



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER
TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“Diseño de un algoritmo de
optimización para la gestión de
recursos energéticos distribuidos en
una microrred”**

AUTOR: Murillo Palencia, Francisco José

TUTOR: Escrivá Escrivá, Guillermo

Curso Académico: 2016-17

29/06/2017

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar la ocasión para agradecerles a mis padres el apoyo recibido durante todos estos años y destacar también la gran labor de mi tutor, Guillermo Escrivá, sin el cual todo este proceso habría sido imposible.

Por último destacar la enorme calidad humana de mis compañeros que han hecho de estos años un periodo muy feliz en mi vida.

¡Gracias a todos ellos!

RESUMEN

El objetivo del presente TFM es el diseño y validación de un algoritmo que permita la gestión óptima de recursos en una microrred. Los puntos de control que se afrontan en el proceso son: la correcta simulación de la red, la correcta optimización de los recursos y, aún más importante, la correcta aplicación de ambas soluciones a la realidad. Las metodologías desarrolladas para cada superar cada uno de estos retos constituyen una herramienta robusta y fiable para operar estas redes.

Se validan los resultados mediante simulaciones y ensayos experimentales en el LabDER, laboratorio disponible en el IIE que dispone de diferentes fuentes renovables (solar, eólica, etc.). Los resultados extraídos arrojan algo más de luz sobre los diversos factores que afectan al funcionamiento de las Smart Grids y en qué medida comprometen su viabilidad, identificando y ayudando a comprender aquellos aspectos que resultan más críticos.

Pero más allá de las conclusiones obtenidas aquí, las herramientas desarrolladas facilitan el análisis técnico-económico de estos sistemas y con ello también abren una puerta a futuros proyectos en este campo.

Palabras Clave: Smart Grids, Microrredes, Energías Renovables, LabDER.

ÍNDICE

Índice	4
1. Introducción.	9
1.1 Antecedentes.	9
1.2 Objetivo.	10
1.3 Estructura del documento.....	10
2. Antecedentes.	12
2.1 Redes eléctricas inteligentes.....	12
2.2 Descripción del LabDER UPV.	13
2.3 Equipos del LabDER.....	14
2.3.1 Generador fotovoltaico.....	15
2.3.1.1 Paneles solares fotovoltaicos.....	15
2.3.1.2 Inversor solar.....	17
2.3.2 Generador grupo electrógeno.....	17
2.3.3 Generador de biomasa.....	18
2.3.4 Generador eólico.....	18
2.3.5 Hidrogeno y pila de combustible.....	18
2.3.6 Analizadores de redes.....	19
2.3.7 Inversor/cargador XANTREX XW4548.....	19
2.4 Microrred LabDER.....	21
2.4.1 Sistema de almacenamiento.....	22
2.5 Sistema de control y gestión energético del LabDER.....	23
3. Simulación del laboratorio.....	26
4. Ensayos de validación.....	32
4.1 Ensayo de validación 1.....	32
4.2 Ensayo de validación 2.....	36
4.3 Ensayo de validación 3.....	38
4.4 Ensayo de validación 4.....	41
5. Diseño del algoritmo de optimización.....	45
5.1 Algoritmo de optimización del uso de las renovables (AOUR).....	45
5.2 Algoritmo de optimización del uso de las baterías (AOUB).....	47
6. Casos de estudio.....	49

6.1	Caso de estudio 1: Producción renovable y demanda descoordinadas.....	49
6.2	Caso de estudio 2: Abundancia de energía renovable.....	64
6.3	Caso de estudio 3: Baterías a plena carga.....	75
7.	El modelo estacionario.....	87
7.1	Escenario de referencia del modelo estacionario.....	89
7.2	La solución optimizada.....	96
8.	Conclusiones.....	103
9.	Bibliografía.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de conexión del generador fotovoltaico.....	15
Figura 2. Analizador de redes PM 710 (Schneider Electric, 2015).....	19
Figura 3. Posibles interconexiones del XANTREX con la microrred y la red BT.....	20
Figura 4. XANTREX, XW4548 (Enair, 2015).....	21
Figura 5. Batería TK-BAT250AH (Teknosolar, 2015).....	22
Figura 6. Panel frontal del panel de control de la microrred del LabDER.....	24
Figura 7. Comando de control e indicador.....	24
Figura 8. Localización de los comandos de control en la microrred del LabDER.....	25
Figura 9. Estado del sistema 23a.....	28
Figura 10. Estado del sistema 23b.....	28
Figura 11. Estado del sistema 62a.....	29
Figura 12. Estado del sistema 62b.....	29
Figura 13. Estado del sistema 62c.....	30
Figura 14. Datos reales del primer ensayo de validación.....	33
Figura 15. Datos reales cuartohorarios del primer ensayo de validación.....	33
Figura 16. Resultado de la simulación del primer ensayo.....	34
Figura 17. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 1).....	35
Figura 18. Datos reales del segundo ensayo de validación.....	36
Figura 19. Datos reales cuartohorarios del segundo ensayo de validación.....	36
Figura 20. Resultado de la simulación del segundo ensayo.....	37
Figura 21. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 2).....	38
Figura 22. Datos reales del tercer ensayo de validación.....	39
Figura 23. Datos reales cuartohorarios del tercer ensayo de validación.....	39
Figura 24. Resultado de la simulación del tercer ensayo.....	40
Figura 25. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 3).....	41
Figura 26. Datos reales del cuarto ensayo de validación.....	42
Figura 27. Datos reales cuartohorarios del cuarto ensayo de validación.....	42
Figura 28. Resultado de la simulación del cuarto ensayo.....	43
Figura 29. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 4).....	43
Figura 30. Esquema del algoritmo de optimización del uso de las renovables.....	46
Figura 31. Esquema del algoritmo de optimización del uso de las baterías.....	48
Figura 32. Distribución de la demanda y perfil renovable. Caso de estudio 1.....	49
Figura 33. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 1.....	50
Figura 34. Costes del sistema. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 1.....	51
Figura 35. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 1.....	52
Figura 37. Costes del sistema. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 1.....	53
Figura 38. Evolución del proceso de optimización. Caso de estudio 1.....	54
Figura 39. Cobertura de la demanda. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 1.....	56
Figura 40. Flujos de potencia. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 1.....	57
Figura 41. Cobertura de la demanda. Escenario óptimo. Caso de estudio 1.....	59
Figura 42. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 1.....	60

Figura 43. Costes del sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 1.	63
Figura 44. Distribución de la demanda y la producción renovable. Caso de estudio 2.	64
Figura 45. Costes del sistema. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 2.	65
Figura 46. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 2.	66
Figura 48. Costes del sistema. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 2.	67
Figura 49. Evolución del proceso de optimización. Caso de estudio 2.	68
Figura 50. Cobertura de la demanda. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 2.	69
Figura 51. Flujos de potencia en el sistema. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 2.	70
Figura 52. Cobertura de la demanda. Escenario óptimo. Caso de estudio 2.	71
Figura 53. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 2.	72
Figura 54. Costes del sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 2.	74
Figura 55. Distribución de la demanda y la producción renovable. Caso de estudio 3.	75
Figura 56. Evolución de los costes. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 3.	76
Figura 57. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 3.	77
Figura 59. Costes del sistema. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 3.	78
Figura 60. Evolución del proceso de optimización. Caso de estudio 3.	79
Figura 61. Cobertura de la demanda. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 3.	80
Figura 62. Flujos de potencia en el sistema. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 3.	81
Figura 63. Cobertura de la demanda. Escenario óptimo. Caso de estudio 3.	83
Figura 64. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 3.	84
Figura 65. Costes del sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 3.	85
Figura 66. Algoritmo de optimización del modelo estacionario.	88
Figura 67. Perfil del caso estacionario (3 días).	90
Figura 68. Cobertura de la demanda para el escenario de referencia 1. Modelo estacionario (3 días).	91
Figura 69. Evolución de los costes. Escenario de referencia 1. Modelo estacionario (3 días).	92
Figura 70. Cobertura de la demanda para el escenario de referencia 2. Modelo estacionario (3 días).	93
Figura 71. Flujos de potencia en el sistema. Escenario de referencia 2. Modelo estacionario (3 días).	94
Figura 72. Evolución de los costes. Escenario de referencia 2. Modelo estacionario (3 días).	95
Figura 73. Evolución del proceso de optimización. Optimización local 1 (modelo estacionario).	96
Figura 74. Evolución del proceso de optimización. Optimización local 2 (modelo estacionario).	97
Figura 75. Evolución del proceso de optimización. Optimización local 3 (modelo estacionario).	97
Figura 76. Cobertura de la demanda para el escenario óptimo. Modelo estacionario (3 días).	99
Figura 77. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Modelo estacionario (3 días).	100
Figura 78. Evolución de los costes. Escenario de óptimo. Modelo estacionario (3 días).	101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los paneles solares fotovoltaicos. (Instituto de Ingeniería Energética-UPV, 2014).	15
Tabla 2. Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos Zhejiang Wanxiang Solar (Shine-Solar, 2015).....	16
Tabla 3. Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos Rec Solar (Rec-Solar, 2015).....	16
Tabla 4. Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos USL Photovoltaics (Solar Photovoltaic Modules, 2007).	16
Tabla 5. Especificaciones técnicas del Inversor Schneider (Xantrex, 2009).	17
Tabla 6. Especificaciones técnicas del generador del grupo electrógeno PRAMAC.	17
Tabla 7. Especificaciones técnicas del generador del generador eólico Anelion (Universidad-Politécnica-de-Valencia, 2014).....	18
Tabla 8. Especificaciones técnicas del inversor del generador eólico (Universidad-Politécnica-de-Valencia, 2014).....	18
Tabla 9. Especificaciones técnicas PM 710 (Schneider Electric, 2015).	19
Tabla 10. Especificaciones técnicas XANTREX (Enair, 2015).	21
Tabla 11. Especificaciones técnicas de las baterías TK-BAT250AH (Teknosolar, 2015).	23
Tabla 12. Las 64 posiciones de los comandos de control.....	27

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 ANTECEDENTES.

En las últimas décadas los sistemas eléctricos hacen frente a un gran aumento de la demanda al mismo tiempo que se genera una preocupación por el futuro de los combustibles fósiles, preocupa su escasez y sobretodo preocupa su impacto en el medioambiente.

Esto provoca que se estén buscando de forma incesante nuevas formas de producir energía, más respetuosas con el planeta, así como mecanismos para mitigar la escalada de demanda eléctrica de las sociedades industrializadas. La generación de energía eólica y solar es ya una realidad y ante la necesidad de integrarlas lo antes posible en los sistemas eléctricos han surgido nuevas tecnologías de almacenamiento energético que cada día luchan por ser más competitivas.

Pero este cambio de paradigma energético no afecta sólo a los productores sino también a los consumidores, que forman cada vez más un parte activa en el sistema, y para los cuales la contaminación y el coste de la energía ya suponen un problema social de primer orden.

Si generadores y consumidores están cambiando su forma de ver la electricidad, es inevitable que las redes que los conectan cambien también para adaptar todos estos cambios que se producen de forma irreversible. Las redes que se construyeron para abastecer a los núcleos de población desde grandes centros de producción deslocalizados se ha demostrado que presentan problemas para gestionar la variabilidad de las energías renovables, que distorsionan el concepto clásico del equilibrio entre generación y demanda.

Pero no sólo las plantas renovables de generación son problemáticas, el autoconsumo y la implantación paulatina del coche eléctrico también se espera que provoquen un cambio en la forma de funcionar de los sistemas eléctricos de los países.

El siguiente proyecto se enmarca dentro del estudio llevado a cabo por el Instituto de Ingeniería Energética de la Universitat Politècnica de València en el campo de las redes eléctricas inteligentes y la generación distribuida.

Aprovechando las instalaciones de Laboratorio de Recursos Energéticos Distribuidos (LabDER), se pretende desarrollar una estrategia de explotación óptima para una red de estas características, y obtener conclusiones que sean extrapolables a redes de mayor tamaño en el ámbito industrial y en el ámbito de la distribución eléctrica.

Actualmente el laboratorio dispone de forma activa de un generador eólico, un array de paneles fotovoltaicos, un generador diésel, un inversor-cargador y un banco de baterías que, pudiendo funcionar tanto de forma aislada en su conjunto como conectados a red, permiten estudiar el funcionamiento de una configuración típica en este tipo de redes.

Los equipos de monitorización y control integrados en el laboratorio permiten operar de forma local y remota dicha red, pero se carece actualmente de un modelo virtual de la misma, que permita estudiar y comprender mejor los fenómenos que ocurren durante su operación.

1.2 OBJETIVO.

Cuando se opera una red eléctrica de cualquier tamaño, es vital estimar con antelación cómo se va a comportar, sólo así se puede establecer una estrategia de operación que sea fiable y robusta. Para ello es posible basarse en modelos empíricos, extrayendo conclusiones a partir de ensayos y situaciones anteriores o desarrollar un modelo analítico que agilizaría enormemente este proceso permitiendo desarrollar estrategias de explotación para cualquier escenario previsto sin necesidad de una cantidad inabarcable de ensayos y/o un tiempo muy elevado de cálculo por parte de los técnicos.

En este proyecto se pretende desarrollar un algoritmo capaz de hallar el funcionamiento óptimo de una red eléctrica inteligente en condiciones controladas o bajo previsiones realistas. El modelo desarrollado debe hacer especial hincapié en los sistemas de almacenamiento, su modelado y las posibilidades derivadas de su correcta gestión. Una vez desarrollado este algoritmo y demostrada su fiabilidad, se pretende comenzar con el análisis de este tipo de redes, identificando el tipo de procesos que sugiere para los escenarios óptimos de operación.

El análisis de las soluciones computacionales para estas redes se espera que permita extrapolar criterios lógicos aprehensibles por los operadores humanos, otorgando a estos una visión más precisa de la forma que toman las soluciones óptimas bajo diversas hipótesis de funcionamiento.

En última instancia, este algoritmo ha de servir también como referencia para futuros sistemas de gestión que permitan la operación autónoma de las redes eléctricas inteligentes.

1.3 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.

En primer lugar se establecerán las bases de las redes eléctricas inteligentes y los recursos energéticos distribuidos, haciendo un breve repaso a las tecnologías disponibles en la microrred objeto de estudio.

Una vez descritas las instalaciones que hacen posible este proyecto, se abordará la simulación informática del laboratorio, teniendo en cuenta la casuística especial que aplica en este proyecto.

Para validar los resultados generados por el modelo de simulación se analizarán cuatro ensayos reales realizados en las instalaciones del laboratorio, incluyendo múltiples situaciones y formas de operación.

El grueso del proyecto lo constituye el diseño y la posterior programación de un algoritmo capaz de operar la microrred de forma óptima. La potente herramienta obtenida como resultado del proyecto se empleará para explicar tres supuestos, los cuáles permitirán profundizar y entender en detalle las formas de proceder del algoritmo y las estrategias de optimización que emplea, comprobando que efectivamente dan lugar a los mejores escenarios posibles.

El modelo estacionario constituye un intento por incorporar el algoritmo desarrollado a situaciones lo más realistas posibles.

Por último se discutirán las conclusiones obtenidas sobre el algoritmo, sobre la operación de las microrredes y sobre los futuros retos que se pueden enfrentar con la herramienta desarrollada en este proyecto.

2. ANTECEDENTES.

2.1 REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES.

El imparable desarrollo de las tecnologías renovables de producción eléctrica pone de manifiesto la necesidad de un nuevo modelo de red que facilite su integración en el sistema eléctrico. Los grandes centros de producción alejados de los núcleos de consumo pierden fuerza en favor de la generación distribuida, plantas de menor tamaño integradas en las ciudades o sus alrededores.

El concepto de *Smart Grid* o red eléctrica inteligente nace para hacer posible esta transformación. En las redes eléctricas inteligentes todos los sistemas de generación, transmisión, consumo, y almacenamiento (incluyendo el vehículo eléctrico como elemento fundamental para la operación de los sistemas, al ser una fuente de consumo y de almacenamiento energético) están en constante comunicación e interactúan para determinar los flujos energéticos que optimicen la operación del sistema, el aprovechamiento de los recursos renovables y el abastecimiento de la demanda (Lasseter, 2011).

Las redes eléctricas inteligentes presentan una serie de ventajas con respecto a las redes tradicionales.

Por una parte, se adaptan a todas las opciones de generación y almacenamiento energético, optimizando el uso de los recursos. Además, por lo general son capaces tanto de trabajar de forma aislada como de trabajar conectadas a una red principal, aumentando la fiabilidad de la red y aumentando la calidad del suministro, reduciendo el número de interrupciones.

Esto las hace especialmente atractivas para zonas geográficas donde la red de transporte, que es la otra opción más fiable, no puede llegar por el alto coste que tendría su construcción y mantenimiento.

Además, las redes eléctricas inteligentes, por su tamaño reducido y su importante fracción de generación renovable distribuida, minimizan las pérdidas en el sistema y reducen las emisiones de CO₂.

Las *Smart Grids* deberían permitir una participación directa de los consumidores, proporcionándoles herramientas y mecanismos para intervenir activamente en los balances energéticos, mejorando la estabilidad y reduciendo los costes del sistema y obteniendo ellos mismos un rédito económico.

Sin embargo, las redes eléctricas requieren de soluciones técnicas complejas para su funcionamiento y robustez.

Por una parte, el control y gestión de la red requiere de sistemas más caros que los tradicionales para permitir su autogestión. La aparatosa de media tensión empleada en estas redes también resulta más costosa que en la red de distribución por sus fines operativos (Roldán Blay, 2016).

Requieren de protocolos de comunicación robustos que permitan un tráfico de información seguro entre los distintos sistemas de la *Smart Grid* y con los consumidores.

Por último, las tecnologías renovables y los sistemas de almacenamiento, sobre todo estos últimos, deben madurar mucho para ser capaces de competir con las grandes centrales y la economía de mercado.

Los sistemas de almacenamiento energético constituyen la piedra angular para la viabilidad de las redes eléctricas inteligentes. Al estar basadas en una gran cantidad de fuentes intermitentes de energía, como son la mayoría de renovables, es el almacenamiento energético el que permite dar fiabilidad al suministro de la red.

Por un lado participan en el control de tensión de la red, mitigando los huecos de tensión y las sobretensiones, dado que sus tiempos de respuesta son inferiores a los de los generadores (Yang, Zhang, & Xiao, 2015).

También facilitan la integración en el sistema de las *Smart Grids*, dando mecanismos para asegurar el suministro y controlar los flujos de potencia. Sin ellos, la alta componente renovable haría difícil su participación en un mercado energético (Tianguang & Qian, 2016).

Y, por supuesto, aportan fiabilidad a la red y capacidad de gestión y operación.

Cabe introducir por último el concepto de *Micro Grid* o microrred.

Se conoce como microrred a una red eléctrica inteligentes que trabaja en el nivel de baja tensión, gestionando equipos y consumos del orden de unos pocos kilowatios (CENER). Estas redes requieren de equipos y controladores que actualmente son caros para una instalación doméstica o industrial. No obstante, por sus características son muy empleadas en el ámbito de la investigación.

Por su tamaño, es más importante si cabe su capacidad para trabajar conectadas a una red principal.

La microrred sobre la que se desarrollará el siguiente estudio es la microrred LabDER de la Universitat Politècnica de València.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL LABDER UPV.

El laboratorio de recursos energéticos distribuidos (LabDER) del Instituto de Ingeniería Energética de la Universidad Politécnica de Valencia es una instalación donde se realizan actividades de investigación, desarrollo e innovación dentro del campo de las energías, en donde varios tipos de generación energética presentes en el LabDER están relacionados por medio de sistemas híbridos de energías en el rango de kW. El LabDER posee sistemas de generación de energía en biomasa, fotovoltaica, hidrogeno y eólica interconectados mediante un sistema de gestión y control, el cual adapta la generación a la demanda y se apoya en sistemas de almacenamiento energético (baterías), además de encontrarse interconectado con la red de baja tensión.

El laboratorio se encuentra ubicado en una instalación de una planta de aproximadamente 103,68 metros cuadrados y cuenta con varios tipos de equipos generadores de energía, además de un sistema de gestión energético.

El LabDER posee los siguientes equipos:

- Un generador eólico de 5kWp.
- Un generador fotovoltaico de 2,17kWp.
- Un gasificador de biomasa de lecho fluido.
- Un grupo electrógeno de gasolina.
- Un banco de baterías de 48 V (250 Ah).
- El sistema de control LabDER.

Por otra parte, el LabDER está dividido en las siguientes áreas:

- Biomasa.
- Solar fotovoltaico.
- Eólica.
- Hidrogeno.
- Microrred.
- Diagnóstico y control (Instituto de Ingeniería Energética-UPV, 2014).

Cada una de estas áreas tiene sus propios equipos lo que hace posible que el sistema pueda generar y distribuir la energía dentro del laboratorio.

La microrred es un sistema de gestión de energía desarrollado por el Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia, el cual integra varios sistemas de generación como: biomasa, eólica, fotovoltaica y además brinda la posibilidad de integrar otros pequeños sistemas a la microrred como por ejemplo un sistema de almacenamiento de energía: baterías, súper-condensadores, volantes de inercia o botellas de hidrogeno comprimido y sistemas de generación eléctrica del grupo electrógeno.

La principal función de la microrred LabDER es gestionar, administrar y distribuir mediante un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) la energía producida por los generadores del sistema de forma aislada, integrarlos e interconectarlos con un sistema de almacenamiento de energía o con la red de baja tensión según sea la demanda energética de un determinado momento. Este sistema brinda la posibilidad de supervisar la distribución energética, además de dirigir la energía en cualquier dirección desde o hacia los sistemas de almacenamiento de energía o la misma red pública de baja tensión.

2.3 EQUIPOS DEL LABDER.

En el caso de esta investigación se desea integrar el generador fotovoltaico, el generador eólico, el grupo electrógeno, el sistema de baterías y la red de baja tensión, debido a esto dichos sistemas serán tratados más en profundidad que los otros, sin embargo es importante mencionar que en futuros estudios se podrían integrar todos los equipos del LabDER.

Los principales equipos del LabDER son:

2.3.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El laboratorio cuenta con una planta fotovoltaica de 2,1 kWp, cuyos paneles solares son de silicio mono y poli-cristalino, los que están localizados en el techo del laboratorio, el inversor de red utilizado es monofásico de 2,5 kW.

Un generador fotovoltaico está constituido principalmente por los paneles solares fotovoltaicos y por un inversor, a continuación se describen las características técnicas de estos elementos.

2.3.1.1 PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.

El generador fotovoltaico del laboratorio cuenta con paneles de distintas marcas y de diferentes materiales. En total son 11 paneles conectados en serie, con esto se obtiene una tensión nominal de 354 V y una potencia de 2.125 W. El esquema de la conexión de los paneles fotovoltaicos y del inversor se muestra en la siguiente figura.

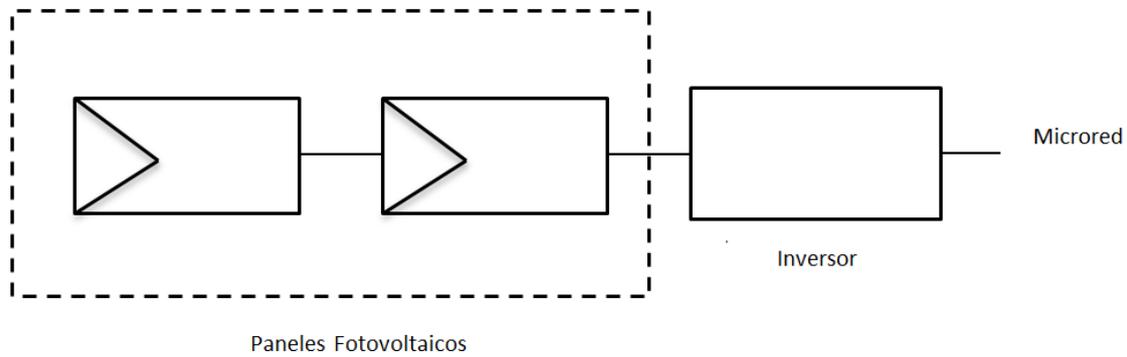


Figura 1. Esquema de conexión del generador fotovoltaico.

En la siguiente tabla se detallan los modelos y el número de paneles de cada tipo.

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los paneles solares fotovoltaicos. (Instituto de Ingeniería Energética-UPV, 2014).

Marca	Modelo	Cantidad	Tipo
Zhejiang Wanxiang Solar	WSX180	4	Si Monocristalino
Rec Solar	230AE	5	Si Policristalino
USL Photovoltaics	USP145	2	Si Policristalino

Resultando en una potencia pico total instalada de 1.960 W.

A continuación se presentan tablas de las especificaciones técnicas de cada uno de los paneles fotovoltaicos presentes en el generador fotovoltaico del LabDER.

Tabla 2. Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos Zhejiang Wanxiang Solar (Shine-Solar, 2015).

Especificaciones técnicas	Zhejiang Wanxiang Solar
Modelo	WSX180
Tipo	Si Monocristalino
Potencia pico (P _{mg})	180 W
Voltaje a máxima potencia (V _{mpp})	35,65 V
Corriente a máxima potencia (I _{mpp})	5,05 A
Voltaje a circuito abierto (V _{oc})	44,28 V
Corriente de corto circuito (I _{sc})	5,60 A
Dimensión del modulo	1580x808x40 mm
Peso	15,5 Kg.

Tabla 3. Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos Rec Solar (Rec-Solar, 2015).

Especificaciones técnicas	Rec Solar
Modelo	230AE
Tipo	Si Policristalino
Potencia pico (P _{mg})	230 W
Voltaje a máxima potencia (V _{mpp})	29,0 V
Corriente a máxima potencia (I _{mpp})	8,0 A
Voltaje a circuito abierto (V _{oc})	36,9 V
Corriente de corto circuito (I _{sc})	8,6 A
Dimensión del modulo	1665x991x43 mm
Peso	21,9 Kg.

Tabla 4. Especificaciones técnicas de los paneles fotovoltaicos USL Photovoltaics (Solar Photovoltaic Modules, 2007).

Especificaciones técnicas	USL Photovoltaics
Modelo	USP 45
Tipo	Si Policristalino
Potencia pico (P _{mg})	45 W
Voltaje a máxima potencia (V _{mpp})	17,1 V
Corriente a máxima potencia (I _{mpp})	2,64 A
Voltaje a circuito abierto (V _{oc})	21,5 V
Corriente de corto circuito (I _{sc})	2,94 A
Dimensión del modulo	670X665x38 mm

2.3.1.2 INVERSOR SOLAR.

La energía generada por el sistema fotovoltaico fluye hacia un inversor Schneider modelo Xantrex GT 2.5 que es el encargado de transformar la energía de corriente continua que proviene de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna, a continuación se presenta una tabla con las características técnicas del inversor.

Tabla 5. Especificaciones técnicas del Inversor Schneider (Xantrex, 2009).

Especificaciones técnicas	Schneider
Modelo	Xantrex GT 2.5
Tensión de entrada, intervalo del punto de máxima potencia	195 a 550 Vcc
Tensión de circuito abierto del campo, máximo absoluto	600 Vcc
Intensidad de entrada máxima	14,1 Acc
Intensidad máxima de cortocircuito del campo	24 Acc
Potencia recomendada del campo FV	2750 W
Potencia máxima de salida	2500 W
Potencia de salida nominal	2300 kW ca
Intensidad de salida máxima	12,5 Aca
Tensión de red nominal	230 V ca
Frecuencia de red nominal	50 Hz

2.3.2 GENERADOR GRUPO ELECTRÓGENO.

Otro de los equipos que están gestionados por el sistema es el generador del grupo electrógeno monofásico de 10 kW alimentado por gasolina. Este equipo posee un depósito de combustible de larga duración, además está equipado con un panel de control que le permite integrar accesorios y opciones para usarlo en distintas aplicaciones.

Tabla 6. Especificaciones técnicas del generador del grupo electrógeno PRAMAC.

Especificaciones técnicas	PRAMAC
Modelo	S12000
Marca de motor	Honda
Sistema de arranque	Eléctrico
Frecuencia	50 Hz
Voltaje	230 V
Fase	1
Potencia de emergencia LTP	11,9 kVA
Potencia máxima nominal LTP	10,7 kW
Potencia continua COP	10,0 kVA
Potencia primaria nominal	10 W

2.3.3 GENERADOR DE BIOMASA.

El laboratorio cuenta con una caldera de biomasa de 14 Kw, en esta instalación se analiza cómo de óptimo resulta la combustión de la biomasa y la calidad de la combustión. Otro proceso analizado en estos equipos es la gasificación de biomasa lo que se realiza por medio de un gasificador de lecho fluido y uno de lecho fijo, los dos de 10 kW. El gas producido en este proceso se pretende utilizar en un generador de electricidad mediante un motor de combustión interna.

Esta instalación no está disponible para su uso por el momento, de forma que no se ha incluido en el presente estudio.

2.3.4 GENERADOR EÓLICO.

El LabDER cuenta con un generador eólico de tecnología de máquina sincrónica el cual está conectado a un generador síncrono de imanes permanentes. La energía producida en los equipos anteriormente descritos es rectificadora a corriente continua y posteriormente fluye hasta un inversor monofásico el cual está diseñado para ser conectado a la red.

Tabla 7. Especificaciones técnicas del generador del generador eólico Anelion (Universidad-Politécnica-de-Valencia, 2014).

Especificaciones técnicas	Anelion
Modelo	SW 3,5 GT
Potencia máxima	5000 W
Peso	125 Kg
Diámetro	3,5 m.
Número de paletas	3
Voltaje máximo de la turbina	400 Vms
Corriente máximo de la turbina	20 Ams
Voltaje máximo del inversor	280 Vms
Corriente máxima del inversor	22 Ams

Tabla 8. Especificaciones técnicas del inversor del generador eólico (Universidad-Politécnica-de-Valencia, 2014).

Especificaciones técnicas	Windy boy
Modelo	WB 2500
Potencia máxima DC	2700 W
Voltaje máximo de entrada /voltaje DC nominal	600V/300V
Rango de voltaje en modo turbina	224 V – 600 V
Potencia de salida	2300 W
Potencia máxima aparente AC	2500

2.3.5 HIDROGENO Y PILA DE COMBUSTIBLE.

El sistema de almacenamiento energético de hidrogeno del LabDER permite absorber energía producida por los generadores de fuentes renovables cuando existe exceso de generación para

utilizarlo cuando la microrred no pueda cubrir la energía demandada por las cargas. Este proceso de almacenamiento energético en hidrogeno está constituido por un sistema de electrólisis del agua, un compresor, una botella de almacenamiento y una pila de almacenamiento PEM (Proton Exchange Membrane).

Este sistema aún no posee un inversor que permita su conexión a red, por lo que tampoco será tenido en cuenta en el estudio.

2.3.6 ANALIZADORES DE REDES.

Son dispositivos que permiten analizar propiedades de las redes eléctricas. La microrred dispone del tipo PM 710 fabricado por la empresa Schneider Electric, las especificaciones técnicas y la fotografía del dispositivo se encuentran a continuación.

Tabla 9. Especificaciones técnicas PM 710 (Schneider Electric, 2015).

Especificaciones técnicas	PM 710
Visualizador	Múltiples valores simultáneos
Pantalla	Antirreflejo y retro-iluminada con color verde
Dimensión	96 X 96 X 50 mm
Precisión en corriente (1 A a 6 A)	± 0,5%
Precisión en voltaje (50 V a 277 V)	± 0,5%
Protocolo de comunicación	Modbus



Figura 2. Analizador de redes PM 710 (Schneider Electric, 2015).

2.3.7 INVERSOR/CARGADOR XANTREX XW4548.

Es la parte más importante del sistema de control energético LabDER, es un inversor/cargador híbrido de onda sinusoidal es decir cumple la función de distribuir la energía proveniente de diversas fuentes de energía, por ejemplo puede distribuir la energía originada en paneles fotovoltaicos o de un sistema eólico o de uno de biomasa. También se puede alimentar el sistema por medio de baterías, las mismas que pueden ser cargadas desde un generador del grupo electrógeno o desde la red de baja tensión y

si existe excedente de energía el XANTREX puede inyectar esa energía a la red, todo esto lo realiza de forma continua y sin cortes de flujo de energía al momento de cambiar de fuente de alimentación.

El dispositivo cuenta con varias entradas y o salidas de corriente alterna AC1 y AC2 y ACLoad. AC1, que es bidireccional, permite tomar la función de entrada o salida de energía desde o hacia la red. AC2 también es bidireccional y conecta con el generador del grupo electrógeno, lo cual puede llegar a ser problemático en ciertas condiciones que se analizarán más adelante. ACLoad permite el paso de entrada de energía alterna desde el sistema fotovoltaico o la salida hacia una toma externa para un uso determinado. Además posee un paso bidireccional de corriente continua por el cual se realiza la carga de las baterías o la alimentación al sistema desde las baterías.

A continuación se presenta un esquema del funcionamiento del XANTREX.

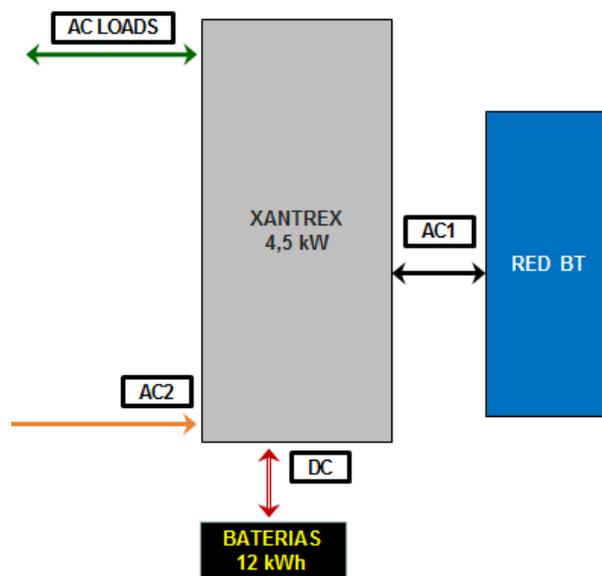


Figura 3. Posibles interconexiones del XANTREX con la microrred y la red BT.

El XANTREX presenta las siguientes especificaciones técnicas:

Tabla 10. Especificaciones técnicas XANTREX (Enair, 2015).

Especificaciones eléctricas	XANTREX XW4548
Potencia de salida de continua	4500W
Sobretensión transitoria	9000 W
Forma de onda	Onda senoidal pura
Eficacia máxima	95,6%
Conexiones CA	CA1 (red), CA2 (generador)
Distorsión armónica total	< 5% a potencia nominal
Intensidad CC a potencia nominal	96 A
Tensión de salida CA	230V CA +/- 3%
Frecuencia de salida CA	50Hz +/- 0,1Hz
Intervalo de tensión de entrada de CA	156 – 280 V CA
Intervalo de frecuencia de entrada de CA	40 – 68Hz (50Hz nominales)
Intervalo de tensión de entrada de CC	44 – 64 V
Dimensiones	580x410x230 mm
Peso del inversor	53,5 kg

En la Figura 4 se muestra el XANTREX utilizado en el LabDER.



Figura 4. XANTREX, XW4548 (Enair, 2015).

2.4 MICRORRED LABDER.

La microrred LabDER es el sistema por medio del cual están interconectados los sistemas de generación energética, el sistema de baterías y la red de baja tensión del laboratorio, y cuya función es gestionar la energía para proveer la demanda de la manera más eficiente.

Las entradas de energía de la microrred, como se ha visto, son los siguientes DERs:

- Paneles fotovoltaicos.
- Generador del grupo electrógeno de gasolina.
- Aerogenerador.
- Gasificador de biocombustible y generador de syngas.

Como se ha mencionado, en el presente estudio se analizan solamente el generador fotovoltaico, el aerogenerador y el grupo electrógeno, sin embargo se podría a futuro pensar en incluir el sistema de biomasa en el sistema de gestión. Sus características de funcionamiento son similares a las del grupo electrógeno puesto que ambos generan mediante un motor de combustión.

La microrred se une a varios receptores trifásicos y la demanda eléctrica de éstos puede programarse con la finalidad de obtener varias cargas y analizar la evolución y el comportamiento de la estabilidad del sistema frente a diversas demandas energéticas del sistema.

Pero la parte más importante de una microrred, la que la define como tal, la forman los sistemas de almacenamiento energético.

2.4.1 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.

Existen varios tipos de sistema de almacenamiento aplicables a una microrred como: baterías, supercondensadores, volantes de inercia, botellas de hidrógeno comprimido, etcétera. La microrred del LabDER de momento posee un sistema de baterías que garantizan el suministro de energía en situaciones cuando los sistemas renovables no abastecen la demanda de las cargas.

Las baterías son TK-BAT250AH de tipo monoblock de plomo abierto y tecnología fibra de vidrio Pb/Sb (Plomo/Antimonio).



Figura 5. Batería TK-BAT250AH (Teknosolar, 2015).

Las características de las baterías son las siguientes:

Tabla 11. Especificaciones técnicas de las baterías TK-BAT250AH (Teknosolar, 2015).

Especificaciones eléctricas	TK-BAT250AH
Tensión	12V
Capacidad	C100-250Ah
Ciclos de duración	400
Dimensiones	518 x 276 x 242
Peso	64 kg.

En ensayos previos al inicio de este proyecto, se ensayaron las baterías en solitario con objeto de determinar la eficiencia de carga/descarga que realmente proporcionan dichas baterías, obteniéndose un rendimiento del 75% que de ahora en adelante se aceptará como rendimiento propio de la batería (Universitat Politècnica de València).

En total se dispone de 4 baterías monobloque de este tipo, para una capacidad total de almacenamiento de energía de 12 kWh.

Además, la intensidad máxima de carga de la baterías es de 40 A, o lo que es lo mismo, 0,48 kW. Se obviará para el presente estudio las recomendaciones del fabricante, que suelen ser más restrictivas con la potencia máxima admisible.

2.5 SISTEMA DE CONTROL Y GESTIÓN ENERGÉTICO DEL LABDER.

El software que se ha utilizado para programar el sistema de gestión y control de la microrred es el LabView que es una herramienta gráfica de programación usado para diseñar sistemas SCADA. Los sistemas SCADA permiten supervisar y controlar procesos industriales a distancia permitiendo la gestión e intervención del operador.

Los puestos de control son dos PC que utilizan el sistema operativo Windows. Uno se encuentra ubicado en el LabDER y el otro en el edificio 8E en el Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia. La comunicación de estos se realiza por medio de protocolo modbus y brinda la oportunidad de gestionar la microrred tanto desde el LabDER como desde el IIE.

Posteriormente a abrir la aplicación desde uno de los PCs descritos anteriormente, se abren dos ventanas que corresponden a la interfaz PC-usuario llamado panel frontal y la otra es el diagrama de bloques. El panel frontal contiene los controles e indicadores del sistema de gestión, en cambio en el diagrama de bloques cada uno de estos tiene un terminal correspondiente.

En la siguiente figura se observa el panel frontal del sistema de control, en donde se muestran los posibles recorridos de la energía generada o consumida en la microrred, también desde esta pantalla se puede obtener información de los controles e indicadores.

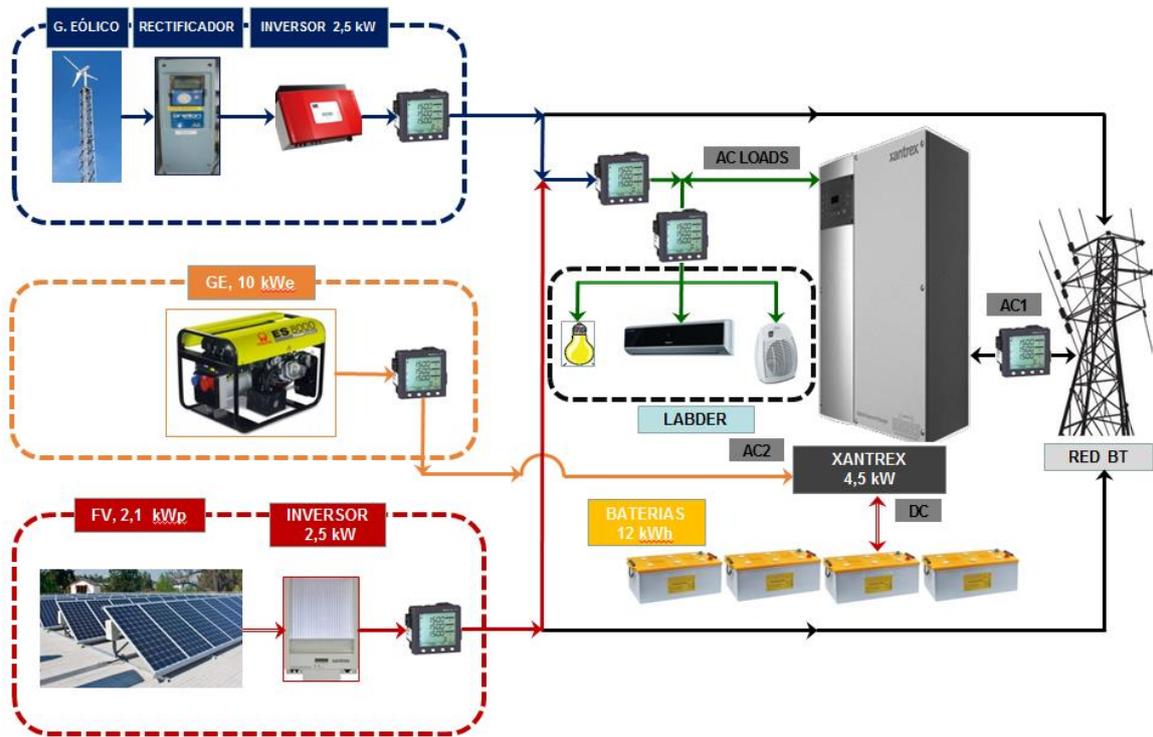


Figura 6. Panel frontal del panel de control de la microrred del LabDER.

Los comandos, controles e indicadores permiten conectar o desconectar las líneas de comunicación de la microrred además de observar datos de la distribución de la energía en la microrred, estos comandos se representan con la siguiente figura.



Figura 7. Comando de control e indicador.

En el recorrido de la microrred se aprecian 5 comandos indicadores con su respectivo control como se detalla en la siguiente figura.

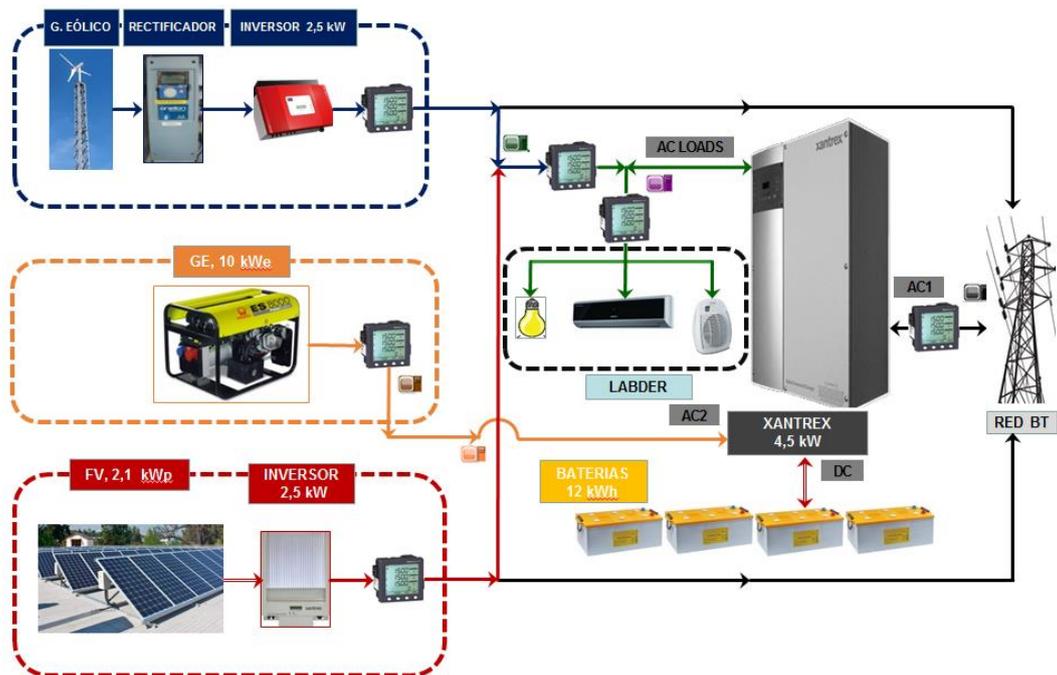


Figura 8. Localización de los comandos de control en la microrred del LabDER.

Estos comandos son esenciales para establecer la forma en que funciona el sistema, ya que permiten la conexión y desconexión de los siguientes equipos:

- Generador Eólico.
- Generador Fotovoltaico.
- Grupo Electrónico.
- Cargador de las Baterías.
- Red de Baja Tensión.
- Inversor Xantrex

3. SIMULACIÓN DEL LABORATORIO.

El primer objetivo, necesario para realizar cualquier tipo de estudio sobre la microrred del LabDER, es conseguir simular de forma correcta los flujos de energía que tienen lugar en el laboratorio dadas unas condiciones de funcionamiento del mismo. Es decir, conocidas las cargas, la predicción de energía eólica y solar y la posición de los comandos de control, el programa debe calcular los flujos de energía que tendrían lugar en una situación real en laboratorio.

Para conseguirlo, primero se deben conocer los aspectos concretos del funcionamiento del sistema, que dependen de los equipos empleados y ya descritos en el apartado 2, así como de la forma en que estos están instalados y/o programados en el laboratorio.

Las consideraciones a tomar por este último motivo son las siguientes:

- El inversor-cargador XANTREX está conectado de forma que la potencia entregada por el grupo electrógeno (AC2) entra de forma prioritaria al sistema sobre la energía proveniente de la red (AC1). Por tanto, si ambos sistemas están conectados en un determinado instante, el sistema real tomará la energía del grupo electrógeno, y así debe interpretarlo nuestra simulación. Del mismo modo, cuando las renovables entregan una potencia superior a la de las cargas, y por tanto se genera un excedente de energía, el inversor XANTREX verterá este excedente de forma prioritaria hacia el generador, pasando a funcionar este como motor y pudiendo provocar un perjuicio al equipo, lo que en la práctica conlleva su desconexión de la microrred. La simulación debe reflejar este posible suceso e interpretarlo como un fallo del sistema.
- Aunque físicamente las cargas se encuentran entre los puntos de generación de renovables y el inversor-cargador XANTREX, para que estas puedan verter su energía hacia las cargas requieren que XANTREX esté conectado. Esto se debe a que es el inversor XANTREX quien tiene la capacidad para generar una red de corriente alterna, y no los inversores fotovoltaico y eólico, que solo permitirán entregar potencia a las renovables cuando exista una tensión y frecuencia de red.
- El grupo de baterías empleado tiene un rendimiento estimado del 75%, que debe ser tenido en cuenta por el programa a la hora de simular sus ciclos de carga y descarga.

Por otra parte, existen aspectos cuya importancia se considera menor o que prefieren obviarse a la hora de simular la microrred por simplicidad.

- No se tendrá en cuenta el rendimiento de los inversores, que es muy elevado y presentan un consumo eléctrico mínimo. Se considera que el error cometido por esta asunción es mínimo
- No se limitará el nivel mínimo de carga que pueden tomar las baterías. Normalmente el fabricante restringe este valor entorno al 33% o 50% de la capacidad máxima para favorecer la vida útil de las mismas y su correcto funcionamiento. Asimismo, tampoco se limitará la intensidad máxima de carga admisible que se establecerá en su límite técnico de 0,48 kW (o 1,92 kW teniendo en cuenta que existen 4 baterías en paralelo). Más adelante se describirá

cómo se podrían tener en cuenta estas restricciones sin necesidad de reprogramar por completo el algoritmo de simulación.

Conocidos dichos aspectos del sistema, se ha hecho un análisis pormenorizado de todos los estados posibles de funcionamiento del sistema. Teniendo que cuenta que existen 6 comandos de control (generador fotovoltaico, generador eólico, grupo electrógeno, red de baja tensión, cargador de baterías e inversor) los cuáles pueden tomar un valor ON/OFF, hay un total de 64 modos de funcionamiento del sistema.

Tabla 12. Las 64 posiciones de los comandos de control.

	s	w	c	f	g	N
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1	0
4	0	0	0	0	1	1
5	0	0	0	1	0	0
6	0	0	0	1	0	1
7	0	0	0	1	1	0
8	0	0	0	1	1	1
9	0	0	1	0	0	0
10	0	0	1	0	0	1
11	0	0	1	0	1	0
12	0	0	1	0	1	1
13	0	0	1	1	0	0
14	0	0	1	1	0	1
15	0	0	1	1	1	0
16	0	0	1	1	1	1
17	0	1	0	0	0	0
18	0	1	0	0	0	1
19	0	1	0	0	1	0
20	0	1	0	0	1	1
21	0	1	0	1	0	0
22	0	1	0	1	0	1
23	0	1	0	1	1	0
24	0	1	0	1	1	1
25	0	1	1	0	0	0
26	0	1	1	0	0	1
27	0	1	1	0	1	0
28	0	1	1	0	1	1
29	0	1	1	1	0	0
30	0	1	1	1	0	1
31	0	1	1	1	1	0
32	0	1	1	1	1	1
33	1	0	0	0	0	0
34	1	0	0	0	0	1
35	1	0	0	0	1	0
36	1	0	0	0	1	1
37	1	0	0	1	0	0
38	1	0	0	1	0	1
39	1	0	0	1	1	0
40	1	0	0	1	1	1
41	1	0	1	0	0	0
42	1	0	1	0	0	1
43	1	0	1	0	1	0
44	1	0	1	0	1	1
45	1	0	1	1	0	0
46	1	0	1	1	0	1
47	1	0	1	1	1	0
48	1	0	1	1	1	1
49	1	1	0	0	0	0
50	1	1	0	0	0	1
51	1	1	0	0	1	0
52	1	1	0	0	1	1
53	1	1	0	1	0	0
54	1	1	0	1	0	1
55	1	1	0	1	1	0
56	1	1	0	1	1	1
57	1	1	1	0	0	0
58	1	1	1	0	0	1
59	1	1	1	0	1	0
60	1	1	1	0	1	1
61	1	1	1	1	0	0
62	1	1	1	1	0	1
63	1	1	1	1	1	0
64	1	1	1	1	1	1

En algunos de ellos, la energía fluye de dos posibles formas dependiendo de potencia producida por los generadores renovables en comparación con la potencia demandada por la carga.

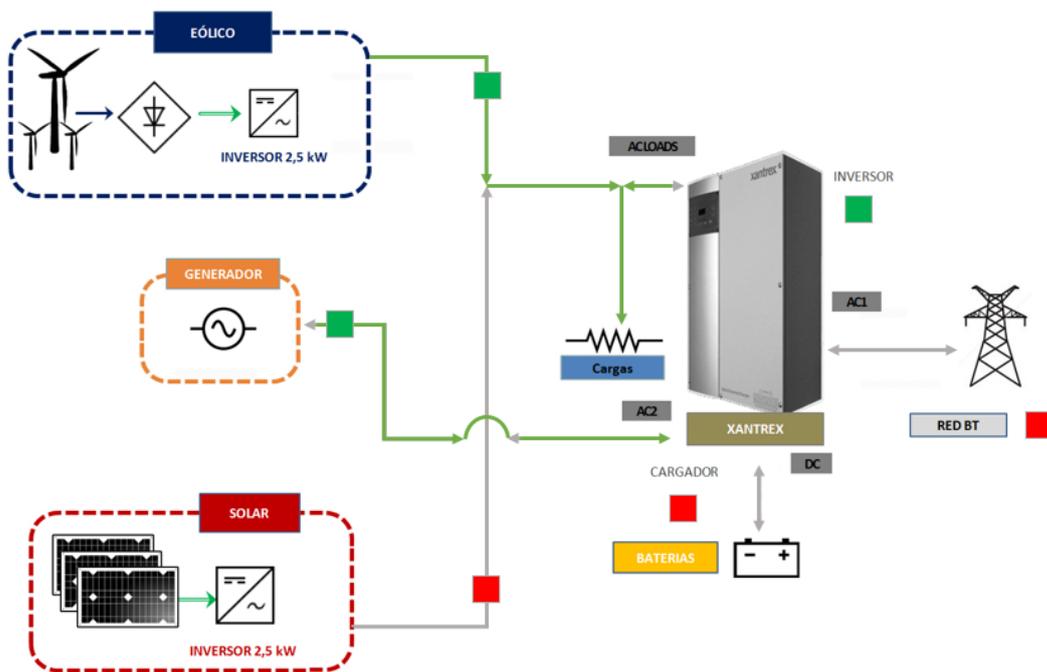


Figura 9. Estado del sistema 23a.

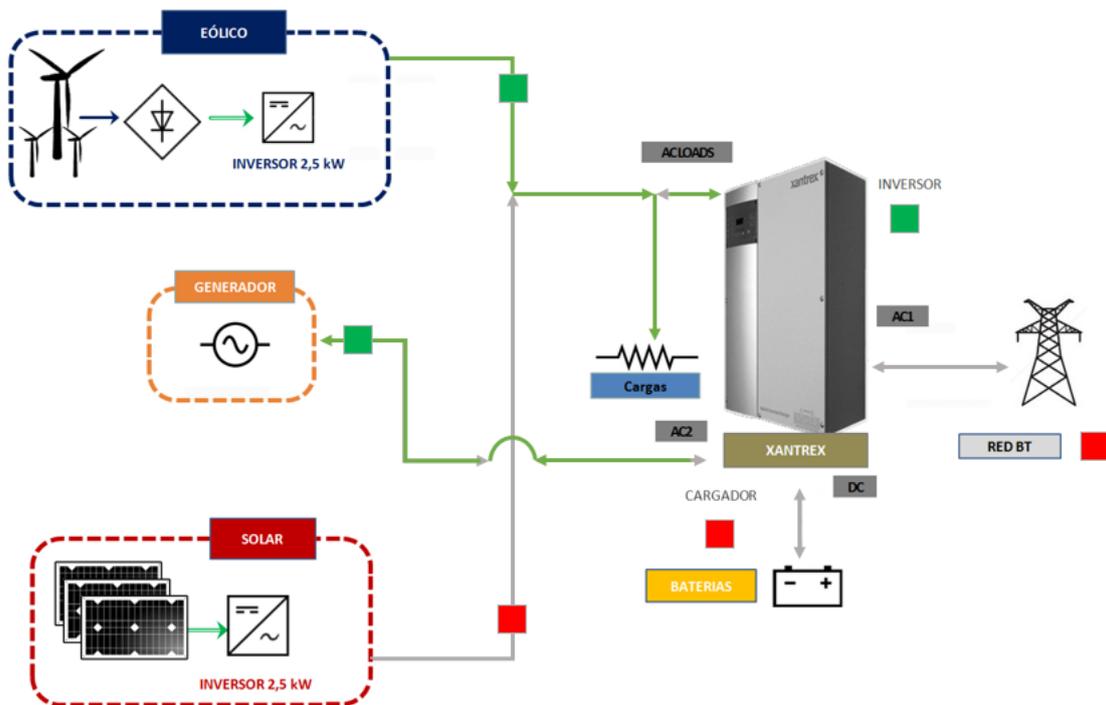


Figura 10. Estado del sistema 23b.

En otro incluso, la energía puede fluir de tres formas distintas, dependiendo nuevamente de la potencia entregada por las renovables, de la carga y de la potencia absorbida por el cargador de baterías.

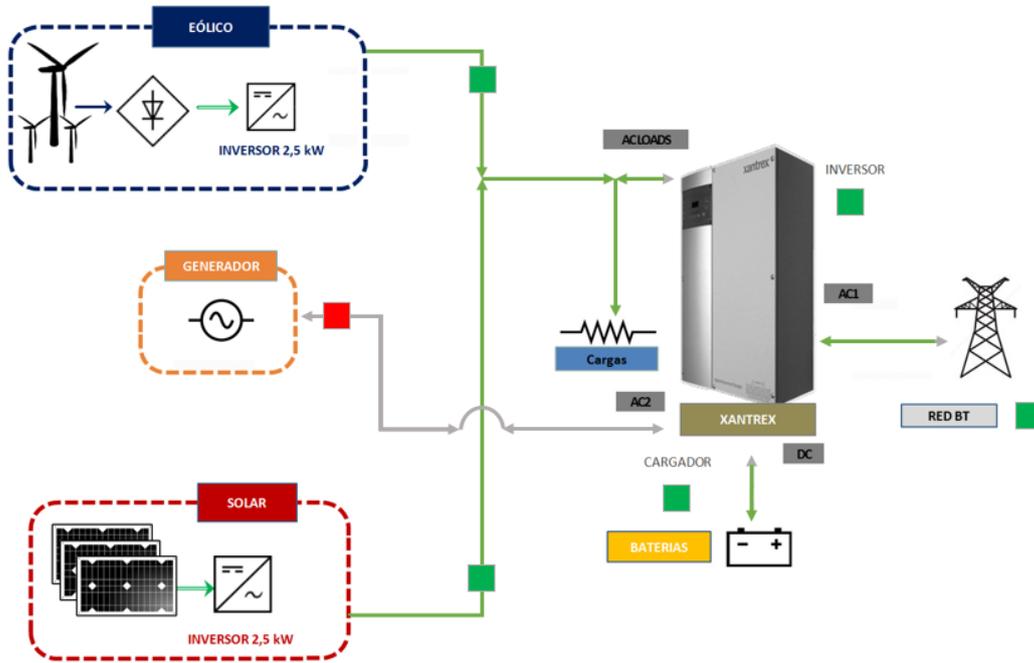


Figura 11. Estado del sistema 62a.

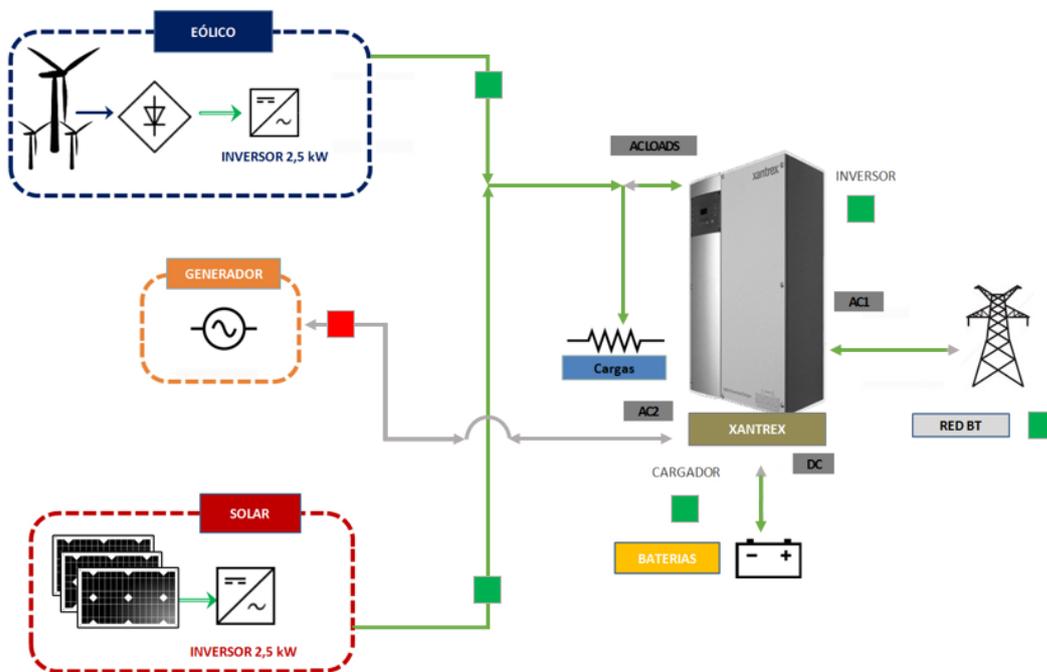


Figura 12. Estado del sistema 62b.

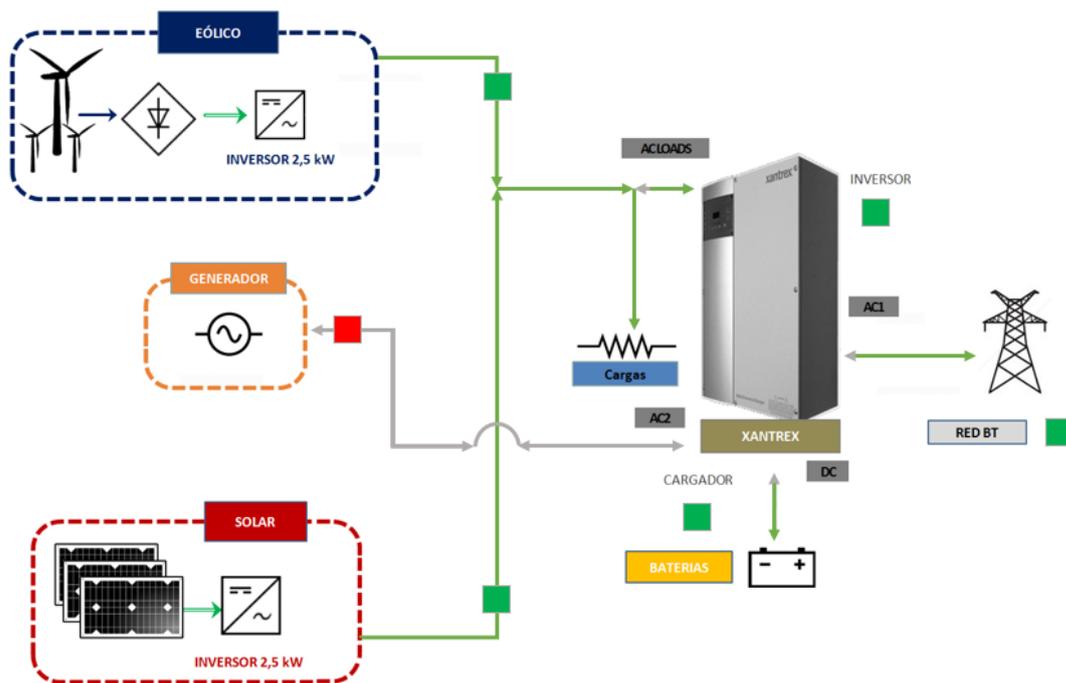


Figura 13. Estado del sistema 62c.

En total se han contabilizado 97 distribuciones distintas de los flujos energéticos, en adelante llamados estados del sistema.

Así pues, el algoritmo cuando lee el estado de conexión y desconexión de los equipos en cada cuarto de hora lo que hace es inferir a cuál de los 64 modos de funcionamiento pertenece esa configuración.

Cuando el modo de funcionamiento es múltiple (comprende 2 o 3 estados del sistema), el algoritmo plantea tres inecuaciones adicionales que le permiten discernir qué estado del sistema es el correcto.

La primera inecuación es de la forma:

$$P_{renovable} \leq P_{demandada} \quad (1)$$

La cual permite determinar si existe un excedente de energía o no. Si este excedente existe se va a derivar en primera instancia hacia las baterías. Se deben plantear entonces nuevas ecuaciones que permitan discernir si las baterías son o no son capaces de absorber la energía que se vierte hacia ellas.

Las baterías presentan dos factores limitantes de su carga.

- Por un lado las baterías tienen una potencia máxima a las cuáles pueden ser cargadas. La potencia máxima de carga de las baterías es de 1,92 kW. Se debe cumplir por tanto la siguiente condición para que sea posible cargar las mismas.

$$P_{renovable} - P_{demandada} \leq P_{carga\ máxima} \quad (2)$$

- Por otra parte, podría ocurrir que, aun cargando por debajo de dicha potencia máxima, transcurrido un cuarto de hora la energía almacenada superase el límite de capacidad de carga de 12 kWh. Se debe cumplir por tanto que:

$$(P_{\text{renovable}} - P_{\text{demandada}}) \cdot t \leq E_{\text{máxima almacenable}} - E_{\text{almacenada}} \quad (3)$$

Uno de los motivos de trabajar con bloques de energía a nivel interno del programa es que permite plantear estas inecuaciones de forma sencilla, agilizando los cálculos que el programa realiza, y teniendo en cuenta que para el usuario lleva menos trabajo introducir como datos de entrada una estimación de energía consumida/producida en un cuarto de hora, que no la potencia media de los sistemas en ese tiempo.

La energía máxima almacenable son 12 kWh, como ya se ha mencionado. ¿Cuánto es la energía de carga máxima?

$$E_{\text{carga máxima}}(\text{kWh}) = P_{\text{carga máxima}}(\text{kW}) \times 0,25 (\text{horas}) \quad (4)$$

La Energía de Carga Máxima, la Energía Máxima Almacenable y el Rendimiento de las Baterías son constantes internas del programa que definen por completo el comportamiento del modelo concreto de baterías utilizado y el número de estas instaladas.

Como se comentaba en las hipótesis de partida, los valores tomados para las simulaciones descritas a continuación son los siguientes:

- $E_{\text{máxima almacenable}} = 12 \text{ kWh}$
- $E_{\text{carga máxima}}(\text{kWh}) = 1,92 \text{ kW} \cdot 0,25 \text{ horas} = 0,48 \text{ kWh}$
- $\eta_{\text{baterías}} = 75\%$

Ahora bien, si se quisiesen tener en cuenta restricciones adicionales como el nivel mínimo de carga recomendado o la potencia máxima de carga recomendada, bastaría con reducir estos valores proporcionalmente.

Por ejemplo, una capacidad de descarga máxima del 50% se traduce en una Energía Máxima Almacenable de 6 kWh.

En definitiva, estas son las tres ecuaciones que permiten traducir la posición de los comandos de control en un estado del sistema concreto, que lleva asociados unos flujos de potencia calculables en cada circuito de la instalación del LabDER.

Este proceso se realiza para un total de 96 cuartos de hora que constituyen la simulación de un día completo.

4. ENSAYOS DE VALIDACIÓN.

Se han realizado un total de cuatro ensayos para verificar el buen funcionamiento del algoritmo de cálculo utilizado, comparando los resultados reales obtenidos por el SCADA del LabDER con los resultados generados por el programa.

Durante el periodo de realización de dichos ensayos, el generador eólico del laboratorio se encontraba averiado, con lo cual no se ha podido en ningún momento incluir una componente eólica a los ensayos. Como se ha descrito en el apartado anterior, ambas fuentes renovables se comportan de igual manera a ojos del algoritmo de simulación, con lo cual este hecho no tiene mayor trascendencia, pero cabe mencionarlo. Al margen de dicha incidencia, los cuatro ensayos empleados incluyen un amplio espectro de estados del sistema, de forma que las conclusiones de la validación sean lo más fiables posibles.

4.1 ENSAYO DE VALIDACIÓN 1.

El primer paso para poder comparar los datos obtenidos de un ensayo real con los datos generados por el programa es adecuar los primeros a un modelo cuartohorario como el que resulta de la simulación (el sistema SCADA del LabDER proporciona valores instantáneos del sistema cada minuto). Nótese que esto ya introduce de entrada cierto error en los datos, aunque este se considera asumible.

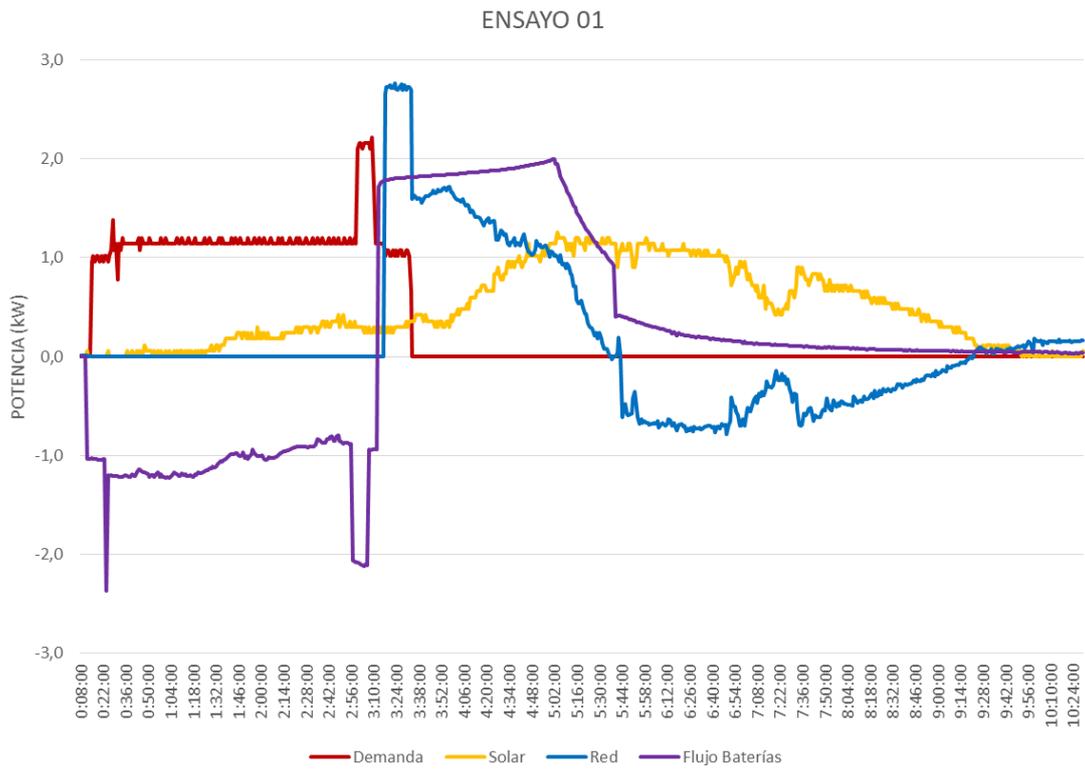


Figura 14. Datos reales del primer ensayo de validación.

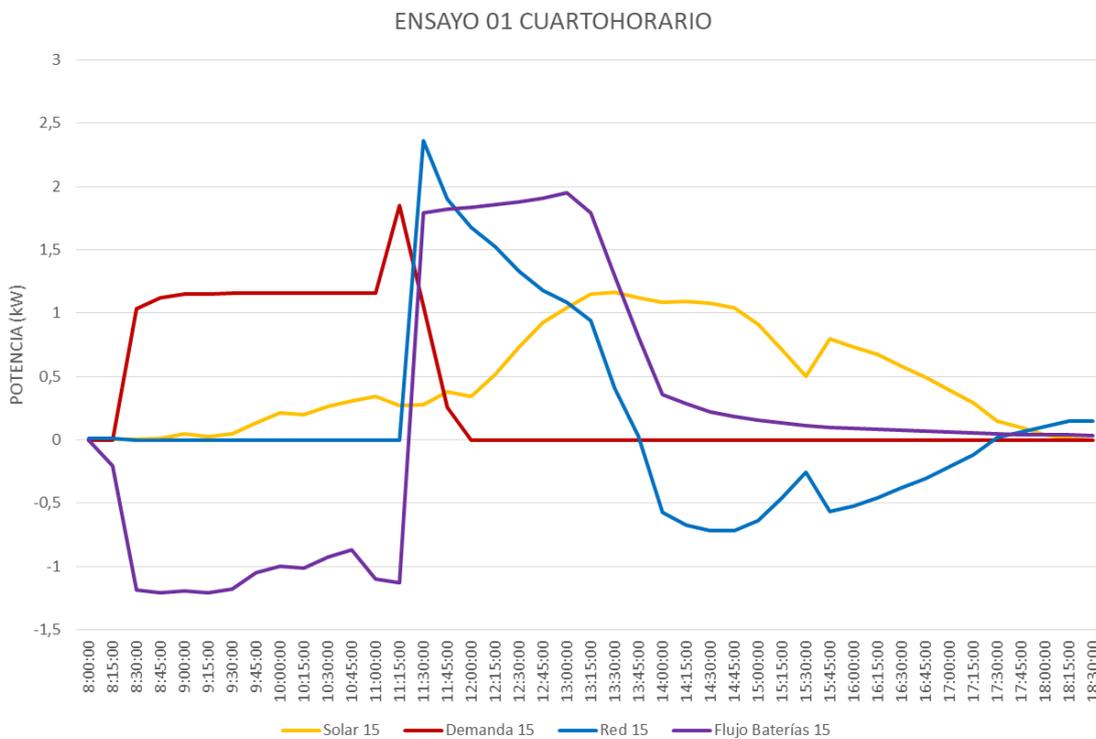


Figura 15. Datos reales cuartohorarios del primer ensayo de validación.

El ensayo se puede dividir en dos procesos. En la primera mitad del ensayo, que comienza a las 8:30, se desconectan red y generador forzando a las baterías a suministrar la potencia demandada junto con un reducido aporte de energía solar. A las 11:30 se reconecta la red y se conecta simultáneamente el cargador de las baterías. Con esto, se tiene un ciclo de descarga y un ciclo de carga de las baterías.

Es relevante señalar que el nivel de carga inicial de las baterías es de 10,8 kWh (el 90%), puesto que ello determina la duración del ciclo de carga.

Conocidos los parámetros de inicio, se procede a simular esta situación con el resultado que se muestra en la Figura 16.

Como es natural, la energía solar disponible y la demanda energética son parámetros de entrada idénticos a los del caso real, y donde pueden producirse discrepancias ensayo-simulación es en los flujos de potencia que tienen lugar en la conexión a red y en la interacción con las baterías.

Se pueden aislar estas discrepancias para su mejor análisis. Dichas discrepancias se muestran en la Figura 17.

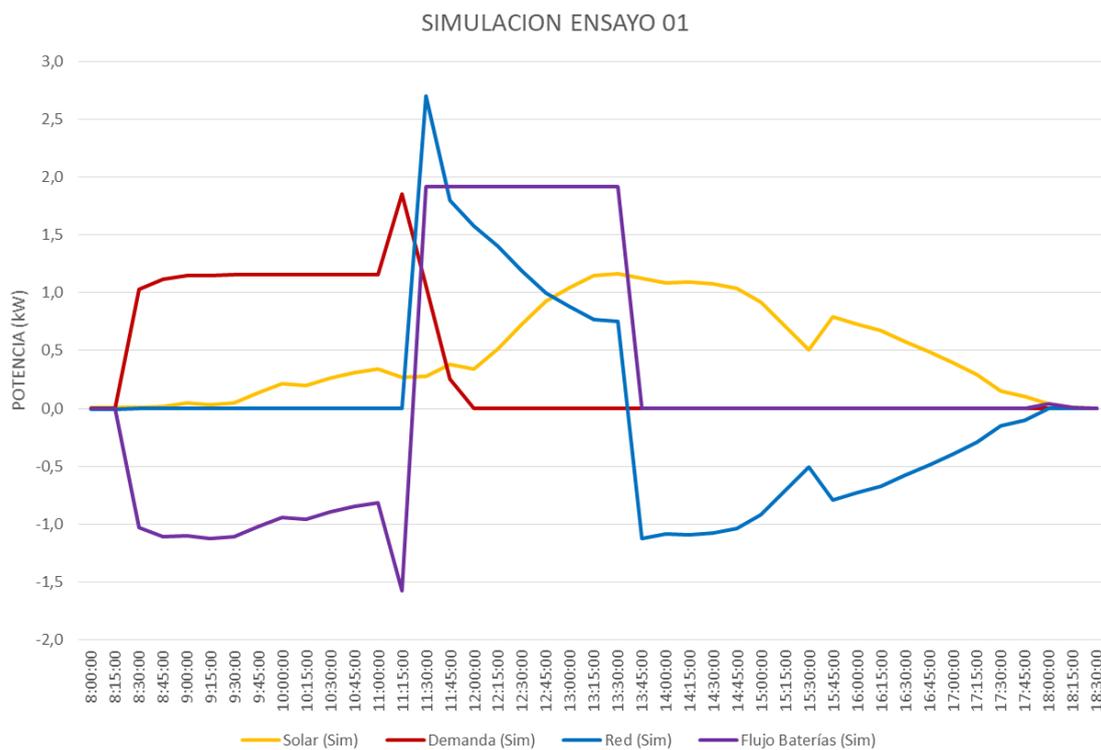


Figura 16. Resultado de la simulación del primer ensayo.

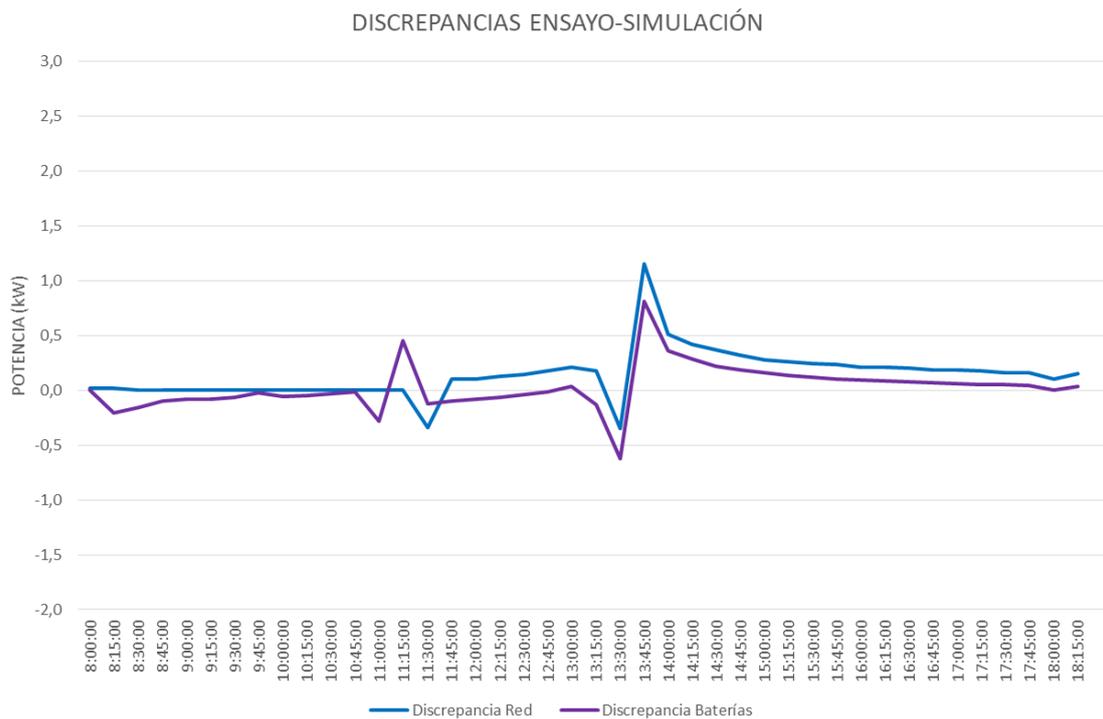


Figura 17. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 1).

Existen dos puntos donde la discrepancia no es despreciable, es decir, dos sucesos que al programa le es difícil reproducir. El primer punto es la conexión de la red, esto provoca un cambio brusco en el funcionamiento de las baterías, que pasan de entregar 1 kW de potencia a absorber 1,92 kW en el instante siguiente.

En la realidad existe una inercia que provoca que este cambio sea más gradual, debido a las variaciones de tensión que tienen lugar en la batería cuando esta debe funcionar de uno u otro modo. Es decir las baterías empiezan a cargar por debajo de su potencia de la nominal y esta se alcanza a medida que aumenta la tensión en ellas.

El otro punto conflictivo hace referencia al instante en que las baterías llegan a su carga máxima. En la simulación este proceso es instantáneo, la potencia absorbida es nula en el instante posterior a llegar a su nivel máximo de carga. De nuevo, en el caso real existe cierta inercia por parte de las baterías, y el flujo de potencia se reduce de forma no lineal como se puede apreciar en la Figura 15, con un descenso más brusco al principio y más suave hacia el final.

Dado que ambos puntos representan situaciones instantáneas, que no se prolongan en el tiempo, y dado que se mantiene el sentido físico de los fenómenos que ocurren, se considera aceptable el error introducido por los mismos.

4.2 ENSAYO DE VALIDACIÓN 2.

En el segundo ensayo de validación, al igual que en el primero, se deben acomodar los datos reales para ser comparados con la simulación por las razones anteriormente expuestas.

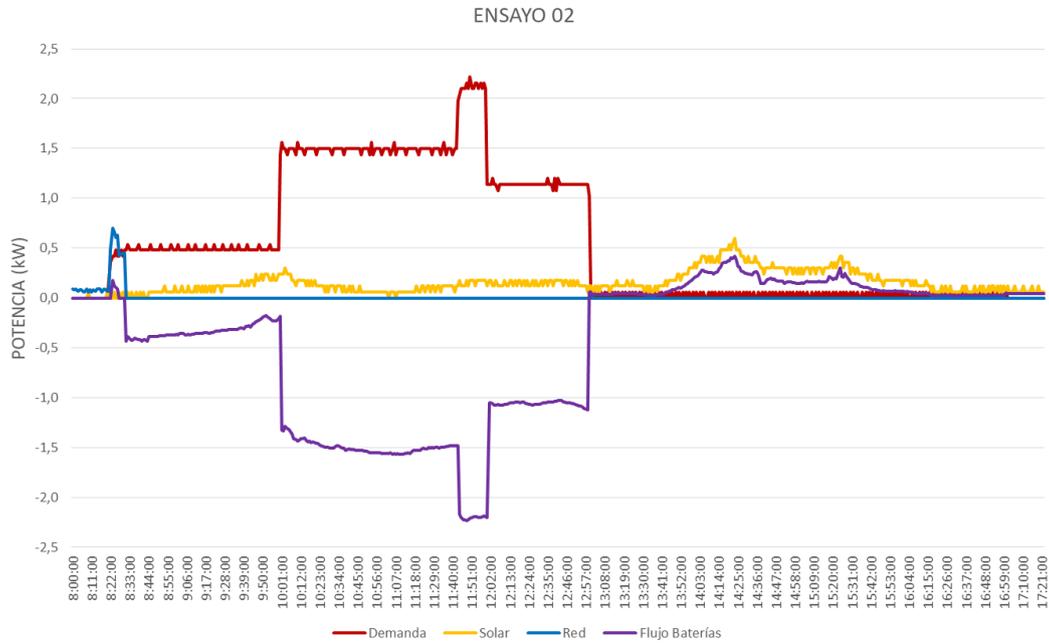


Figura 18. Datos reales del segundo ensayo de validación.

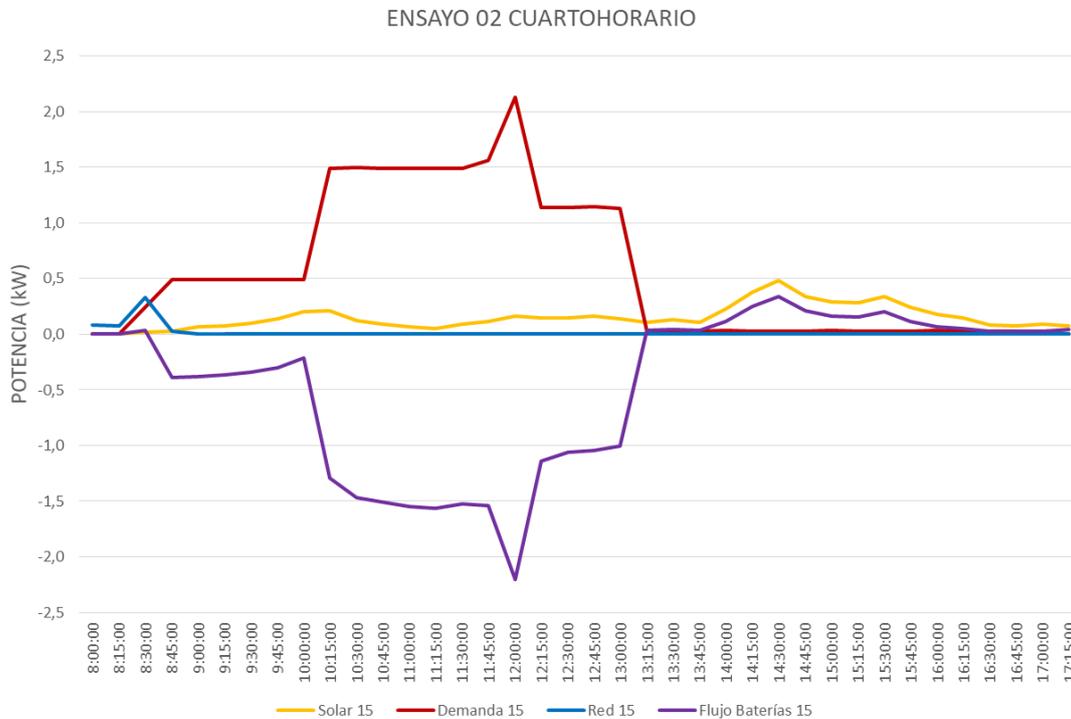


Figura 19. Datos reales cuartohorarios del segundo ensayo de validación.

Este ensayo está basado en el funcionamiento de las baterías como suministradoras o consumidoras de potencia eléctrica, que como se ha visto, era un punto conflictivo en el ensayo anterior. Hasta la 13:15 la demanda es cubierta casi en su totalidad por las baterías, mientras que los paneles fotovoltaicos entregan una potencia muy reducida.

Nótese que existe un pequeño desequilibrio en el balance de potencias, muy evidente sobretodo en el ciclo de carga. Intuitivamente se podría pensar que este desequilibrio es debido al rendimiento de los ciclos de carga/descarga de las baterías, que se estimó en un 75% en el apartado 2.4.1.

Nada más lejos de la realidad. De hecho, el motivo principal de graficar el flujo de potencia hacia y desde las baterías, en vez de la energía almacenada en las baterías, es evitar reflejar el rendimiento de las baterías, que sólo introduce ruido a los datos y no aporta información útil. La pérdida de energía asociada al almacenamiento energético tiene lugar durante el almacenamiento de la energía, y no en la potencia que se extraiga o se introduzca en él.

¿A qué se debe entonces la diferencia entre la potencia entregada por el generador solar y la introducida en las baterías? Se debe a los rendimientos del inversor solar, el inversor cargador y en general todos los elementos de la red que se sitúan entre un punto de medición y el otro.

En cuanto a la simulación realizada, ocurre lo siguiente.

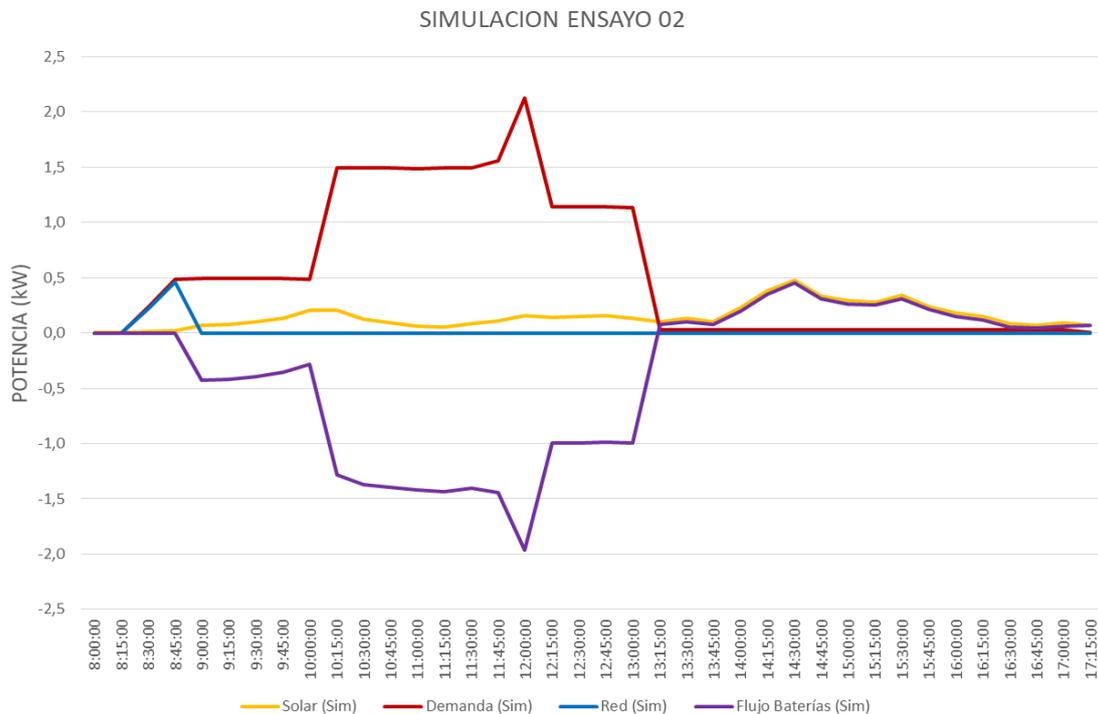


Figura 20. Resultado de la simulación del segundo ensayo.

Aquí el balance de potencias sí es de suma cero. Esto significa que la simulación no tiene en cuenta esos rendimientos, tal y como se explicó en el apartado 3. Entonces se justificó esta decisión porque se asumía que los rendimientos de los inversores eran elevados y el error introducido era pequeño.

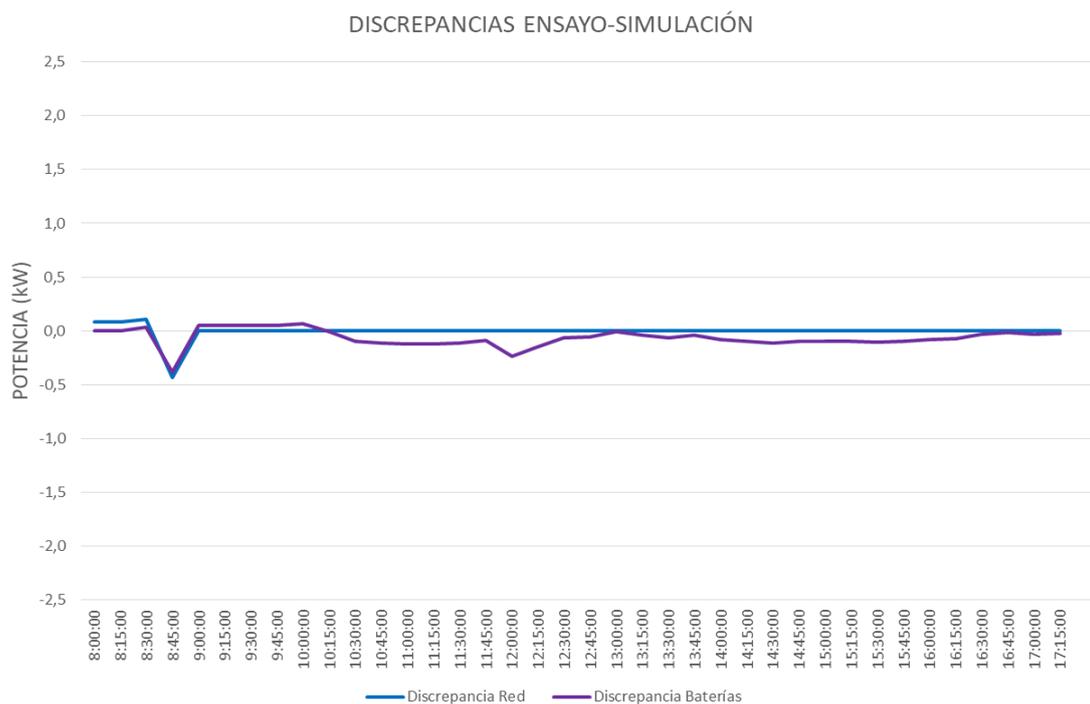


Figura 21. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 2).

Las discrepancias entre el ensayo y la simulación se muestran en la Figura 21.

Tras lo expuesto anteriormente es comprensible por qué el flujo de potencia de las baterías en el ensayo debe ser ligeramente inferior al simulado y por qué la discrepancia de potencias debe ser negativa.

Menos intuitivo es el error ocurrido entre las 9:00 y las 10:00, donde esta discrepancia entre estas potencias se muestra positiva. Estas horas, de hecho, se corresponden con aquellas donde las potencias son más reducidas y los errores absolutos en la medición provocan mayor distorsión sobre la discrepancia propia de la simulación, siendo esta un porcentaje pequeño de la potencia entregada (los rendimientos de los inversores son superiores al 90%). En cualquier caso, es evidente que este efecto no es tan crítico como el descrito en el ensayo anterior.

4.3 ENSAYO DE VALIDACIÓN 3.

En este caso la batería ya no realizará dos ciclos consecutivos de carga y descarga, sino que su funcionamiento variará constantemente para acompañar a una generación solar muy inestable. La capacidad de adaptarse a cambios rápidos en la generación supone un punto muy importante de cara a gestionar una microrred de forma óptima, como se verá en apartados posteriores. En este sentido, el comportamiento de las baterías es muy exigente en este tipo de sistemas

Nuevamente se muestran los datos del ensayo pre y post tratamiento de los mismos.

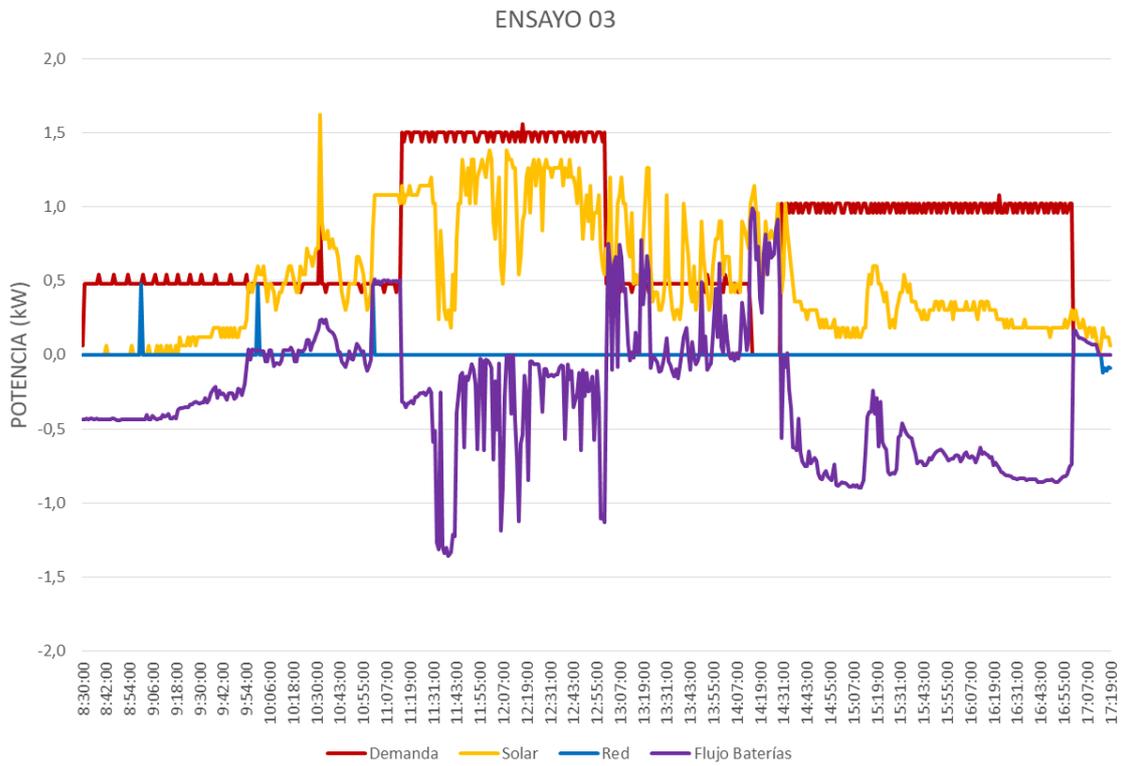


Figura 22. Datos reales del tercer ensayo de validación.

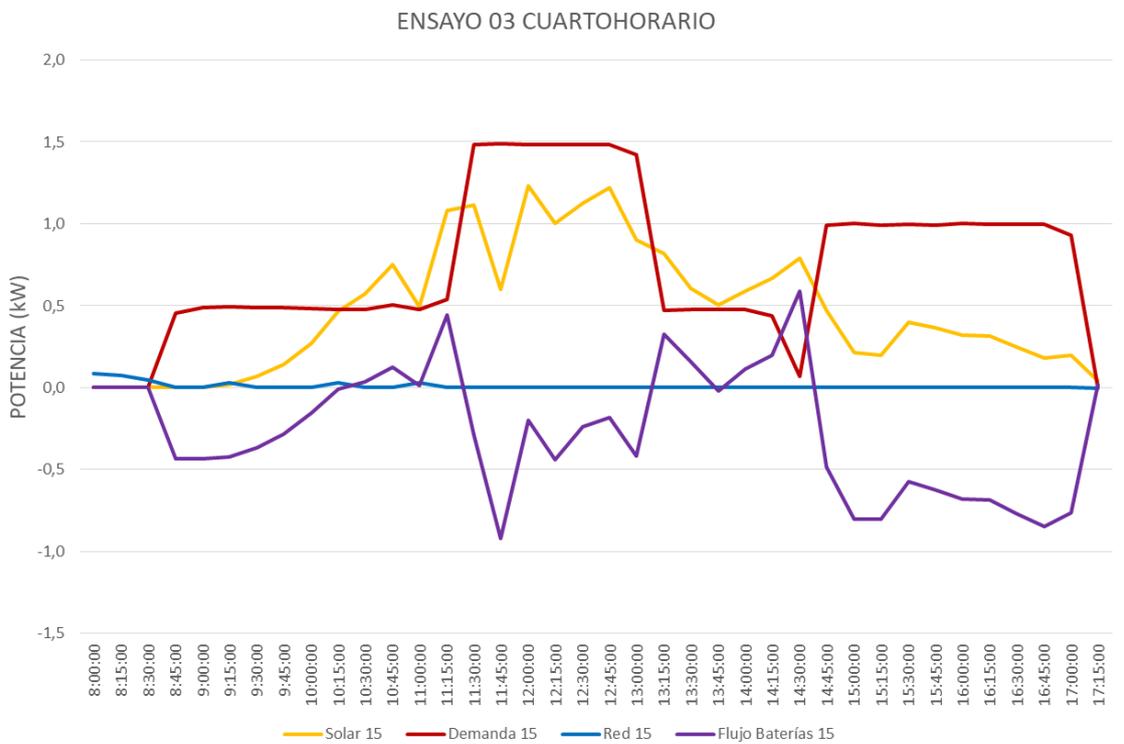


Figura 23. Datos reales cuartohorarios del tercer ensayo de validación.

El resultado de la simulación realizada es el siguiente.

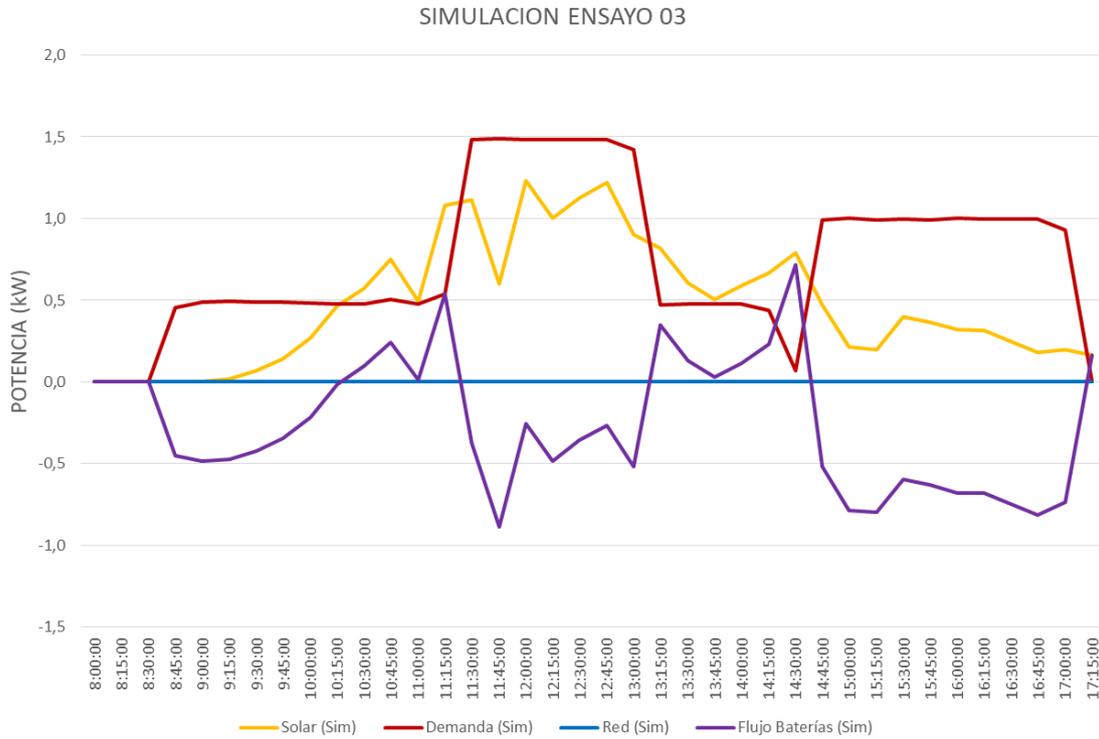


Figura 24. Resultado de la simulación del tercer ensayo.

Sin entrar a valorar cuantitativamente las diferencias entre el ensayo real y la simulación, lo que resulta evidente es que la simulación consigue reflejar el significado físico de todas las interacciones entre la potencia demandada, la potencia generada y la potencia sobrante o faltante que va o viene desde las baterías.

Se obviará la ligera discordancia que aparece en el consumo de energía de la red, ya que la realidad es que la red permanece desconectada durante todo el ensayo.

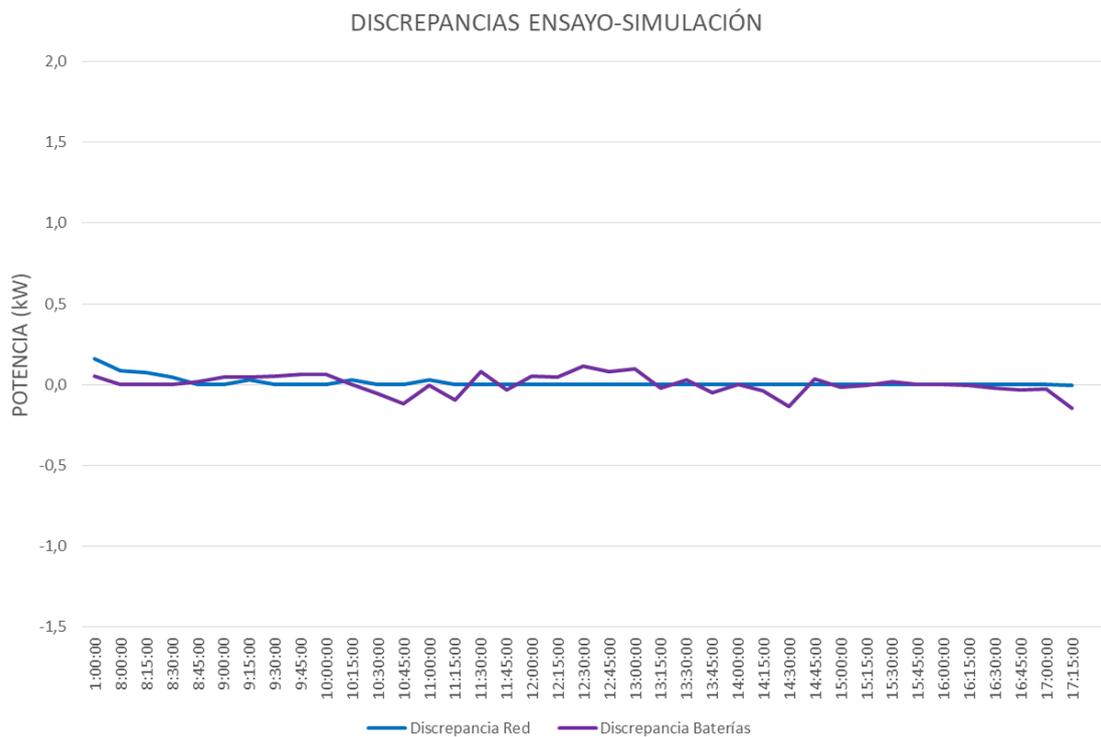


Figura 25. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 3).

Los resultados de este ensayo de nuevo son excelentes para demostrar la fiabilidad del algoritmo. Sí, existe un ruido debido a los múltiples efectos de los que ya se ha hablado, rendimientos, errores de los equipos de medición, o la propia distancia física entre dichos equipos.

No obstante, dada la escasa magnitud del error introducido, se puede inferir que estos errores no se acumulan en un sentido sino que tienen componentes que se compensan en un sentido y otro, arrojando un resultado favorable.

4.4 ENSAYO DE VALIDACIÓN 4.

El cuarto ensayo es el más complejo e introduce un nuevo elemento que no se había contemplado en los casos anteriores: el grupo electrógeno.

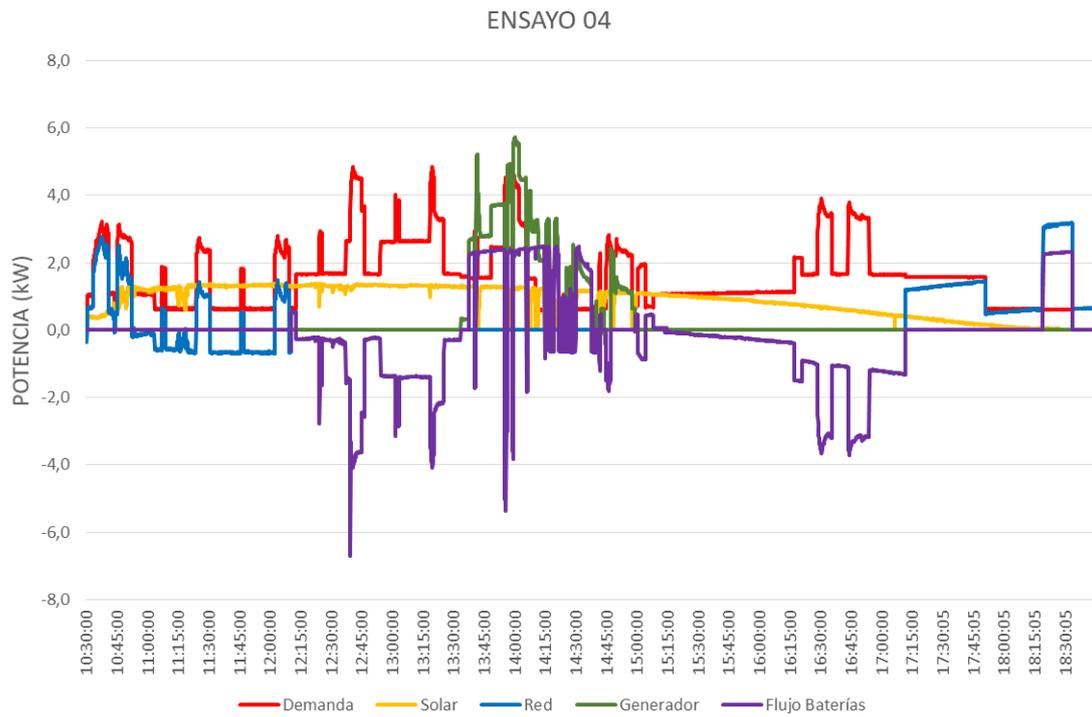


Figura 26. Datos reales del cuarto ensayo de validación.

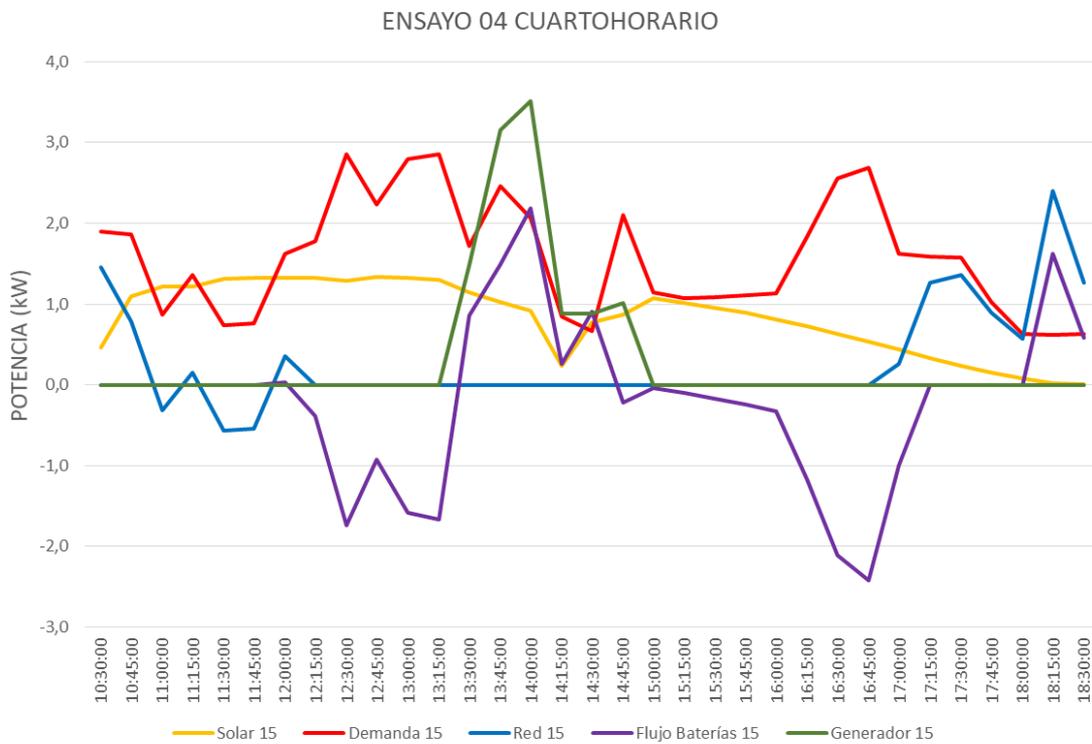


Figura 27. Datos reales cuartohorarios del cuarto ensayo de validación.

De nuevo las baterías presentan un funcionamiento muy variable debido a que complementan una aportación solar bastante estable para cubrir la demanda. Alternativamente, se conecta la red o el grupo electrógeno para estudiar como ver como modifica esto el equilibrio de potencias.

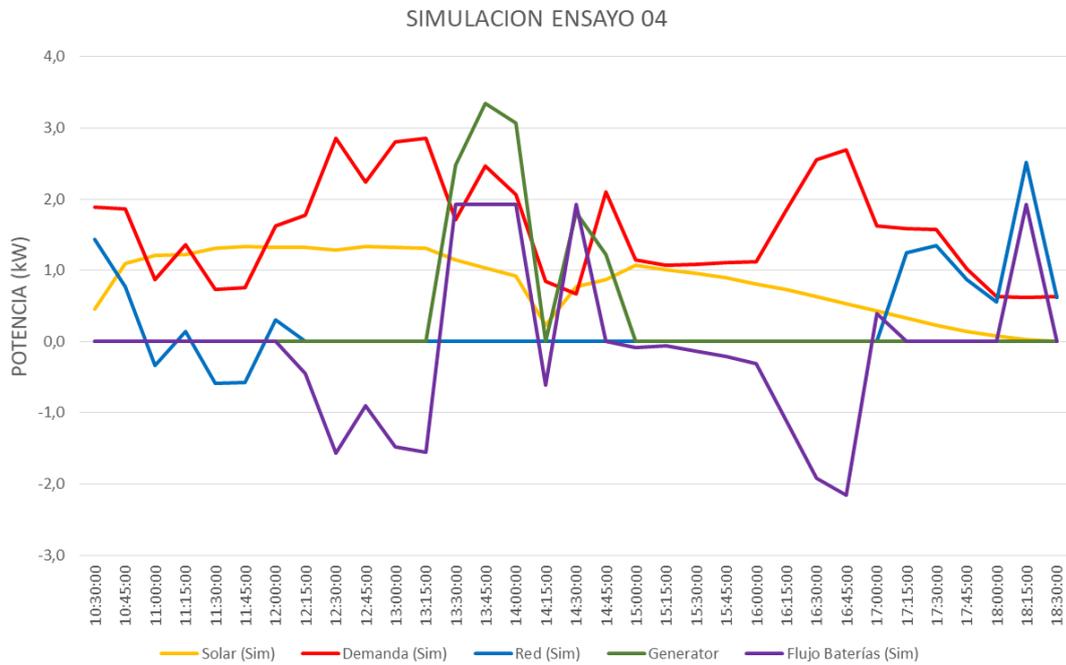


Figura 28. Resultado de la simulación del cuarto ensayo.

Si se observan las discrepancias entre uno y otro gráfico existen algunos puntos conflictivos.

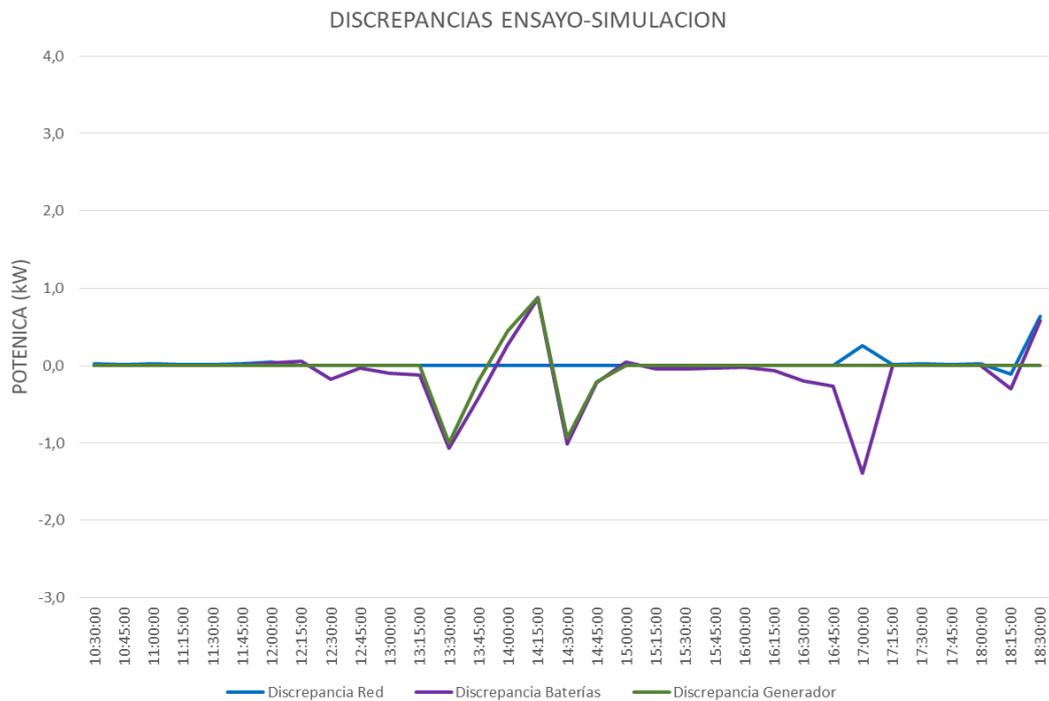


Figura 29. Discrepancias entre el ensayo real y la simulación (Ensayo 4).

Analizando las tres zonas de conflicto se observa lo siguiente.

El pico que se produce al final de la simulación corresponde con un error producido al convertir los datos del SCADA a un formato cuartohorario. Si se toman los datos originales, la simulación acaba con un tramo en el la red cubre la demanda y carga las baterías (el cargador está ON), seguido inmediatamente por un tramo de corta duración donde ya no se entrega potencia a batería desde la red pero se sigue cubriendo la demanda (el cargador está OFF) Al transformar estos datos al modelo cuartohorario, la situación interpolada es un estado medio entre ambos modos de funcionamiento (el cargador está 45% ON y 55% OFF). En la simulación no es posible introducir este comportamiento, y por tanto se debe escoger un estado absoluto. En este caso se escoge que el cargador esté OFF por ser ligeramente más próximo a lo real. Este es un error que, como ya se mencionó anteriormente, se asume a fin de poder comparar los resultados.

El resto de errores siguen esta línea, entre 13:30 y 13:45 el generador estuvo un 30% del tiempo OFF y un 70% ON, entre las 14:15 y las 14:30 un 66% OFF y un 34% ON y entre las 14:30 y las 14:45 un 23% OFF y un 77% ON. Esto, para más datos, fue debido a que el inversor-cargador Xantrex tuvo problemas a la hora de sincronizar el generador y se produjeron múltiples desconexiones de unos 40 segundos de duración tras los cuales intentaba volver a conectarlo a la red, volvía a desconectarse por protección del equipo y así sucesivamente.

La conclusión es que una de las fuentes de errores importantes no es tanto que la potencia fluya en diferentes direcciones en intervalos cortos de tiempo, eso la simulación puede recrearlo con gran exactitud utilizando valores medios de la potencia. Lo que introduce errores no despreciables es la conexión y desconexión de equipos en intervalos cortos de tiempo, ya que la simulación solo puede trabajar con conexiones todo/nada durante un cuarto de hora.

No obstante, cabe decir que este error no tiene ninguna relevancia en el objetivo del proyecto ya que una operación de la red basada en el algoritmo descrito no permite, como es lógico, que se de esta situación. Es el sistema real el que deberá adaptarse a conectar y/o desconectar equipos como y cuando le dicte la simulación, y no a la inversa.

5. DISEÑO DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN.

Una vez demostrada la validez del modelo de simulación empleado, se trata de buscar un algoritmo que consiga reducir al mínimo el coste de generación de la energía calculado por el modelo, partiendo de una previsión de demanda y de generación eólica y solar. En este caso, el algoritmo de optimización deberá fijar para cada cuarto de hora de la simulación una configuración óptima de los interruptores que conectan y desconectan los equipos de la microrred, a fin de minimizar el coste a lo largo de los 96 cuartos de hora que constituyen un día.

Por supuesto, el algoritmo debe también asegurar que el sistema funciona de forma correcta y no se producen fallos, así como que la demanda es cubierta en cualquier momento del día.

El algoritmo diseñado a tal efecto se compone en realidad de dos procesos bien diferenciados, con lo cual se trata realmente de dos algoritmos.

El primero de ellos tiene como finalidad optimizar el uso que hace el sistema de las energías renovables, aprovechando la máxima cantidad de energía posible para las cargas, bien sea de forma directa o previo almacenamiento en baterías, y minimizando la energía procedente de renovables que se vierte a la red.

El segundo proceso, que requiere de haber ejecutado el primer paso previamente, consiste en hacer el mejor uso posible de la energía que se ha conseguido almacenar en las baterías, empleándola en aquellos momentos donde se necesite comprar energía a un precio más caro. Del mismo modo, el algoritmo debe ser capaz de reconocer cuando es rentable para el sistema comprar energía de la red a fin de emplearla en otro momento del día cuando su precio sea más elevado.

El algoritmo empleado para la optimización se compone de dos procesos independientes que se ejecutan por orden. Al primer proceso se le ha llamado “Optimización del uso de las renovables” y al segundo “Optimización del uso de las baterías”.

5.1 ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DEL USO DE LAS RENOVABLES (AOUR).

El objetivo del algoritmo de optimización del uso de las renovables es verter la menor cantidad posible de renovables a la red, ya que su coste es nulo y por tanto cuanta más energía renovable se pueda inyectar al sistema, bien sea directamente o previo almacenamiento en baterías, menos energía se debe comprar desde la red eléctrica, y por tanto más barata será la solución final.

El esquema que describe este algoritmo es el siguiente.

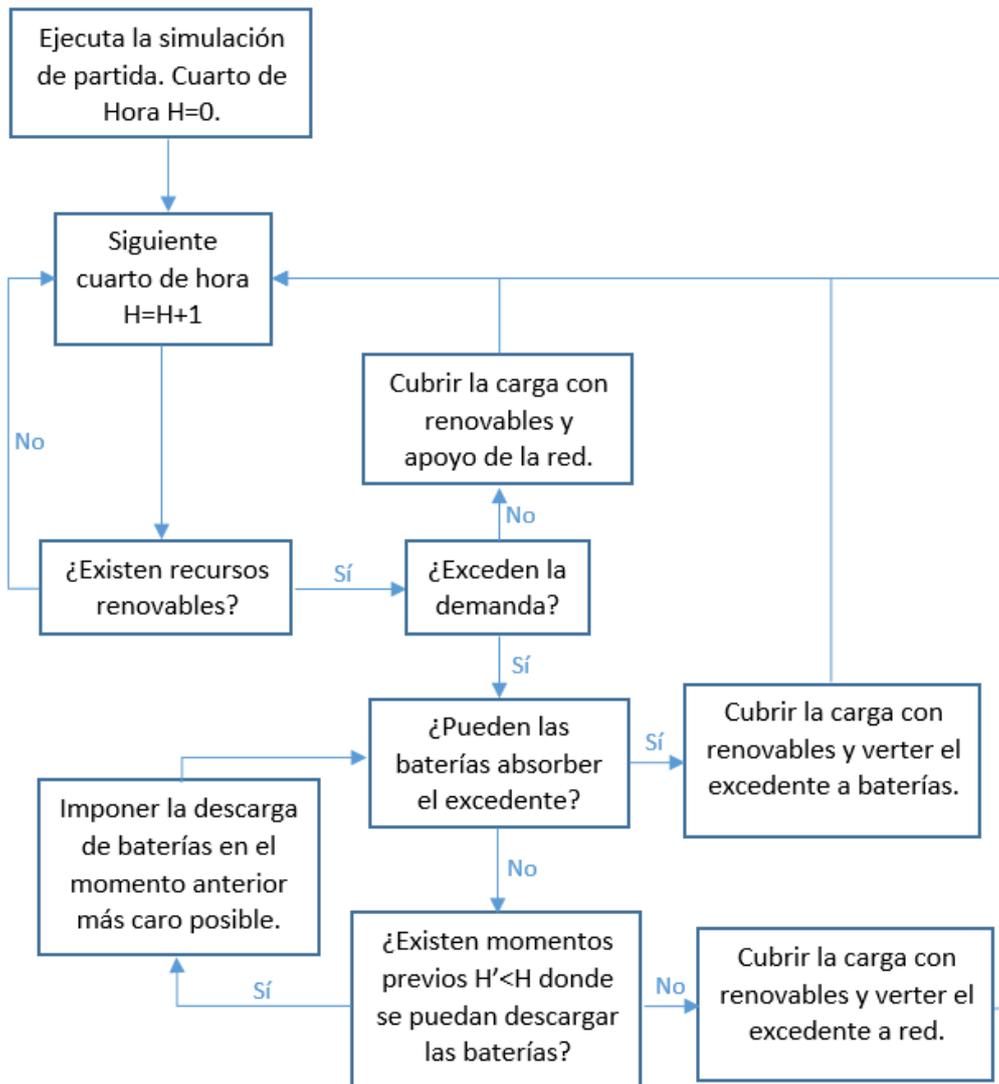


Figura 30. Esquema del algoritmo de optimización del uso de las renovables.

Para cada cuarto de hora el algoritmo identifica la producción de renovables asociada. Si esta es menor que la carga la emplea directamente y se apoya desde red. Si es mayor, conecta el cargador para intentar verter esa energía a baterías.

En caso de no poder realizar esta operación porque las baterías se encuentran a máxima carga, el algoritmo vuelve sobre los periodos previos y desconecta el momento más caro en el cual se estaba consumiendo desde la red, forzando al sistema a descargar las baterías y llegar con un nivel más bajo al instante actual. Entonces intenta volver a cargar las baterías. Si todavía no puede por el mismo motivo, seguiría desconectando momentos previos para conseguir descargar una energía igual a la que pretende cargar en el instante actual.

En caso de haber desconectado todos los momentos previos de la red y seguir sin poder cargar las baterías, el algoritmo restablece la posición inicial de los instantes previos y vierte el excedente del momento actual a la red, ya que es imposible evitarlo.

Otro fenómeno posible es que el excedente renovable supere la capacidad de carga de las baterías. En este caso, el sistema no tendrá más remedio que verter a la red la parte sobrante del excedente, una vez cubierta la carga y estando las baterías cargando a su máxima capacidad.

El AOUR por sí sólo no reporta ningún beneficio económico directo, ya que almacenar energía en las baterías no comporta una contraprestación económica. No obstante, si se consigue utilizar toda esta energía para alimentar las cargas, este movimiento habrá sido rentable, pues en conjunto, se habrá dejado de comprar energía por un coste mayor al del excedente renovable, cuyo coste es nulo. Esto es precisamente lo que se pretende conseguir con el segundo proceso de optimización aplicable.

5.2 ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN DEL USO DE LAS BATERÍAS (AOUB).

El algoritmo de optimización del uso de las baterías pretende dar el mejor uso posible a toda la energía que el AOUR haya conseguido almacenar. Intuitivamente esto consiste en emplearla, en la medida posible, en los momentos del día donde comprar energía desde la red resulta más caro.

El esquema que describe este algoritmo se muestra en la Figura 31.

El algoritmo recorre de nuevo todos aquellos instantes donde el sistema aún se encuentra conectado a la red, identifica el más caro de entre todos ellos y desconecta la red, forzando al sistema a descargar la baterías para cubrir la demanda.

Si este proceso es exitoso el coste de dicho instante pasará a ser cero. No obstante, esta desconexión puede provocar también un fallo en el sistema porque las baterías en ese instante no tengan suficiente carga para abastecer la demanda.

En este segundo caso, el AOUB recorre todos los momentos previos al instante actual e identifica aquel donde el precio de la energía es menor y que, además, se encuentra actualmente desconectado como resultado de los procesos anteriores. La idea es conectar la red y el cargador en este instante previo para poder verter en el actual. Mientras el problema persista (la carga de las baterías es insuficiente para cubrir la demanda), el algoritmo seguirá conectando el cargador en momentos previos más baratos.

Cuando el fallo del sistema se haya solucionado cabe comparar si esta situación es realmente más barata que la situación inicial ya que ahora se pueden tener varios momentos reconectados, cargando al máximo de la capacidad, y sólo uno desconectado. Si el precio es en efecto inferior, el algoritmo acepta la solución encontrada y continúa su proceso iterativo. Sin embargo, si tras estos cambios se ha llegado a una situación más cara, el algoritmo devuelve el sistema a su situación inicial y califica este punto como crítico, un punto donde no es posible desconectar la red a pesar de haber instante previos más baratos.

Este suceso ocurre rara vez, pero tiene importancia hacia el final del algoritmo, donde las diferencias de precio son muy ajustadas y conectar el cargador supone adquirir mucha más energía de la necesaria a un precio ligeramente menor, ya que el cargador funciona todo/nada.

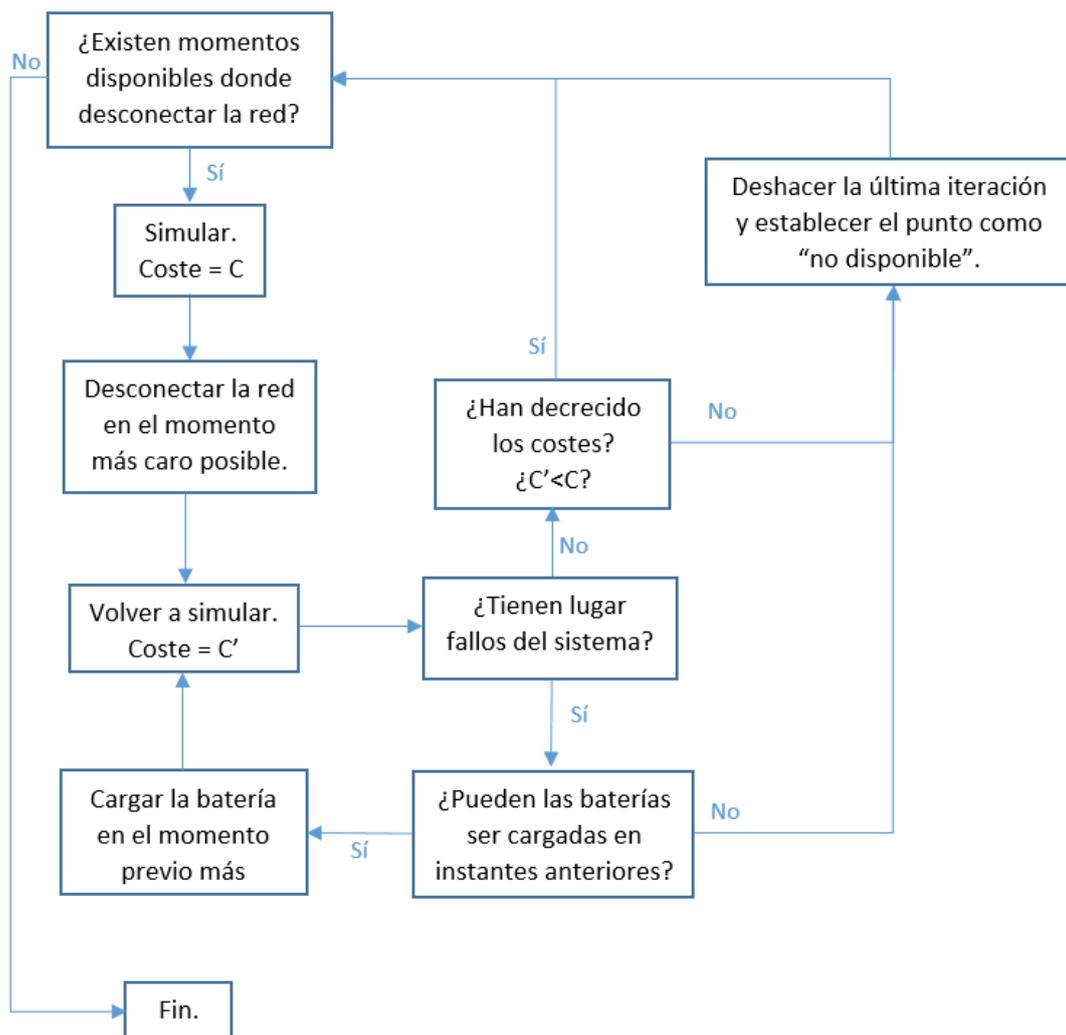


Figura 31. Esquema del algoritmo de optimización del uso de las baterías.

El resultado final de ambos procesos de optimización es un estado de funcionamiento donde se ha aprovechado la mayor cantidad posible de energía procedente de generación renovable y donde, además, se ha empleado esta en aquellos momentos donde la alternativa, la red, representaba un mayor coste para el sistema.

Adicionalmente, se han aprovechado los momentos donde es rentable comprar energía para su posterior uso, aprovechando la fluctuación de los precios del mercado.

Todo ello conseguido a través de una gestión óptima de las baterías, que constituyen la pieza fundamental de este proceso.

6. CASOS DE ESTUDIO.

Para demostrar la validez del modelo, así como para obtener una visión más exacta del tipo de soluciones que se alcanzan con este algoritmo de optimización, se van a analizar varios casos con distintas tipologías de producción y demanda energética.

Esto permitirá también tener una idea más completa de cómo funciona una microrred en unas condiciones más reales que las derivadas de los ensayos, y cuáles son los puntos más críticos para una óptima operación de la red, así como comparar el papel que juegan los distintos equipos en la misma.

6.1 CASO DE ESTUDIO 1: PRODUCCIÓN RENOVABLE Y DEMANDA DESCOORDINADAS.

En el primer caso de estudio se intentará aproximar en la medida de lo posible el comportamiento de las redes eléctricas reales.

La situación más crítica y a la vez más común en la realidad se da cuando la producción de energía renovable y la demanda tienen lugar en momentos del día distintos, por lo que el sistema debe o bien desplazar las cargas (mediante técnicas de gestión de la demanda) o bien desplazar la producción mediante el uso de sistemas de almacenamiento energético.

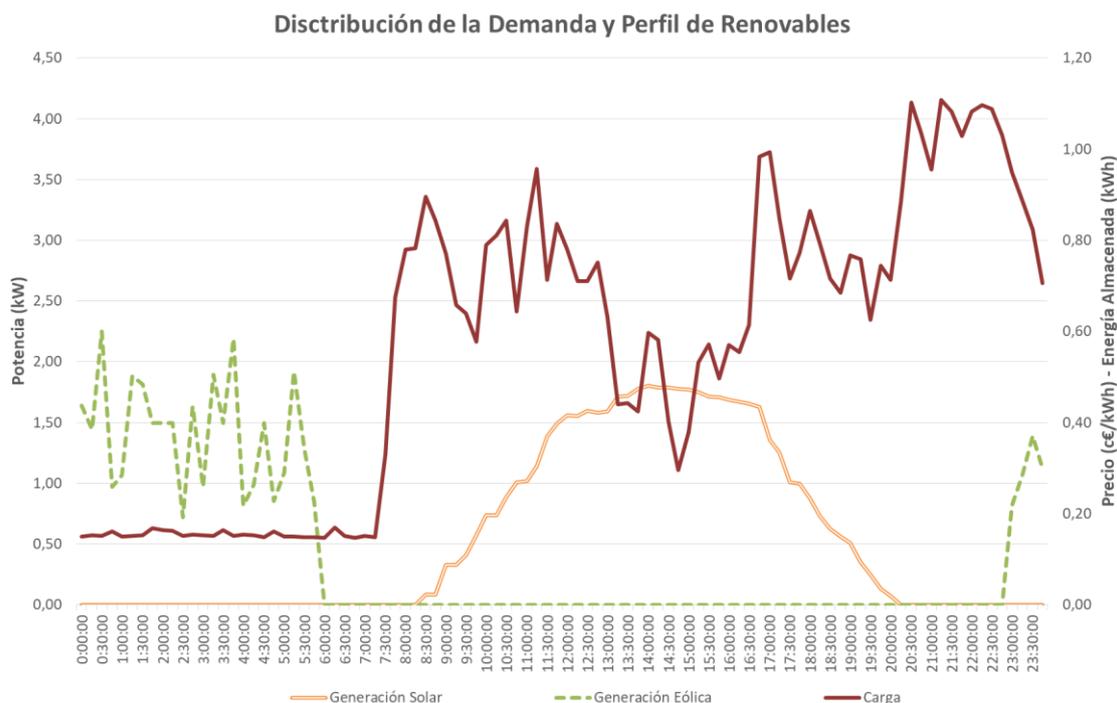


Figura 32. Distribución de la demanda y perfil renovable. Caso de estudio 1.

Para este caso de estudio se ha considerado que el sistema tiene un pico de producción eólica de madrugada, entre las 00:00 h. y las 06:00 h., cuando la demanda es mínima. La punta de producción

fotovoltaica se encuentra como es lógico en las horas centrales del día, coincidiendo con una bajada típica de la demanda que corresponde con la parada de la producción industrial a la hora en que la mayoría de la gente hace un alto para comer en España, entre las 13:00 h. y las 16:00 h.

La demanda en general responde a una estructura típica del Sistema Eléctrico Español.

En primer lugar, se necesitarán algunas referencias para valorar cuantitativamente el impacto sobre los costes que tiene la implementación del algoritmo de optimización.

Para el escenario de referencia 1, se tomará el coste que tendría para el sistema cubrir la demanda única y exclusivamente con electricidad de la red. Este escenario se muestra en la Figura 33.

Nótese cómo los precios más caros para la energía de red se alcanzan en los momentos de mayor demanda. Se trata de una configuración de precios habitual en España.



Figura 33. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 1.



Figura 34. Costes del sistema. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 1.

El precio acumulado al final del día alcanza para el escenario de referencia 1 los 6,4856 € al final del día.

El supuesto de referencia 2 será definido como la cobertura de la demanda utilizando la red eléctrica y toda la producción renovable, pero sin hacer ningún uso del sistema de almacenamiento energético. Este escenario de referencia es especialmente importante en este caso, pues los excedentes se contabilizan como pérdidas en ausencia de un sistema de almacenamiento. Conocer este escenario permitirá valorar indirectamente el beneficio de la implantación de un sistema de energía renovable.

Este segundo escenario de referencia se muestra en la Figura 35.

En la madrugada se aprecia cómo la potencia que la carga no es capaz de absorber es vertida a la red, perdiéndose una cantidad de energía igual al área entre la curva de “Network” y el cero durante las horas donde esta curva toma valores negativos.

Evidentemente se tiene un aporte gratuito de energía proveniente de las fuentes renovables, por lo que los costes de este escenario han de reducirse con respecto al primer escenario de referencia.

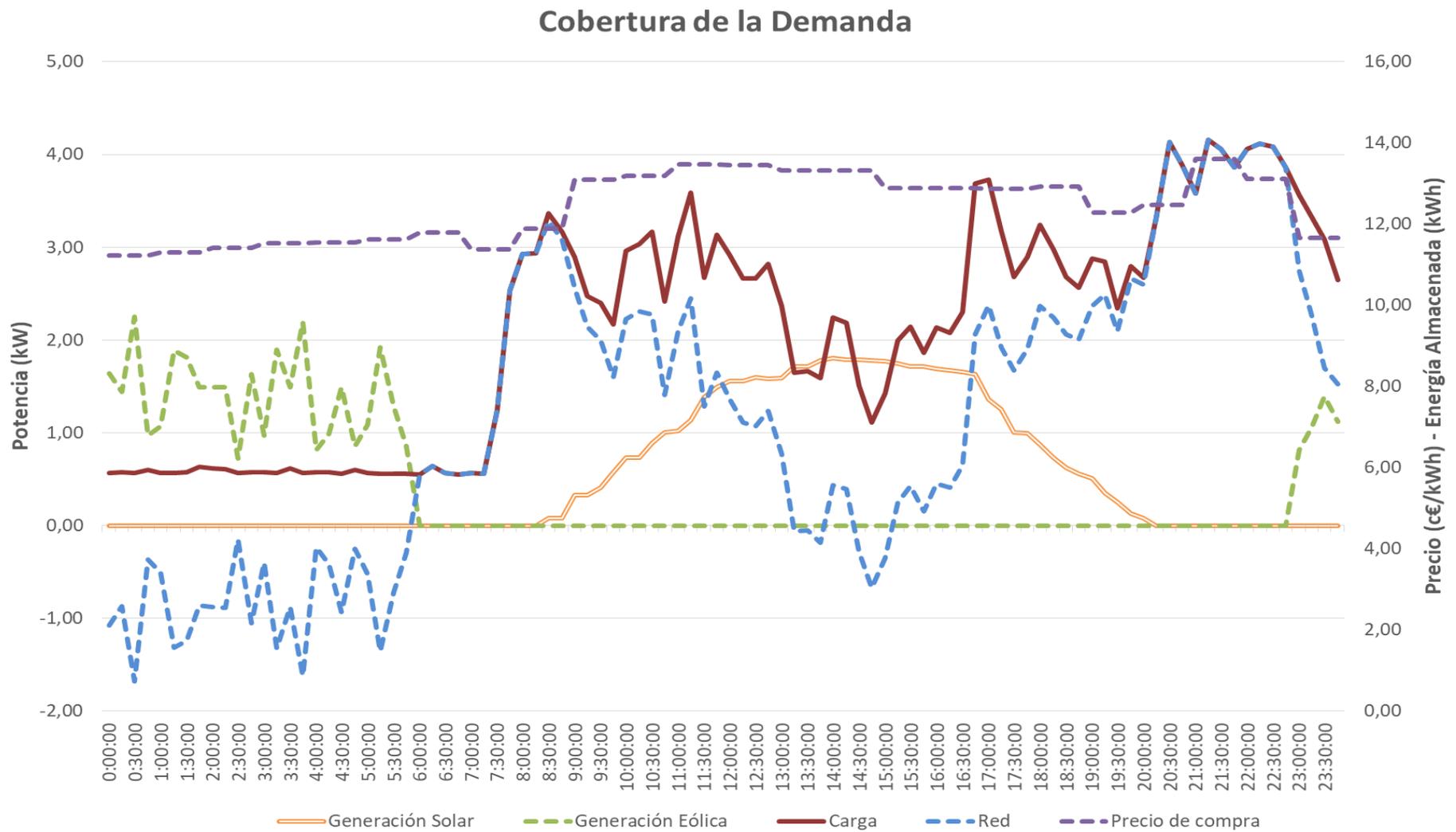


Figura 35. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 1..



Figura 36. Costes del sistema. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 1.

En el escenario de referencia 2 se alcanza un coste acumulado para el sistema de 4,2826 € al final del día, lo que supone un ahorro del 33,96% con respecto al primer escenario de referencia.

Se ejecuta a continuación el algoritmo de optimización que va mejorando de forma iterativa el escenario hasta alcanzar el óptimo del sistema. Es importante señalar que se ha supuesto un nivel inicial de las baterías de 6 kWh, el 50% de su carga máxima.

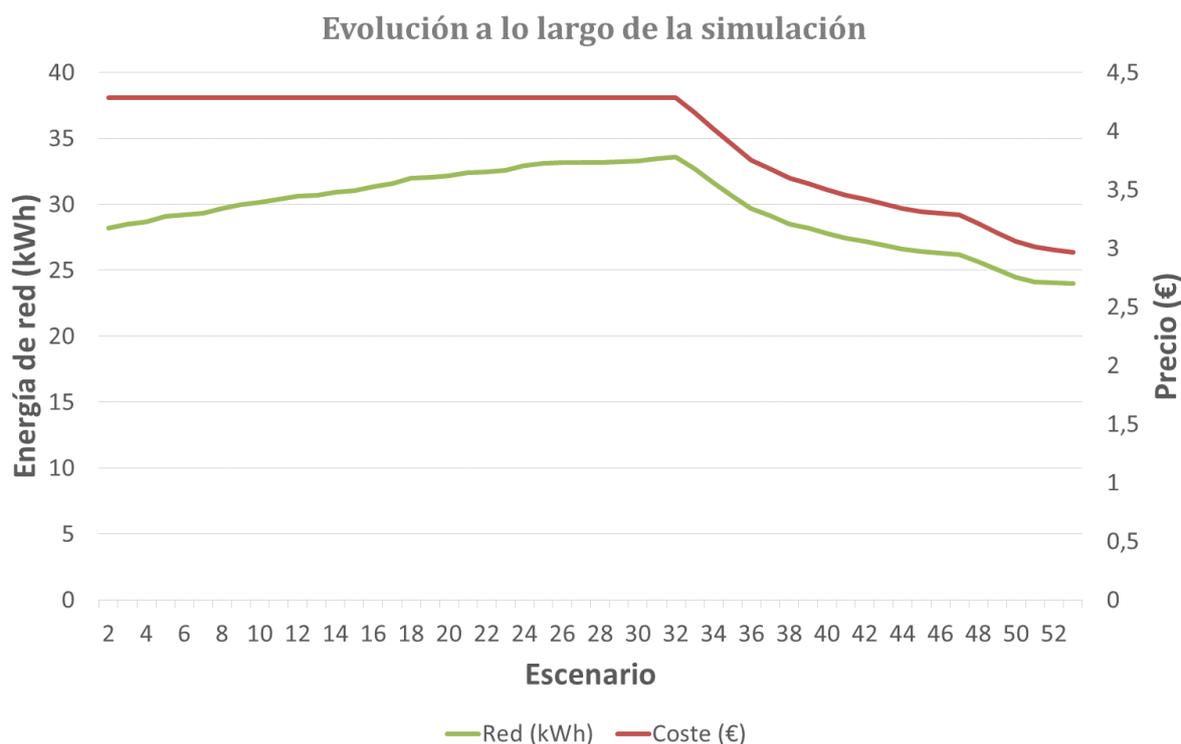


Figura 37. Evolución del proceso de optimización. Caso de estudio 1.

La evolución de los sucesivos escenarios se muestra en la Figura 37.

Para mantener una escala apreciable, se ha obviado el escenario 1, que como ya se ha visto tiene un precio mucho más alto que el 2 y los escenarios subsiguientes, siendo además el escenario de referencia 2 y el escenario óptimo los más interesantes de comparar desde el punto de vista de los sistemas renovables.

El óptimo se alcanza en el escenario 53, con un precio de 2,9636 €.

Merece la pena hacer un inciso y explicar un fenómeno que ocurre a lo largo de la optimización y que quizás no sea demasiado intuitivo.

Recuérdese que el algoritmo de optimización se compone de dos procesos, el AOUB, que se ejecuta en primer lugar, y el AOUB, que se ejecuta a continuación. El final del primero y el inicio del segundo tiene lugar en lo que se llamará “punto de ruptura”, que para este caso se produce en el escenario 32, cuyo perfil de cobertura de la demanda se muestra en la

Figura 38 y sus flujos de potencia toman la forma que se muestra en la Figura 39.

A la izquierda del punto de ruptura tiene lugar el AOUB, que provoca dos efectos al parecer contradictorios:

- El consumo de energía desde la red durante los escenarios del AOUB aumenta.
- El coste de los escenarios producidos durante el AOUB se mantiene constante.

Se comenzará analizando el primer fenómeno. ¿Por qué aumenta el consumo de red con respecto al escenario de referencia 2? Realmente el consumo desde la red no aumenta, como parece lógico, lo que disminuye son los vertidos de energía a la red como efecto del almacenamiento de los excedentes en la baterías.

La variable Red sigue la siguiente expresión:

$$Red \leq E_{comprada\ a\ red} - E_{vertida\ a\ red} \quad (5)$$

El primer término se mantiene constante durante el AOURL, pero el segundo término va disminuyendo hasta llegar, en el mejor de los casos, a cero. Esto provoca que el valor "Red", la integral a lo largo del día de la potencia que fluye hacia o desde la red eléctrica, aumente.

A esto hay que añadirle que cuando se vierte la energía a red no se recibe una contraprestación económica por ello, por eso el coste se mantiene constante. Sin embargo, si la energía sobrante se pudiese vender a la red a un precio no nulo, el coste no se mantendría constante sino que se incrementaría progresivamente. De nuevo, no porque se compre más energía, sino porque se deja de venderla para almacenarla en las baterías, perdiendo la posible contraprestación económica.

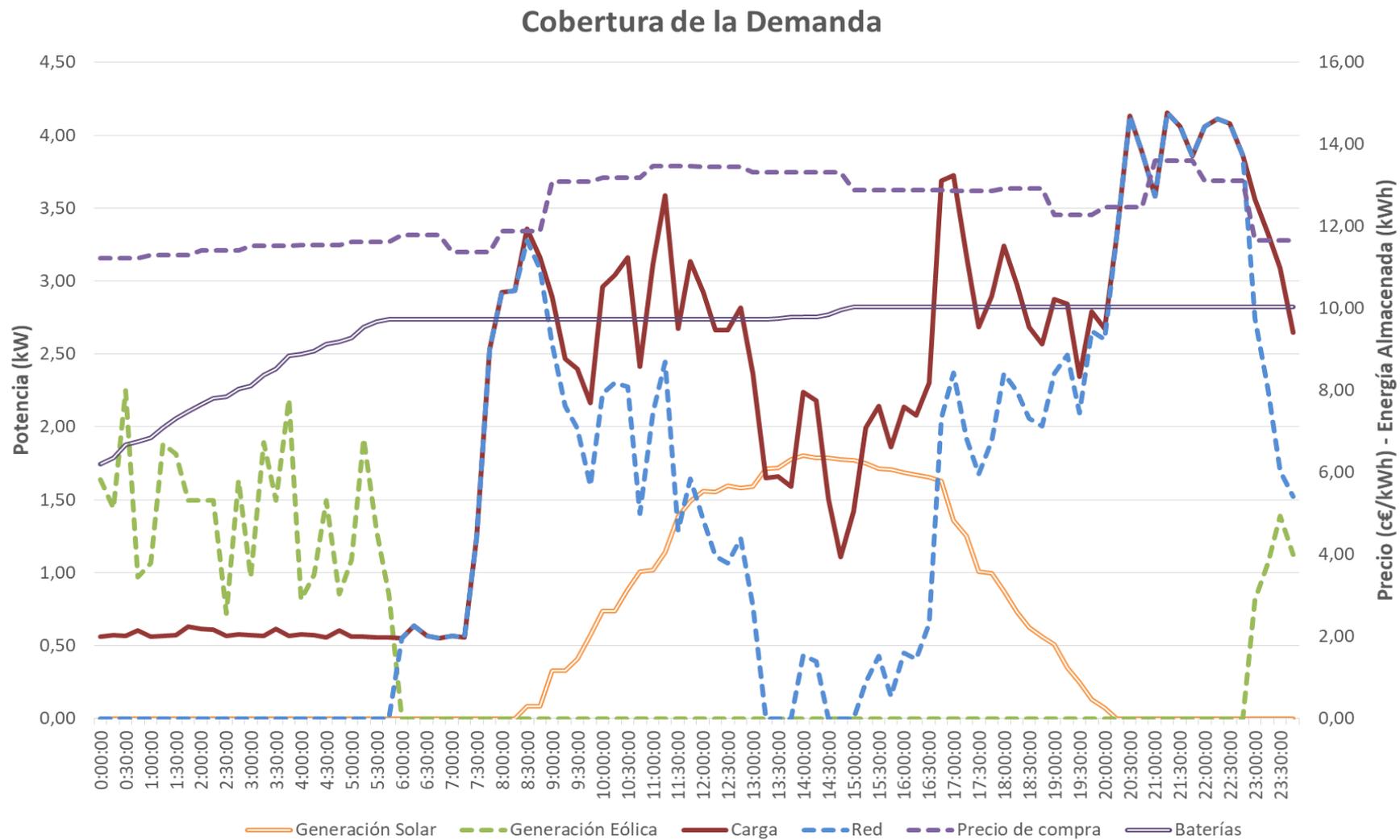


Figura 38. Cobertura de la demanda. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 1.

Flujos de Potencia

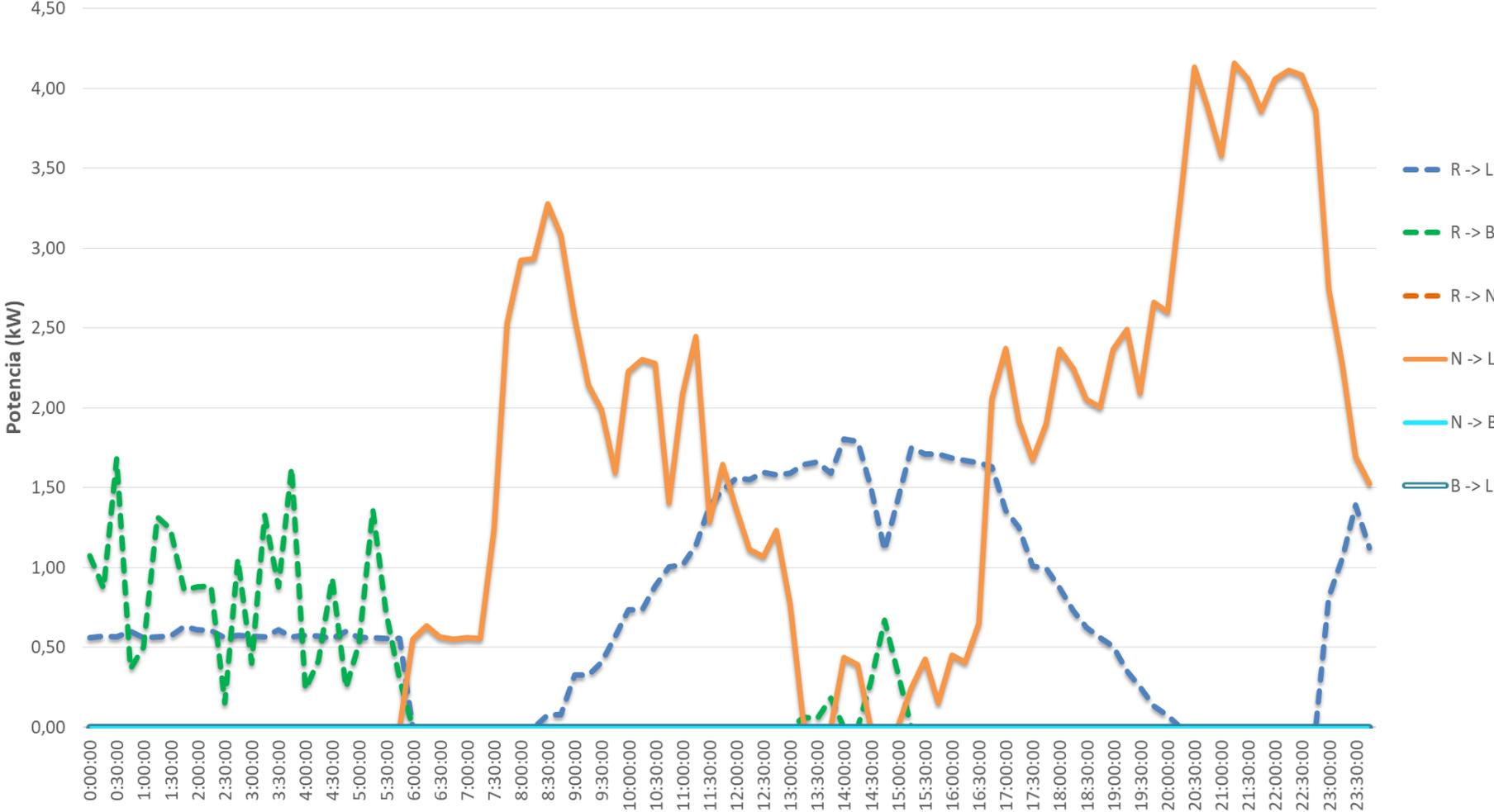


Figura 39. Flujos de potencia. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 1.

Para precios de venta de la energía mayores que cero, ¿cómo cambiaría la rentabilidad del sistema? La respuesta no es trivial. La rentabilidad de implantar generadores renovables aumenta estrictamente con respecto al segundo escenario de referencia, puesto que se obtiene beneficio de cualquier posible excedente. Por el contrario, la rentabilidad de implantar sistemas de almacenamiento energético disminuye necesariamente.

Para saber si esta disminución de la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento energético puede caer hasta cero (no aportaría ningún beneficio) se plantea el siguiente principio de indiferencia con respecto a la energía excedente ($E_{excedente}$).

$$Precio_{venta} \cdot E_{excedente} = 0,75 \cdot E_{excedente} \cdot Precio_{sustitución} \quad (6)$$

Donde el Precio de Venta ($Precio_{venta}$) es el precio de venta de la energía en el momento en que se produce el excedente y el Precio de Sustitución ($Precio_{sustitución}$) es el precio de compra de la energía en el momento en que se hace uso de la energía almacenada en baterías (para evitar comprarla, precisamente). Siendo un 75% el rendimiento asociado a este almacenamiento para la posterior venta.

Tanto la energía excedente como el precio de venta en el momento en que se produce el excedente vienen determinados por la generación de las fuentes renovables, que no se puede controlar.

Sin embargo, el Precio de Sustitución se puede optimizar a través del AOUB, descargando las baterías en el momento más caro posible.

El almacenamiento de la energía en baterías en un sistema donde los precios de venta de la energía no son cero, es rentable siempre y cuando se cumpla que:

$$Precio_{sustitución} \geq \frac{4}{3} \cdot Precio_{venta} \quad (7)$$

Por tanto, realizar una correcta optimización del uso que se les da a las baterías (mediante el AOUB) maximiza el Precio de Sustitución para cada instante y por tanto el beneficio total obtenido. Si el Precio de Sustitución no pudiese superar ese valor para ningún instante, el coste del escenario optimizado se situaría por encima o igual al coste del segundo escenario de referencia, y por tanto sería indiferente tener o no un sistema de almacenamiento energético (porque el sistema no haría uso de él), siendo el segundo escenario de referencia el escenario óptimo o co-óptimo.

Volviendo al caso de estudio, tras el proceso de optimización resulta el siguiente escenario. La

Figura 40 muestra cómo se distribuye entre las diferentes fuentes la cobertura de la demanda y cómo varía el nivel de las baterías, así como el precio de la energía eléctrica para cada instante.

Para analizar este escenario más fácilmente se muestran en la Figura 41 los flujos de potencia que tienen lugar en el sistema en cada instante.

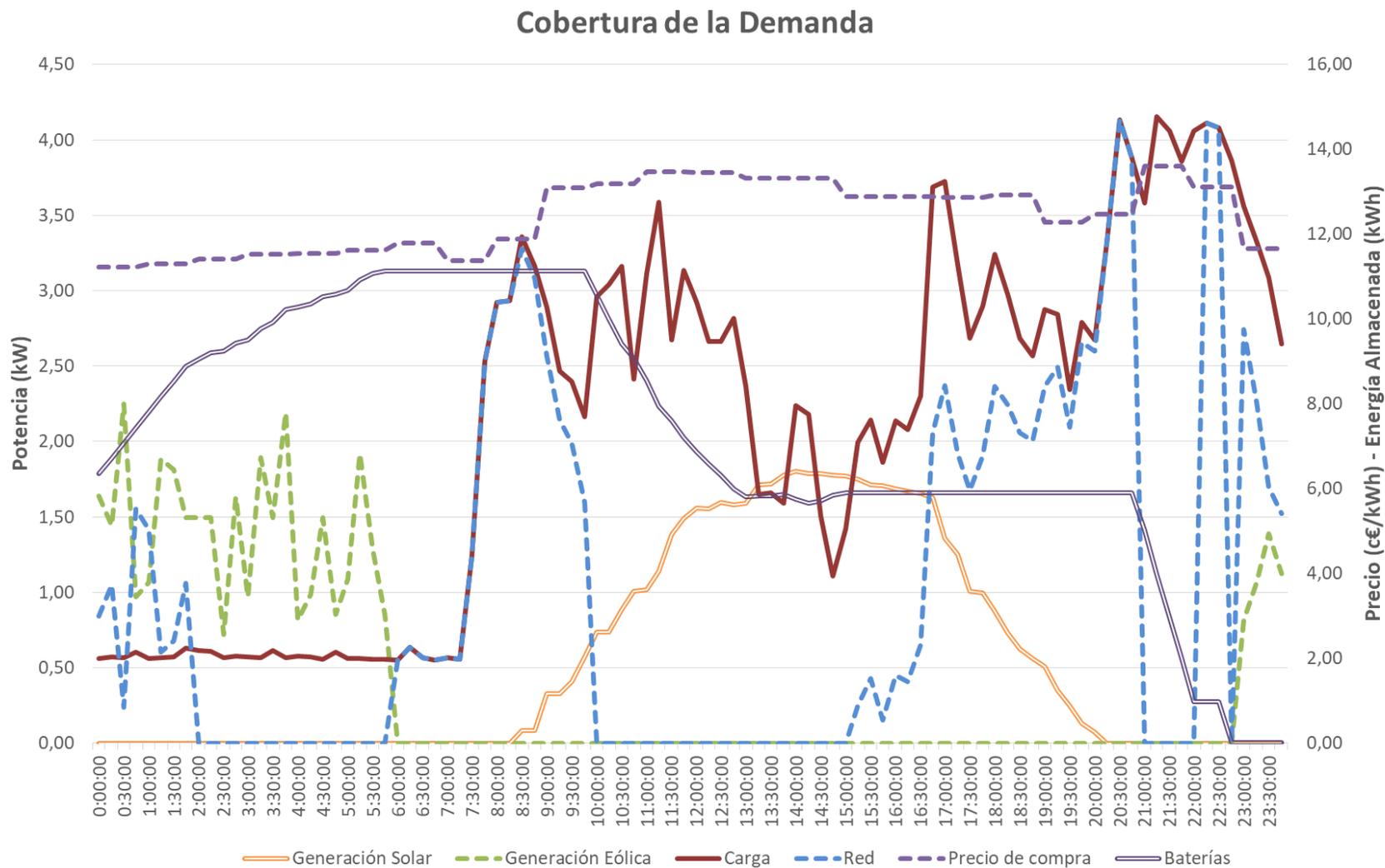


Figura 40. Cobertura de la demanda. Escenario óptimo. Caso de estudio 1.

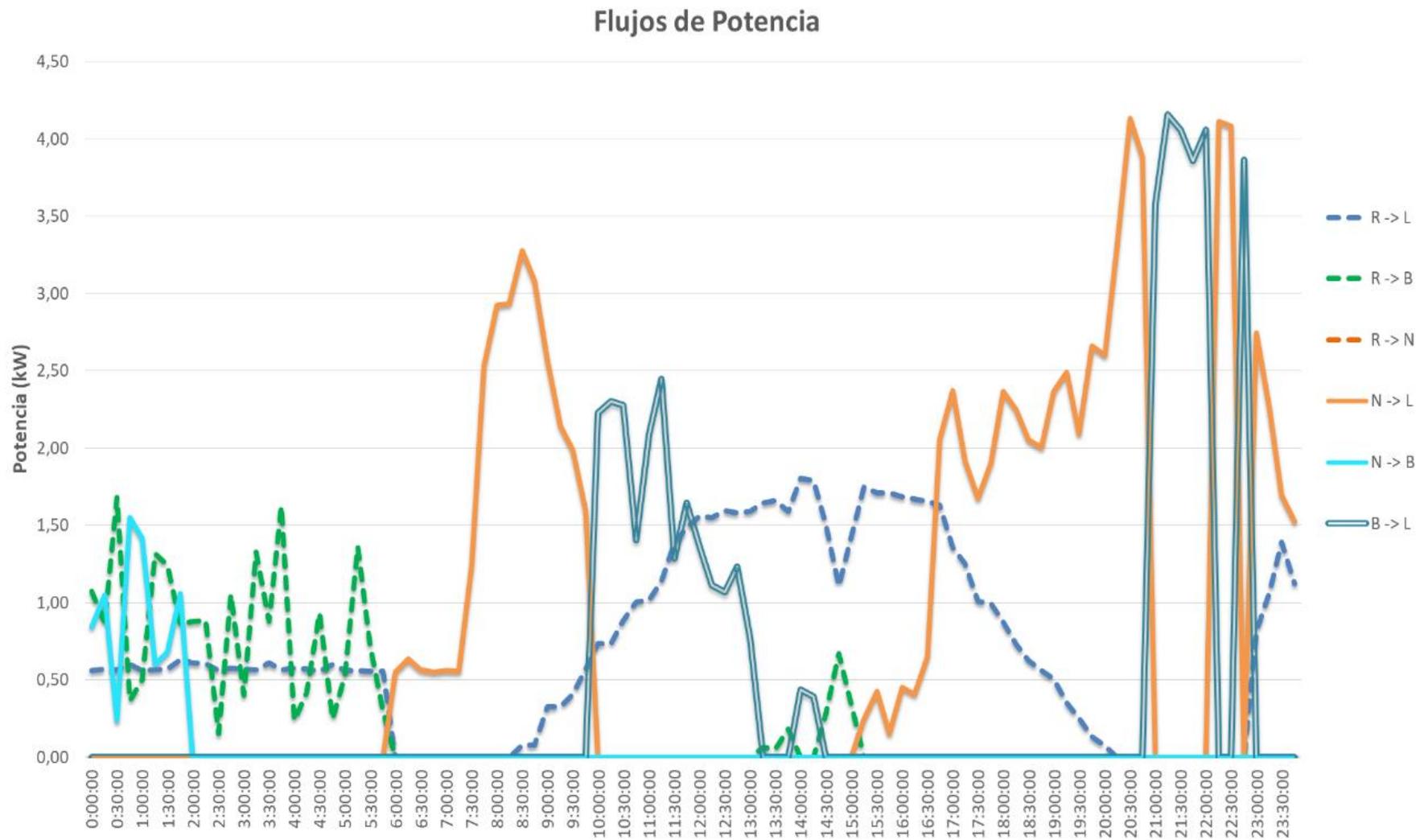


Figura 41. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 1.

Analizando cronológicamente el comportamiento se concluye lo siguiente.

Durante la madrugada se observa cómo toda la energía necesaria para cubrir la demanda proviene del generador eólico, precisamente porque la demanda es muy baja a estas horas. La energía eólica sobrante es derivada hacia las baterías. Ahora bien. El sistema no se conforma con cargar las baterías con el excedente renovable, sino que desde las 00:00 h. hasta las 02:00 h. conecta el cargador y la red para precisamente cargar las baterías con energía comprada de la red. El motivo de esto es el bajo precio de la energía durante estas horas.

Nótese que la potencia comprada a la red es tal que:

$$P_{red} = P_{m\acute{a}xima\ de\ carga} - P_{renovable} \quad (8)$$

De forma que en estas horas la batería está cargando a su máxima potencia admisible, y esto se aprecia en la pendiente que toma la curva de la energía almacenada (“Battery”).

Durante el resto de horas de la madrugada, hasta las 06:00 h., el cargador se mantiene desconectado. La gráfica puede llevar a cierta equivocación acerca del motivo de este hecho, puesto que el nivel de la batería parece llegar a su máximo y estancarse. Esta explicación sería sencilla: se ha cargado la batería hasta el máximo y no puede absorber más carga durante este periodo de exceso de energía.

En realidad la batería no llega a su máximo, sino que se estanca en un valor de 11,13 kWh, donde aún podría admitir 0,87 kWh más de carga, esto es aproximadamente media hora cargando a máxima potencia. ¿A qué se debe este estancamiento?

Al forzar al sistema a cargar en estos instantes se observa que el precio de la simulación se encarece, el problema no es cargar las baterías en esas horas, sino encontrar un lugar óptimo para descargarlas.

La primera intención sería descargarlas entre las 22:15 h. y las 22:45 h., pero para ello se necesitaría tener en las baterías al menos 1,202 kWh en lugar de los 0,87 kWh que se puede almacenar como máximo, recuérdese que no es posible cubrir la carga haciendo uso de las baterías y la red simultáneamente por limitaciones del Xantrex.

El segundo punto más caro donde se querría poder emplear la energía almacenada sería entre la 09:00 h. y las 10:00 h, y sí se dispondría de energía suficiente para hacerlo al menos durante un cuarto de hora en ese periodo. Se podrían descargar, en el caso más favorable, 0,6418 kWh entre las 09:00 h. y las 09:15 h. El precio de la energía eléctrica para esa hora se sitúa en 0,1308 €/kWh, esto es lo que se vino a llamar Precio de Sustitución cuando se estudió la viabilidad de los sistemas de almacenamiento. Se observa a continuación cómo el mismo Principio de Indiferencia planteado entonces se puede aplicar también al estudio de estas situaciones.

Como para poder cargar esa energía en las baterías se requiere tomarla forzosamente de la red, la energía también tiene para el sistema un coste de compra, no es un excedente renovable. Concretamente, si se conecta el cargador entre las 07:00 h. y las 08:00 h., el momento más barato anterior, la energía tendría un coste de 0,1137 €/kWh.

Se puede aplicar ahora el Principio de Indiferencia.

$$\frac{E_{\text{útil}}}{\eta_{\text{batería}}} \cdot \text{Precio}_{\text{compra}} = E_{\text{útil}} \cdot \text{Precio}_{\text{venta}} \quad (9)$$

O lo que es lo mismo, sabiendo que el rendimiento de las baterías es del 75%:

$$\text{Precio}_{\text{compra}} = \frac{3}{4} \cdot \text{Precio}_{\text{sustitución}} \quad (10)$$

Si se cumple esta igualdad el sistema es indiferente entre comprar energía para utilizarla más tarde o no almacenar nada y consumir de la red llegado el momento más caro.

Si se aplica la ecuación 9 este ejemplo se observa que:

$$\frac{0,6418 \text{ kWh}}{0,75} \cdot 0,1137 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,0973 \text{ €} > 0,6418 \text{ kWh} \cdot 0,1308 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 0,0839 \text{ €}$$

La igualdad no se cumple y por lo tanto es preferible estrictamente no almacenar energía en las horas baratas a costa de comprarla en las horas más caras. Este es el motivo por el que, pudiendo cargar durante la madrugada hasta el límite de 12 kWh, el sistema sólo almacena 11,13 kWh y consigue de esta forma la solución más barata posible para este problema.

Continuando con el análisis de la solución óptima, el resto de la solución es mucho más intuitiva. Progresivamente el sistema descarga uno por uno en los momentos más caros, y que por tanto proporcionan una disminución más acusada del coste para el sistema.

En líneas generales, si se observan las horas centrales del día y se dividen entre mañana y tarde, atendiendo a las horas anteriores y posteriores al bajón de demanda central, se ve cómo el sistema realiza una discriminación muy intuitiva. La mañana la cubre con energía fotovoltaica y las baterías y la tarde la cubre con la energía fotovoltaica y la red. Tanto la demanda como la generación solar son aproximadamente simétricas y los precios de la energía son ligeramente menores durante la tarde. Esta es una tendencia común, pero un precio más volátil de la energía eléctrica podría dar situaciones de gran alternancia entre la red y las baterías, como ocurre en las horas finales del día.

En resumen, el coste para el sistema de esta solución es el siguiente.



Figura 42. Costes del sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 1.

Donde el coste acumulado para el sistema alcanza un valor de 2,9636 € al final del día. Esto supone una reducción del 54,3% con respecto al primer escenario de referencia (donde toda la energía proviene de la red) y, lo que es más interesante, de un 30,8% con respecto al segundo escenario de referencia (existen fuentes renovables pero no sistemas de almacenamiento energético).

En realidad estos porcentajes deberían ser reducido en cierta medida puesto que ciertamente, el sistema empezó con 6 kWh almacenados en las baterías y acabó con estas vacías. Es decir, este escenario tenía 6 kWh de energía adicional a coste cero con respecto a la referencia.

El objetivo de este caso de estudio, no obstante, era estudiar el comportamiento del algoritmo y del sistema en una situación lo más realista posible, donde se utilizasen distribuciones de demanda, de precios y de producción renovable similares a las que se dan en el Sistema Eléctrico Español.

El siguiente caso de estudio se centrará en buscar otro tipo de fenómenos menos comunes pero interesantes desde el punto de vista analítico, así como en plantear comparativas más exactas entre los distintos escenarios.

6.2 CASO DE ESTUDIO 2: ABUNDANCIA DE ENERGÍA RENOVABLE.

En el supuesto planteado a continuación se propone analizar la optimización del sistema cuando existe una relativa abundancia de renovables a lo largo del día. Lo que se espera a priori de este tipo de casos es:

- Que la gestión de las baterías tenga poco impacto sobre el coste global de sistema, porque no es tan necesario trasladar la producción renovable desde las horas valle a las horas pico.
- Que en determinados momentos no se pueda evitar el vertido de energía a la red por la incapacidad de las baterías de absorber la producción renovable cuando la demanda es baja.

Para conseguir escenarios más comparables, se ha impuesto que las baterías comiencen el día completamente descargadas, a diferencia del caso previo.

Se muestra a continuación cuál es la distribución de la demanda y la producción renovable para este segundo caso de estudio.

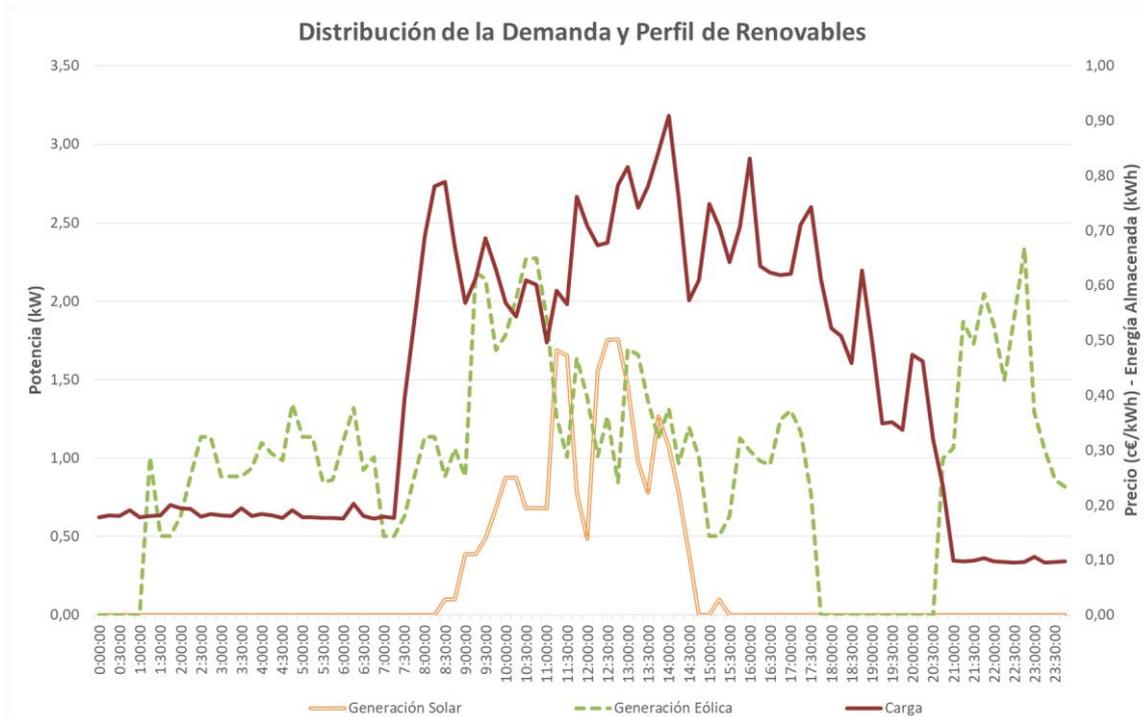


Figura 43. Distribución de la demanda y la producción renovable. Caso de estudio 2.

En este caso la demanda no responde a una estructura demasiado usual, podría asimilarse a algún tipo de comercio con una demanda relativamente constante durante el horario laboral y un consumo residual entre las 21:00 h. y las 07:00 h.

La presencia de la energía eólica está sujeta a una alta variabilidad, como es lógico, pero también es recurrente a lo largo de casi todo el día, con excepción de las primeras horas de la madrugada y el periodo de 17:45 h. a 20:30 h.

La disponibilidad solar es también algo más inestable de lo común, lo cual puede deberse a un cielo parcialmente nublado.

El primer escenario de referencia es de nuevo muy sencillo, toda la demanda es cubierta desde la red, así que se omitirá esta vez la gráfica de cobertura de la demanda.

En cuanto al coste de este escenario, se tiene lo siguiente.



Figura 44. Costes del sistema. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 2.

El coste al final del día alcanza un valor de 4,3203 €.

El escenario de referencia 2, con el aporte añadido de las energías renovables, se prevé bastante barato porque estas tienen un orden de magnitud similar a la demanda. Un escenario cubierto enteramente por renovables tendría coste cero, evidentemente.

La cobertura de la demanda para el segundo escenario de referencia se muestra en la Figura 45.

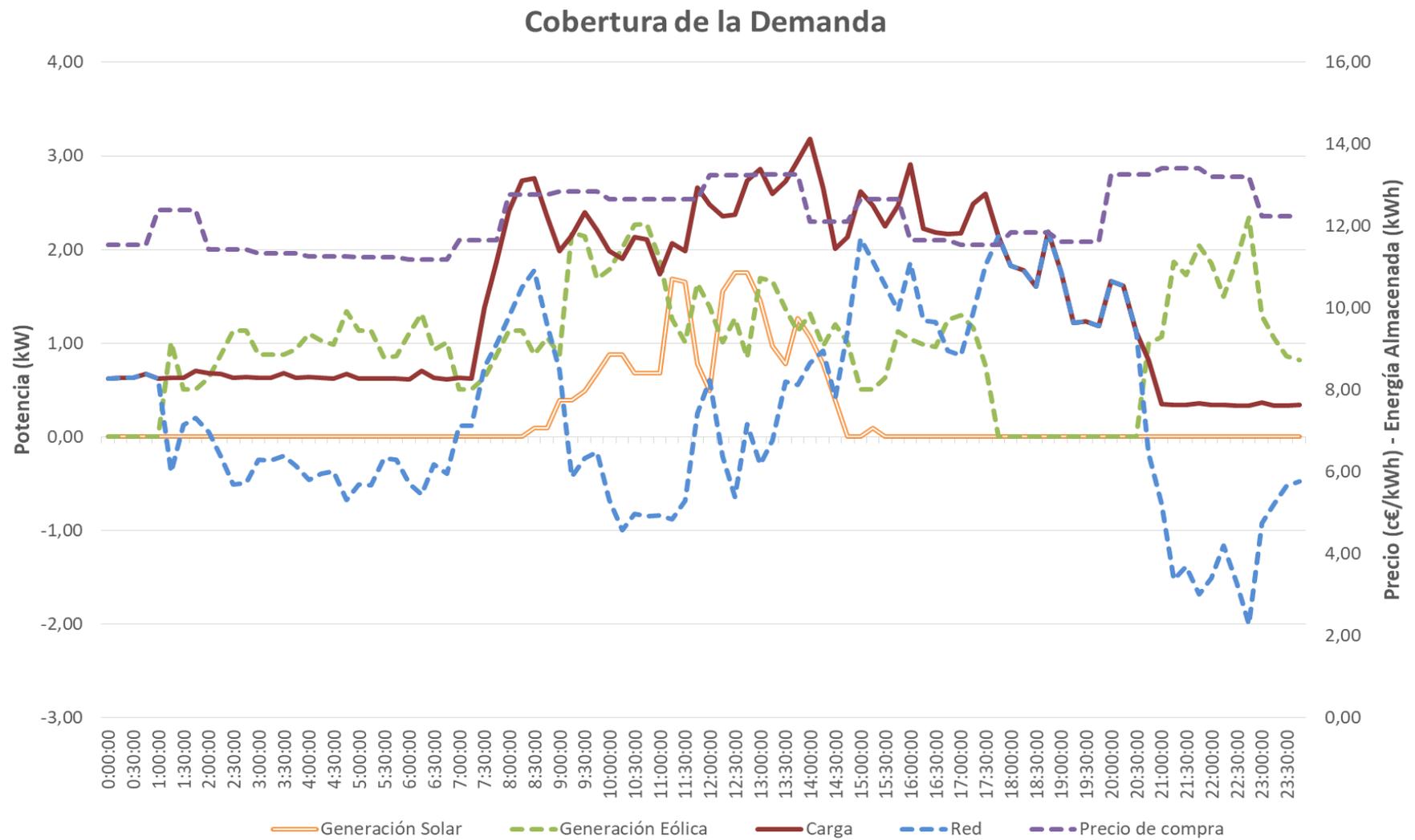


Figura 45. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 2..

Se observa cómo la potencia de la red toma valores negativos a menudo, lo que implica que se está vertiendo un excedente considerable incluso en horas donde la demanda es significativa. No obstante, intervalo de ausencia de renovables, aunque pequeño, impacta de forma no despreciable en el coste del escenario.



Figura 46. Costes del sistema. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 2.

El coste final del segundo escenario de referencia se sitúa en 1,6134 €, un 62,65% más barato que el primer escenario de referencia. Por comparación con el caso de estudio anterior, véase que aquí el ahorro producido entre ambos escenarios de referencia es aproximadamente el doble.

Estos órdenes de magnitud son de utilidad para hacer una primera valoración rápida cuando se afronta un análisis de viabilidad económica sobre la instalación de generadores renovables. Si los perfiles medios de radiación solar y los perfiles de viento en la zona se superponen con el tipo de demanda que se espera de la instalación, la amortización de la instalación se produce en más o menos la mitad de tiempo que si ambas distribuciones están descoordinadas entre sí.

En cuanto a la progresión de escenarios que el algoritmo calcula hasta llegar al óptimo, de nuevo el escenario 1 tiene un coste mucho mayor que cualquier otro, y se ha eliminado de la gráfica de evolución para mantener una escala apreciable de esta.



Figura 47. Evolución del proceso de optimización. Caso de estudio 2.

El punto de ruptura se sitúa esta vez en el escenario 49, cuyas curvas de cobertura de la demanda y flujos de energía se muestran en la Figura 48 y la Figura 49 respectivamente. Nótese que siguen distribuciones similares a las del caso anterior. El nivel de las baterías únicamente aumenta y las renovables quedan completamente distribuidas en tres fracciones: las que van a la carga, las que van a las baterías y las que van a la red.

Aunque ambas líneas, la energía de red y el coste se sitúan en ejes distintos y no tiene sentido analizar su posición relativa, sí se observa cierto paralelismo entre las líneas a partir del punto de ruptura.

Cuando el consumo de la red disminuye, porque es sustituido con la energía almacenada en las baterías, así lo hace el coste. La pendiente depende de si el punto sustituido (siguiendo el criterio de precios) supone más o menos energía descargada. Sin embargo, se puede afinar un poco más y observar que hacia el escenario 60 y 61 el consumo de la red aumenta ligeramente y el coste continúa cayendo.

Este fenómeno corresponde con puntos donde el sistema ha adquirido energía de red con el fin de cargar las baterías y poder descargar en un momento posterior.

Finalmente se llega al escenario optimizado, el número 65, que de nuevo se presenta para mayor claridad, mediante las gráficas de cobertura de la demanda y flujos de potencia (Figura 50 y Figura 51 respectivamente).

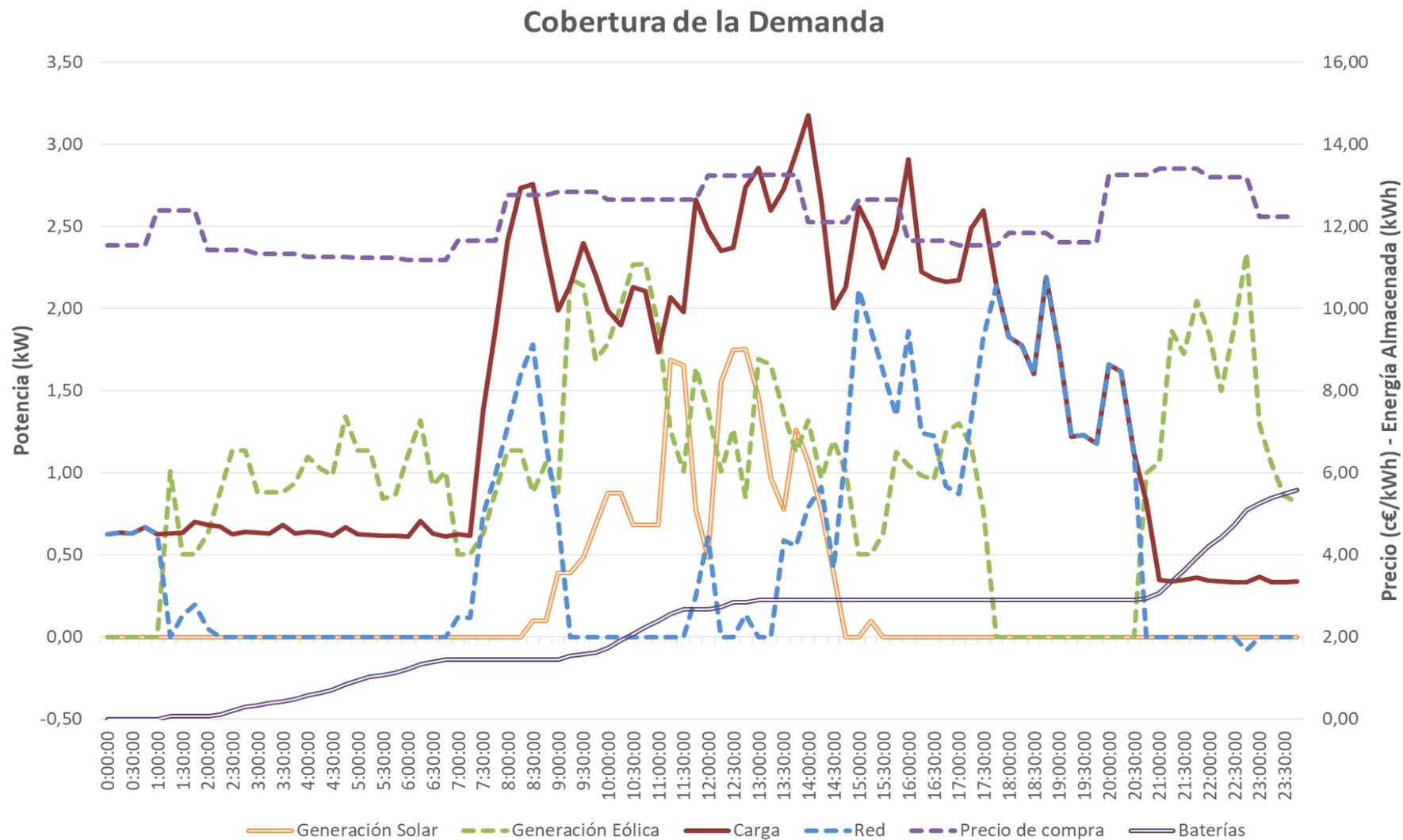


Figura 48. Cobertura de la demanda. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 2.

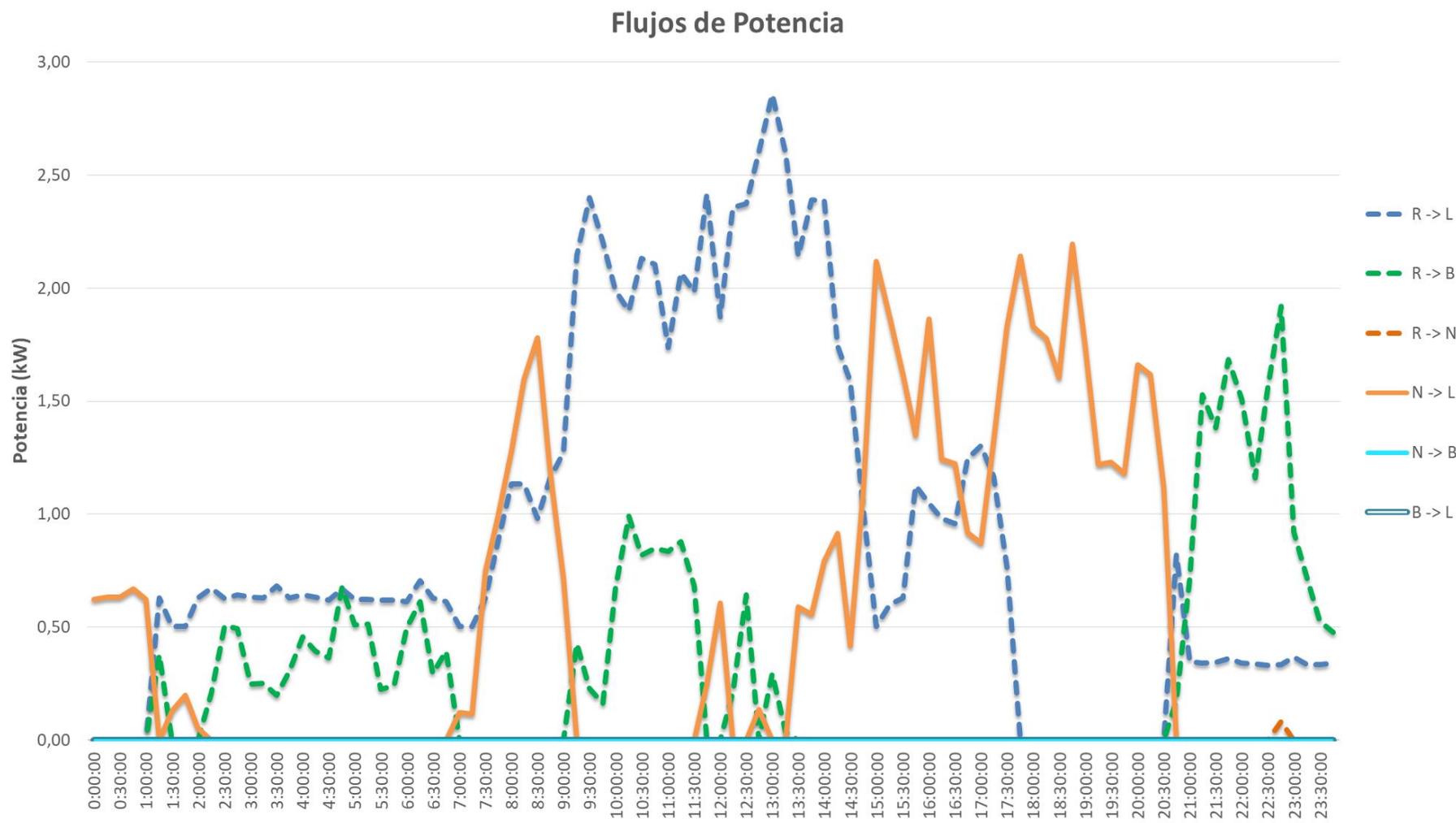


Figura 49. Flujos de potencia en el sistema. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 2.

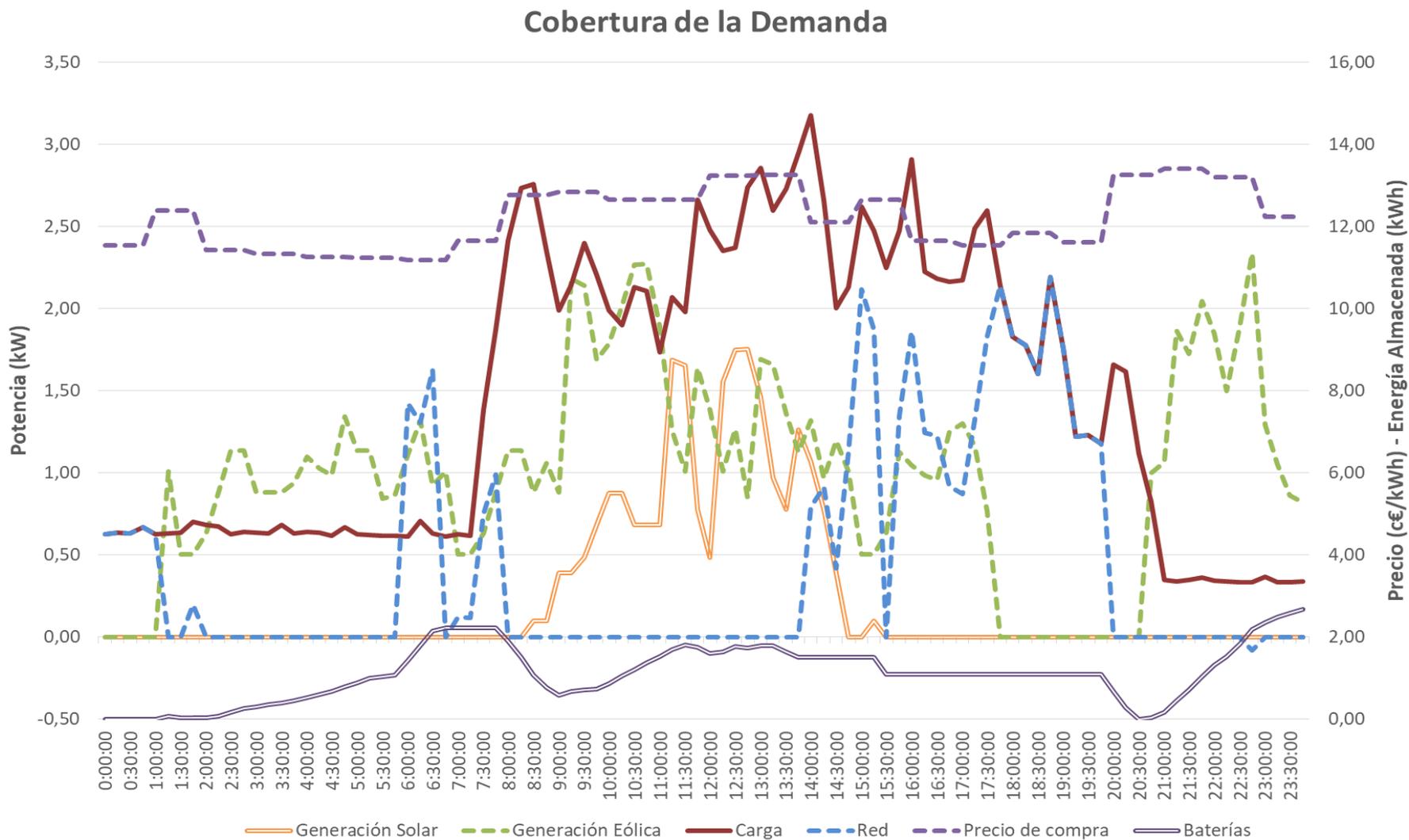


Figura 50. Cobertura de la demanda. Escenario óptimo. Caso de estudio 2.

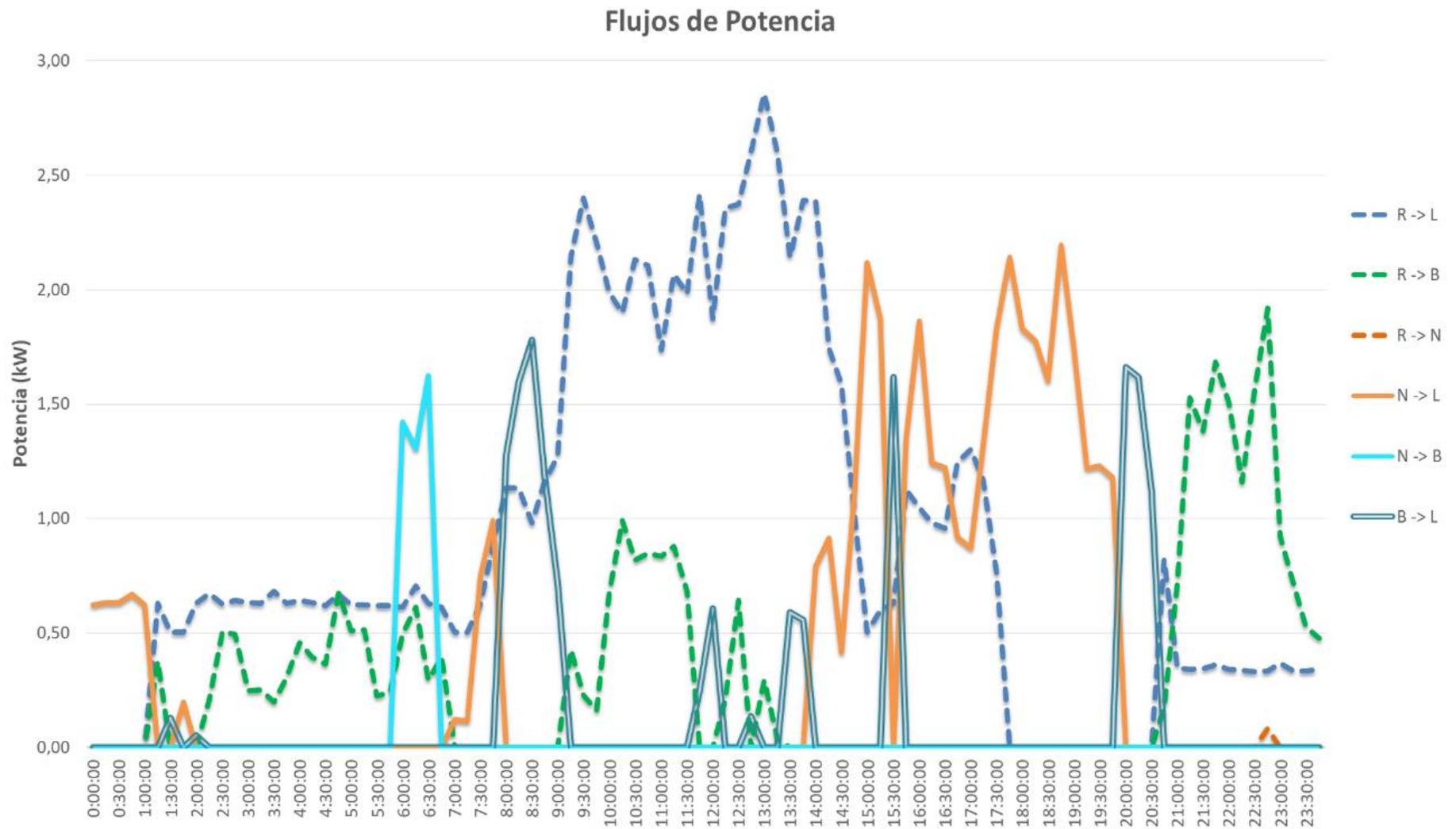


Figura 51. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 2.

Una de las conclusiones que más evidentes resultan es que en este caso de estudio las baterías trabajan con mucha menos energía que en el caso anterior. El valor de la energía almacenada se mueve en la horquilla entre 0 y 2,6764 kWh, un 22,3% de su capacidad, por lo que si este tipo de distribuciones de demanda y de renovables fueran las habituales en el sistema, se estaría ante un sistema de almacenamiento energético sobredimensionado.

Al mismo tiempo, el número de maniobras de carga y descarga que realizan las baterías ha aumentado con respecto al caso anterior donde existía un periodo de carga al inicio del día y dos periodos de descarga posteriores. Aquí las baterías tienen un funcionamiento más impredecible, porque trabajan cubriendo y absorbiendo muchos pequeños picos de energía en vez de tener unos periodos claramente definidos donde la producción sea mucho mayor a la demanda o viceversa.

De nuevo, se observa en la gráfica de Flujos de Potencia (y puede deducirse de la gráfica de Cobertura de la Demanda) cómo existe un periodo en que la energía fluye de la red hacia las baterías, como se hacía mención previamente. Este momento se produce entre las 06:00 h. y las 06:30 h., donde el precio de la electricidad alcanza su mínimo.

Al observar los escenarios 60 y 61, cuyas gráficas no se ilustrarán aquí por simplicidad, se sabe que esta energía se emplea entre las 08:30 h. y las 08:45 h. y posteriormente a las 15:30 h.

Es común que las horas de compra de la energía caigan relativamente agrupadas, ya que los precios para una hora son iguales, es decir, hay cuatro cuartos de hora seguidos con el precio más bajo. Los momentos de descarga sin embargo no caen agrupados pese a que el precio más caro también se repite durante cuatro cuartos de hora porque dependen de la producción renovable que haya en los momentos más caros. Este es un concepto simple, pero que cobrará importancia cuando se estudie el modelo estacionario más adelante.

Por último, cabe hacer mención al nivel de carga de las baterías al final del día. El sistema tiene por norma intentar descargar las baterías todo lo que pueda, porque esto supone siempre una reducción del coste final. No obstante, existen en los que las baterías no pueden descargar toda la energía que tienen, bien sea porque no haya tanta demanda o, más comúnmente, porque se produce un exceso neto de producción renovable en las horas finales del día.

En este caso, las baterías alcanzan un valor de carga nulo a las 20:30 h., pero acto seguido hacen frente a un aporte de energía que no pueden descargar.

Si en el caso anterior se argumentaba que el resultado estaba “adulterado” por el nivel inicial de las baterías, que suponía una ventaja del escenario óptimo sobre el escenario de referencia 2, en este caso ocurre lo inverso. El escenario óptimo ha generado 2,68 kWh que tienen un valor monetario no nulo y que suponen un beneficio que se suma a la propia reducción del coste conseguida.

En la realidad, cuando este tipo de simulaciones ocurren para todos los días de la vida de la instalación, lo que se llama el modelo estacionario, este tipo de efectos carecen de importancia porque el nivel inicial de las baterías para un día N es el nivel final de carga del día N-1. Lo que sustenta la idea de que es realista valorar la reducción de costes producida por la optimización sin tener en cuenta ese aspecto.

A continuación se muestra la evolución del coste para el escenario optimizado.



Figura 52. Costes del sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 2.

Se ha alcanzado un coste final de 1,2526 €, lo que supone una reducción del 71% con respecto al escenario de referencia 1 y, aún más importante, del 22,4% con respecto al escenario de referencia 2.

Una de las primera hipótesis que se preveían para este caso de estudio era que la gestión realizada del sistema de almacenamiento energético iba a tener poca importancia con respecto al caso de estudio 1. Sin embargo, un 22,4% no es ni mucho menos un impacto despreciable (en el caso anterior fue del 30,8%).

El motivo de esto es que los puntos que son más importantes de gestionar, en los cuales se quiere eliminar todo consumo de energía de la red, son los periodos Punta, y de estos hay muy pocos. Si el almacenamiento energético consigue cubrir esos puntos el precio decrece muy rápido. Cuando se llega a los periodos Llano el beneficio que se obtiene por kilovatio-hora almacenado se reduce en gran medida y ya no resulta tan relevante disponer de muchos o pocos periodos Llano aprovechables.

Si se compara la Figura 37 con la Figura 47 se observa que en ambos casos la reducción más relevante del precio se produce en los primeros escenarios del AOUB, y que luego la curva de precio se suaviza hasta llegar al mínimo. También depende, por supuesto, de la energía que sea necesaria aportar en los periodos Punta, pero por lo general se puede concluir que, de media, los primeros cambios que realiza el algoritmo son los más relevantes y los últimos los menos importantes.

6.3 CASO DE ESTUDIO 3: BATERÍAS A PLENA CARGA.

En el primer ejemplo se vio un esquema típico cuando las baterías comienzan el día al 50% de su carga. En el segundo se vio lo que ocurre cuando las baterías parten desde la descarga total. El tercer caso que se viene rápidamente a la mente es qué ocurre cuando las baterías comienzan el día plenamente cargadas.

En este caso, las baterías presumiblemente no podrán hacer frente a cualquier excedente renovable del sistema y eso lo convierte en una de las situaciones más desfavorables a las que hace frente el sistema desde el punto de vista del aprovechamiento de las fuentes renovables.

Al mismo tiempo, se dispone de mucha energía almacenada, lo cual supone un aporte gratuito de energía que el sistema tenderá a consumir por completo al igual que no hacía en los ejemplos anteriores.

Se tienen por tanto dos fenómenos contrapuestos y el más fuerte de ambos inclinará la balanza hacia uno u otro lado.

En este caso se ha elegido una curva de demanda típica de invierno en el conjunto del sistema eléctrico español, escalada por supuesto a las instalaciones del LabDER.

Las renovables se han distribuido de forma equilibrada a lo largo del día, en lo que correspondería a un día despejado pero algo ventoso.

Los perfiles tanto de demanda como de generación renovable se pueden observar en la figura siguiente.

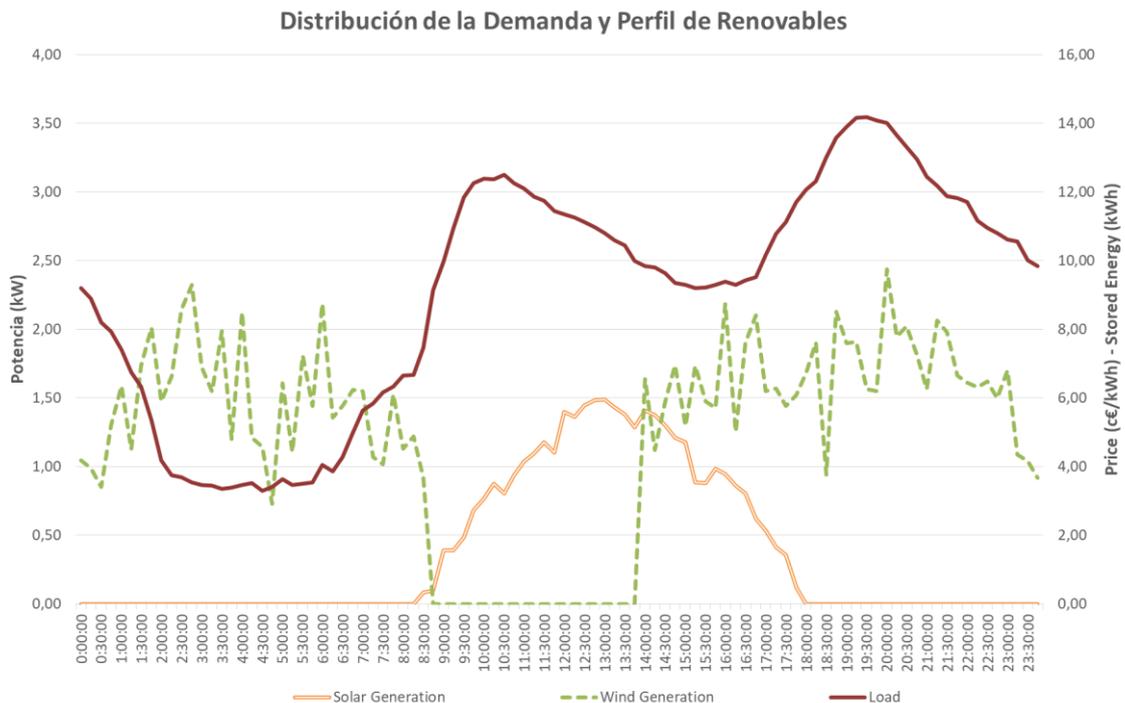


Figura 53. Distribución de la demanda y la producción renovable. Caso de estudio 3.

Con respecto a los escenarios de referencia tradicionales que se vienen tomando en los ejemplos anteriores, se obviará nuevamente la cobertura de la demanda en el escenario de referencia 1, que como es sabido, se produce exclusivamente con energía proveniente de la red de baja tensión.

Los costes asociados a este escenario se muestran en la Figura 54 y alcanzan los 6,71 €.

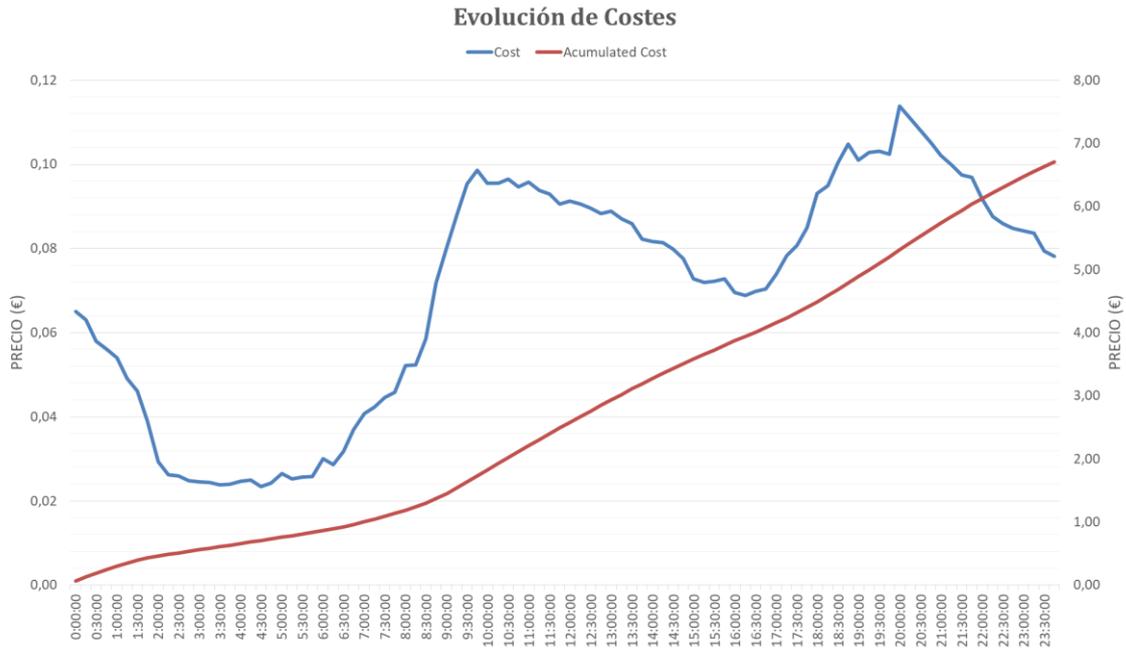


Figura 54. Evolución de los costes. Escenario de referencia 1. Caso de estudio 3.

El segundo escenario de referencia tiene lugar tras emplear todas las renovables disponibles sin sistemas de almacenamiento energético.

En este caso la producción renovable se encuentra parcialmente descoordinada con la demanda, principalmente durante la madrugada. Esto implica, como en casos anteriores, que existe un excedente de renovables que se vierte a red. Es importante tomar nota de los momentos del día en que se produce este fenómeno, ya que el objetivo principal del algoritmo de optimización, de donde obtiene su mayor ahorro, es compensar esos momentos con la gestión de las baterías.

Que el excedente renovable se produzca al inicio del día es previsiblemente una mala señal, sabiendo que la carga inicial de las baterías es del 100% para los escenarios siguientes.

La cobertura de la demanda para el segundo escenario de referencia se muestra en la Figura 55.

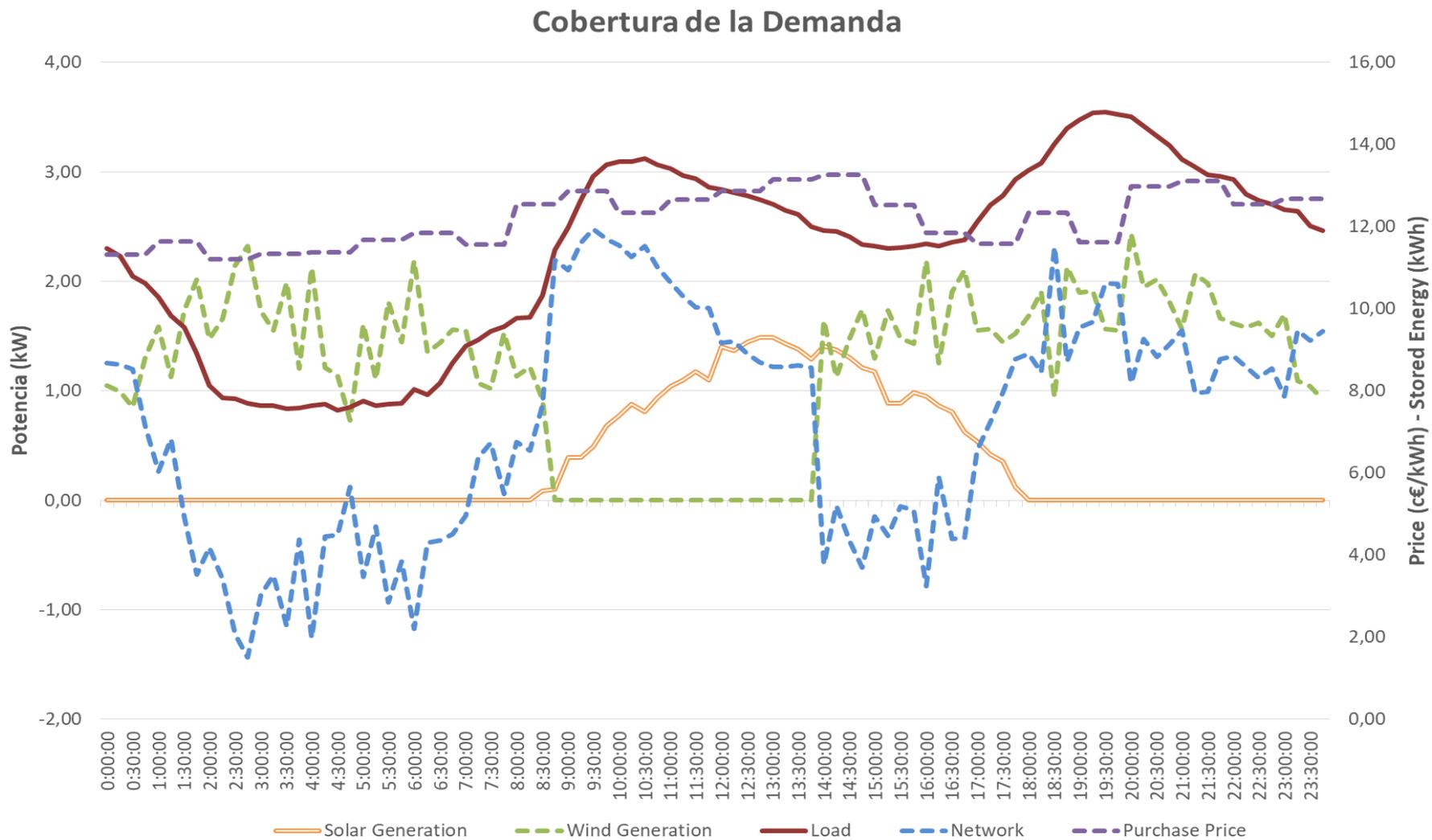


Figura 55. Cobertura de la demanda. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 3..

Los costes asociados al segundo escenario de referencia son los siguientes.



Figura 56. Costes del sistema. Escenario de referencia 2. Caso de estudio 3.

Se ha alcanzado un precio final de 2,61 €. Como se puede apreciar, el coste se concentra a lo largo de la mañana y por la tarde y se ha conseguido eliminar por completo durante la madrugada y las horas centrales del día.

Se trata de un escenario donde la implantación de renovables supone por sí misma una reducción del coste de un 61%. Se trata de una cifra muy alta para tratarse de una distribución similar a la del primer ejemplo.

Por supuesto, aunque su morfología sea similar, también importa el hecho de que la energía demandada y la energía producida a coste 0 tengan valores más próximos en este caso. Además, en este caso se suma que las horas centrales del día coinciden a su vez con las horas donde la energía tiene un precio más alto, lo que también contribuye a la disminución brusca del precio.

La evolución de los sucesivos escenarios constituye uno de los puntos más interesantes de este caso de estudio, por comparación con los dos anteriores.

Se ha explicado en profundidad por qué el precio de los escenarios correspondientes al AOUB se debe mantener constante hasta llegar al punto de ruptura, que es aquel escenario donde concluye el AOUB y da comienzo el AOUB. No obstante la Figura 57 muestra un panorama muy distinto en este caso concreto.

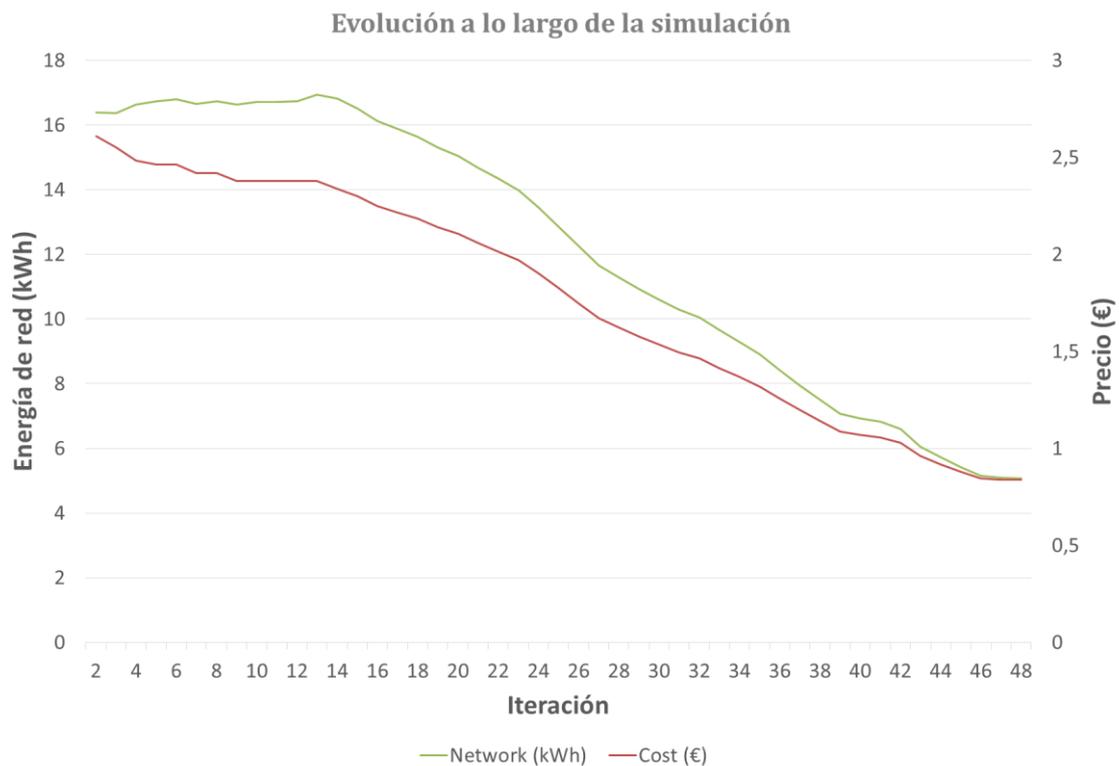


Figura 57. Evolución del proceso de optimización. Caso de estudio 3.

¿Por qué este caso no cumple la regla anteriormente descrita? ¿Dónde se sitúa su punto de ruptura?

Quizás se podría pensar que en este caso no existe tal punto, sino que directamente el algoritmo comienza con la optimización del uso de las baterías, nada más lejos de la realidad. Aunque no resulta visual, el programa indica que el AOUR tiene lugar hasta el escenario 14, el cual constituye lo que se ha llamada “punto de ruptura”.

Para comprender la estrategia de optimización que tiene lugar en estos 12 escenarios (descontando ambos escenarios de referencia) se propone ojear las gráficas de cobertura de la demanda y los flujos de potencia correspondientes al escenario “Punto de ruptura”, que se muestran en la Figura 58 y la Figura 59 respectivamente.

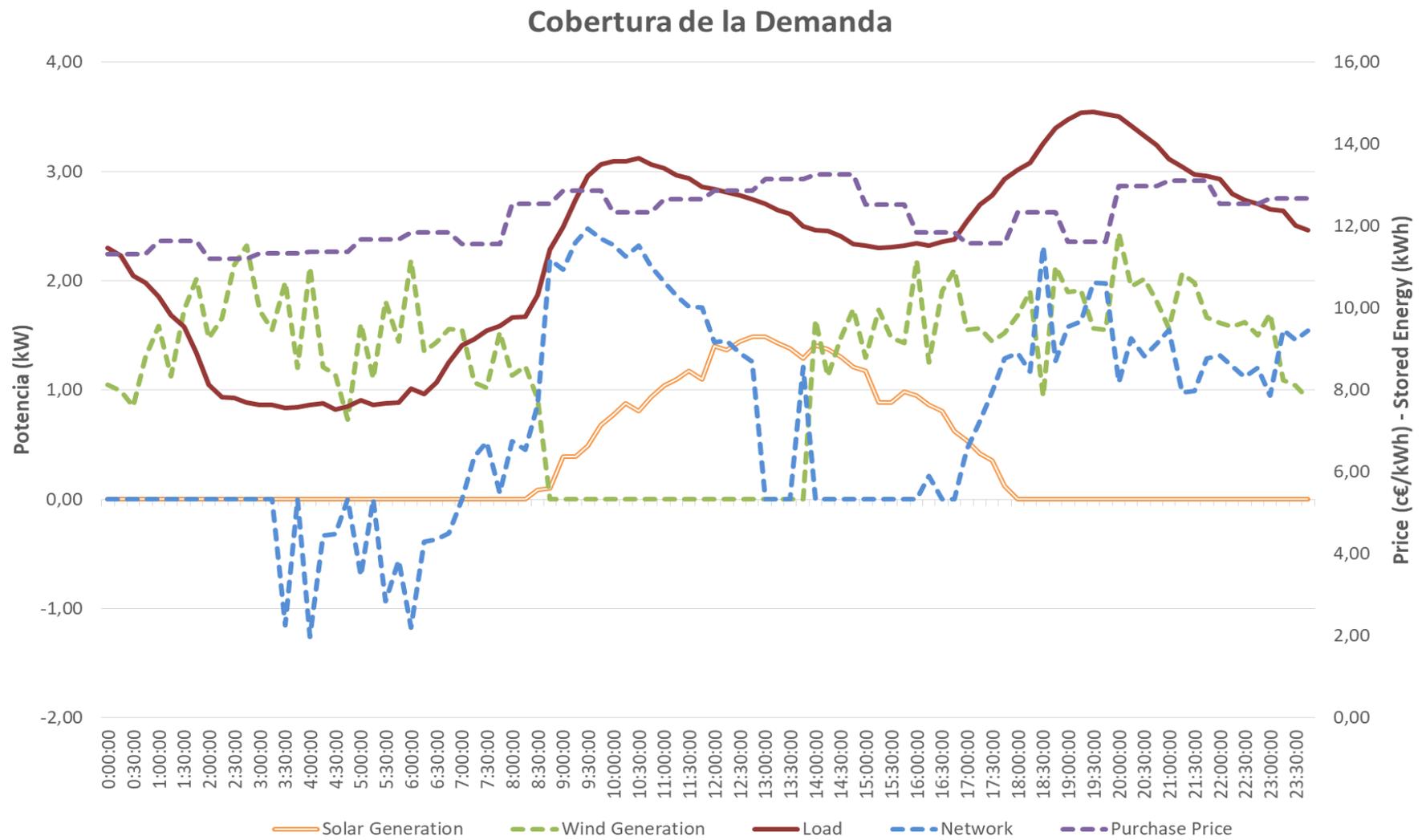


Figura 58. Cobertura de la demanda. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 3.

Flujos de Energía

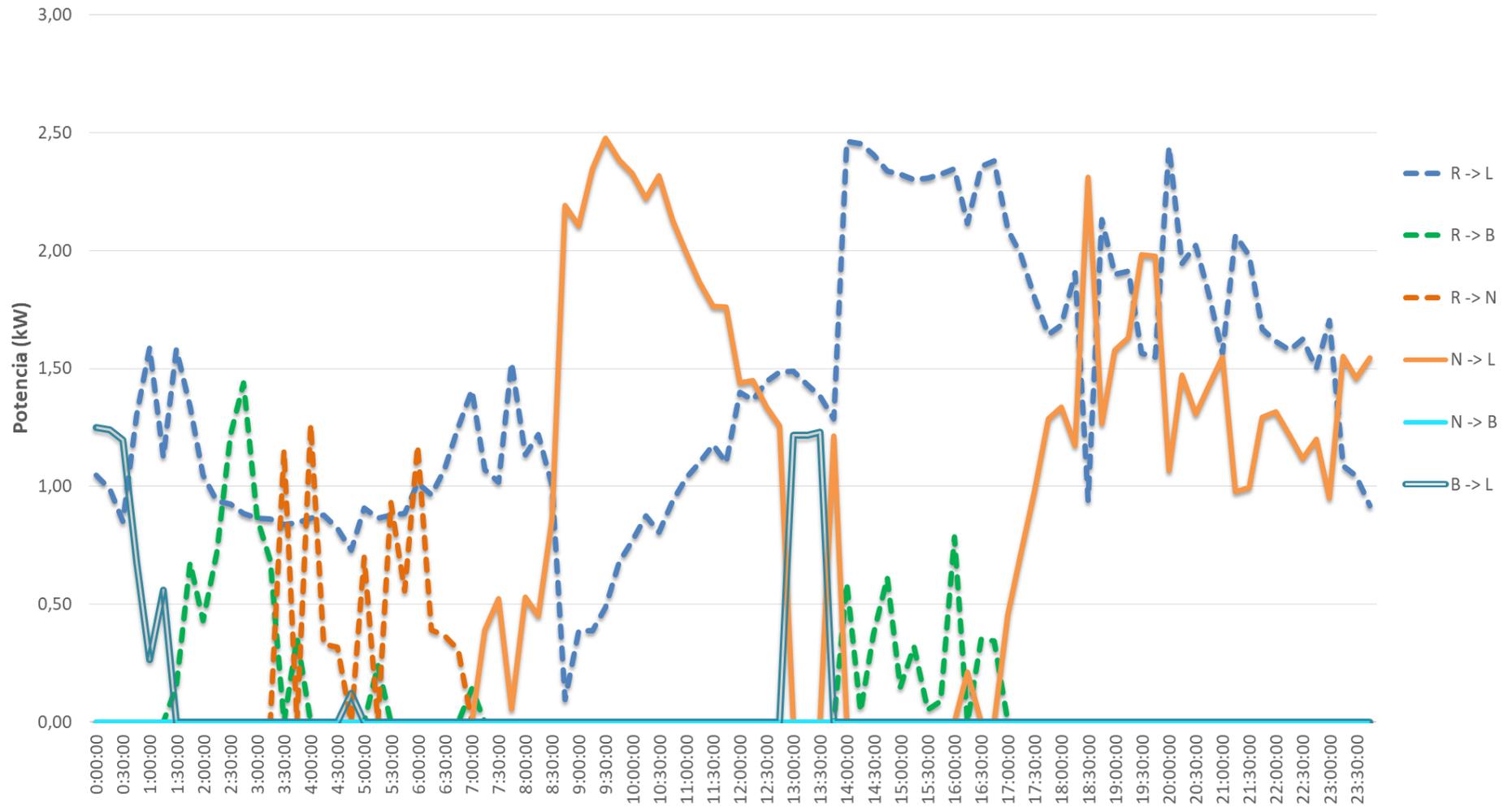


Figura 59. Flujos de potencia en el sistema. Escenario "Punto de ruptura". Caso de estudio 3.

El AOUR fuerza la descarga de las baterías en las primeras horas del día, donde la demanda es ligeramente superior a la generación renovable, para dejar espacio toda la energía renovable que pueda absorber durante la madrugada, volviendo a un estado de carga total.

Posteriormente repite este proceso entre las 13:00 h. y las 13:30 h. para inmediatamente volver a cargarlas.

El primer momento es una elección forzada. El algoritmo localiza a la 01:30 h. un punto donde existe un excedente renovable e intenta volver a un punto anterior para dejar espacio. Como el día acaba de empezar, el único punto posible de descarga son las horas inmediatamente anteriores, incluso si el precio de la energía es bajo.

De hecho, la energía descargable es escasa aun así y el sistema se ve forzado a verter energía a la red durante la madrugada. No existe ningún punto de consumo desde la red antes de las 07:15 h. como se observa en el diagrama de flujos.

El segundo punto de descarga sin embargo no es escogido forzosamente, sino que para poder cargar las baterías entre las 14:00 h. y las 16:30 h. existe un abanico de puntos donde exigir la descarga de las baterías. En este caso la decisión es de carácter económico, se descargan aquellos puntos con un precio mayor, lo que supone el máximo ahorro posible. Nótese que el AOUR sólo descarga la energía necesaria para que el vertido a la red sea nulo, nunca más que eso aunque sea posible.

Así pues, como las decisiones tomadas por el AOUR consisten en exigir al sistema la descarga de las baterías, esto produce necesariamente un ahorro. Este ahorro debe quedar claro que no es el objetivo del AOUR, de hecho el AOUR en ningún momento compara el precio de un escenario con la iteración anterior para decidir sobre su rentabilidad. Se trata de un ahorro como efecto colateral del máximo aprovechamiento posible de las renovables.

Por supuesto, el consumo de la red no aumenta tampoco, sino que lo que disminuye es el vertido energético al igual que ocurría en los ejemplos anteriores.

Por último se llega al óptimo en el escenario 48. De nuevo, las curvas de cobertura de la demanda y los flujos de potencia que tienen lugar en él se muestran en las Figuras 60 y 61.

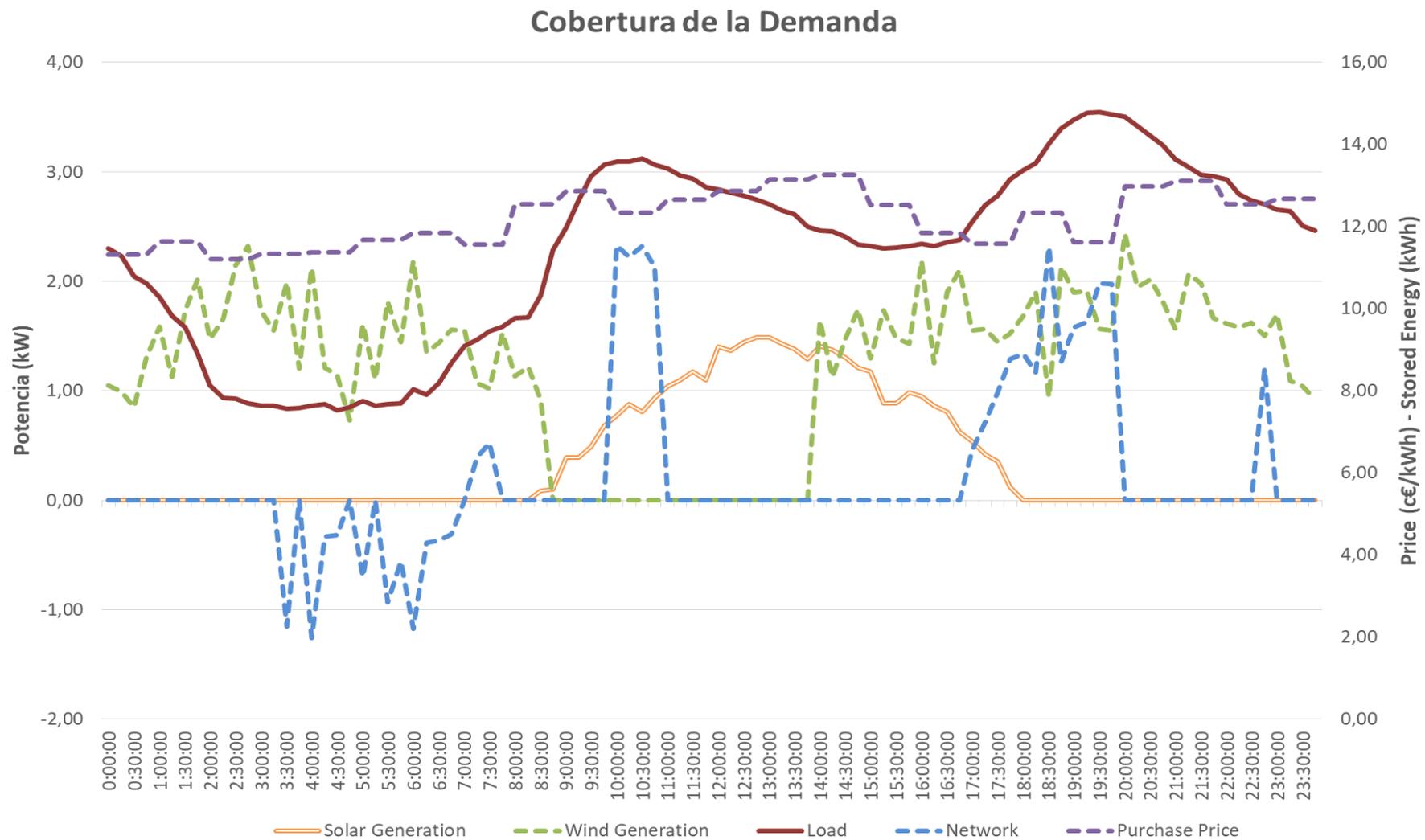


Figura 60. Cobertura de la demanda. Escenario óptimo. Caso de estudio 3.

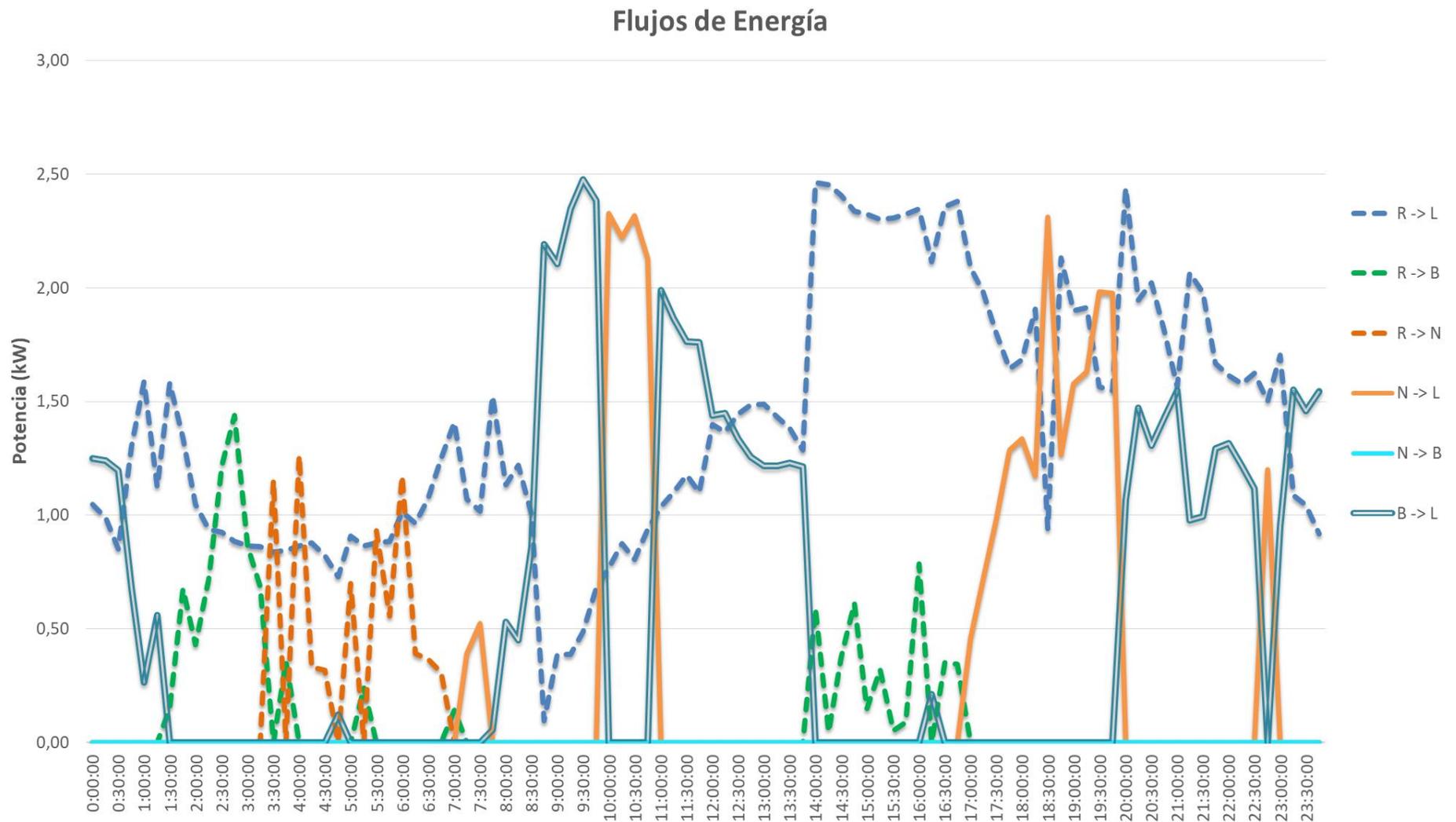


Figura 61. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 3.

Por supuesto, el vertido a la red sigue sin ser evitable tras la acción del AOUB. Nada que no haya conseguido el AOUB en ese sentido puede conseguirse con el segundo algoritmo. De algún modo ese tramo actúa como cuello de botella. La batería comienza completamente cargada a las 07:00 h. y es a partir de entonces cuando actúa el AOUB, que no es capaz de realizar ninguna modificación en las horas anteriores. Nótese que el coste de esas horas es nulo.

A partir de entonces se observa como las baterías apenas reciben algo de energía, más allá de las horas ya comentadas anteriormente y todo el proceso se centra en descargar los 12 kWh disponibles de la forma más rentable posible.

La descarga tiene lugar en los tres intervalos siguientes:

- Entre las 07:45 h. y las 09:45 h.
- Entre las 11:00 h. y la 13:45 h.
- Entre las 22:00 h. y las 23:45 h.

Dado que el precio es estable para cada hora, los momentos más rentables de descarga en cada iteración se agrupan de cuatro en cuatro (por ejemplo: 11:00 h., 11:15 h., 11:30 h. y 11:45 h.). Así, es fácil localizar qué punto o puntos han sido los últimos en “entrar” dentro de la optimización si hay puntos que no han entrado con el mismo precio que otros que sí. En este caso el punto más barato en ser elegido para descargar las baterías es a las 07:45 h., cuya franja horaria tiene el precio más bajo de las expuestas.

Véase que en este caso no resulta rentable para el sistema adquirir energía desde la red en ningún instante.

Los precios asociados al escenario óptimo son los siguientes.



Figura 62. Costes del sistema. Escenario óptimo. Caso de estudio 3.

Habiéndose alcanzado un precio de 0,839 €. Esto supone una reducción del coste de un 87,5 % con respecto al escenario de referencia 1 y un de un 67.85% con respecto al escenario de referencia 2.

La conclusión esperable es que pese a verse el sistema obligado a verter energía renovable a la red, el beneficio obtenido por el uso de una gran cantidad de energía de coste 0 almacenada en las baterías compensa con creces este desperdicio de energía.

En la realidad esta es una situación que se da pocas veces, pero que en caso de producirse viene heredada de un periodo de gran excedente renovable, con lo cual no ha de preocuparle al operador en exceso las pérdidas que se produzcan al momento en que las baterías están completamente cargadas, ya que la energía almacenada tiene en efecto coste nulo (el sistema nunca compra de la red si no prevé previamente gastar esa energía, así que la energía sólo se almacena hasta el límite como consecuencia de un excedente renovable).

Por otra parte, si esta es una situación que se produce con asiduidad en una instalación seguramente se trate de una instalación con un sistema de almacenamiento energético infradimensionado, con las consecuencias de pérdidas importantes de energía que ello conlleva.

El dimensionado de estos equipos tiene mucho más que ver con la cantidad de renovables que los generadores son capaces de producir que no con la demanda, ya que su principal uso se producirá en los picos de precios, con preferencia sobre los picos de demanda.

7. EL MODELO ESTACIONARIO.

En la realidad, las redes eléctricas no funcionan únicamente durante 24 horas, sino que su funcionamiento es continuo durante un periodo de tiempo indefinido.

Las soluciones aportadas por el algoritmo de optimización no tienen en cuenta este hecho, y eso, como se ha podido apreciar en los casos de estudio, tiene ciertas implicaciones a la hora de poder extrapolar sus soluciones a un sistema real.

La principal crítica que se le puede hacer a la solución generada por el programa es el uso que hace de la energía almacenada en las baterías al inicio de la simulación. El algoritmo interpreta, lógicamente, que esa es una cantidad de energía de coste cero, y que por tanto, es rentable para el sistema emplearla a cualquier coste, incluso si el precio de la energía eléctrica de la red fuese muy reducido.

En la realidad es obvio que esa energía almacenada al inicio de la simulación debió ser producida o adquirida en un momento previo y que por tanto tuvo un coste asociado no necesariamente nulo.

Del mismo modo, en una situación real un día sucede a otro, con unos determinados precios de compra de energía, que determinan cómo de rentable es la utilización de la energía almacenada en las baterías. En el caso más extremo, el día siguiente puede tener unos precios de la energía más altos que cualquier momento del presente día y lo óptimo para el sistema es dejar las baterías cargadas al máximo a las 00:00 h. Por el contrario, el algoritmo de simulación actual, interpreta que lo óptimo es vaciar por completo las baterías. En este caso, la solución óptima y la solución generada por el programa se situarían en extremos opuestos al final del día 1.

Por otro lado, es evidente cómo el precio de compra de la energía eléctrica es un factor determinante en la correcta gestión de las baterías, así como una correcta predicción de la demanda y la disponibilidad de energías renovables es determinante para que la solución se aproxime lo más posible a la realidad.

Para todo ello el tiempo es un factor limitante. Cuanto más a futuro se quiera optimizar el sistema, menos exactas serán las predicciones y, aún más, los precios de compra de la energía serán directamente desconocidos a partir de cierta fecha. De hecho, en un sistema como el español, se conocen los precios de la energía eléctrica para el día siguiente a las 14:00 h. de cada día.

Este es el problema más restrictivo al que se debe hacer frente si se quiere hallar una solución que sea extrapolable a una sucesión indefinida de días.

Con base en el algoritmo ya estudiado, se propone una optimización continua del sistema donde se ejecute el programa de forma periódica.

La simulación es tanto más óptima cuantos más datos de entrada se tienen. En los extremos, el funcionamiento más óptimo se tendría si se conociesen todos los datos a lo largo de la vida de la instalación, y el menos óptimo se obtiene si se analiza cuarto de hora a cuarto de hora sin tener en cuenta lo que ocurre después.

Por ello, el modelo estacionario tiene que hacer uso del máximo de datos posibles cada vez que realiza una optimización local (se llamará optimización cada una de las sucesivas optimizaciones que constituyen la optimización del modelo estacionario).

Como se ha mencionado, a las 14:00 h. de cada día se reciben los datos para las 24 horas del día siguiente, que sumadas a las 10 horas restantes del presente día, hacen 34 horas de información disponibles.

Por ello, el modelo estacionario debe realizar sus simulaciones a las 14:00 h. y no a las 00:00 h. como se había visto en los ejemplos previos.

Del mismo modo, nótese que el resultado de una optimización no cambia si no se introducen nuevos datos. La periodicidad de las optimizaciones locales debe ser de 24 horas, hasta el momento en que se introduce la siguiente hornada de datos.

Así pues, se toma la decisión de realizar un modelo de optimización estacionario de la siguiente forma.

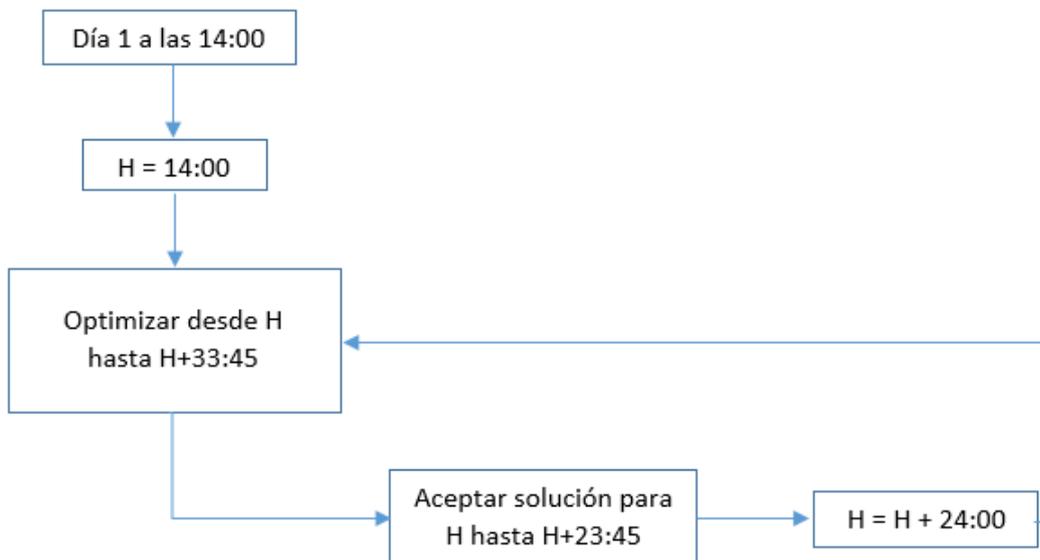


Figura 63. Algoritmo de optimización del modelo estacionario.

7.1 ESCENARIO DE REFERENCIA DEL MODELO ESTACIONARIO.

Al igual que en el caso de las optimizaciones individuales, se necesitan algunos escenarios de referencia para comparar y validar los resultados de la optimización descrita.

Se han seleccionado tres días aleatorios sobre los que poner en práctica el modelo estacionario. Con ello se busca un compromiso entre el tiempo de cálculo necesario y la fiabilidad de los datos obtenidos. Recuérdese que el objetivo de este proyecto es diseñar las herramientas que permiten la simulación de estas situaciones y no tanto profundizar en los análisis derivados de su uso que podrían ser muchos y muy extensos. Por ello tres días parecen suficientes para ver cómo actúa el modelo y observar las diferencias con los escenarios de referencia.

Asimismo, se ha elegido como valor inicial de baterías la descarga total. Ya se ha analizado el por qué no es relevante este dato en un modelo estacionario, pero simplifica en cierto modo el análisis y se han incluido las suficientes renovables en el modelo para que esto no suponga una merma en la variedad de situaciones producidas.

El perfil de estos tres días se muestra en la Figura 64.

Los escenarios de referencia pueden ser los mismos que en el caso de las optimizaciones individuales vistas en el apartado 6. Esto se debe a que, en las tres optimizaciones locales de las que consta el modelo, el escenario 1 corresponde con el escenario en que toda la demanda es cubierta desde la red de baja tensión y el escenario 2 corresponde con la combinación de renovables y red sin almacenamiento.

Por ello, es posible agrupar la solución de los escenarios de referencia 1 y 2 para los tres días y graficarlas de forma conjunta.

La cobertura de la demanda en el escenario de referencia 1 y su coste se muestran en las Figuras 65 y 66.

La cobertura de la demanda, los flujos energéticos y el coste asociado al escenario de referencia 2 se muestran en las Figuras 67, 68 y 69.

Se alcanza pues un precio de 11,79 € para el escenario de referencia 1 y un precio de 7,20 € para el escenario de referencia 2.

El uso de renovables supone de por sí un ahorro del 39% en el coste total.

Caso de Estudio Estacionario (3 días)

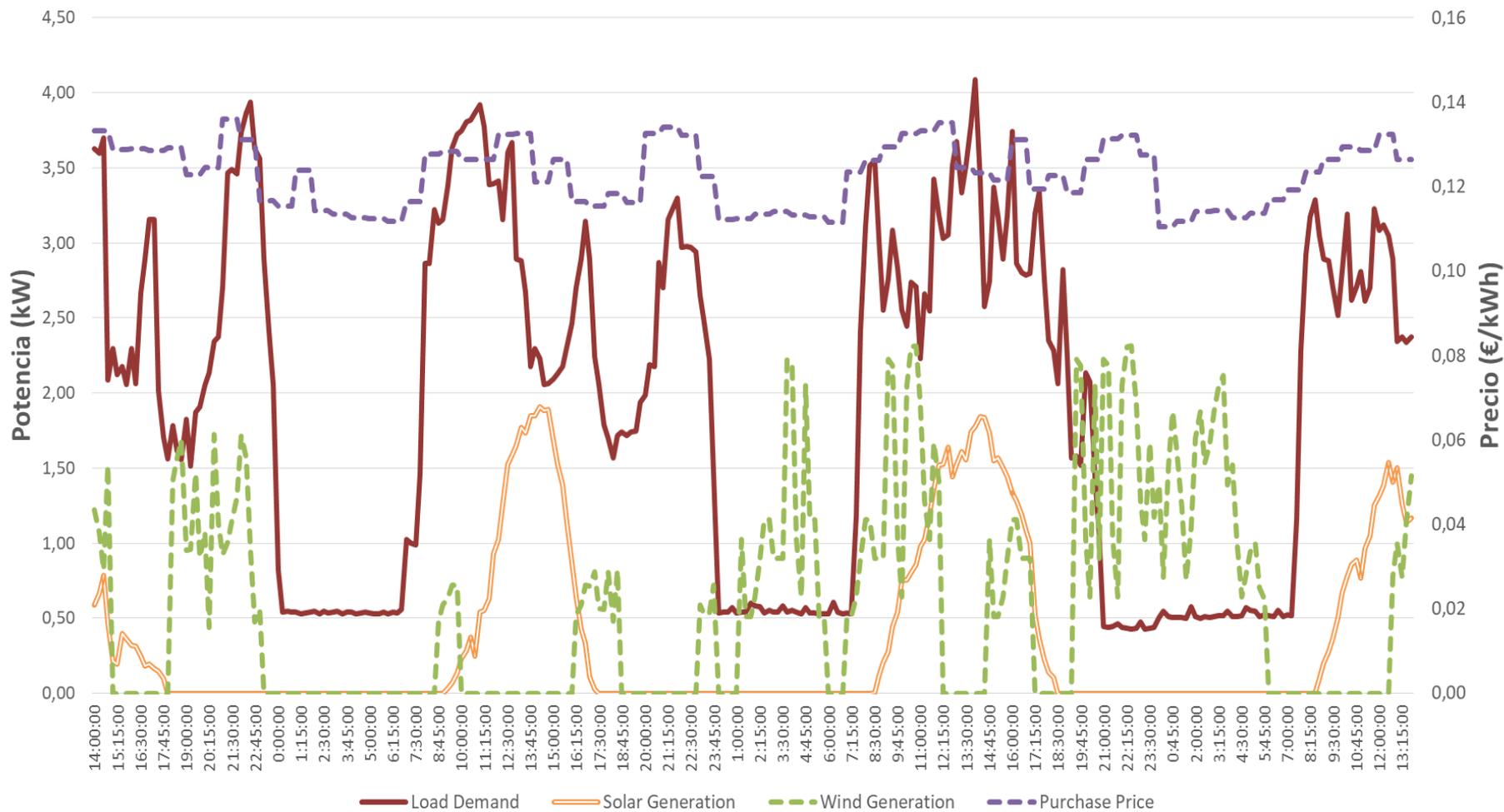


Figura 64. Perfil del caso estacionario (3 días).

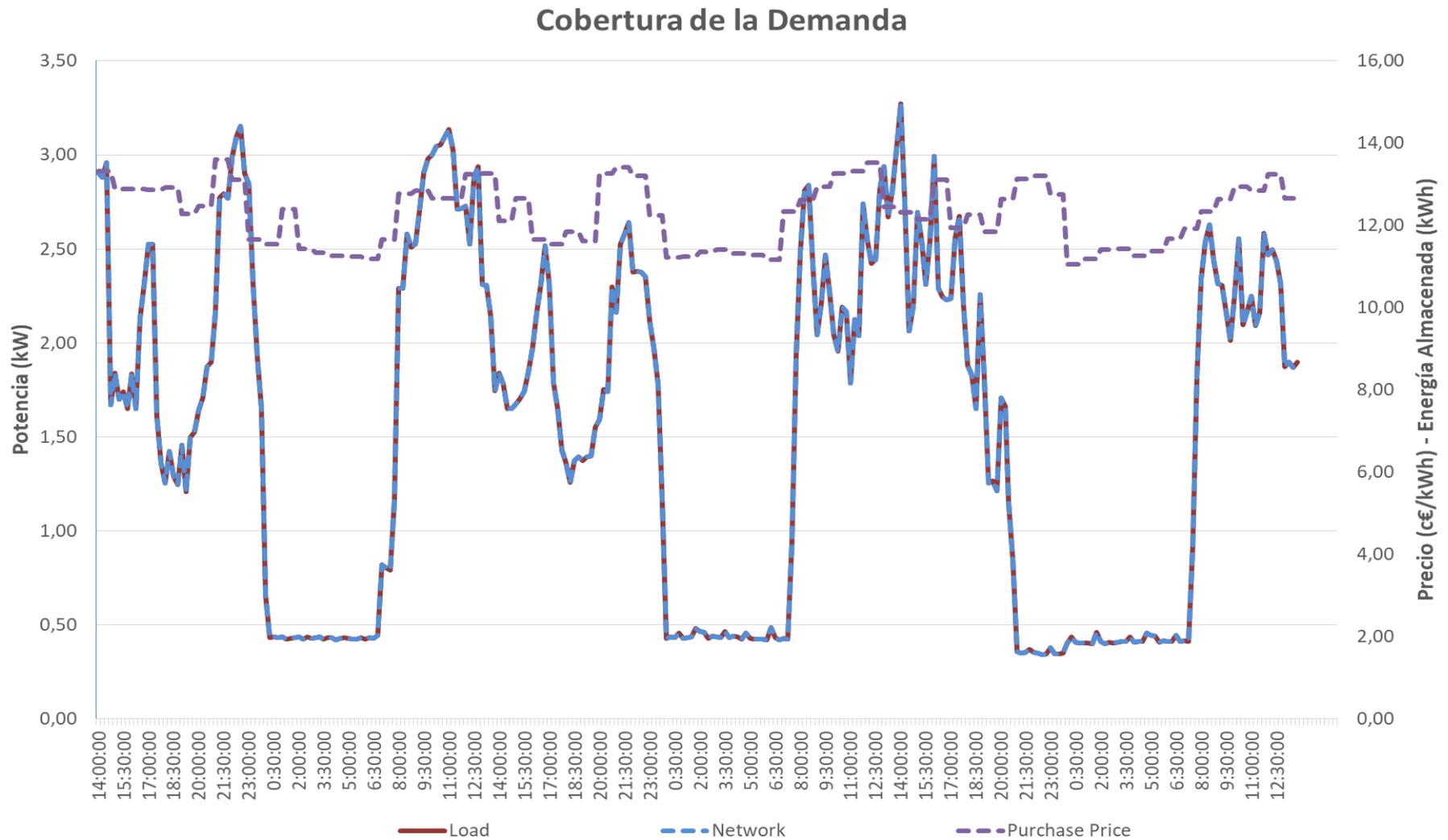


Figura 65. Cobertura de la demanda para el escenario de referencia 1. Modelo estacionario (3 días).

Evolución de Costes

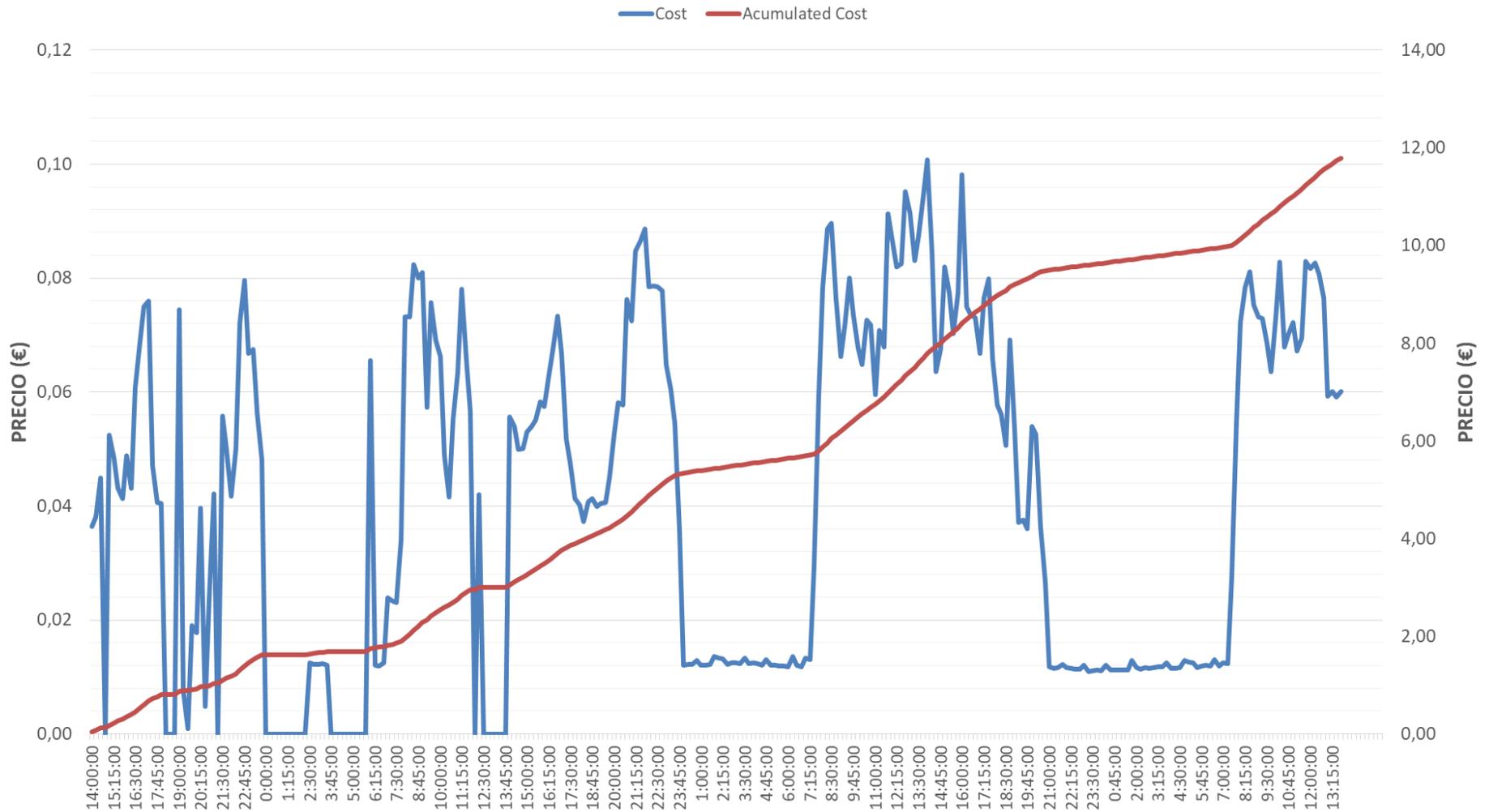


Figura 66. Evolución de los costes. Escenario de referencia 1. Modelo estacionario (3 días).

Cobertura de la Demanda

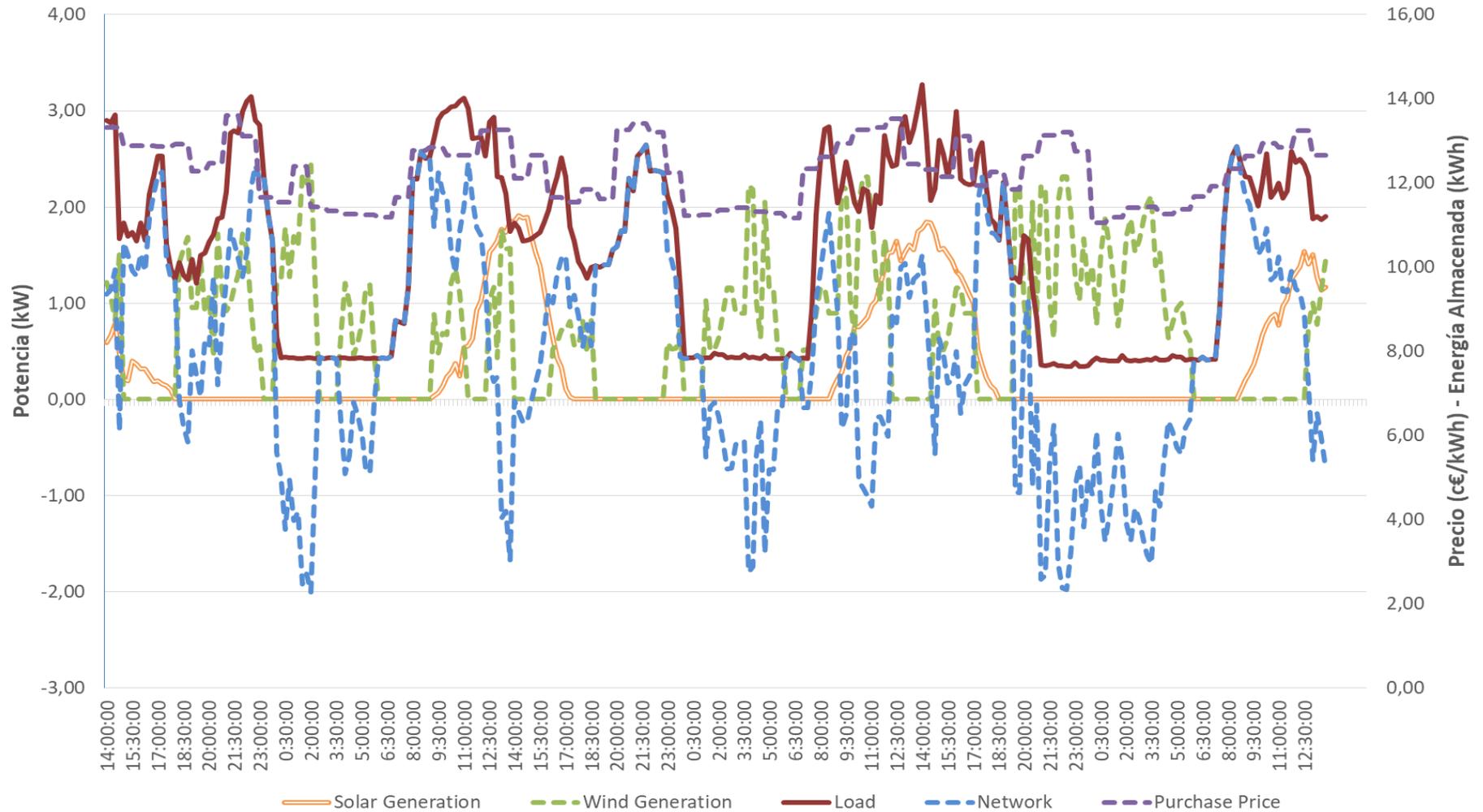


Figura 67. Cobertura de la demanda para el escenario de referencia 2. Modelo estacionario (3 días).

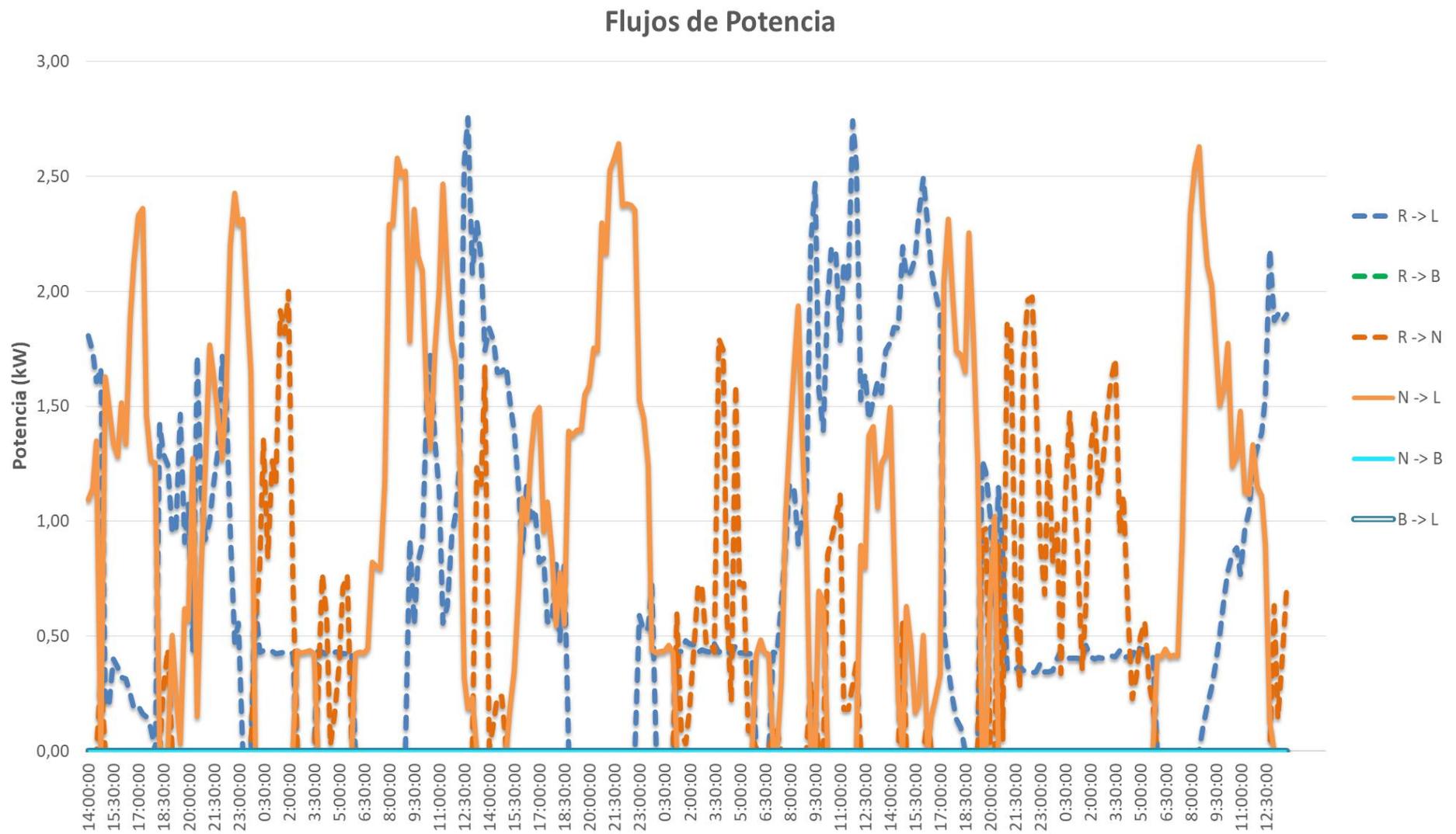


Figura 68. Flujos de potencia en el sistema. Escenario de referencia 2. Modelo estacionario (3 días).

Evolución de Costes

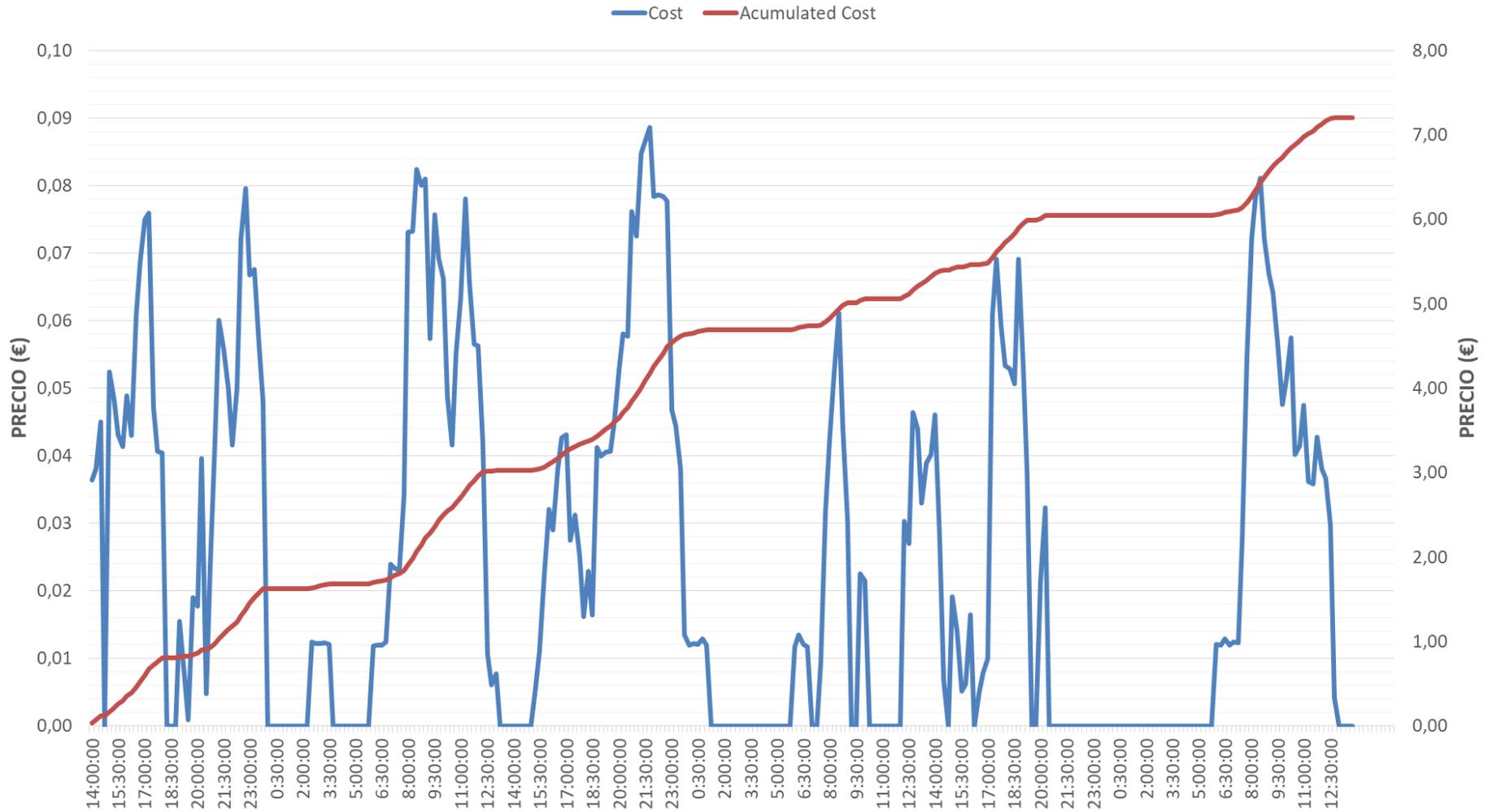


Figura 69. Evolución de los costes. Escenario de referencia 2. Modelo estacionario (3 días).

7.2 LA SOLUCIÓN OPTIMIZADA.

A partir del escenario 3 hasta cada una de las optimizaciones locales presenta un orden distinto de iteraciones hasta llegar al escenario óptimo. Por ello, no se puede realizar un único análisis conjunto de cómo actúan los algoritmos.

La primera optimización local cuenta con 45 escenarios hasta llegar al óptimo, produciéndose el punto de ruptura en el escenario 33.

La segunda optimización local cuenta con 80 escenarios hasta llegar al óptimo, produciéndose el punto de ruptura en el escenario 56.

La tercera optimización local cuenta con 82 escenarios hasta llegar al óptimo, produciéndose el punto de ruptura también en el escenario 56.

Las evoluciones correspondientes a las tres optimizaciones locales se muestran en las Figuras 70, 71 y 72..

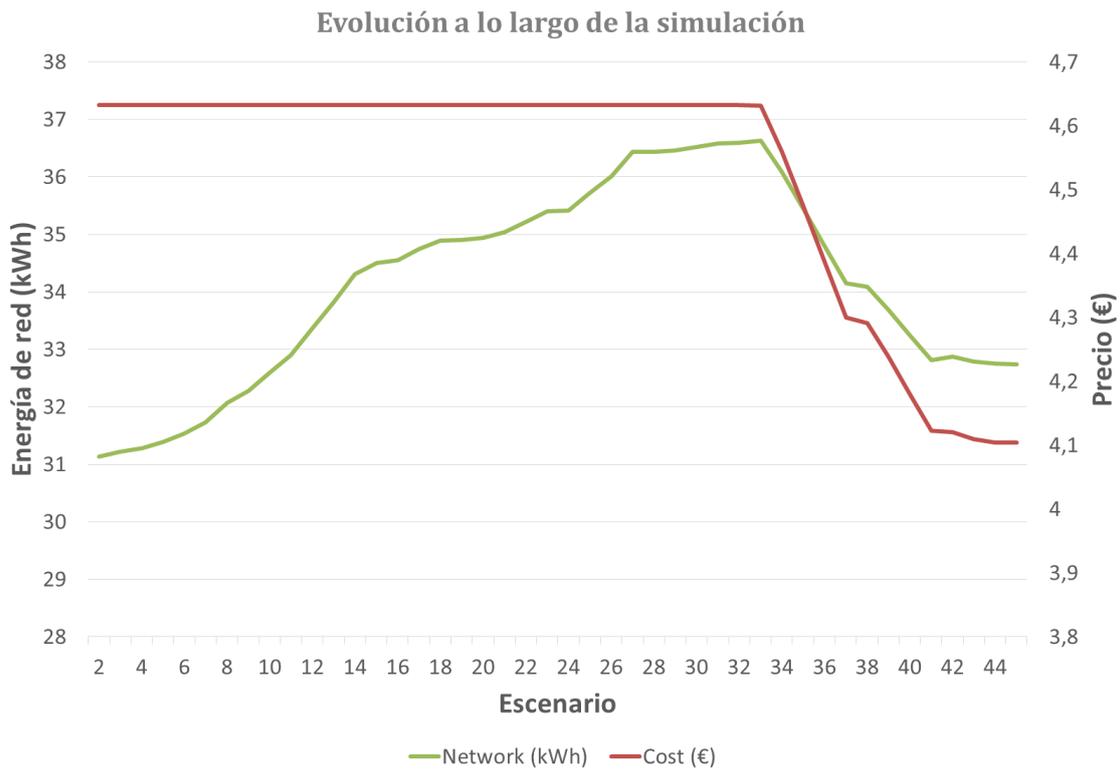


Figura 70. Evolución del proceso de optimización. Optimización local 1 (modelo estacionario).

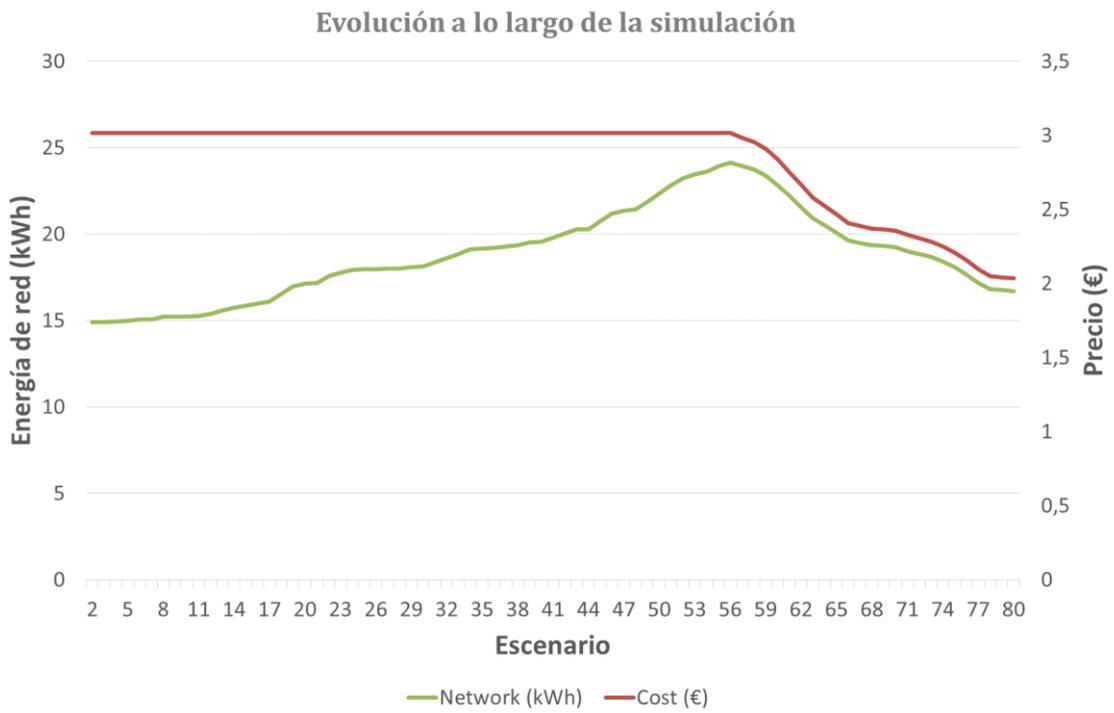


Figura 71. Evolución del proceso de optimización. Optimización local 2 (modelo estacionario).

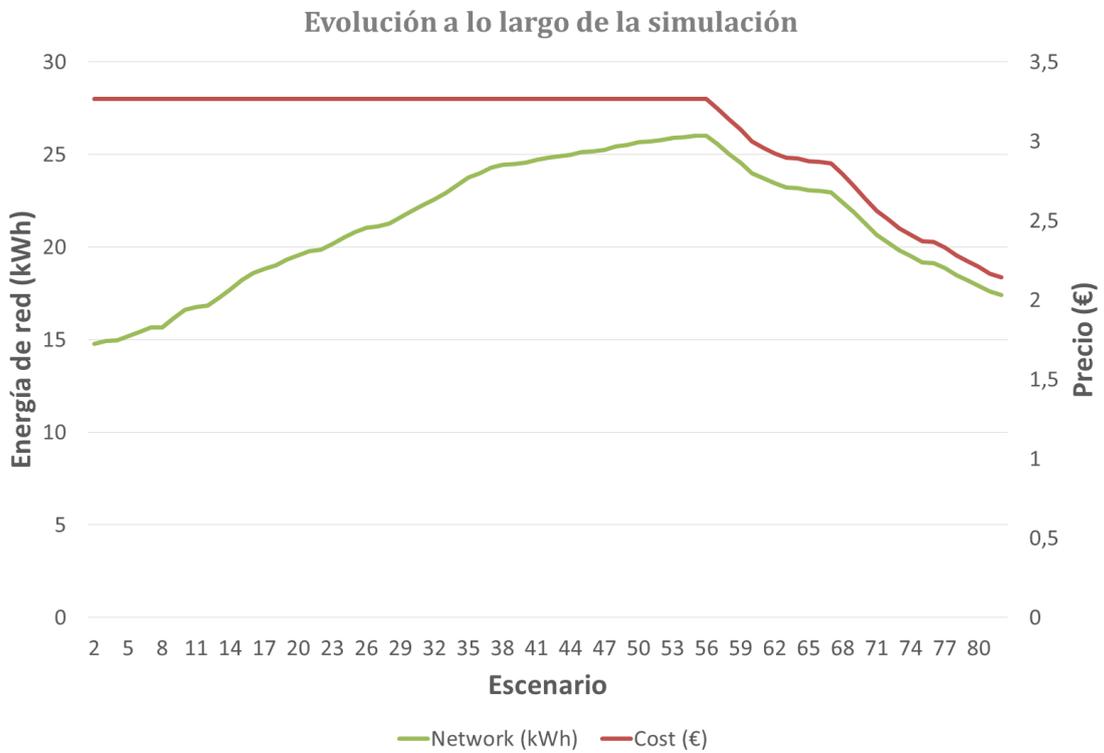


Figura 72. Evolución del proceso de optimización. Optimización local 3 (modelo estacionario).

La solución óptima sí es posible agruparla dado que el nivel de baterías final de la primera optimización local sirve como entrada de la segunda optimización y el nivel final de baterías de la segunda optimización se fija como nivel inicial de la tercera.

Otra de las consideraciones previas a la solución óptima es que se ha tomado como nivel inicial de las baterías la descarga total. Se vio previamente cómo esta asunción no era particularmente relevante en un modelo estacionario, y cómo su importancia decae cuantos más días consecutivos son considerados.

No obstante, y ya que sólo se ha calculado la optimización para tres días, simplifica de algún modo el análisis empezar con las baterías completamente descargadas. De esta forma el ahorro obtenido es únicamente la diferencia de coste entre la solución óptima y cualquiera de los escenarios de referencia. La energía remanente en las baterías es simplemente considerada un beneficio extra, cuyo valor es indeterminado pero siempre positivo.

Como siempre, la cobertura de la demanda en el escenario óptimo así como los flujos de potencia que tienen lugar en el sistema y la evolución de los costes asociados a este escenario son representados en las Figuras 73, 74 y 75.

Cobertura de la Demanda

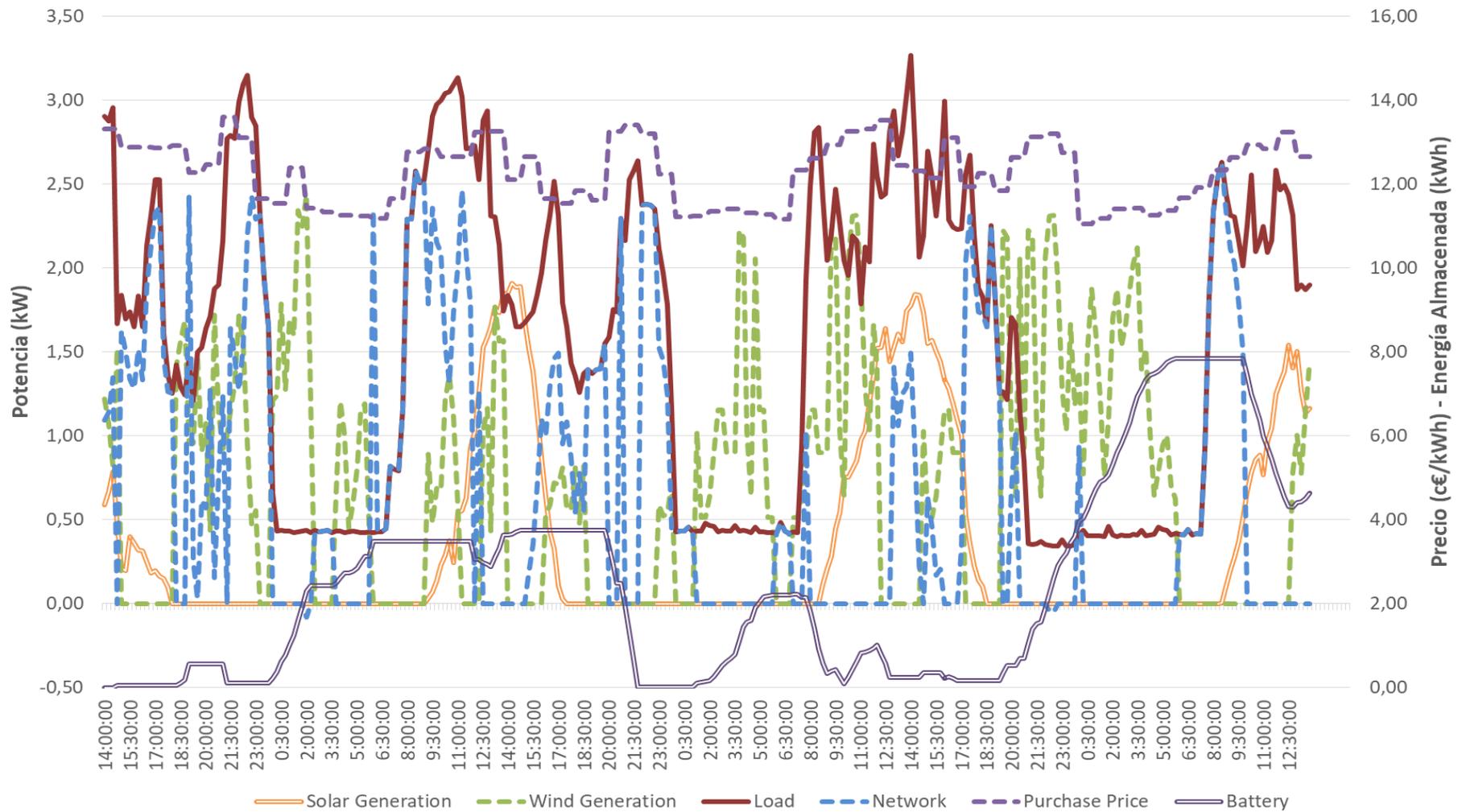


Figura 73. Cobertura de la demanda para el escenario óptimo. Modelo estacionario (3 días).

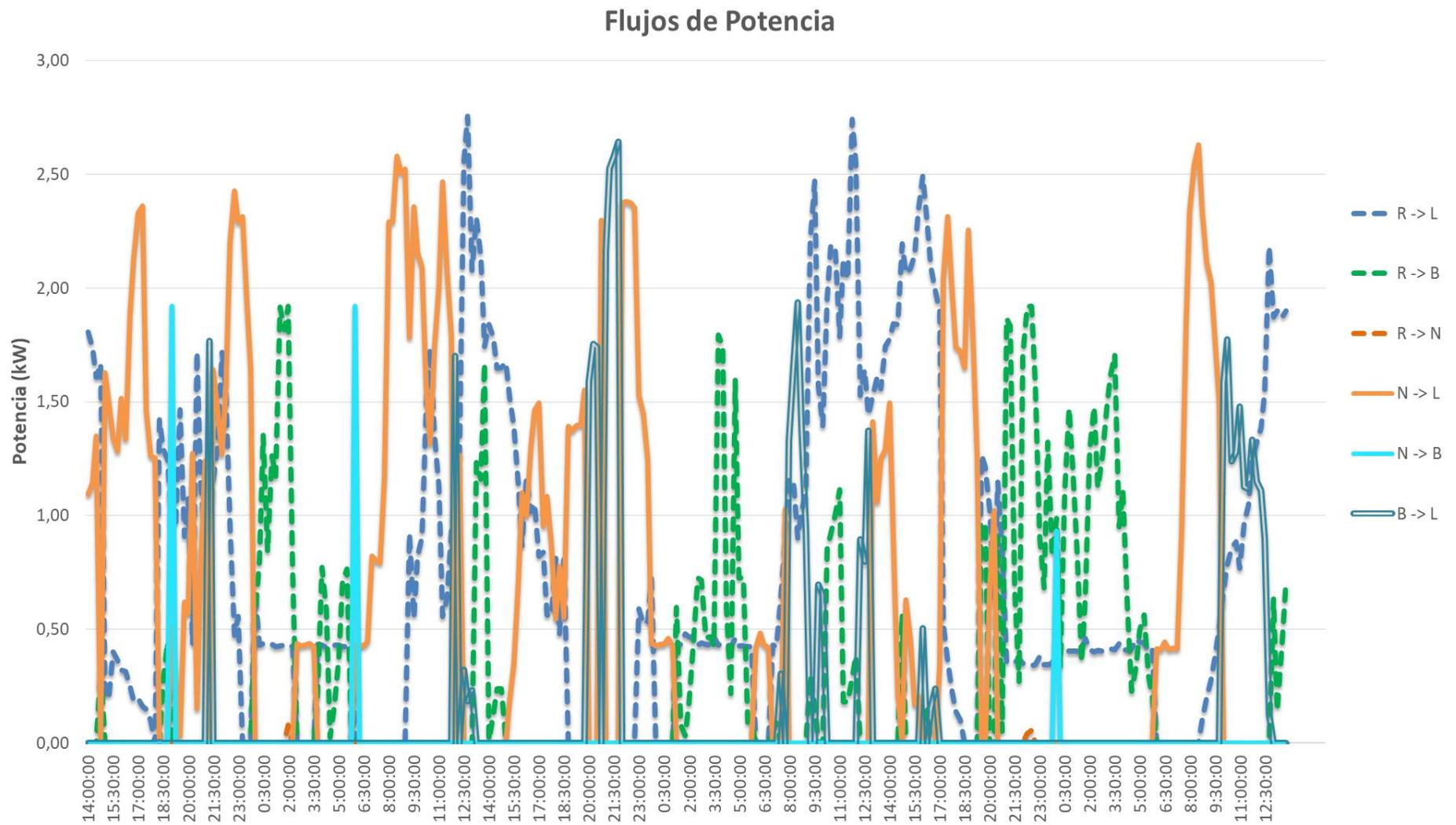


Figura 74. Flujos de potencia en el sistema. Escenario óptimo. Modelo estacionario (3 días).

Evolución de Costes

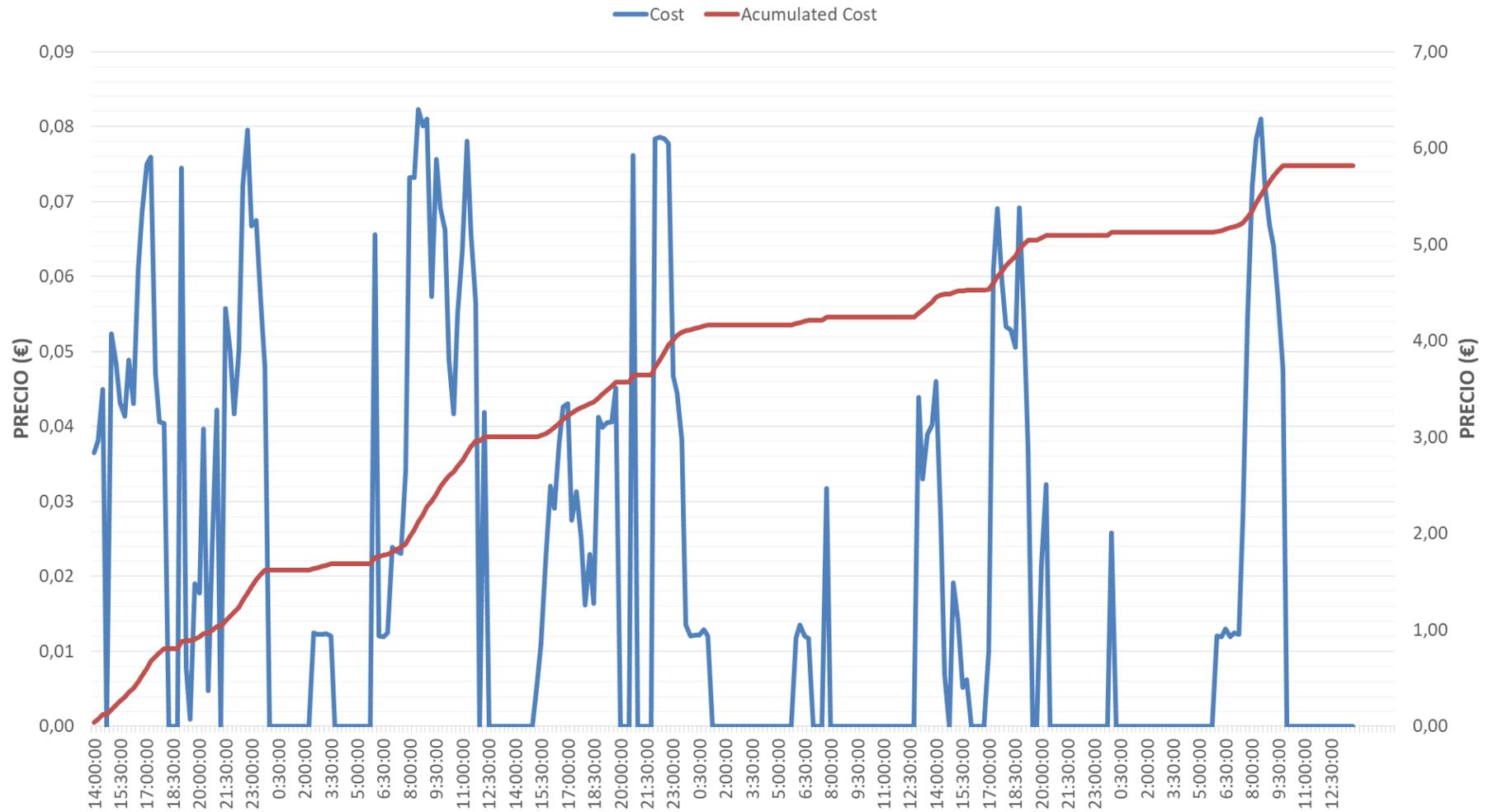


Figura 75. Evolución de los costes. Escenario de óptimo. Modelo estacionario (3 días).

El coste final de la solución óptima es de 5,82 € lo que supone un ahorro del 50,68% con respecto al primer escenario de referencia. En comparación con el segundo escenario de referencia el ahorro es de un 19,17%.

Al final de la simulación quedan en las baterías 4,5 kWh. Se les podría asignar un precio estimado de 12 €/kWh (expectativa conservadora) y el precio se situaría en 5,38 €, con un ahorro estimado del 26,67%. Esta se sitúa en la horquilla que se observó para las optimizaciones aisladas del apartado 6.

No obstante, es más correcto tomar el 20% como ahorro aproximado de la solución con almacenamiento energético, ya que en periodos más largos de tiempo el valor de la energía almacenada se aproxima a cero en comparación con el valor del ahorro obtenido. Simplemente lo que se observa es que en 3 días todavía estos efectos tienen una relevancia no despreciable.

De nuevo, existen tres puntos donde se produce la compra de energía desde la red de BT. A las 19:00 del día 1, a las 06:00 del día 2 y a las 00:00 del cuarto día. Son momentos donde el precio es muy barato y vienen acompañados de una subida posterior del precio en un corto periodo de tiempo.

El sistema vierte energía a la red porque las baterías no admiten más potencia de carga tanto a las 02:00 h. del día 2 y a las 22:30 h. del día 3. Son picos despreciables en cuanto a su importancia pero cabe mencionarlos. El factor limitante en este caso es la potencia máxima de carga de las baterías y no su capacidad. En ambos casos se trata de periodos valle de demanda.

En cualquier caso, por comparación con el escenario de referencia 2 se puede afirmar que el sistema de almacenamiento energético ha conseguido absorber la práctica totalidad del excedente.

Nótese que ahora los puntos finales de la simulación ya no fuerzan una descarga total de las baterías si no que, de producirse, como el día 3 a las 13:45, es porque realmente es la situación más rentable para el conjunto.

En definitiva, con las mejoras introducidas por el modelo estacionario no existe ningún aspecto que haga este algoritmo susceptible de no poderse aplicar a la operación real de sistemas conectados a red.

8. CONCLUSIONES.

El uso de este algoritmo de optimización permite estudiar de forma más precisa el beneficio derivado de la implantación de tecnologías de generación renovable en sistemas donde éstas trabajan conjuntamente con la red, el régimen típico de las redes eléctricas inteligentes y el más beneficioso para su explotación.

Además, es más interesante todavía que permita valorar la implantación de sistemas de almacenamiento energético, cuya viabilidad es tradicionalmente más compleja de evaluar debido a la vital importancia que juega su correcta gestión en el análisis de rentabilidad. Conocer fehacientemente cuál es su gestión óptima otorga una mayor fiabilidad sobre cualquier tipo de análisis económico sobre ellos.

Con respecto a los ejemplos analizados, se ha observado cómo la producción solar constituye un recurso por sí sólo beneficioso para el sistema, por situarse en las horas centrales del día. La producción eólica sin embargo es mucho más impredecible y habitualmente acaba asociada estrechamente a los sistemas de almacenamiento energético. Estos sistemas aprovechan recurrentemente las distribuciones asimétricas entre la demanda y la producción, siendo utilizados para desplazar la producción a lo largo del día, generalmente desde la noche hacia la mañana y la noche.

En relación precisamente a los sistemas de almacenamiento energético, se han extraído algunas conclusiones interesantes. Es común la creencia de que el rendimiento del almacenaje energético juega un factor decisivo en su rentabilidad, y ciertamente es un factor importante. Un rendimiento elevado de estos sistemas permite reducir la diferencia de precio necesaria entre dos instantes para que sea rentable el “traslado” de la energía renovable desde el instante de producción al instante de aprovechamiento.

No obstante, se ha visto como un factor mucho más crítico es la capacidad de maniobra de los propios sistemas de almacenamiento. Su vida útil y su resistencia ante los continuos ciclos de carga y descarga que derivan de su gestión óptima pueden hacer que sistemas con rendimientos menores sean más adecuados para operar en microrredes y redes eléctricas de pequeño tamaño. El ejemplo más claro de esto sería el hidrógeno, una tecnología que presenta una excelente capacidad de maniobra frente a las tradicionales baterías de plomo ácido o incluso las baterías de ion de litio. Quizás sea interesante reducir el número de ciclos potencialmente rentables (por la reducción del rendimiento) a cambio de aumentar el número de ciclos que somos capaces de realizar en el largo plazo (por el aumento de su vida útil).

También muy relevantes son las políticas aplicables a la instalación en cuanto al excedente generado. Una legislación como la española donde la retribución por el excedente renovable es nula aumenta considerablemente la rentabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía y la rentabilidad de emplear un correcto algoritmo que optimice el uso que se hace de ellos. Por el contrario, una política que permita la contraprestación económica de los pequeños productores por sus vertidos a la red disminuye el beneficio de implantar sistemas de almacenamiento energético al tiempo que aumenta la rentabilidad de los generadores renovables.

Por último, la correcta gestión de la producción renovable realizada por el algoritmo expuesto, permite ajustar en mayor medida el dimensionado de las instalaciones, resultando en un ahorro inmediato para el promotor del proyecto. A veces el coste de los sistemas puede ser un criterio más restrictivo que su rentabilidad o su periodo de amortización. En este sentido, disponer de un modelo que permita simular la operación de la red durante la fase de planificación contribuye a optimizar también el propio diseño.

El punto más débil del programa creado es sin duda su robustez. Las condiciones de funcionamiento del LabDER encauzan en gran medida las actuaciones que el algoritmo puede o no puede llevar a cabo, pudiendo no ser extrapolables a otras instalaciones con diferentes características.

Pero hay motivos para ser optimista. En realidad, casi todas las restricciones impuestas por las hipótesis de funcionamiento del LabDER afectan únicamente al Algoritmo de Simulación y no tanto al Algoritmo de Optimización. Son ejemplos de esto los rendimientos, en especial el rendimiento de las baterías, su capacidad de carga, la potencia de los equipos empleados, etcétera.

Es decir, el Algoritmo de Optimización podría optimizar del mismo modo un amplio abanico de instalaciones, cada una de las cuales estaría definida por su propio y único Algoritmo de Simulación, muchos de los cuales se pueden generar en cuestión de minutos modificando los parámetros arriba mencionados. Este hecho reduce en gran medida el trabajo necesario para trasladar este proyecto a otras instalaciones con tamaños y configuraciones distintas.

Los retos que se abren a continuación para el LabDER incluyen el desarrollo de un soporte informático capaz de trasladar físicamente las órdenes derivadas de la ejecución del algoritmo a la microrred. El fin último es que la conexión y desconexión de los equipos se produzca de forma autónoma de acuerdo a la secuencia de operación óptima, eliminando la necesidad de un operador físico que controle la red.

Por supuesto, aquí entran en juego también la implantación de los protocolos necesarios para que este tipo de autogestión de la red no suponga un agujero en la seguridad de la misma.

Por otra parte, es necesario profundizar en el estudio de nuevas situaciones y estrategias de gestión haciendo uso de la herramienta que aquí se proporciona. Durante este proyecto se ha partido siempre de perfiles de demanda impuestos por las condiciones iniciales, pero esta herramienta bien podría servir para la evaluación de distintas estrategias de gestión de la demanda, por ejemplo estableciendo una fracción de la demanda que corresponda con el suministro interrumpible de la red.

Las ideas que surgen tras las primeras pruebas realizadas son muchas y muy variadas y será interesante ver las aplicaciones que se le da a esta herramienta en próximos proyectos.

9. BIBLIOGRAFÍA.

- A. Pérez-Navarro, D. A.-E. (Febrero de 2016). Experimental verification of hybrid renewable systems as feasible energy sources. *Renewable Energy*, 86, 384-391.
- CENER. (s.f.). Microrred Atenea. Sangüesa, Navarra, España. Obtenido de <http://www.cener.com/es/areas-de-investigacion/departamento-de-integracion-en-red-de-energias-renovables/infraestructuras-y-recursos-tecnicos/microrred-atenea/>
- Lasseter, R. H. (Junio de 2011). Smart Distribution: Coupled Microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6), 1074-1082.
- Roldán Blay, C. (2016). *Avances en Verificación y Medida de la Respuesta de la Demanda y Aplicación a su Integración en Smart Grids*. Valencia: Universitat Politècnica de València.
- Schneider Electric. (2006). *Controladores Programables Twido. Guía de referencia de hardware*.
- Schneider Electric S. A. (2005). Power Logic Manual.
- Tianguang, L., & Qian, A. (1 de Febrero de 2016). Interactive energy management of networked microgrids-based active distribution system considering large-scale integration of renewable energy resources. *Applied Energy*, 163, 408-422. doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.179
- Universitat Politècnica de València. (s.f.). Gestión de una microrred en baja tensión para la integración de recursos distribuidos bajo criterios de mejora de la eficiencia energética y para facilitar la respuesta de la demanda. *PAID-06-12*. Valencia.
- Universitat Politècnica de València. (s.f.). Gestión de una microrred en baja tensión para la integración de recursos distribuidos mediante la contribución de aplicaciones en dispositivos móviles. *GV/2015/068*.
- Yang, Y., Zhang, S., & Xiao, Y. (Octubre de 2015). An MILP (mixed integer linear programming) model for optimal design of district-scale distributed energy resource systems. *Energy*, 90, 1901-1915.