticas se conectan al panel de distribución de CA del inversor (subpanel). Esta conexión es unidireccional, pues se trata de una demanda. Por otro lado, la conexión a red eléctrica puede ser bidireccional, bien para cubrir carga, para cargar batería o para verter excesos de la producción fotovoltaica. Este último punto puede ser un caso de estudio en el futuro, debido a las nuevas retribuciones y normativa por parte del Ministerio de Transición Ecológica.

Si se tuviera disponibles otras formas de generación de corriente alterna, como pudiera ser un motor de combustión interna o eléctrico, se conectaría a esta salida. Si se requieren varias conexiones de CA simultáneas, se podrían conectar varios equipos inversores en paralelo.

- **Conexión CC:** salida/entrada para batería, a través de la cual se carga o descarga (para cubrir carga en momentos pico y aprovechar las horas valle o los excesos de producción solar para cagarse). El equipo actúa de inversor/cargador como se ha explicado anteriormente.

- **Conexión regulador de carga:** tanto las baterías como los paneles fotovoltaicos deben pasar por este accesorio del equipo. La razón es que cuenta con un sensor PVGFP (Photovoltaic Ground Fault Protection) capaz de desconectar el conjunto fotovoltaico si ocurriese alguna derivación de corriente a tierra. También incluye un sensor de temperatura para supervisar el correcto estado de las baterías.

5.7 Presupuesto de la instalación.

	PARTIDA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD TOTAL	PRECIO UNITARIO (€)
1	SUMINISTRO DE EQUIPOS				
1.1	Módulos fotovoltaicos	Módulo ATERSA A-330P ULTRA de 24V y 330W de potencia + cable de conexiones entre paneles	unidad	8	182,25
1.2	Baterías	Batería Estacionaria 6.9 Enersol T 1130 / 1154 Ah C120 + accesorios de conexiones entre bancos en serie	unidad	2	1253,60
1.3	Inversores	Inversor/cargador del modelo 4000W-24V-230VAC XW4024E – SCHNEIDER, de 24 V y 4000W de potencia	unidad	1	1277,75
				Total €	5242,94
2	CABLEADO				
2.1	Conexión entre placas e inversor/cargador	Cableado de 6 mm ² de sección	m	14	1,4141
2.2	Conexión entre baterías e inversor/cargador	Cableado de 10 mm ² de sección	m	3	1,8328
2.3	Conexión entre red de AC e inversor/cargador	Cableado de 50 mm ² de sección	m	3	4,7874
				Total €	39,66

3	MANO DE OBRA INSTALACIÓN				
3.1	Oficial instalador de captadores 1º	Conexiones de los captadores	h	0,371	19,11
3.2	Oficial instalador de captadores ayudante	Conexiones de los captadores	h	0,371	17,5
3.3	Oficial electricista 1º para conexión de microrred	Integración por conexiones eléctricas de las baterías, captadores e inversor/cargador	h	0,602	19,11
3.4	Oficial electricista ayudante para conexión de microrred	Integración por conexiones eléctricas de las baterías, captadores e inversor/cargador	h	0,602	17,5
				Total €	284,97
		SUBTOTAL INSTALACIÓN €			5601,09
4	SOFTWARE				
4.1	Metodología para el diseño de microrredes	Estudio previo para la correcta selección de equipos. 10% del coste de la instalación	unidad	1	560,11
				Total €	560,11
TOTAL				6161,20 €	

6. RESULTADO DE AMBAS OPTIMIZACIONES

6.1 Datos de partida para realizar los ensayos.

Para la metodología seguida, se van a establecer una serie de requisitos o datos iniciales que se deben conocer de los cálculos o pasos previos. Estos son:

1) Tecnologías disponibles para integrar en la microrred. Se van a estudiar para cada tecnología aplicable distintos tipos de viabilidades:

-Viabilidad técnica: se debe asegurar la correcta implementación de una tecnología concreta en cualquier suministro. Si se desea, por ejemplo, incluir distintas renovables, como puede ser la eólica, un estudio previo debe constatar la existencia de vientos que entren dentro de un determinado rango para la producción eólica. El mismo caso es el de la producción solar, con su correspondiente estudio de sombras y obstáculos.

-Viabilidad jurídica: la implementación de una tecnología u otra no puede estar sujeta a una política cambiante. Por lo tanto, debe ser rentable independientemente de ayudas o retribuciones. A este punto también se le podría exigir la elección de una tecnología lo suficientemente madura como para evitar cortes de suministro o fallos por falta de pruebas con esa tecnología.

-Viabilidad económica: además de que se debe tener un tiempo de retorno aceptable de la inversión, el factor de endeudamiento no debe formar parte de un proyecto para un suministro doméstico.

2) Tamaño de la instalación. En este caso, se estudia el caso más común que es la implementación de módulos fotovoltaicos. Para ello, se necesitará:

-Radiación del lugar donde se desea implementar la microrred.

-Curvas de carga: estudio de perfiles y consumo medio/máximo del suministro. La elección de uno u otro dependerá de las características y de los deseos de cada cliente.

3) Precios horarios diarios: dependerán de la tarifa seleccionada, pudiéndose descargar el valor del término de energía de la página de Red Eléctrica Española.

En resumen, se necesita la información de:

-**Tecnologías seleccionadas** (se incluirá un 0 en las simulaciones en aquellas que no estén integradas en la microrred que se desea estudiar. Las tecnologías disponibles en las simulaciones de la microrred son: energía solar, energía eólica, grupo electrógeno, red y baterías.)

-**Potencia instalada de renovables**. Se requiere el tamaño de cada tecnología, en este caso se instalan solo renovables, pero podría ser cualquier tipo de generación.

-**Tamaño de la batería**. Se incluye el tamaño, la capacidad de carga, el rendimiento y el estado inicial. La profundidad de descarga ya ha sido tenida en cuenta al diseñarlas.

-**Tarifa optimizada de facturación**.

6.2 Resultados de las simulaciones para un suministro concreto

Partiendo de los cinco grupos establecidos anteriormente para realizar la optimización económica, se ha de recordar que los datos de teledemanda con los que se cuenta son horarios, por lo que cada cuarto de hora se aproximará un consumo de un cuarto del proporcionado por la distribuidora.

La metodología para realizar la optimización de la factura ha sido reunir el consumo de todo el mes en un solo día con 24 franjas horarias. Dicha metodología no tendría sentido para realizar las simulaciones, pues resultaría un consumo 30 veces mayor que el diario, con una instalación mal dimensionada, pues las placas fotovoltaicas cubrirían una parte ínfima del consumo (debido a su potencia pico) y las baterías servirían para cubrir muy poca parte de la demanda que se presente en el periodo más caro, puesto que su capacidad de carga como su almacenamiento es bastante reducido si se toma un consumo 30 veces mayor.

Por lo tanto, para realizar las simulaciones desharemos el paso de reunir el consumo en un solo día de 24 franjas, y se tomará un día medio del mes que represente el consumo de facturación. Se provoca una gran simplificación, con su consecuente error debido al pequeño número de simulaciones que el proyecto permite.

Para poder obtener datos globales, se establecerá un día medio de cada uno de los 5 grupos establecidos en la anterior optimización y se extrapolará a resultado anual.

En todas ellas se toma el caso más desfavorable de comienzo de día: batería totalmente descargada. Se va a exponer el primer grupo, correspondiente a un día representativo de “Enero-Febrero”, dejando el resto de los grupos en el **Anexo III**. Aunque varían los valores de la curva de producción solar y también lo hace la de demanda, la forma de ellas es muy parecida durante todo el periodo de estudio, por lo que los comentarios siguientes podrían ser válidos para los cinco.

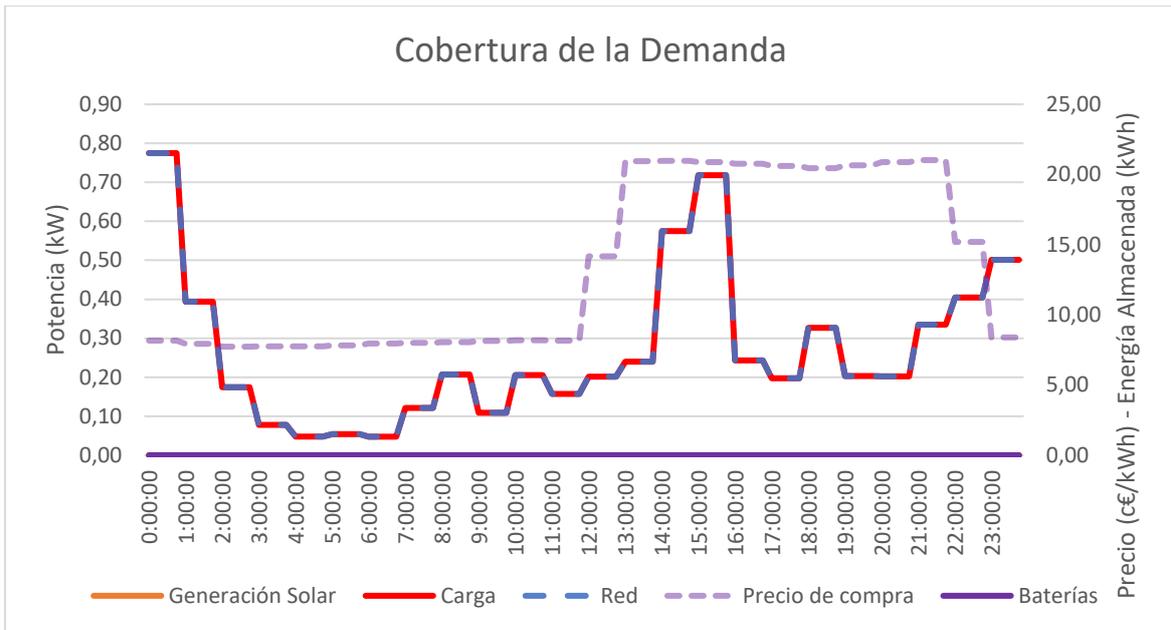


Ilustración 38. Caso base para el grupo I de estudio (Diciembre-Enero).

En primer lugar, se presenta el caso base, donde se tiene la demanda de un día medio de “Enero-Febrero”, con una tarifa 2.0 DHA y cubierta en su totalidad por la red. El coste real del periodo de facturación de ese mes fue de 60,20€ con una tarifa 2.0A (término de potencia 15,8€ y 33,8€ el de energía junto con el peaje de PVPC propio de la tarifa 2.0A).

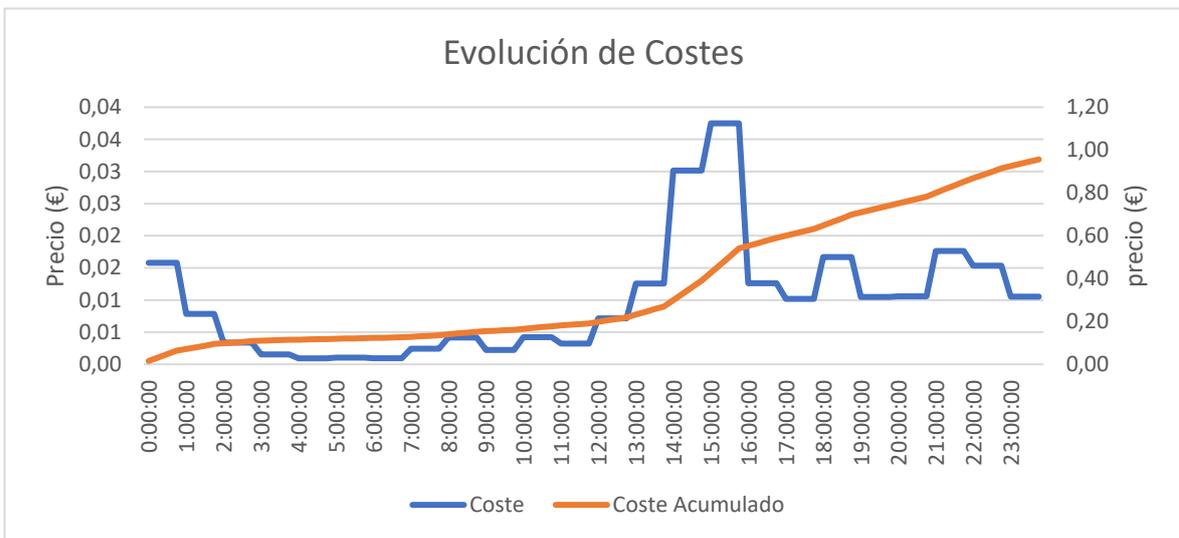


Ilustración 39. Evolución de costes para el grupo I de estudio (Diciembre-Enero)

Como se puede intuir, el coste total del término de energía proviene en este caso de cubrir la demanda, puesto que no se tienen baterías ni motores que absorban carga. Con el cambio de tarifa, el precio medio del día sería de unos 0,9€ pasando el término de energía a 28€, un ahorro del 17,86% dentro del término de energía.

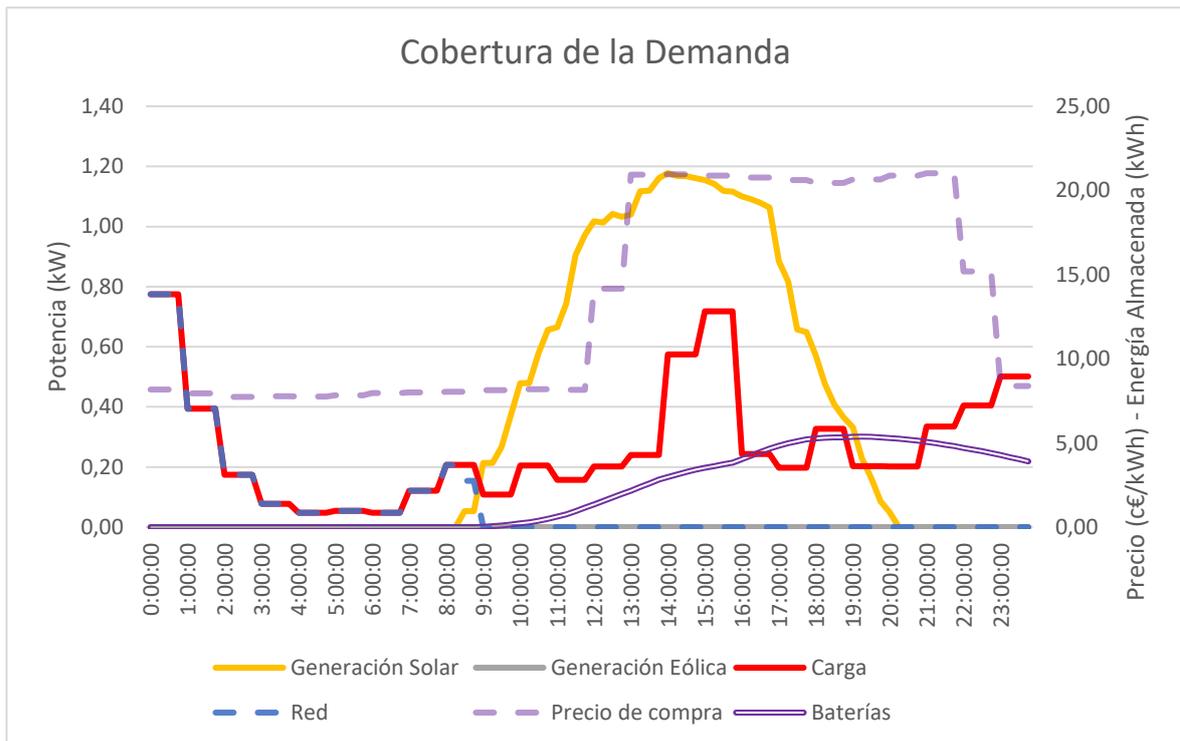


Ilustración 40. Cobertura de la demanda del grupo I (Diciembre-Enero) usando los algoritmos.

Tras el diseño inicial de la microrred, se adecúa la curva solar (que en un principio se obtiene por kW instalado, siendo la instalación prediseñada de 2,4 kW). Lo que se ha hecho ha sido tener en cuenta el cambio de producción según el mes en el que se esté realizando el ensayo. Así, gracias a la información proporcionada por PVGIS, se puede conocer cuántos kWh eléctricos de media se producen por kW instalado en la zona donde se ubica el suministro.

Tomando el patrón de una curva de un día soleado, se ha ponderado por la producción total del día (es decir, se ha dividido por la suma de energía producida en ese día patrón y se ha multiplicado cada cuarto de hora por la producción total que corresponde a un día del mes a estudiar). Observando la ecuación seguida, se tiene:

$$Energía\ producida_{i,m} = Energía\ patrón_i * \frac{(Producción\ del\ sistema\ diseñado)_m}{\sum_{n=1}^{96} (Energía\ patrón)_n}$$

- i=cuarto de hora que se está estudiando
- m=grupo de estudio en el que se incluye el cuarto de hora que se está estudiando
- n=cuarto de hora

Como se han tomado cinco grupos para el estudio, y lo que se quiere realmente observar es el modo de trabajo de las simulaciones, no se ha tenido en cuenta ningún día nublado.

La máxima demanda se solapa con la máxima producción de solar, por lo que además de poder cubrir la demanda en el periodo caro, se puede cargar parte de la batería que podría usarse o bien al comienzo del día siguiente, cuando no hay renovables, o en el periodo caro del día siguiente si la solar no es suficiente para cubrir el periodo pico.

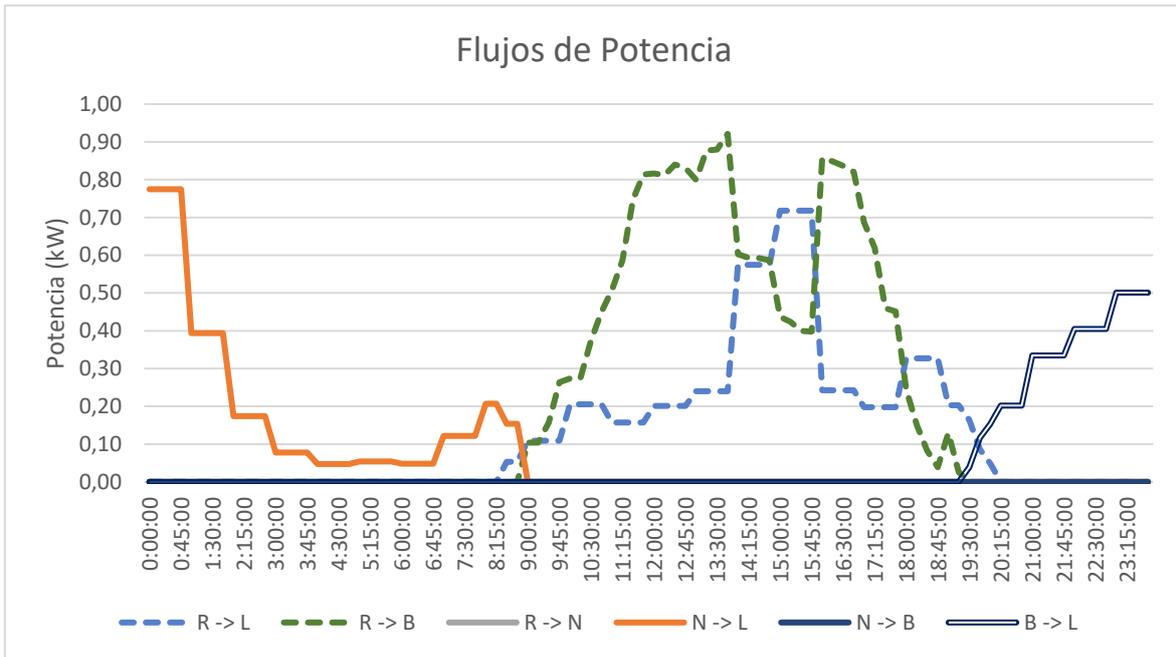


Ilustración 41. Flujos de potencia para el grupo 1 (Diciembre-Enero) usando los algoritmos.

A comienzos del día, cuando el precio de la energía es bajo, se tiene un flujo de red a carga. Aunque el precio es bajo, no es necesario cargar baterías también, puesto que el momento en que el precio de la energía es mayor, se cuenta con solar suficiente para hacer ambas cosas. Al final del día, cuando no se tiene solar disponible, se comienza a usar la batería puesto que el precio de la electricidad sigue siendo alto.

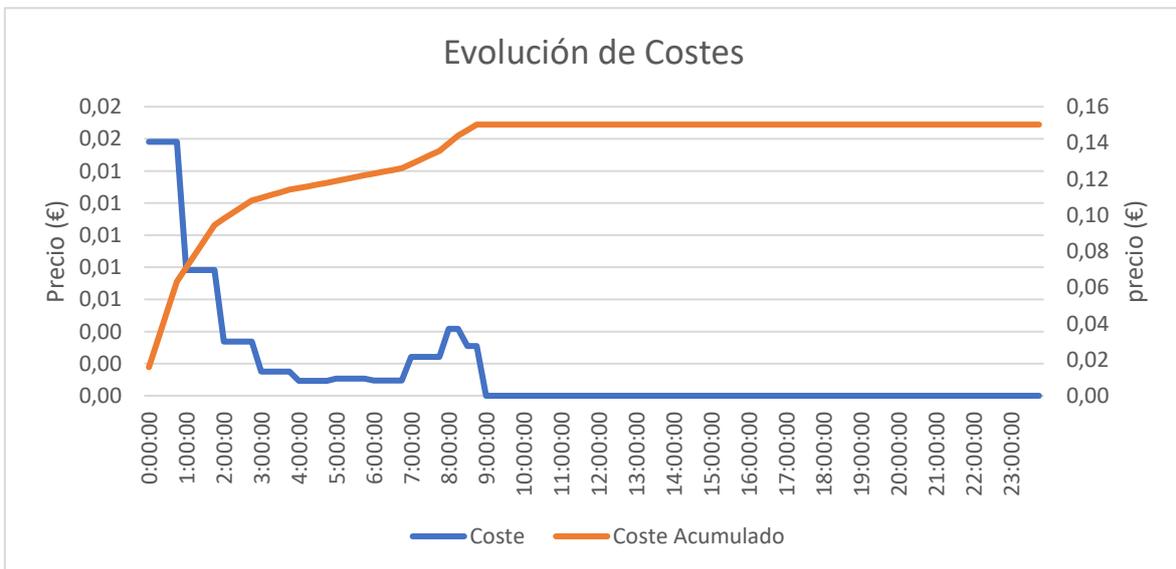


Ilustración 42. Evolución de costes para el grupo I (Diciembre-Enero) usando los algoritmos de optimización.

El término de energía disminuye hasta 0,15€ al día de media este mes, lo que supone 4,50€ en el mes, un ahorro en este término del 86,71%.

En cuanto a emisiones ahorradas, se parte de la situación de una demanda de 6,52 kWh. La parte que se cubre con red es de 1,88 kWh, es decir, un 28,83%. Por lo tanto, estamos evitando un 71,17% de emisiones que provienen de las tecnologías con las que se produce la energía de red.

Iberdrola comercializadora proporciona a los clientes el dato de que, por cada kWh producido, la electricidad que consumen emite 0,28 kg de CO₂ (por debajo de la media nacional que se estima en 0,31 kg de CO₂/kWh).

Por lo tanto, por día, se estaría ahorrando:

$$6,52 \text{ kWh} * 0,7117 * 0,28 \frac{\text{kg de CO}_2}{\text{kWh}} = 1,30 \text{ kg de CO}_2 \text{ evitados}$$

Anualmente, se podría extrapolar a un ahorro de emisiones de unos 475 kg de CO₂, lo que equivale a recorrer unos 2.700 km en coche de gasolina (de media consumen $\frac{1l \text{ gasolina}}{13km \text{ recorridos}}$, y cada litro de gasolina emite unos 2,3 kg de CO₂, según IDAE).

El término de potencia no se ha estudiado en el proyecto, siendo un punto de ahorro clave también, por lo que, para los cálculos de ahorro en cada grupo, esta parte de la factura como la de alquiler de equipos se ha mantenido como en el caso base. A continuación, se resume la información y resultados del grupo 1, dejando el total de 5 grupos en el **Anexo IV**.

G1	Término de energía caso base (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización (€)
	33,86	28,44	4,50
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía con nueva tarifa (€)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
84,17	23,94	86,71	29,36

Tabla 6. Resumen de resultados para el grupo 1 (Diciembre-Enero) del término de energía con el uso de los algoritmos de optimización.

ANUAL	Término de energía caso base (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización (€)
	246,29	210,79	22,39
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía con nueva tarifa (€)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
89,38	188,40	90,91	223,90

Tabla 7. Resumen de resultados anual del término de energía con el uso de los algoritmos de optimización.

6.3 Ahorro gracias a los algoritmos de optimización de la microrred y del estudio previo de tarifas.

ANUAL	Facturación base (€)	Término de potencia (€)	Término de energía previsto (€)	Impuesto sobre electricidad (€)
	588,16	200,38	22,39	11,39
Alquiler equipos de medida (€)	Base Imponible (€)	Facturación tras optimización (€)	Ahorro en la facturación tras la optimización (%)	Ahorro en la facturación tras la optimización (€)
9,66	243,82	295,02	49,84	293,14

Tabla 8. Resumen de resultados anual del ahorro de facturación con el uso de los algoritmos de optimización.

La conclusión que se extrae es que, gracias al estudio previo a la instalación, además del uso de producción eléctrica por generación distribuida, el cliente se podría ahorrar unos 300€ netos anuales, teniendo en cuenta que los ensayos se han realizado en la situación más desfavorable para cada grupo (batería descargada totalmente). Es cierto que no se han simulado los días nublados, pero la batería ha sido diseñada para tener entre 2 y 3 días de autonomía, sabiendo que con 4 días soleados y un perfil de carga como los estudiados, podría estar cargada totalmente sin necesidad de red.

Por lo tanto, el ahorro es de un 50% respecto a la situación inicial, mientras que el sobrecoste por el estudio previo es un 10% de la instalación diseñada.

Este caso, donde se tiene un suministro con un consumo por debajo de la media del tipo de domicilio y localidad, acoplar una instalación de estas características tendría un retorno muy alto (unos 20 años) por lo que se podría pensar en utilizarlo en edificios de nueva construcción o con otras características.

7. NORMATIVA

En este apartado se desea concretar la parte principal de la normativa que engloba el proyecto.

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica

- Órgano: MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
- Publicado en BOE de 06 de abril de 2019
- Vigencia desde 07 de abril de 2019

El proyecto, según la definición del real decreto, se incluye en la definición de un suministro de autoconsumo con excedentes. Como es este caso, cualquier domicilio acogido al PVPC podrá conectarse a red y tener compensaciones por cada vertido, o bien, establecer un suministro sin excedentes (al que habrá que acoplar un sistema antivertido, además de una tramitación administrativa que es bastante sutil).

Al tratarse de un suministro con tarifa 2.0 DHS (preseleccionada en la optimización tarifaria), se recibirá una compensación económica por cada vertido, de precio igual al medio diario de la energía comprada a la hora que se realiza el vertido.

Es importante conocer el mecanismo de facturación en el que se está involucrado pero el diseño de la instalación y los algoritmos de optimización no han tenido en cuenta el valor económico de los vertidos, sino que, más bien, han disminuido el consumo en horas pico. Así, se puede beneficiar de un momento dado en que las baterías no puedan almacenar más energía, pero las placas fotovoltaicas continúen produciendo a una potencia nominal. Este caso puede ser, por ejemplo, el de unas vacaciones familiares donde el consumo doméstico sea cercano a cero. Como es de esperar, el excedente de energía debe provenir de un recurso renovable.

En relación con las instalaciones de consumo, tanto en las modalidades de autoconsumo sin excedentes, como en las modalidades de autoconsumo con excedentes, los consumidores deberán disponer de permisos de acceso y conexión por sus instalaciones de consumo, si procede. En este caso, al ser una producción menor de 15 kW y en modalidad de autoconsumo con excedente (en suelo urbanizado), está exento de obtener permisos de acceso y conexión.

En cuanto a las baterías, el decreto asume que se pueden instalar elementos de almacenamiento, siempre que dispongan de las protecciones establecidas de seguridad y calidad industrial. Además, deben compartir el equipo de medida que muestre la generación neta.

Artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico: regula los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso.

- Órgano JEFATURA DEL ESTADO
- Publicado en BOE núm. 310 de 27 de diciembre de 2013
- Vigencia desde 28 de diciembre de 2013. Revisión vigente desde 13 de enero de 2019

Se definen las distintas tarifas del PVPC. Se han explicado en el correspondiente apartado 3.2 Normativa y alternativas tarifarias.

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

- Órgano MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y TURISMO
- Publicado en BOE núm. 77 de 29 de marzo de 2014
- Vigencia desde 30 de marzo de 2014. Revisión vigente desde 07 de octubre de 2018

Es aquí donde se definen los precios máximos al que las comercializadoras pueden ofrecer las tarifas de PVPC. Se ha destacado en el apartado 3.2 Normativa y alternativas tarifarias.

Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008

- Órgano MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO
- Publicado en BOE núm. 312 de 29 de diciembre de 2007
- Vigencia desde 01 de enero de 2008. Revisión vigente desde 01 de enero de 2018

Aparece la normativa de telegestión obligatoria en suministros de menos de 15 kW que permitan tarifas de discriminación horaria. Se ha hecho mención en el apartado 3.2 Normativa y alternativas tarifarias.

Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

- Órgano MINISTERIO DE ECONOMIA
- Publicado en BOE núm. 268 de 08 de noviembre de 2001
- Vigencia desde 09 de noviembre de 2001. Revisión vigente desde 07 de abril de 2019

Establece que un consumidor puede elegir la potencia a contratar, ajustándose a escalones de 0,1kW siempre que tenga un equipo de telegestión y el suministro tenga menos de 15 kW de potencia. Se trata de un punto interesante, pues, aunque la potencia real del suministro de estudio ha llegado en ocasiones a igualarse a la contratada, la mayor parte del tiempo es bastante inferior, por lo que es un punto de estudio interesante para tener en cuenta en el diseño de cualquier microrred.

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE

- Órgano PARLAMENTO Y CONSEJO DE LA UNION EUROPEA
- Publicado en DOUEL núm. 140 de 05 de junio de 2009
- Vigencia desde 25 de junio de 2009. Revisión vigente desde 05 de octubre de 2015

Se establece como objetivo global, que un 20 % del consumo bruto final provenga de energía renovable. Así, cada país miembro debe de tener una normativa que impulse la eficiencia energética y el ahorro de energía.

Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

- Órgano PARLAMENTO Y CONSEJO DE LA UNION EUROPEA
- Publicado en DOUEL núm. 328 de 21 de diciembre de 2018
- Vigencia desde 24 de diciembre de 2018

El propósito principal de la directiva es promover la eficiencia energética y el ahorro de energía, al igual que la anterior mencionada, pero con una visión al año 2030, estableciendo que la cuota de producción renovable sea de al menos un 32%.

Se debe incentivar la electricidad que provenga de fuentes renovables, adaptando los mercados eléctricos e integrándolo, de manera que sea fiable y estable, en la red.

8. GENERALIZACIONES Y CONCLUSIONES.

Finalmente, se va a hacer un resumen para tener una idea general de la metodología que se ha usado y de qué manera se podría emplear y mejorar.

8.1 Síntesis de la metodología empleada

Principalmente se han seguido tres pasos que llevan a la decisión final: estudio económico, estudio técnico y, para finalizar, simulación con los parámetros obtenidos en las dos etapas anteriores.

1. Estudio de tarifa. El precio horario es un dato para proporcionarle al programa de simulación. Aunque este lo hace cada cuarto de hora, se le proporciona el mismo precio cuatro veces. Para ello se ha decidido:

a) Establecer grupos de trabajo. En este caso, se han hecho 5 grupos, 4 separando los meses de más consumo y otro el conjunto de los otros 8 meses.

b) Tomar un día representativo de cada grupo. Si se hacen por periodos de facturación, teniendo 12 grupos, se deberá mirar qué día representa mejor el grupo, haciendo una serie de iteraciones hasta obtener un error aceptable entre el precio tomado y la facturación real de ese mes.

c) Calcular los precios hipotéticos de cada tarifa disponible. Se toma el día representativo y el consumo total de cada grupo de trabajo.

d) Comparar las tarifas disponibles. Se elige la que más ahorro proporcione, teniendo en cuenta en este caso, que el suministro doméstico se acoge al PVPC.

2. Diseño de la instalación.

a) Elección de las tecnologías. Se tiene en cuenta qué tipo de tecnología es aplicable en cada suministro (distintas viabilidades). Se prima la energía renovable y limpia. El motivo es, la necesidad de cubrir una demanda electrificada de una manera sostenible.

b) Potencia instalada. El tamaño de cada equipo se escogerá haciendo unos cálculos básicos iniciales y se corregirá (si es necesario) tras las simulaciones.

3. Simulación de la instalación diseñada.

a) Deshacer los grupos de trabajo. Se toma un solo día para cada simulación, ya que el diseño de la instalación se basa en un consumo medio diario (o máximo, según necesidad del cliente). No se debe realizar las simulaciones con consumos agrupados, pues hace que la instalación quede aparentemente mal dimensionada.

b) Comprobar la simultaneidad de demanda y producción y si la capacidad de almacenamiento es la correcta. Si el ahorro no es suficiente como para que el proyecto sea viable, será necesario volver al punto 2, pues es el que requiere de una inversión.

8.2 Estudio futuro y limitaciones actuales.

La metodología, implementada en una microrred tendría las mismas etapas modificadas (no se ha hecho así en el proyecto por cuestiones de alcance de este).

8.2.1 Limitaciones del proyecto

Las principales limitaciones con las que se ha contado han sido:

-Tiempo de simulación: dependiendo del caso que se presente, se realizan distintos números de iteraciones usando los algoritmos de optimización, llegando en algún caso, a necesitar más de 90 iteraciones.

- Simplificación de los datos de teledatada tomados cada hora, los cuales se han estimado a partes iguales para cada cuarto de hora. Para un análisis de datos más completo se podría obtener un contador con teledatada de datos cuartohorarios e incluso minutarios. Ayudaría a conocer la potencia que requiere el suministro realmente.

-La metodología tarifaria sirve para suministros acogidos al PVPC (mercado regulado).

-El beneficio se basa en producción mínima al mínimo coste (menos emisiones), no en beneficio económico (no se ha tenido en cuenta una retribución por verter a red).

Teniendo en cuenta estos puntos, para futuros estudios se podría modificar la metodología actual.

8.2.2 Modificaciones propuestas

1.Estudio de tarifa. Establecer tantos grupos como sea posible, siendo lo ideal tomar 365 días con los 365 precios proporcionados por REE. La idea es programar la descarga de los datos proporcionados por el operador del sistema, así como los que se tienen de distribuidora, casarlos y obtener los resultados para cada tarifa, prescindiendo así de las iteraciones para encontrar días suficientemente representativos.

La idea también es poder incluir los suministros que no estén acogidos al PVPC, incluyendo tarifas de 3 y 6 períodos que se puedan aplicar a empresas de mayores consumos.

2.Diseño de la instalación. La metodología seguida en cuanto al cálculo no tiene intención de ser cambiada, puesto que se ha tomado un consumo medio anual y se ha establecido cubrir con solar fotovoltaica aproximadamente la mitad de la demanda.

3.Simulación de la instalación diseñada. Como en el caso anterior, se deben deshacer los grupos de trabajo y probar simulaciones para asegurar que el diseño es correcto.

El resumen de las etapas de la metodología se muestra a continuación, teniendo en cuenta que están pendientes las marcadas en color naranja.

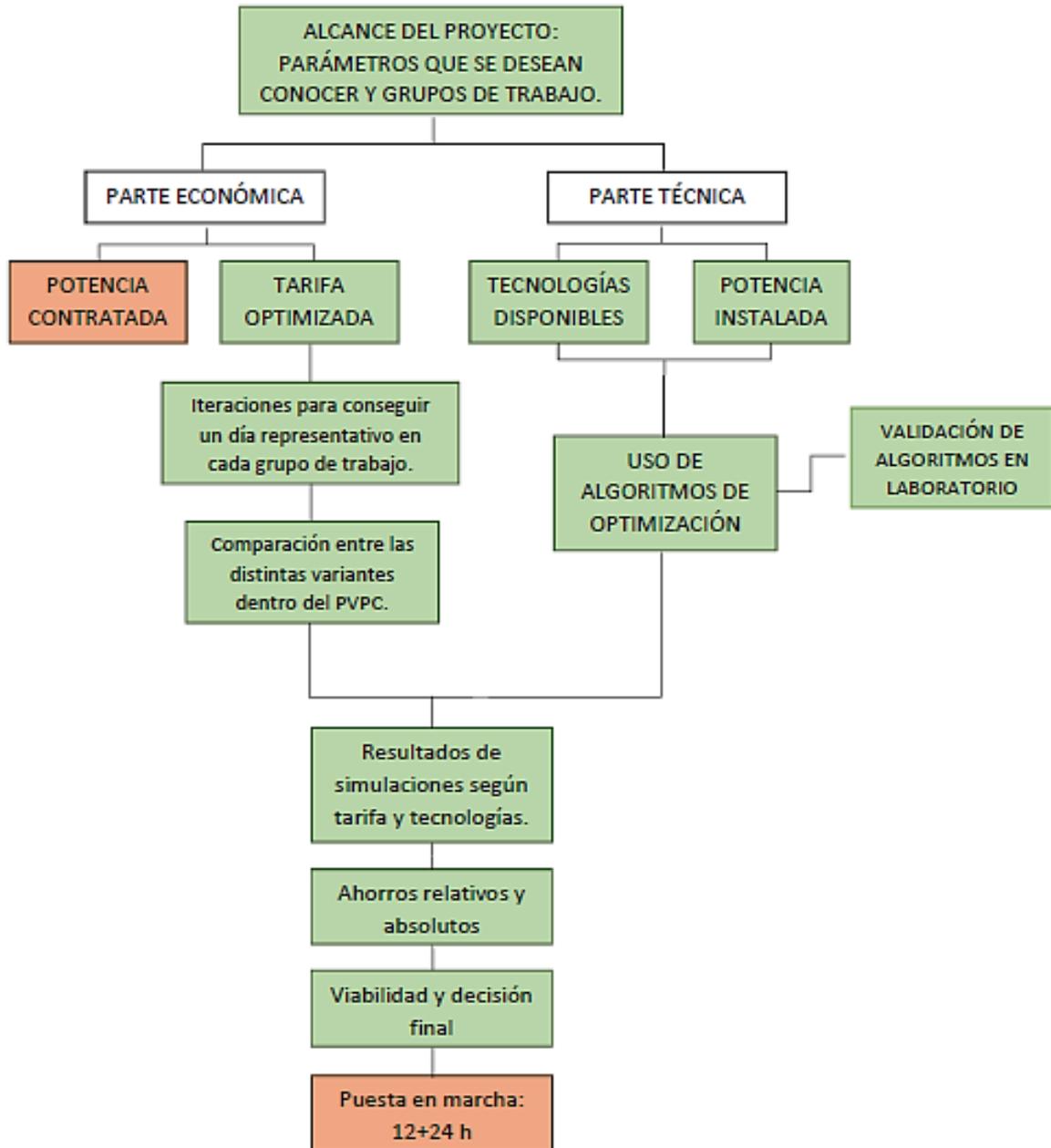


Ilustración 43. Resumen de las etapas de la metodología de diseño de microrredes.

8.3 Puesta en marcha de la microrred.

Tras el diseño y la optimización técnica y económica, se quiere adoptar un método de trabajo que incluya simulaciones de 12+24 horas, esto es, simulación de 12 horas de un día más un día completo, lo que proporcionará resultados adaptados a una situación más prologada que la diaria, teniendo en cuenta, por ejemplo, lo que ocasionaría para un día concreto comenzar con la batería descargada o, el caso contrario, necesitar parte de la batería cargada porque el precio de la energía es superior al día siguiente.

Los datos del mercado diario se pueden obtener de red eléctrica española con antelación, concretamente a las 12.00h del día anterior. La forma de automatizar la microrred sería, comenzar un día cualquiera de 24 horas y a partir de ahí solapar otra simulación a partir de las 12h, para que la microrred pase de un estado a otro a las 12.00h de cada día.

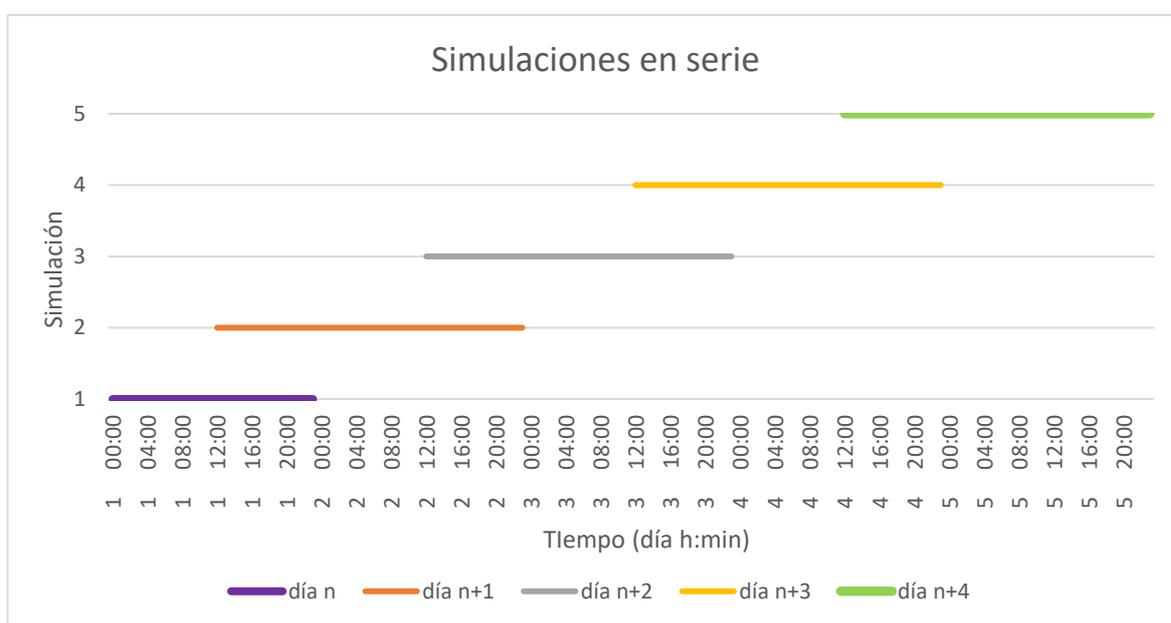


Ilustración 44. Método de simulaciones en serie.

La razón de querer alargar la metodología a un solape de 24+12h es dotar a la microrred de una información más amplia que optimice de mejor manera el funcionamiento, pues será en un primer momento optimizada para un día concreto, y a partir de ese funcionamiento, se recogerá información de 36 horas.

En las siguientes imágenes, se muestra la diferencia de simular 24h de un día aislado (n) para comenzar a las 00:00h con el día posterior (n+1) y la de simular 12+24h (12h del día n y 24 del n+1). Para que sea más visual, se ha simulado una subida de precios de un día para otro bastante acusada. Como a las 12h del día anterior contamos con los precios, es ese momento en el que se deben comenzar los cálculos.

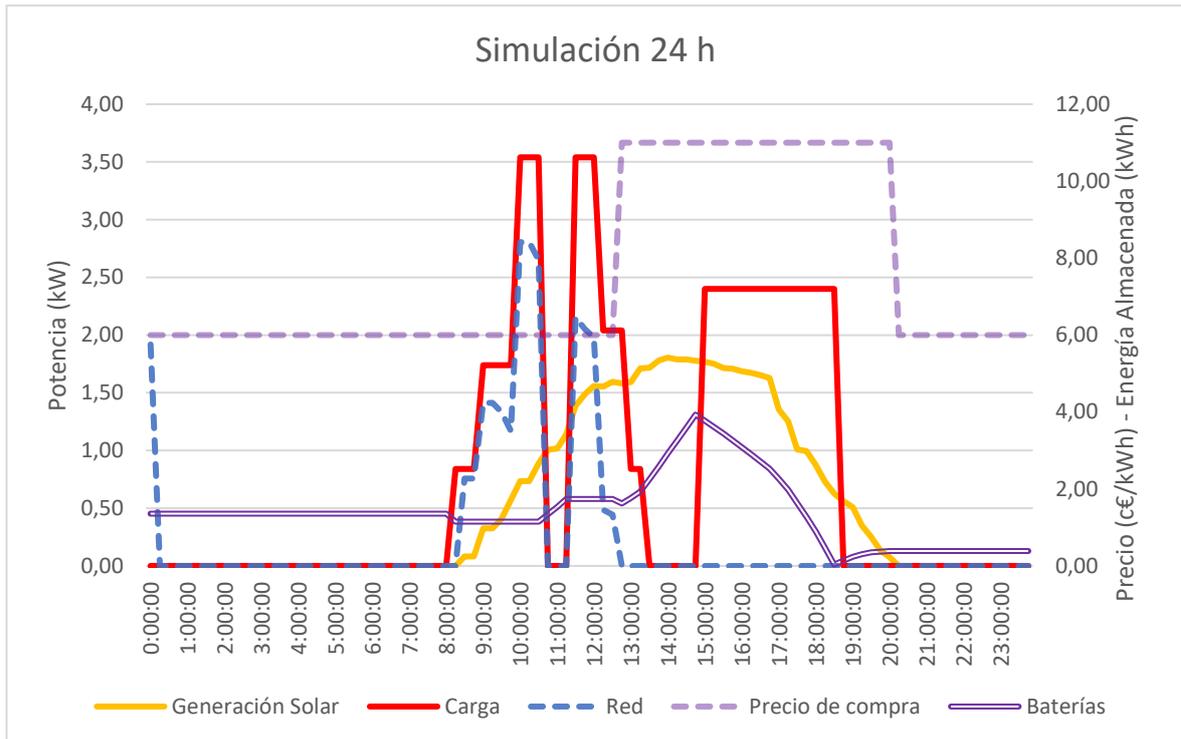


Ilustración 45. Simulación con una carga ficticia de 24h.

Como se puede observar, se parte de un caso cuya demanda se produce entre las 8:00 y las 19:00h, con una batería inicial de 1kWh, insuficiente para cubrir la demanda simplemente con energía renovable. Por lo tanto, el sistema se apoya de red en las horas valle, para cubrir la demanda junto a energía solar, cargando la batería en los momentos de excedente y usando la totalidad de la energía almacenada en la batería en las horas pico. Al final del día, donde no hay demanda, pero queda algo de radiación, se aprovecha para cargar la batería con el fin de no verter excedentes.

Simulación 12+24

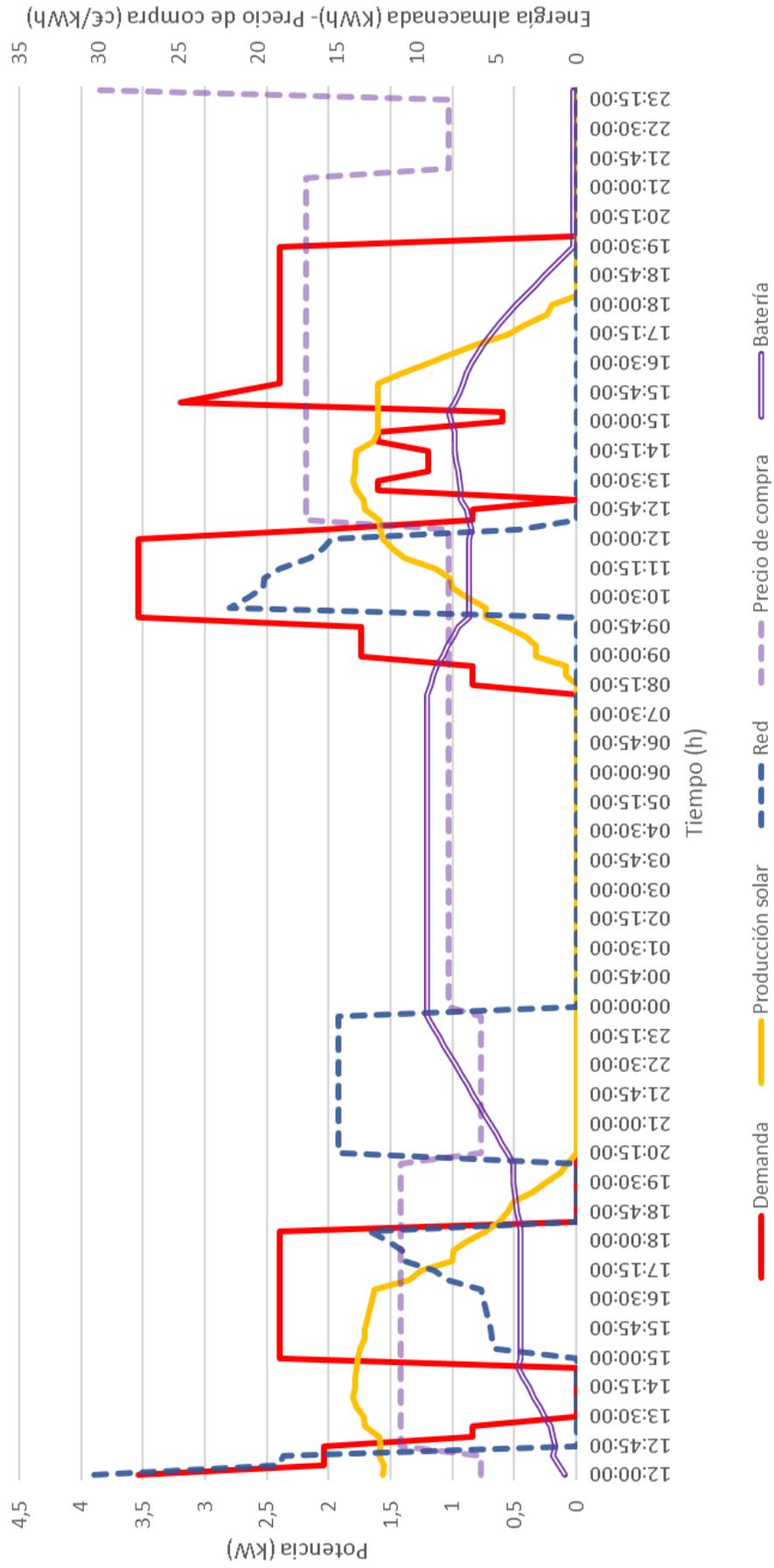


Ilustración 1. Simulación con carga ficticia de 12 + 24 h.

El otro caso, parte de una nueva simulación a las 12:00h, donde se ve que, a partir de las 14:30h, donde antes no se apoyaba de red, ahora en este nuevo caso se decide absorber de red con el fin de poder cargar la batería en horas posteriores (más baratas) y evitar al máximo consumir energía el día posterior, puesto que los precios son mayores en cualquier momento del día. Al final del día, como la simulación termina, se vuelve a dejar la batería descargada, por lo que con una nueva simulación de 12h + 24h se podría prever si esta decisión es correcta o no. En caso de que al día siguiente la demanda decaiga en horas con producción solar, o los precios sean mucho más bajos, la decisión sería acertada.

8.4 Conclusiones

Una oportunidad que ofrece tener la posibilidad de simular los consumos y las respuestas tecnológicas es que, si se prevé un aumento de consumo, se puede diseñar la instalación teniendo en cuenta esta crecida o disminución de producción, añadiendo el valor de la nueva carga a la obtenida del año anterior de datos de distribuidora (o de cualquier plataforma comercial si el contador es de propiedad). En caso de centrarse en un suministro doméstico, gracias a esta metodología es fácil identificar una nueva factura al adoptar algunas medidas de mejora de eficiencia energética, como podría ser, sustituir la cocina de butano (actualmente instalada) por una eléctrica, al igual que con la caldera de gasoil. Previamente se ha calculado la equivalencia en kWh del consumo de gasoil en el suministro, por lo que se podría ver de qué manera aumentaría el consumo en este caso y si sería rentable aumentar el tamaño de la instalación a costa de cambiar estos dos equipos.

Además, es complicado conocer la simultaneidad de producción y demanda si no se visualiza con una simulación de este estilo que, además, es capaz de mostrar distintos escenarios de producción ofreciendo el óptimo para cada situación.

Se aprecia el valor que tiene contar con la oportunidad de añadir la tarifa a la simulación, pues ocasiona que, tras una primera etapa de consumo mínimo de red, este se haga en momentos de precio mínimo. A partir de ahora, gracias al ministerio de transición ecológica, se ha comenzado la iniciativa de publicar los precios por los que se pagará el excedente de energía en instalaciones fotovoltaicas. Se quiere recalcar que el proyecto ha seguido un patrón de mínimas emisiones o, lo que es lo mismo, mínima producción de energía (tanto de consumo de red como de renovables). Por ello, no se ha incluido la retribución por excesos. El motivo es que la sociedad debe pasar el primer filtro a la hora de consumir, que sería reducir. La creación de microrredes y más para suministros domésticos, requiere de una concienciación social, pues se debe valorar en primer lugar una reducción de consumo y en segundo, un ahorro económico.

No se debe olvidar que el funcionamiento de una microrred y las simulaciones con antelación de 24 horas implican una previsión de demanda y de producción de renovables (no de precios, puesto que se descargan con antelación). Aparentemente no debería ser un problema en suministros domésticos, puesto que, como se ha visto con anterioridad, la curva de carga es bastante parecida durante el año, variando, eso sí, su valor numérico.

9. ESTUDIOS FUTUROS

Para suministro doméstico es aceptable estudiar las tres tarifas correspondientes al PVPC, puesto que se trata de precios bastantes competitivos. Sin embargo, al querer extrapolar la metodología para instalaciones de mayor potencia, habría que estudiar las ofertas realizadas por las comercializadoras que no sean de referencia puesto que sus propuestas pueden ser más interesantes cuando se presenta una industria con consumos considerables.

Siguiendo con la optimización económica, otro tema que tratar para un mayor ahorro con el estudio previo es la potencia contratada de la microrred. Se podría reducir, teniendo en cuenta que gracias a la generación distribuida no se van a absorber grandes picos de potencia de la red eléctrica (o no se debería). Además, como se comenta al principio del proyecto, el cambio tecnológico debe ir acompañado de un cambio social y de una correcta educación y formación energética, por lo que este punto puede ser atractivo en cuanto a ahorro con unas pocas pautas a seguir y con la implementación de la microrred.

Pasando a la parte más técnica, la previsión de la demanda en industria puede ser más sencilla incluso que en un suministro doméstico, especialmente en cadenas de producción con patrones de trabajo bastante marcados, oficinas o empresas con maquinaria que siguen unos horarios fijos. En caso de situación especial (paro de la instalación), aumento/disminución de producción o cambio de tecnología, con unos ratios correctamente establecidos (kWh/unidad de producción o kWh/trabajador) se podría prever esa variación en la demanda eléctrica.

Por otro lado, tanto la herramienta de simulación como el diseño de la instalación presentada en el proyecto, se ha basado en el esquema que se encuentra en el LabDER. El esquema es bastante completo, y cuenta con distintas tecnologías que, aunque no fueran concretamente las mismas, tendrían un comportamiento parecido y se podría simular de la misma forma. Aun así, se podría extender la metodología a otro tipo de diseños técnicos.

Se espera que el proyecto sirva como herramienta para el estudio previo y el diseño de microrredes de forma sencilla con una precisión aceptable y, que, en un futuro, se pueda continuar el trabajo con visión de instalaciones industriales.

10. BIBLIOGRAFÍA

A continuación, se exponen tanto los libros, como recursos web que han ayudado a la redacción del TFG.

- Murillo, F.J & Escrivà, G. (2017). *Diseño de un algoritmo de optimización para la gestión de recursos energéticos distribuidos en una microrred*. (TFM, Universidad Politécnica de Valencia)
- Alcor, E. (2008). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. España: PROGENSA (Promotora General de Estudios, S.A.). (Título en itálica)
- Sevilla, J. (2019, abril). *Red eléctrica y la integración de renovables*. Red Eléctrica, I, 56. 2019, abril, De Red Eléctrica Española Base de datos.
- Roger, J., Guasp, M. & Porta, C. (2010). *Tecnología Eléctrica*. Madrid: Síntesis, D.L.
- Publicaciones UPV. (2015). Capítulo 3. En *Apuntes de proyectos* (pp.67-94). Valencia: UPV.
- Noticias Jurídicas. Consultas varias: BOE, Reales Decretos, Comisión Europea, Base de datos.
- “*Technology Roadmap. Smart Grids*”. International Energy Agency. Extracto sacado del recurso: www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

11. ANEXOS

ANEXO I. Resultado por grupos del estudio económico.

		Coste según tarifa		
		2.0A	2.0 DHA	2.0 DHS
GRUPO 1. DICIEMBRE - ENERO	Precios elegidos (€)	33,86	28,44	29,49
	Termino de energía (€)	30,34	26,27	26,95
		Error	Ahorro	Ahorro
	Absoluto (€)	-3,52	5,43	4,37
	Porcentaje (%)	-11,61	17,88	14,40
GRUPO 2. ENERO - FEBRERO	Precios elegidos (€)	31,86	26,74	27,42
	Termino de energía (€)	29,96	24,98	25,19
		Error	Ahorro	Ahorro
	Absoluto (€)	-1,90	5,12	4,44
	Porcentaje (%)	-6,35	17,09	14,83
GRUPO 3. JUNIO - JULIO	Precios elegidos (€)	27,59	28,33	28,50
	Termino de energía (€)	24,92	27,77	27,82
		Error	Ahorro	Ahorro
	Absoluto (€)	-2,67	-0,75	-0,92
	Porcentaje (%)	-10,70	-3,00	-3,69

GRUPO 4. JULIO - AGOSTO	Precios elegidos (€)	30,47	30,50	30,61
	Termino de energía (€)	31,11	29,84	29,95
		Error	Ahorro	Ahorro
	Absoluto (€)	0,64	-0,03	-0,14
	Porcentaje (%)	2,06	-0,10	-0,45
GRUPO 5. RESTO DE MESES	Precios elegidos (€)	122,51	96,77	98,35
	Termino de energía (€)	117,22	91,07	91,52
		Error	Ahorro	Ahorro
	Absoluto (€)	-5,29	25,73	24,16
	Porcentaje (%)	-4,51	21,95	20,61
RESUMEN ANUAL		Error	Ahorro	Ahorro
	Absoluto (€)	-12,74	35,50	31,91
	Porcentaje (%)	-5,45	17,76	15,84

Tabla 9. Resultado de las alternativas tarifarias del PVPC aplicadas a un suministro doméstico concreto.

ANEXO II. Datos completos de radiación PVGIS

- Latitud: 38°35'38" Norte,
- Longitud: 1°41'13" Oeste
- Potencia nominal del Sistema fotovoltaico: 1kWp
- Inclinación de los módulos: 35 grados.
- Orientación (azimut) de los módulos: 0 grados

Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Enero	3.38	105	4.26	132
Febrero	4.00	112	5.08	142
Marzo	4.66	144	6.11	189
Abril	4.58	137	6.13	184
Mayo	4.73	147	6.44	200
Junio	5.04	151	6.99	210
Julio	5.21	162	7.35	228
Agosto	4.96	154	6.98	217
Septiembre	4.50	135	6.17	185
Octubre	4.05	126	5.42	168
Noviembre	3.45	104	4.44	133
Diciembre	3.14	97.4	3.96	123
Media anual	4.31	131	5.78	176
Total del año	1570	2110		

Tabla 10. Radiación recibida en un suministro concreto. Datos PVGIS.

- Ed: Media diaria de producción de electricidad del sistema dado (kWh)
- Em: Media mensual de producción de electricidad del sistema dado (kWh)
- Hd: Media diaria de la suma de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)
- Hm: Media de la suma de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m²)

ANEXO III. Resultado optimizaciones de los cinco grupos de trabajo.

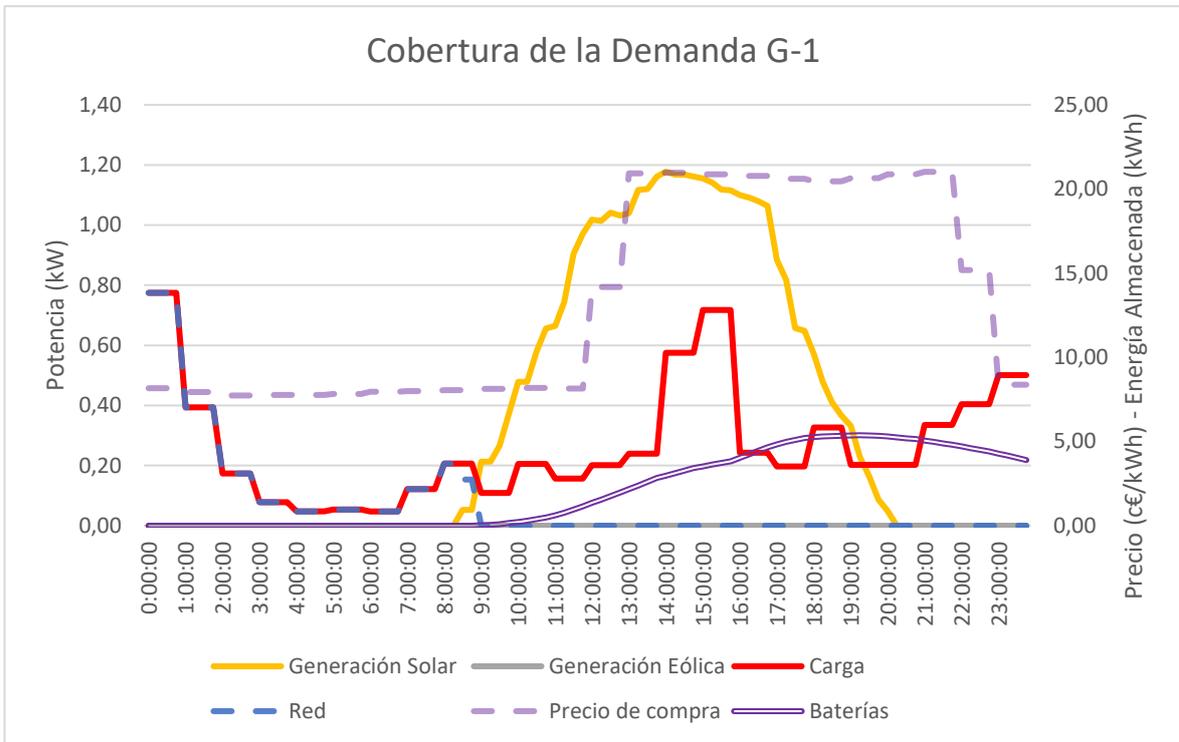


Ilustración 47. Resultado optimización grupo 1 (Diciembre-Enero).

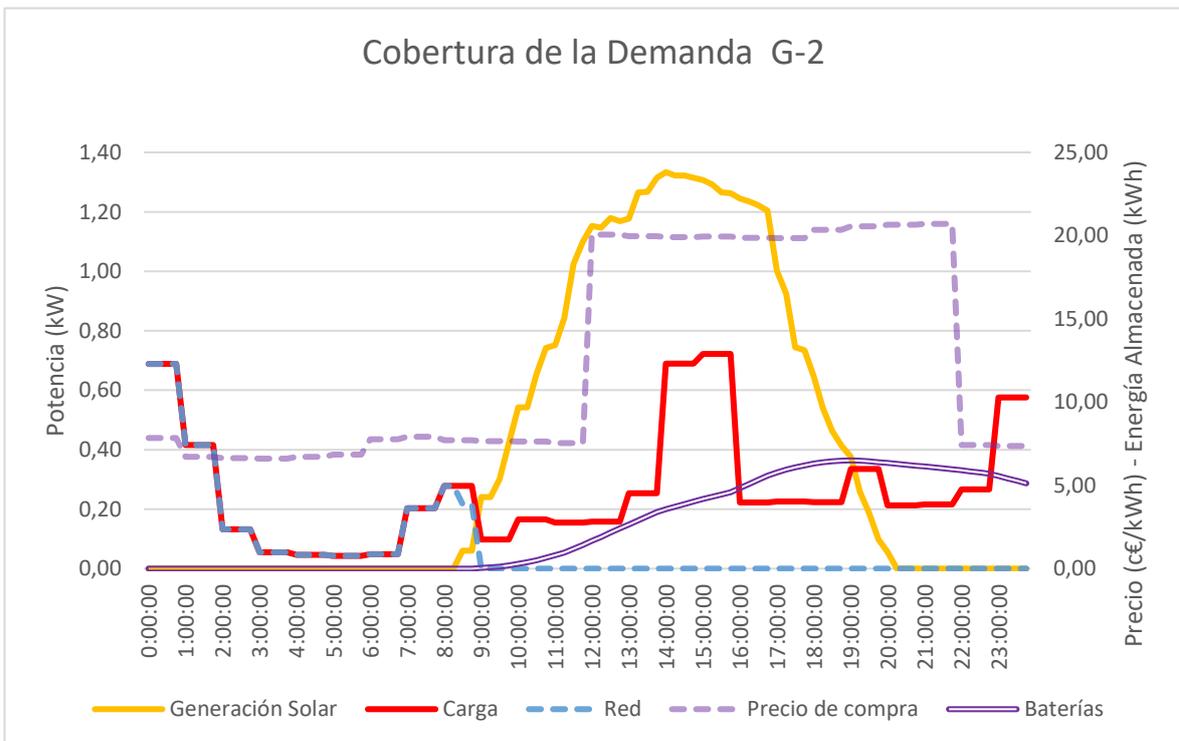


Ilustración 48. Resultado optimización grupo 2 (Enero-Febrero).

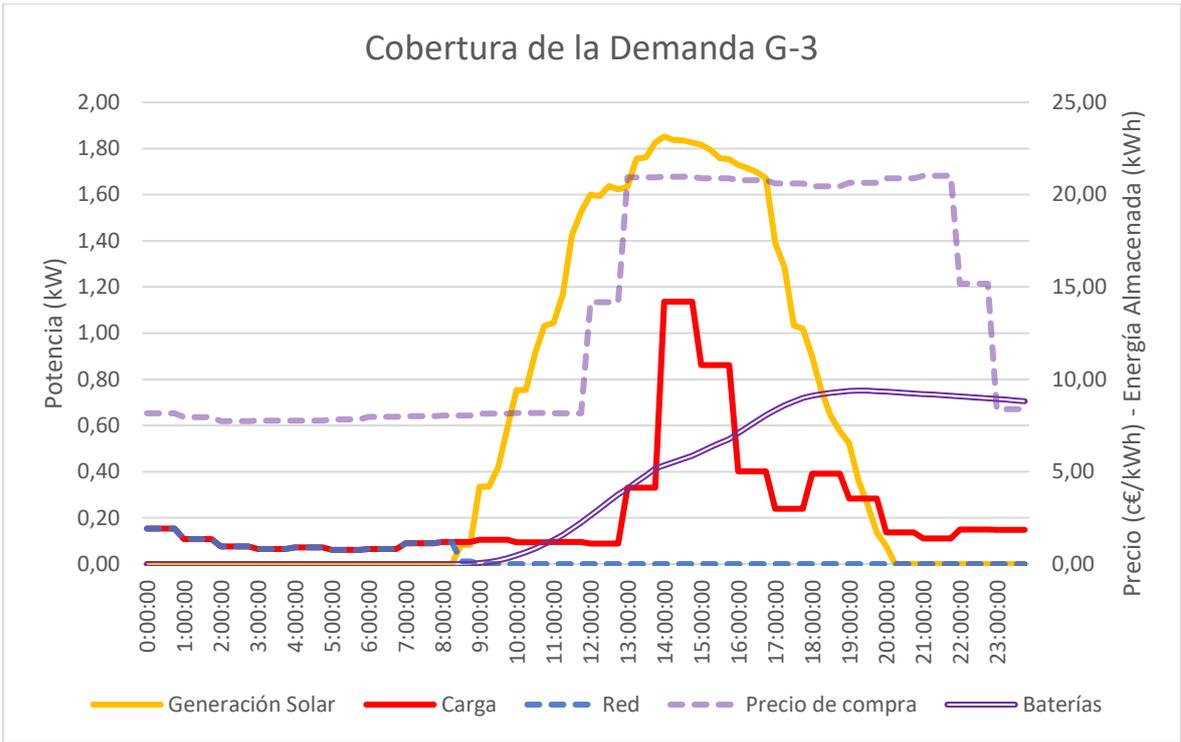


Ilustración 49. Resultado optimización grupo 3 (Junio-Julio)

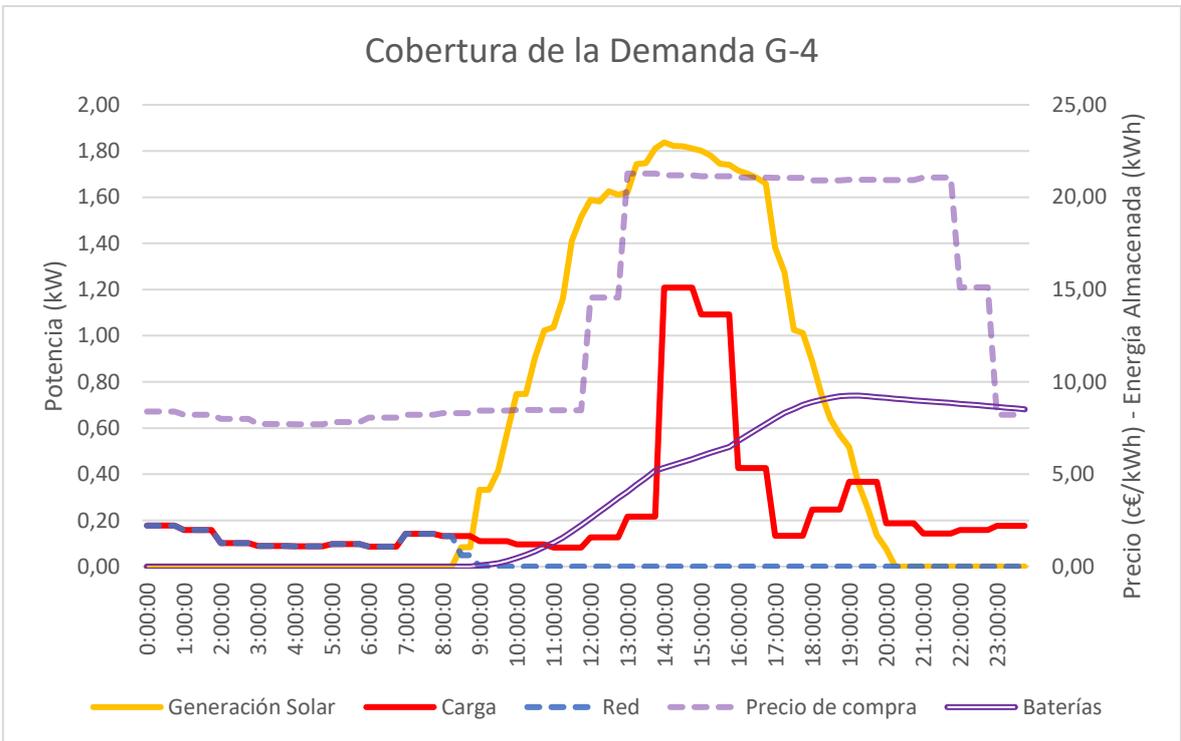


Ilustración 50. Resultado optimización grupo 4 (Julio-Agosto)

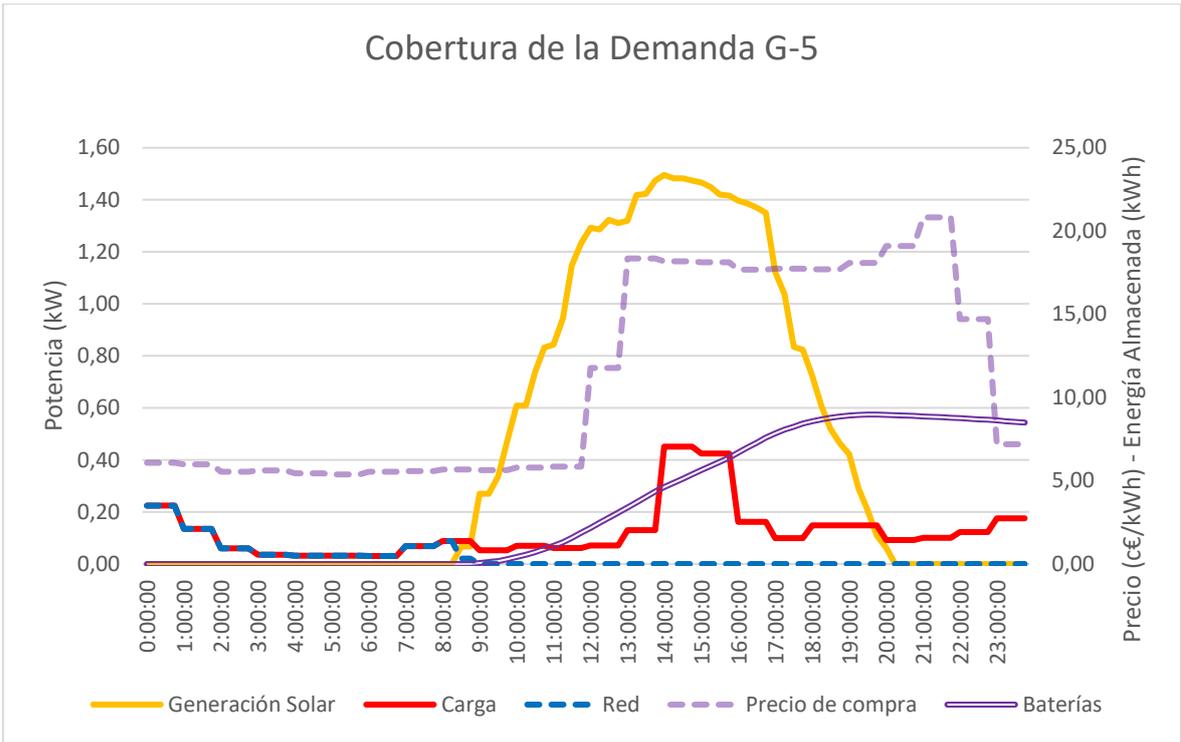


Ilustración 51. Resultado optimización grupo 5 (meses menos consumo).

ANEXO IV. Ahorro en el término de energía de cada grupo tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización.

G1	Término de energía caso base	Término de energía tras cambiar la tarifa	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización
	33,86	28,44	4,50
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía (€) con nueva tarifa	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
84,17	23,94	86,71	29,36

G2	Término de energía caso base (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización (€)
	31,86	26,74	4,18
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía con nueva tarifa (€)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
84,36	22,56	86,87	27,68

G3	Término de energía caso base (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización (€)
	27,59	28,33	1,78
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía con nueva tarifa (€)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
93,73	26,56	93,56	25,81

G4	Término de energía caso base (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización (€)
	30,47	30,50	2,50
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía con nueva tarifa (€)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
91,81	28,00	91,80	27,97

G5	Término de energía caso base (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa (€)	Término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización (€)
	122,51	96,77	9,43
Ahorro término de energía con nueva tarifa (%)	Ahorro término de energía con nueva tarifa (€)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (%)	Ahorro término de energía tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos (€)
90,25	87,34	92,30	113,07

Tabla 11. Resultados de cada grupo de trabajo del término de energía con el uso de los algoritmos de optimización.

ANEXO V. Ahorro facturación de cada grupo tras cambiar la tarifa y usar los algoritmos de optimización.

G1	Facturación base (€)	Término de potencia (€)	Término de energía previsto (€)	Impuesto sobre electricidad (€)
	60,20	15,86	4,50	1,04
Alquiler equipos de medida (€)	Base Imponible (€)	Facturación tras optimización (€)	Ahorro en la facturación tras la optimización (%)	Ahorro en la facturación tras la optimización (€)
0,77	22,17	26,83	55,44	33,37

G2	Facturación base (€)	Término de potencia (€)	Término de energía previsto (€)	Impuesto sobre electricidad (€)
	59,71	15,86	4,18	1,02
Alquiler equipos de medida (€)	Base Imponible (€)	Facturación tras optimización (€)	Ahorro en la facturación tras la optimización (%)	Ahorro en la facturación tras la optimización (€)
0,77	21,84	26,42	55,75	33,29

G3	Facturación base (€)	Término de potencia (€)	Término de energía previsto (€)	Impuesto sobre electricidad (€)
	48,44	12,58	1,78	0,73
Alquiler equipos de medida (€)	Base Imponible (€)	Facturación tras optimización (€)	Ahorro en la facturación tras la optimización (%)	Ahorro en la facturación tras la optimización (€)
0,61	15,70	19,00	60,78	29,44

G4	Facturación base (€)	Término de potencia (€)	Término de energía previsto (€)	Impuesto sobre electricidad (€)
	64,31	18,59	2,50	1,08
Alquiler equipos de medida (€)	Base Imponible (€)	Facturación tras optimización (€)	Ahorro en la facturación tras la optimización (%)	Ahorro en la facturación tras la optimización (€)
0,91	23,08	27,92	56,58	36,39

G5	Facturación base (€)	Término de potencia (€)	Término de energía previsto (€)	Impuesto sobre electricidad (€)
	355,50	137,49	9,43	7,51
Alquiler equipos de medida (€)	Base Imponible (€)	Facturación tras optimización (€)	Ahorro en la facturación tras la optimización (%)	Ahorro en la facturación tras la optimización (€)
6,60	161,03	194,85	45,19	160,65

Tabla 12. Resultados de cada grupo de trabajo en cuanto a facturación con el uso de los algoritmos de optimización.