



IIT
INSTITUTO DE
INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICA

INFORME TÉCNICO

Cuantificación de los beneficios técnico-económicos del despliegue del almacenamiento distribuido y la respuesta de la demanda.

Agosto 2025

Versión 1.0

M. Martínez, F. Martín, A. Ramos, C. Mateo, T. Gómez, J.P. Chaves

Resumen Ejecutivo

El principal objetivo de este informe es cuantificar el valor de las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda en el contexto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en España. Para alcanzar este objetivo se han realizado los siguientes análisis: 1) Evaluar los beneficios del almacenamiento mediante baterías y la respuesta de la demanda en el mercado mayorista, cuantificando los beneficios para diferentes niveles de penetración de flexibilidad proporcionada por gestión de la demanda y por almacenamiento mediante baterías. 2) Evaluar los beneficios de reducción de las inversiones necesarias en redes de distribución que se derivan de diferentes niveles de penetración de ambas tecnologías gestión de la demanda y baterías distribuidas, escalando los ahorros¹ obtenidos en redes representativas a nivel peninsular en España.

Escenarios:

Para el desarrollo del estudio se han definido una serie de escenarios proyectados para el año 2030. Estos escenarios incorporan las previsiones de generación y demanda establecidas en el PNIEC 2024 y el TYNDP 2024. Están contruidos mediante un modelo que planifica la capacidad de generación y el almacenamiento mediante baterías, y considera una penetración de gestión de la demanda dada. El modelo optimiza el mix de generación, con el objetivo de satisfacer tanto la demanda energética como los requisitos de firmeza del sistema.

Tabla 1 Escenarios

	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
	-	22%	22%	44%
DR00				
DR20		Caso Ref.		
DR40				

El escenario de referencia (DR20 – BAT1), considerado central, se alinea estrechamente con las proyecciones del PNIEC y el TYNDP. Los distintos escenarios (Tabla 1) se han construido incrementando el despliegue de baterías (BAT0-BAT3)—considerando distintos costes de inversión de esta tecnología— y niveles crecientes de penetración de la gestión de la demanda² (DR00-DR20-DR40). Tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen aportando flexibilidad al sistema. Los escenarios BAT3 se han analizado solo para el análisis de inversiones en redes de distribución donde se ha realizado una sensibilidad, pasando de un nivel de penetración de baterías distribuidas del 22% al 44%. Desde el punto de vista de impacto en el sistema, ambos tipos de escenarios BAT2 y BAT3 son iguales ya que el nivel de penetración total de baterías en el sistema no cambia.

¹ En este estudio se han estimado los ahorros que se obtendrían a nivel de sistema eléctrico y en las redes de distribución (de media y de baja tensión), pero no se ha realizado un análisis coste-beneficio teniendo en cuenta los costes de inversión y de operación de las baterías y de la respuesta de la demanda.

² Desde el escenario sin respuesta de la demanda (DR00), hasta un 20% de la demanda residencial y comercial gestionable (DR20) y como escenario más ambicioso, un 40% de la demanda residencial y comercial gestionable (DR40).

En cada escenario, se parte del parque de generación previsto en el PNIEC 2024 y el TYNDP 2024, y se optimiza la capacidad instalada de turbinas de gas en ciclo abierto (OCGT, por sus siglas en inglés) y de baterías. Por tanto, el parque de generación resultante en capacidad instalada en ambas tecnologías es diferente en cada escenario tal y como puede apreciarse en la Tabla 2. Se puede observar que hay un mayor despliegue de baterías a medida que nos movemos en la tabla en cada columna hacia la derecha. Esto se ha conseguido al optimizar la capacidad instalada en baterías disminuyendo su coste de inversión. Cuando se aumenta la penetración de gestión de la demanda, en una misma columna, también disminuye la capacidad instalada en baterías, ello es debido a que ambas tecnologías ofrecen un servicio de flexibilidad, reduciendo baterías cuando aumenta la gestión de la demanda. Además, también se reduce la capacidad instalada en OCGT pues la gestión de la demanda y las baterías también proporcionan firmeza al sistema.

Tabla 2 Parque instalado en cada caso

GW	BAT0		BAT1		BAT2	
	OCGT	BAT	OCGT	BAT	OCGT	BAT
DR00	10,99	-	5,86	12,18	4,54	15,31
DR20	6,08	-	3,40	6,36	1,89	9,95
DR40	494	-	-	1,17	-	1,17

Beneficios a nivel sistema:

Los beneficios en el sistema se calculan a partir de los costes del sistema en cada uno de los escenarios analizados. Para ello en cada escenario se calculan los costes de inversión y los costes variables de operación, incluyendo operación y mantenimiento, combustible y emisiones de CO₂. Los ahorros que aportan la gestión de la demanda y el uso de baterías como recursos flexibles en el sistema eléctrico se obtienen como diferencia entre los costes del escenario sin baterías y gestión de la demanda (DR00 – BAT0) y los costes de cada escenario restante, y se expresan como en porcentaje respecto del escenario de referencia.

Tabla 3 Costes M€/año

Coste M€/año	BAT0		BAT1		BAT2	
	Inversión	Variables	Inversión	Variables	Inversión	Variables
	OCGT		OCGT		OCGT	
DR00	514	4.051	274	2.955	213	2.928
DR20	285	3.244	159	2.959	88	2.940
DR40	23	2.962	-	2.959	-	2.959

Tabla 4 Resumen de los resultados principales

Ahorros porcentuales del sistema			
%	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	29,3%	31,2%
DR20	22,7%	31,7%	33,7%
DR40	34,6%	35,2%	35,2%

En los escenarios en los que no se utilizan baterías (BAT0), la gestión de la demanda demuestra ser una herramienta eficaz para reducir costes. Cuando una parte moderada del consumo residencial y comercial es flexible, ya se observan beneficios económicos significativos. A medida que aumenta la proporción de demanda gestionable, los ahorros también crecen, aunque con un rendimiento decreciente. Esto se debe a que la capacidad del sistema para aprovechar esta flexibilidad tiene un límite, más allá del cual los beneficios adicionales se reducen.

En ausencia de gestión de la demanda (DR00), la incorporación de baterías también contribuye a reducir los costes del sistema. A medida que se incrementa la capacidad instalada, los beneficios económicos continúan creciendo, aunque de forma progresivamente más moderada. Esto indica que, al igual que ocurre con la gestión de la demanda, los beneficios marginales de las baterías disminuyen conforme se amplía su despliegue, reflejando una saturación gradual en su capacidad para aportar valor adicional.

Es así como, al combinar baterías y gestión de la demanda, los beneficios se amplifican, aunque no de forma lineal. Por ejemplo, para el caso de referencia (DR20 – BAT1) con un 20 % de demanda gestionable y 6 GW de baterías se alcanza un ahorro del 31,7 %, un 9 % más que sin baterías. Sin embargo, este aumento no se puede atribuir completamente a las baterías. Comparando con el escenario (DR00 – BAT1) de 12 GW de baterías sin DR, la incorporación de DR20 solo añade un 2,4 % de ahorro adicional, pero hay que tener en cuenta que la penetración de baterías es distinta en ambos escenarios (ver Tabla 2). Esto muestra que la interacción entre ambas tecnologías impide comparaciones directas con escenarios individuales. Además, se observa un posible límite en las necesidades de recursos flexibles, escenarios (DR40 – BAT1 y DR20 - BAT2) con un tope de ahorro total para el sistema estimado en torno al 35,2%.

En conclusión, tanto las baterías como la gestión de la demanda permiten reducir las necesidades de tecnologías de respaldo como los ciclos combinados, así como optimizar la operación del sistema. **El escenario de referencia (con 20% de respuesta de la demanda y 6,36 GW de baterías) muestra un ahorro total del 31,71 % (1.447 millones de euros al año) para el sistema**, compuesto por una reducción del 7,8 % en inversiones OCGT (355 M€/año) y un 23,9 % en costes operativos (1.092 M€/año), incluyendo combustible, arranques/paradas, operación y mantenimiento, y emisiones CO2. La flexibilidad influye en las decisiones de inversión y operación, siempre resultando en una disminución global de los costes totales del sistema, aunque en algunos casos aumenten los costes operativos. Entre otros resultados incluidos en el informe, cabe destacar que

para el caso de referencia, las emisiones disminuyen un 25,7% y los vertidos de renovables un 6,9%.

Por otro lado, en los análisis realizados también se destaca que las baterías podrían requerir mecanismos de pago por capacidad para garantizar la recuperación de su inversión.

Además, se ha realizado un análisis para calcular los beneficios que supone el escenario de referencia (DR20 – BAT1) con respecto al escenario sin baterías y sin respuesta de la demanda (DR00 – BAT0) en la medida en que disminuye el precio del mercado mayorista y por tanto los pagos de la demanda en el mercado. En este sentido, se observa una notable reducción del precio medio del mercado mayorista, cercana al 55 %, pasando el precio medio de 39,42€/MWh (DR00 – BAT0) a 17,41€/MWh (DR20 – BAT1). La demanda total del sistema en estos escenarios en 2030, incluyendo el consumo asociado a baterías y bombeo, es 312 TWh (sin considerar exportaciones). Con estos valores, se estima una reducción desde 12.300 a 5.400 M€/año, lo que implica **un ahorro aproximado de 6.900 M€ en pagos de la demanda en el mercado, gracias a la flexibilidad introducida en el escenario de referencia (DR20 – BAT1).**

Beneficios a nivel distribución:

El PNIEC 2023-2030 prevé un incremento del 16% en el consumo de energía eléctrica final, principalmente por la electrificación del sector industrial y del transporte. Asimismo, el autoconsumo fotovoltaico y la instalación de generación renovable distribuida se incrementará significativamente hasta 2030. Para conectar la nueva demanda y generación prevista por el PNIEC 2023-2030 será necesario realizar inversiones significativas en las redes de distribución.

El autoconsumo fotovoltaico reduce la demanda neta de electricidad en las horas centrales del día, pero sin almacenamiento ni respuesta de la demanda, no contribuye a reducir el pico de demanda de la tarde-noche. Por tanto, el pico de demanda agregada en 2030 en nuestro estudio se incrementa en un 18,5% si no hay baterías distribuidas ni respuesta de la demanda (escenario DR00 - BAT0). En este escenario (DR00 - BAT0), la anualidad estimada de las inversiones requeridas para conectar la nueva demanda y generación a las redes de media y baja tensión de la España peninsular en el periodo 2024-2030 ascendería a 487,5 M€/año. Si se distribuye uniformemente esta inversión durante todo el periodo (2024- 2030), equivaldría a un coste de inversión anual medio de 1.059 M€/año.

Las baterías distribuidas permiten reducir el consumo durante las horas punta gracias a la energía almacenada. En los escenarios BAT1 y BAT2 se asume que el 22 % de las baterías totales serán baterías distribuidas para autoconsumo. El escenario BAT3, exclusivo para el análisis de las redes de distribución, considera un 44 % de baterías distribuidas del total del escenario BAT2. Por otro lado, la respuesta de la demanda mueve consumo de horas punta a horas valle en respuesta a las diferencias de precios

entre estas horas. Se han considerado dos niveles la gestión de la demanda: un 20 % de demanda residencial y comercial gestionable (DR20), y un 40 % (DR40).

La Tabla 5 resume la capacidad instalada de baterías distribuidas en cada escenario combinado de baterías distribuidas y respuesta de la demanda. La previsión en el escenario más probable, tomado como referencia, (DR20 y BAT1) es 1,4 GW de baterías distribuidas adicionales en 2030. Este valor está alineado con la previsión del PNIEC 2023-2030 de alcanzar 1,6 GW de almacenamiento detrás del contador en el 2030.

Tabla 5 Capacidad instalada de baterías distribuidas en cada escenario (GW)

GW	BAT0	BAT1 22%	BAT2 22%	BAT3 44%
DR00	0	2,7	3,4	6,8
DR20	0	1,4	2,2	4,4
DR40	0	0,3	0,3	0,6

La Tabla 6 compara las anualidades de inversión en red entre los diferentes escenarios. En la primera columna de la Tabla 6, se observa una reducción sustancial de los refuerzos de red debida a la respuesta de la demanda. Asimismo, el efecto de las baterías distribuidas se puede visualizar en la primera fila de la Tabla 6. La reducción alcanzada únicamente con baterías distribuidas es inferior a la obtenida con respuesta de la demanda, no porque las baterías sean una tecnología menos eficiente para reducir el pico de demanda, sino a que en los escenarios analizados hay un menor número de clientes y una potencia más baja de baterías distribuidas en comparación con la respuesta de la demanda. En el escenario con mayor capacidad instalada de baterías distribuidas (DR00 - BAT3), se estima que el 15 % de los clientes residenciales podrían estar equipados con baterías distribuidas, mientras que los niveles de gestión de la demanda considerados alcanzan el 20 % y el 40 %.

Tabla 6 Anualidades de inversión en red entre los diferentes escenarios (M€/año)

	BAT0	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios		
		BAT1	BAT2	BAT3
DR00	487,50	450,98	435,85	300,18
DR20	124,06	112,06	111,96	93,31
DR40	67,94	64,37	64,37	64,57

En el escenario de referencia (DR20 - BAT1), la anualidad de los refuerzos de red requeridos en 2030 se reduce a 112,06M€/año. Esta reducción del 77% en los refuerzos de red, se debe a que se ha reducido un 77% el incremento de demanda a la hora pico (21h) respecto al observado en el escenario sin baterías ni respuesta de la demanda. Como resultado de la acción combinada de la respuesta de la demanda y las baterías distribuidas en el escenario DR20 - BAT1, se espera que la demanda aumente un 4,15% para el año 2030 en comparación con el año inicial. El resto de las entradas de la Tabla 6 indican el ahorro conseguido por la acción combinada de la respuesta de la demanda

y de las baterías. En todos los escenarios analizados se observa un efecto positivo en la reducción de las inversiones en las redes de distribución.

Asimismo, se ha analizado el impacto en las inversiones requeridas en redes de la ubicación de las baterías distribuidas. Los ahorros en refuerzos de red son más significativos cuando estas se ubican en los consumidores cuyas horas de demanda máxima coinciden con el pico de demanda agregada de la red de distribución, predominantemente los clientes residenciales, y en las zonas urbanas. Los refuerzos de en zonas urbanas son más costosos ya que hay un mayor porcentaje de instalaciones soterradas que en zonas rurales.

En conclusión, tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen significativamente a reducir la demanda pico y a disminuir los refuerzos necesarios en las redes de distribución para conectar la nueva demanda y generación esperada. En el escenario de referencia para el año 2030, se proyecta una reducción en la anualidad de inversión en refuerzos de redes de media y baja tensión de la España peninsular, con un valor estimado de 375 M€/año. Esta reducción representa una reducción promedio de 815 M€/año durante el período comprendido entre los años 2024 y 2030. Esto supone un 77% de ahorro en las redes de media y baja tensión respecto del escenario sin baterías ni respuesta de la demanda.

Índice de contenidos

Resumen Ejecutivo	2
1. Introducción	9
2. Metodología del estudio	10
2.1 Metodología para el cálculo de los beneficios de la planificación y operación del sistema eléctrico	11
2.2 Metodología para el cálculo de los beneficios en las redes de distribución	13
3. Descripción de los casos de estudio y escenarios analizados	15
3.1 Resumen de escenarios considerados para el análisis a nivel sistema	18
3.2 Resumen de escenarios considerados en distribución	19
4. Despliegue de tecnologías en 2030	21
5. Beneficios para la operación del sistema eléctrico	23
6. Beneficios en las redes de distribución	27
7. Conclusiones	32
Anexo A Modelado de redes de distribución representativas	34
Anexo B: Resultados de la operación del sistema con SPLAYER	40

1. Introducción

En el marco de la transición energética, el almacenamiento distribuido y la respuesta activa de la demanda se han convertido en elementos clave para garantizar un sistema eléctrico más eficiente, flexible y resiliente. La integración creciente de energías renovables, junto con el desarrollo de nuevas tecnologías, plantea la necesidad de adaptar la planificación energética a estos nuevos recursos. En este contexto, el presente informe se enmarca dentro de una colaboración orientada a cuantificar el valor que aportan las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda en el sistema eléctrico español, tomando como referencia los objetivos y directrices del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)³.

El objetivo principal de esta colaboración es ofrecer una valoración integral del papel que pueden desempeñar estos recursos distribuidos en el cumplimiento de los objetivos de descarbonización, sostenibilidad y eficiencia energética planteados por el PNIEC. Para ello, se han definido tres subobjetivos complementarios que permiten abordar esta evaluación desde distintas perspectivas del sistema eléctrico.

En primer lugar, se analiza la contribución del almacenamiento y la respuesta de la demanda a los costes de inversión y operación del sistema eléctrico peninsular. Este análisis permite identificar los beneficios económicos asociados a su participación en dicho mercado, diferenciando además entre las distintas tecnologías de almacenamiento y su capacidad para aportar flexibilidad y gestionar la variabilidad de la generación renovable.

En segundo lugar, se evalúa el impacto que puede tener el uso de baterías distribuidas sobre la planificación y las inversiones en redes de distribución. Este enfoque considera cómo la implantación de almacenamiento a pequeña escala puede reducir la necesidad de reforzar infraestructuras, aliviando congestiones locales y mejorando la gestión de la demanda a nivel de red.

Por último, se realiza una extrapolación de estos beneficios al conjunto del territorio nacional, con el objetivo de estimar el valor agregado que podrían generar las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda si se implantaran de manera generalizada en España. Este ejercicio de escalado resulta fundamental para identificar su potencial contribución al sistema energético en 2030, de acuerdo con las metas establecidas por el PNIEC.

³ MITECO “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030” Sep 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf

2. Metodología del estudio

En el presente estudio, se analizan la integración de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías desde la perspectiva de la red de distribución y desde la perspectiva de la operación del sistema eléctrico peninsular. Para ello, se sigue una metodología estructurada basada en la utilización de modelos de planificación y operación del sistema eléctrico, en particular SPLAYER⁴, openTEPES⁵ y RNM⁶.

Principales datos de entrada:

- **Objetivos 2030 PNIEC y TYNDP 2024**
- **Previsiones coste baterías**
- **% de respuesta demanda (DR)** de clientes residenciales y comercial

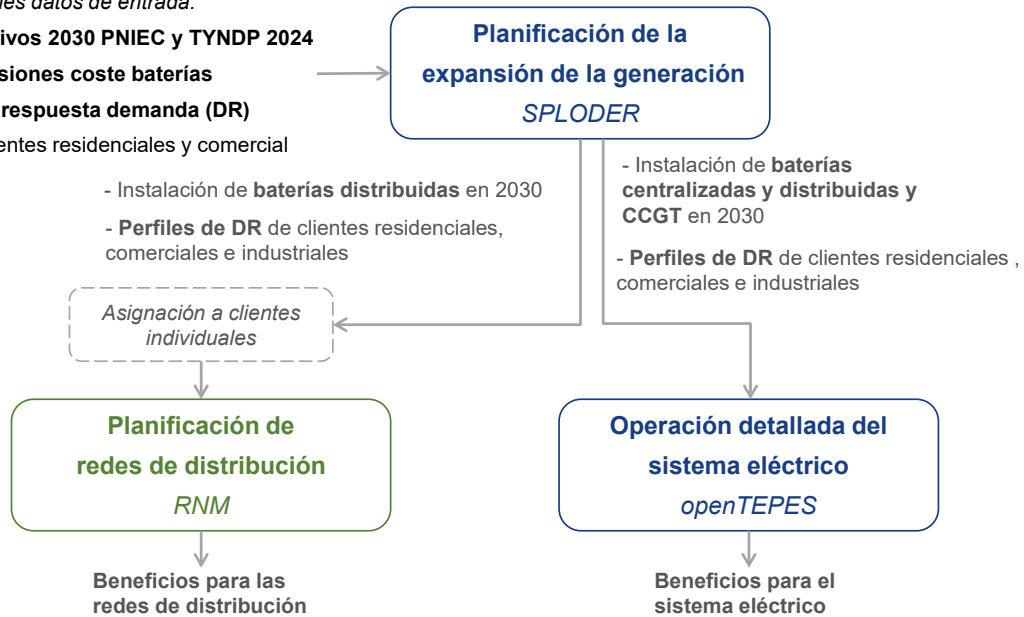


Ilustración 1: Diagrama de flujo de la metodología empleada en el estudio para estimar los beneficios para el sistema eléctrico y las redes de distribución de las baterías y la respuesta de la demanda.

⁴ SPLAYER: Smart Planning and Operation of Distributed Energy Resources (DER). URL:

https://www.iit.comillas.edu/ofertas_tecnologicas/3

⁵ openTEPES: Open Generation, Storage, and Transmission Operation and Expansion Planning Model with RES and ESS. URL: <https://opentepes.readthedocs.io/en/latest/index.html>

⁶ RNM: Reference Network Model. URL: https://www.iit.comillas.edu/ofertas_tecnologicas/1

2.1 Metodología para el cálculo de los beneficios de la planificación y operación del sistema eléctrico

El modelo SPLODER es la primera herramienta utilizada en la cadena de análisis. Se trata de un modelo de planificación de la expansión de la generación que incorpora restricciones económicas y técnicas para estudiar la adopción eficiente y el funcionamiento en tiempo real de los recursos eléctricos, tanto centralizados como distribuidos. Su desarrollo responde a la necesidad de análisis regulatorios y de apoyo en la toma de decisiones estratégicas para empresas del sector eléctrico. SPLODER optimiza las inversiones en generación mediante un enfoque integral que considera diversas tecnologías, tales como energía nuclear, turbinas de gas de ciclo combinado, energía hidroeléctrica, turbinas eólicas, energía solar concentrada, almacenamiento distribuido, cogeneración y energía solar distribuida, entre otras.

Una vez obtenida la configuración óptima de instalación de baterías con SPLODER bajo distintos niveles de penetración de gestión de la demanda (DR), se emplea el modelo openTEPES, que representa la última etapa del análisis desde el punto de vista del sistema eléctrico peninsular y el modelo RNM, encargado del análisis en las redes de distribución.

El modelo openTEPES proporciona una evaluación detallada de la operación del sistema eléctrico a lo largo de un año completo con granularidad horaria (8760 horas), lo que lo hace especialmente adecuado para el estudio de problemas operativos. La utilización de openTEPES persigue tres objetivos principales:

- Validación de la operación del mix tecnológico propuesto por SPLODER, garantizando que es suficiente para satisfacer la demanda eléctrica horaria sin incurrir en episodios de energía no suministrada. En el sistema de generación se modela individualmente cada grupo térmico, nuclear y de bombeo puro y se bombea agregadamente la generación renovable no despachable y la hidráulica regulable. Se imponen las restricciones necesarias para que la operación resultante del sistema sea realista.
- Ajuste y corrección de la operación del sistema, refinando los resultados obtenidos por SPLODER y corrigiendo posibles simplificaciones que pudieran generar distorsiones en la modelización inicial.

El enfoque combinado de SPLODER y openTEPES permite una evaluación integral del impacto de la penetración de baterías en el sistema eléctrico peninsular, optimizando tanto la planificación como la operación del sistema. Con ello, se proporciona una base sólida para la toma de decisiones estratégicas en el sector eléctrico, garantizando eficiencia, estabilidad y confiabilidad en la red. Para lidiar con la DR, el openTepes coge un valor de MW gestionables del SPLODER para ser recolocados.

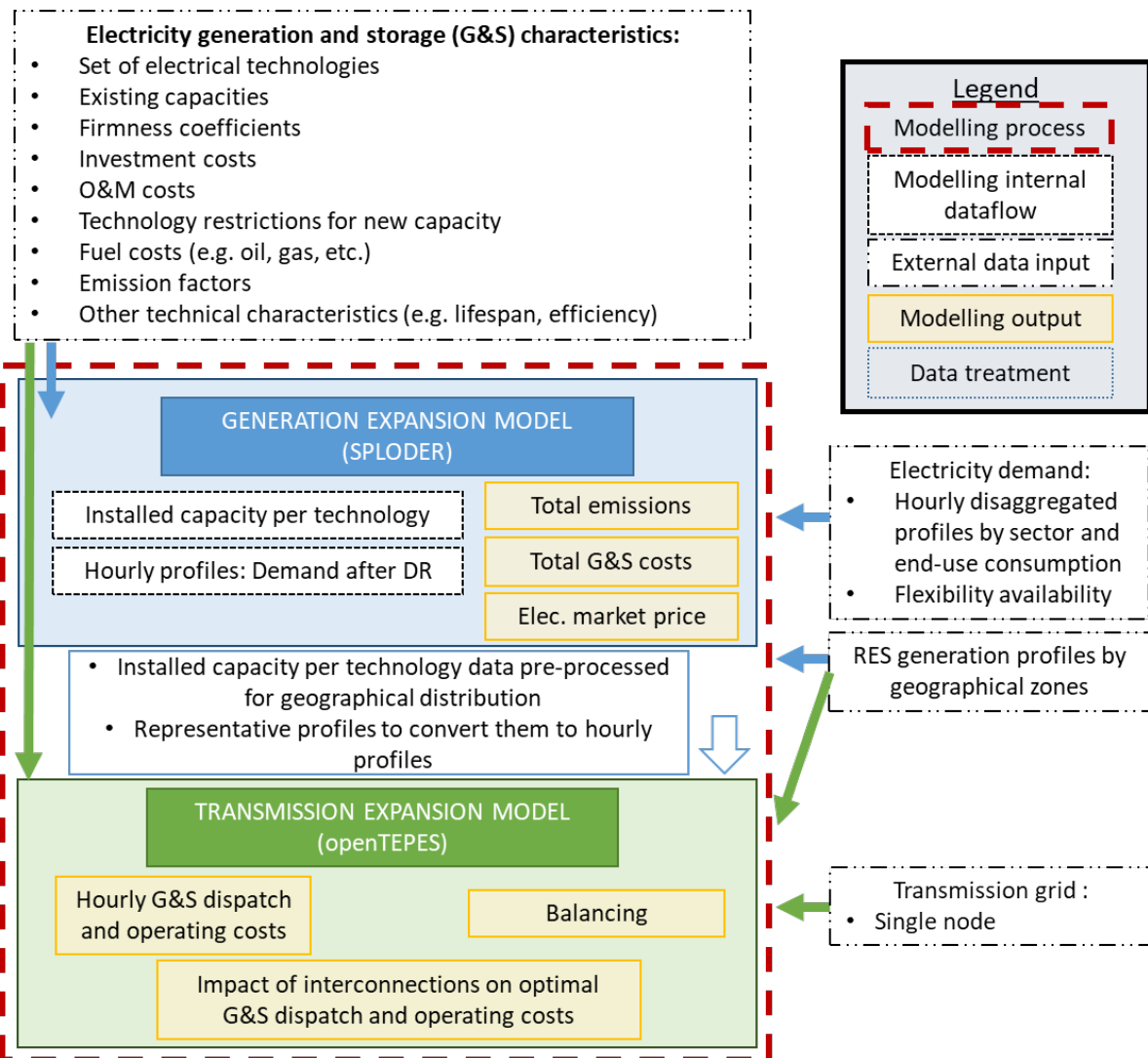


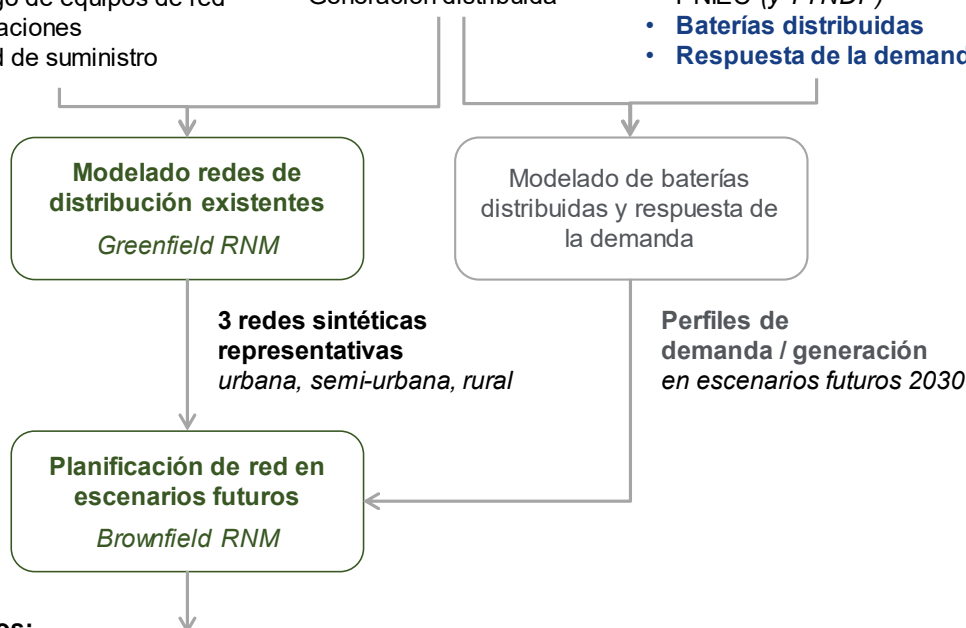
Ilustración 2 Diagrama de flujo para análisis a nivel sistema

2.2 Metodología para el cálculo de los beneficios en las redes de distribución

Para evaluar los beneficios en la red de distribución debidos al almacenamiento distribuido y la respuesta de la demanda se ha empleado el modelo RNM, desarrollado por el IIT. La Ilustración 3 muestra el diagrama de flujo de la metodología para este análisis.

Datos de entrada:

- Callejero (*datos SIG*)
- Catálogo de equipos de red
- Subestaciones
- Calidad de suministro
- Clientes de BT y MT
- Generación distribuida
- Objetivos para 2030 en PNIEC (*y TYNDP*)
- **Baterías distribuidas**
- **Respuesta de la demanda**



Resultados:

- Coste de refuerzos en redes de distribución (en BT y MT) en escenarios futuros
- Ahorros en refuerzos de red debidos a baterías distribuidas y respuesta de la demanda

Ilustración 3: Diagrama de flujo de la metodología empleada para el análisis de los beneficios en redes de distribución.

En primer lugar, se han obtenido tres redes sintéticas (urbana, semiurbana y rural) representativas de las redes de distribución eléctrica en el año inicial mediante la versión *greenfield* del RNM. El RNM *Greenfield* diseña la infraestructura de red para abastecer a los consumidores y la generación distribuida cumpliendo con limitaciones de red, geográficas y de calidad de suministro. Como datos de entrada se han empleado estadísticas nacionales de consumidores (por sector de actividad y tipo de tarifa), autoconsumo y generación distribuida conectada en media tensión. Para trasladar las cifras nacionales a cada una de las redes representativas se han estimado unos factores de escalado en función del número de clientes. Los factores de escalado utilizados se muestran en la Tabla 7 y se corresponden al porcentaje del total nacional que se ha asignado a cada municipio representativo. Los detalles del modelado de las redes iniciales se explican en el Anexo A.

Tabla 7: Factores de escalado para las redes rural, semiurbana y urbana.

Tipo de municipio	Número de clientes residenciales		Factor de escalado
	España peninsular	Municipio representativo	
Rural	2.679.419	1.769	0,06602%
Semiurbano	7.458.968	5.909	0,07922%
Urbano	13.653.820	90.317	0,66148%

Una vez obtenidas las redes representativas en el año inicial, el consumo y la generación de estas redes se han actualizado para el año 2030 en base a los objetivos del PNIEC y el TYNDP. Para los consumidores, se han estimado los incrementos de demanda derivados de una mayor electrificación de sus usos energéticos, así como de la adopción de sistemas de autoconsumo fotovoltaico. Asimismo, se han evaluado proyecciones de expansión en instalaciones de generación distribuida, específicamente en el ámbito de la energía solar fotovoltaica y eólica, conectadas a la red eléctrica de media tensión.

Adicionalmente, se han proyectado diferentes escenarios de adopción respuesta de la demanda y baterías distribuidas. Estas tecnologías flexibles permiten reducir el pico de la demanda agregada en la red de distribución al responder activamente a señales de precio. A los clientes residenciales participantes en la respuesta a la demanda les ha sido asignado un perfil óptimo de consumo, según lo determinado por el modelo SPLODER. En los consumidores que instalan baterías distribuidas, se ha optimizado su perfil individual de consumo (y de generación, dado que la mayoría disponen también de paneles fotovoltaicos para autoconsumo) con el objetivo de minimizar el coste de los términos de energía y de potencia en su tarifa de electricidad. La estructura de las tarifas en España incentiva a incrementar el autoconsumo y mover el consumo de red de las horas punta (Periodo 1) a otras horas valle con menores precios de peajes⁷ y cargos⁸.

Finalmente, se emplea la versión *brownfield* del RNM para planificar los refuerzos de red para incorporar a la red nueva demanda y generación distribuida en diferentes escenarios futuros para el año 2030 ante diferentes niveles de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda. Con el RNM *Brownfield* se han calculado los refuerzos necesarios en las tres redes representativas y a estos resultados se han aplicado los factores de escalado para estimar las inversiones en red necesarias en cada escenario a nivel nacional. La comparativa entre los diferentes escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda permite estimar los beneficios en reducción de refuerzos de red gracias a estas tecnologías flexibles.

⁷ CNMC. Resolución de 4 de diciembre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2025. URL: [https://www.boe.es/eli/es/res/2024/12/04/\(2\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2024/12/04/(2))

⁸ MITECO. Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2025. URL: <https://www.boe.es/eli/es/o/2024/12/26/ted1487>

3. Descripción de los casos de estudio y escenarios analizados

Para llevar a cabo el estudio se ha trabajado con unos escenarios 2030 del sistema eléctrico contruidos mediante un modelo que expande el parque de generación y almacenamiento para cubrir las necesidades de consumo de energía y de firmeza del sistema. Se han considerado las instalaciones de renovables indicadas por el PNIEC y TYNDP para dicho año tal y como se indica en Tabla 8. Además, se muestran los coeficientes de firmeza asignados a las distintas tecnologías de generación a lo largo del estudio, basados en valores publicados en el pasado por REE, National Grid o el propio TYNDP. No se mencionan aquí los coeficientes asignados a las tecnologías de almacenamiento, bombeos y baterías, ya que se muestran a continuación

Tabla 8 Capacidades y coeficientes de firmeza según tecnología

	Capacidad (MW)	REF Capacidad	Coef. Firmeza (REE, NG, TYNDP)
Nuclear	5105,34	PNIEC 2024(MW)	0,95
CCGT	24499	PNIEC 2024(MW)	0,95
Cogeneración	4205	PNIEC 2024(MW)	0,55
Biomasa	1964	PNIEC 2024(MW)	0,55
Solar Térmica	4804	PNIEC 2024(MW)	0,12
Hidráulica	11414,19	TYNDP 2024 (MW)	0,44
H. Fluyente	3424	TYNDP 2024 (MW)	0,17
Bombero	5590,81	TYNDP 2024 (MW)	0,9
Solar PV	72130	PNIEC 2024(MW)	0
			0
Eólica	60537	PNIEC 2024(MW)	0,07
Electrolizadores	4GW (Mapa)	TYNDP 2024 (MW)	-
	16404,742 GWh	Mapa de proyectos H2	

ENTSO-e "TYNDP 2024 Scenario Report" May 2024 <https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>
MITECO "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030" Sep 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
REE <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
Mapa de proyectos H2 <https://www.comillas.edu/catedras-de-investigacion/catedra-de-estudios-sobre-el-hidrogeno/mapa-de-proyectos-en-espana/>
National Grid 2018. Batteries firm coefficients <https://www.emrdeliverybody.com/CapacityMarketsDocumentLibrary/CapacityMarketAuctionGuidelines16th2018.pdf>
REE, el sistema eléctrico español 2020. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informedel-sistema-electrico-espanol-2020> (accessed June 28, 2025).

La Tabla 9 muestra el rendimiento, los costes de combustible, los costes asociados a las emisiones de CO₂ y los impuestos que se han considerado en el estudio, obtenidos del PNIEC⁹.

⁹ MITECO "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030" Sep 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf

Tabla 9 Rendimiento, costes variables principales y emisiones

	<i>Rend término/eléc %</i>	<i>Fuel €/GJ</i>	<i>Fuel +O&M (€/MWhe)</i>	<i>CO₂ (tonCO₂/ MWhe)</i>	<i>Impuestos (€/MWhe)</i>
Nuclear	33%	0,47	7,4	-	15,02
OCGT	42%	7,5	75,42	0,49	4,68
CCGT	57%	-	49,72	0,36	4,68
Cogeneración	-	-	-	0,262	-

1MWh=3,6GJ 1USD=0,9€
TYNDP – 113 €/ton CO₂

En las tecnologías de almacenamiento se han considerado las características de la Tabla 10 donde la principal diferencia son las sensibilidades en costes de instalación de baterías.

Tabla 10 Datos de tecnologías de almacenamiento adicionales en 2030

<i>Tecnología</i>	<i>MW</i>	<i>Coste Inversión [€/kWh] (20 años)</i>	<i>Coste Fijo O&M [€/MW-año]</i>	<i>Coefficiente Firmeza</i>	<i>η (roundtrip)</i>	<i>Horas carga / descarga</i>
Baterías	Output	ESCENARIOS BATx	11706	0,4	0,9	3
Bombeo 1	800	-	-	0,9	0,75	20
Bombeo 2	500	-	-	0,9	0,75	40
Bombeo 3	700	-	-	0,9	0,75	60

Para la consecución del proyecto se han considerado los perfiles de generación y de demanda horarios elaborados y proporcionados en estudios previos¹⁰ para los distintos sectores de actividad: residencial, comercial e industrial; desglosando también la demanda residencial en las tres zonas climáticas con las que trabaja el modelo SPODER: Norte, Continental y Mediterráneo; y desglosando la demanda por tipos de consumo de cara a modelar la gestión de la demanda: Climatización, agua caliente sanitaria (ACS) y resto.

En este sentido, se ha aprovechado para este estudio la potencialidad del modelo de expansión SPODER que tiene caracterizada la demanda eléctrica por sectores y que tiene explícitamente modelada aquella demanda que se considera gestionable, respetándose sus límites de gestión. La gestión de la demanda permite en efecto trasladar el consumo de demanda de ciertos periodos a otros haciendo un papel básicamente similar al de las tecnologías de almacenamiento.

Dependiendo del volumen de demanda realmente gestionable y del grado de penetración de estas prácticas, pueden modificarse radicalmente las necesidades de firmeza requerida por el sistema, dado que la demanda se retraerá por sí sola en los momentos críticos del sistema (precio alto de la energía) para trasladarse a otros

¹⁰ Rivier, M., Martín, F., Freire-Barceló, T., Solar and wind production profiles and 2030 disaggregated electricity demand profiles to feed the SPODER generation expansion planning model. Proyecto: FLEXENER. Financiado por Siemens Gamesa Renewable Energy Innovation & Technology S.L. Dic/2022.

momentos menos críticos. Así mismo, la gestión de la demanda tiende a aplanar la demanda neta del sistema (demanda menos producción no controlable) reduciendo las oportunidades de arbitraje entre momentos de precio alto y de precio bajo de las que sacan rendimiento económico las tecnologías de almacenamiento, entre ellas las baterías.

Obviamente ni toda la demanda del sistema es gestionable, ni toda la potencialmente gestionable lo será en 2030, ni dicha gestión es totalmente libre, sino que obedece a la realidad del uso que se hace de ese consumo de electricidad. A modo de ejemplo, el consumo eléctrico utilizado para usos térmicos (calefacción, agua caliente sanitaria, refrigeración), ya sea en el sector doméstico o industrial puede ser gestionable pero sólo hasta cierto punto. En efecto, puede gestionarse el consumo eléctrico para calentar una casa, pongamos, por ejemplo, pero siempre que se mantenga la temperatura de la casa dentro de un cierto margen de confort. No tiene sentido considerar una gestión totalmente libre del consumo dedicado a ese propósito. Para tener un valor del volumen gestionable se muestra a continuación la energía para cada uno de los usos en los sectores residencial y comercial.

Tabla 11 Desglose de energía en demanda Residencial y Comercial

Energía total (TWh)	Residencial	Comercial
RESTO (No gestionable)	32,070	36,063
CLIMA	39,544	23,260
DHW	16,702	3,968
Total	88,317	63,293

La Tabla 12 muestra los valores y la clasificación considerados en el modelo para representar la demanda asociada al vehículo eléctrico. La clasificación de SPLAYER distingue entre los vehículos eléctricos que tienen un perfil de carga fijo y los que son SMART (Carga gestionable) durante el día, durante la noche o las 24h del día. Es importante resaltar que el V2G queda fuera de este estudio ya que en pasados proyectos¹¹ se ha visto que para estos porcentajes su aportación es despreciable (inferior al 1%) para 2030 y se pasa a Smart24h.

Tabla 12 Número y porcentaje de vehículos eléctricos por tipo

Clasificación EV	Porcentaje en caso de haber un 20% gestionable	Porcentaje caso de haber un 40% gestionable
Perfil fijo uniforme	80%	60%
Smart noche	13%	25%
Smart día	3%	7%
Smart 24h	4%	8%
Totales	5500000 unidades 13,73TWh	

¹¹ FLEXENER: Nuevo sistema energético 100% renovable, flexible y robusto para la integración de nuevas tecnologías en generación, redes y demanda.

Los niveles más probables de nivel de la gestión de la demanda son inciertos. La Hoja de ruta de la Flexibilidad en España¹² establece que en 2030 la DR será capaz de reducir un 10% el pico del sistema y en otras referencias de asociaciones europeas como SmartEn¹³ prevén que la DR puede llegar hasta el 20%. Teniendo en cuenta los perfiles de entrada del modelo y que solo la DR residencial y comercial ligados a climatización y consumo de agua, y el vehículo eléctrico están modelados, se han considerado dos niveles de DR para el análisis del estudio: 20% y 40%. Esto ha resultado en una reducción del pico de un 8% (**DR20**) y 16% (**DR40**) respectivamente, alineado por tanto con las referencias externas para el año 2030.

Tabla 13 Escenarios gestión de la demanda según el porcentaje de gestión

DR (Residencial/Comercial)	Pico (GW)	Reducción (GW)	Reducción (%)
DR00	53,8	-	-
DR20	49,5	4,3	8%
DR40	44,7	9,1	16,9%

En el escenario de referencia considera que el grado de penetración de la gestión de la demanda es de un 20%, es decir, que de toda la demanda considerada gestionable (Tabla 11 y Tabla 12) en el sistema (climatización, agua caliente sanitaria y vehículo eléctrico), un 20% de los perfiles tiene capacidad de ejercer dicha gestión y sigue los precios del mercado mayorista (no sigue el perfil fijo de dichas demandas). Dicho cambio de la demanda no se realiza de forma libre, sino respetando las restricciones propias de cada consumo (niveles de confort, horarios de conexión del vehículo...) y además realiza una eficiencia frente al perfil fijo basado en históricos para el caso de la climatización.

3.1 Resumen de escenarios considerados para el análisis a nivel sistema

A modo de resumen, se reflejan en la Tabla 14 aquellos factores que caracterizan y diferencian cada uno de los tres escenarios considerados en el estudio. Se tomará el caso sin gestión de demanda ni baterías (marcado en gris claro) como base para el cálculo de los beneficios del caso de referencia (marcado en amarillo suave).

Tabla 14 Datos distintivos de los escenarios a nivel sistema

	BAT0	BAT1	BAT2
	Sin baterías	Coste 1	Coste 2
DR00			
DR20		Caso Ref.	
DR40			

¹² Hoja de Ruta para la flexibilidad de la demanda en España (2022). Asociación ENTRA (Entra Agregación y Flexibilidad). <https://entra-coalicion.com/wp-content/uploads/2022/11/Hoja-de-Ruta-de-la-Flexibilidad-de-la-Demanda-en-Espa%C3%B1a-4.pdf>

¹³ Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030 (2022). Smarten & DNV. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/10/SmartEN-DSF-benefits-2030-Report_DIGITAL-1.pdf

3.2 Resumen de escenarios considerados en distribución

Además de las hipótesis presentadas en la Tabla 8, para la construcción del escenario 2030 de las redes de distribución se han considerado los objetivos de adopción de recursos energéticos distribuidos en el PNIEC. El PNIEC contempla que, de la capacidad total de energía solar fotovoltaica, estimada en 19 GW, 18 GW estarán concentrados en la España peninsular.

El PNIEC marca como objetivo alcanzar los 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030. Tomando en consideración este dato y el reparto que se anticipa el TYNDP por categorías de vehículos eléctricos, se ha supuesto que en la España peninsular se contará con 4,9 millones de vehículos eléctricos ligeros para el año 2030. En el presente estudio se aborda la modelización de la demanda de electricidad destinada a la recarga residencial de vehículos eléctricos ligeros.

De acuerdo con lo proyectado en el PNIEC, se estima un incremento de la demanda neta final de electricidad de un 16,4% respecto a 2019. El incremento de demanda bruta de electricidad de los clientes finales será aún mayor debido a la expansión del autoconsumo. Como se evidencia en la Tabla 15, estos incrementos de demanda presentarán diferencias por sectores, con crecimientos superiores en clientes industriales. Dichos incrementos se atribuyen principalmente a la electrificación de la demanda de calor y frío en los sectores industrial y residencial, mayormente mediante el uso de bombas de calor.

Tabla 15: Incrementos de demanda por sector de actividad en 2030 respecto al año inicial.

	Incremento demanda neta	Incremento demanda bruta
Residencial	3,9%	9,0%
Industrial	27,2%	35,4%
Servicios	-0,8%	2,7%

La Tabla 15 no incluye el crecimiento de demanda por recarga de vehículo eléctrico, pues se ha considerado aparte. El PNIEC marca como objetivo alcanzar los 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030. Tomando en consideración este dato y el reparto que se anticipa el TYNDP por categorías de vehículos eléctricos, se ha supuesto que en la España peninsular se contará con 4,9 millones de vehículos eléctricos ligeros para el año 2030. En el presente estudio se aborda la modelización de la demanda de electricidad destinada a la recarga residencial de vehículos eléctricos ligeros.

Los 4,9 millones de vehículos eléctricos ligeros se han repartido entre las redes representativas empleando los factores de escalado de la Tabla 7. Para cada vivienda se ha estimado un perfil de consumo por recarga de vehículos eléctricos en el año 2030. Para ello, se ha empleado una herramienta, desarrollada por el IIT en el proyecto europeo ECEMF¹⁴, que estima el perfil horario de demanda de vehículos eléctricos a

¹⁴ Mascherbauer, P., Martínez, M., Mateo, C., Yu, S., & Kranzl, L. (2025b). Analyzing the impact of heating electrification and prosumaging on the future distribution grid costs. Applied Energy, 387, 125563. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125563>

nivel residencial en base a fuentes de datos públicos de movilidad (número de vehículos por vivienda, horas de llegada, distancia diaria recorrida, etc.).

En cuanto al almacenamiento, el PNIEC señala que el almacenamiento detrás del contador ha cobrado un notable protagonismo en los últimos años, estimándose que podría alcanzar los 1,6 GW en operación para 2030. En este contexto, los escenarios BAT1 y BAT2 plantean que un 22% del total de baterías previstas en la Tabla 16 para 2030 se destinarán al autoconsumo distribuido. Por su parte, el escenario BAT3 adopta una visión más optimista respecto al despliegue de este tipo de almacenamiento alcanzándose un 44% de la capacidad total instalada.

Tabla 16 Datos distintivos de los escenarios distribución

	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
	Sin baterías	Coste 1	Coste 2	Coste 2
	-	22%	22%	44%
DR00				
DR20		Caso Ref.		
DR40				

4. Despliegue de tecnologías en 2030

Uno de los principales motivos para la instalación de baterías es garantizar la seguridad de suministro. Los resultados reflejan cómo las baterías pueden aportar dicha seguridad al sistema frente a otras opciones de nueva instalación, en este caso turbinas de gas en ciclo abierto. Por otro lado, se ve cómo la gestión de la demanda y las baterías se hacen competencia y que ambas son opciones para el sistema a la hora de aportar mecanismos de movilización de consumos a otras horas¹⁵.

Tabla 17 Instalación de Baterías Centralizadas

GW	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	12,18	15,31
DR20	-	6,36	9,95
DR40	-	1,17	1,17

Tabla 18 Instalación de turbinas de gas en ciclo abierto

GW	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	10,99	5,86	4,54
DR20	6,08	3,40	1,89
DR40	494	-	-

Es interesante también conocer los precios de dichos escenarios y por tener unos valores de referencia del impacto, se recogen para la matriz central los precios medios y sus desviaciones en la Tabla 19.

Tabla 19 Precios medios y su desviación obtenidos en el modelo de expansión

	Precio Medio (€/MWh)	Desviación Típica (€/MWh)
BAT0-DR00	39.42	47.1
BAT1-DR20	17.41	35.7

Para el escenario de referencia se obtiene una reducción en los precios medios del 55%. Pese haber usado diferentes hipótesis, los valores están en rango con los resultados mostrados en el PNIEC¹⁶. Por otro lado, la demanda del sistema incluyendo la demanda y el consumo de baterías y bombeos se encuentra en 312 TWh (sin exportaciones). Con estos datos, podemos establecer un pago de la demanda entre 5431.9-12299M€. **Es decir, la flexibilidad introducida produce un ahorro de 6800M€ para la demanda.**

¹⁵ Se asume que la fiabilidad de respuesta de la gestión de la demanda y las baterías es del 100%

¹⁶ En el PNIEC, los precios medios marginales se encuentran entre 28 y 34 €/MWh con 10,5€/GJ de gas frente al valor usado en este informe y de referencia de 7,5€/GJ (71,4% sería respecto al PNIEC), y considera, incluyendo exportación y bombeos, 344TWh (317TWh, sin incluir exportación) de demanda, saliendo un pago para la demanda entre 9632 -11696M€. €

En la Tabla 17 y Tabla 18 se muestran las inversiones de nueva potencia en GW para satisfacer la firmeza del sistema bajo los diferentes escenarios de gestión de la demanda y de costes de instalación de las baterías centralizadas. El detalle de operación obtenido se encuentra en el Anexo B ya que el análisis detallado de operación se hará con el modelo openTEPES que permite ver un mayor detalle horario, cuenta con la participación en servicios de balance y la consideración de interconexiones.

Se ha comentado anteriormente que el PNIEC estima alcanzar 1,6 GW de almacenamiento detrás del contador para el año 2030. En los escenarios BAT1 y BAT2 se asume que un 22% de las baterías totales de la Tabla 20 en 2030 serán distribuidas para autoconsumo. Esto resulta en 1,4 GW de baterías distribuidas en el escenario más probable (DR20 y BAT1). El escenario BAT3 muestra una perspectiva más favorable en lo que respecta a la adopción de las baterías distribuidas, alcanzando un 44 % de la capacidad total instalada de baterías en el escenario BAT2 de la Tabla 20.

Tabla 20 Instalación de Baterías Distribuidas para Autoconsumo

GW	BAT0	BAT1 22%	BAT2 22%	BAT3 44%
DR00	0	2,7	3,4	6,8
DR20	0	1,4	2,2	4,4
DR40	0	0,3	0,3	0,6

Para cada escenario de baterías consideramos dos opciones:

- Reparto de baterías entre clientes de los sectores residencial, industrial y servicios (mismos coeficientes de reparto por sector que los utilizados que para autoconsumo de solar fotovoltaica: 30% residencial, 49% industrial y 21% servicios).
- Todas las baterías distribuidas se instalan en clientes del sector residencial.

5. Beneficios para la operación del sistema eléctrico

Se parte de las decisiones de inversión en baterías centralizadas y turbinas de gas en ciclo abierto obtenidas en la sección de despliegue de tecnologías. El coste asociado a dichas inversiones puede ser visto en la Tabla 21. La inclusión de baterías reduce la inversión necesaria para el sistema de ciclos combinados necesarios por firmeza y marcará la operación del sistema más adelante.

Tabla 21 Costes de Inversiones OCGT

		Coste de inversión anualizado M€	Coste de Inversión por potencia €/kW-año
BAT0	OCGT		OCGT
	DR00	514	
	DR20	285	46,81
	DR40	23	
BAT1	DR00	274	
	DR20	159	46,81
	DR40	-	
BAT2	DR00	213	
	DR20	88	46,81
	DR40	-	

Los resultados de la operación del sistema eléctrico peninsular, para baterías y ciclos combinados (CCGT) y turbinas de gas en ciclo abierto (OCGT), se detallan en la Tabla 22. Aunque es difícil comparar por los cambios que se producen en el parque de generación en cada escenario, se ve cómo el despliegue de las opciones de flexibilidad (baterías y DR) penalizan en funcionamiento de los ciclos. Además, se puede ver también cómo el incremento de la potencia instalada de las baterías y DR20 disminuye las emisiones un 25,7%, los vertidos de renovables un 6,9%.

Tabla 22 Detalles de la Operación del Sistema

	<i>Baterías</i>		<i>CCGT</i>	<i>OCGT</i>	<i>Sistema</i>		
	Generación GWh	Consumo GWh	Generación GWh	Generación GWh	Emisiones tCO2	Vertido GWh	
BAT0	DR00	-	-	20.485	3.059	15,97	92.361
BAT1	DR20	4.494	4.993	11.877	69	11,86	85.985

Los costes variables de operación y de emisiones aparecen descritos en la Tabla 23. Para el caso de referencia: los costes variables disminuyen un 27,9% y las emisiones un 25,7%. En el caso DR40, los costes de operación se incrementan en ocasiones por el aumento de los arranques y paradas de los ciclos combinados ya existentes que se usan en mayor medida para reducir las necesidades de inversión en tecnologías que aporten firmeza.

Tabla 23 Costes de Sistema

M€	BAT0			BAT1			BAT2		
	Variable	Emisión	Total	Variable	Emisión	Total	Variable	Emisión	Total
DR00	2.240	1.811	4.051	1.610	1.345	2.955	1.595	1.334	2.928
DR20	1.778	1.467	3.244	1.613	1.345	2.959	1.602	1.338	2.940
DR40	1.618	1.344	2.962	1.617	1.342	2.959	1.617	1.342	2.959

En el balance económico de la batería (Tabla 24) donde se presentan los costes de inversión, los ingresos por mercado y el pago por capacidad¹⁷. Los ingresos capturados por las baterías disminuyen en presencia de mayor DR y debido a la aportación de firmeza que realizan se ve cómo los pagos por capacidad son claves para que las baterías recuperen los costes de inversión.

Tabla 24 Balance económico de las baterías

M€		<i>Ingresos mercado diario</i>	<i>Ingresos mercado reserva</i>	<i>Pago por capacidad</i>
BAT1	DR00	109	0,7	327
	DR20	68	0,8	171
	DR40	17	1,6	27
BAT2	DR00	120	0,6	411
	DR20	93	0,5	267
	DR40	17	1,6	16

A la hora de abordar conclusiones sobre los resultados obtenidos hay que considerar varios aspectos clave:

- La potencia instalada (Tabla 25) de turbinas de gas en ciclo abierto es distinta en cada escenario por lo que hay que considerar varios impactos al comparar filas y columnas.

Tabla 25 Recordatorio de parque instalado en cada caso

GW	BAT0		BAT1		BAT2	
	OCGT	BAT	OCGT	BAT	OCGT	BAT
DR00	10,99	-	5,86	12,18	4,54	15,31
DR20	6,08	-	3,40	6,36	1,89	9,95
DR40	0,49	-	-	1,17	-	1,17

Es importante destacar que la inversión en baterías y en gestión de la demanda no se considera para la evaluación de benéficos para la operación del sistema eléctrico y por ello no se incluye en este informe. En la Tabla 26 se puede ver cómo hay escenarios donde el ahorro de operación disminuye (aumenta el coste de operación, precio medio), es debido a que el ahorro de inversión aumenta. El neto, o suma de ambos ahorros, siempre disminuye cómo se ve en la Tabla 27.

Tabla 26 Costes y ahorros en M€/año

Coste M€/año	BAT0		BAT1		BAT2	
	Inversión	Variables	Inversión	Variables	Inversión	Variables
	OCGT		OCGT		OCGT	
DR00	514	4.051	274	2.955	213	2.928
DR20	285	3.244	159	2.959	88	2.940
DR40	23	2.962	-	2.959	-	2.959

¹⁷ El pago por capacidad se ha calculado como la potencia instalada de la batería multiplicada por la variable dual asociada al margen de reserva y teniendo en cuenta su coeficiente de firmeza en el modelo de planificación de la expansión.

Ahorros M€/año	BAT0		BAT1		BAT2	
	Inversión	Variables	Inversión	Variables	Inversión	Variables
	OCGT		OCGT		OCGT	
DR00	-	-	240	1.096	301	1.123
DR20	229	807	355	1.092	426	1.111
DR40	491	1.089	514	1.092	514	1.092

Tabla 27 Costes totales y ahorros porcentuales

Costes de inversión OCGT + Costes variables del sistema

M€/año	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	4.565	3.229	3.141
DR20	3259	3.118	3.028
DR40	2.985	2.959	2.959

Ahorros porcentuales del sistema

%	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	29,3%	31,2%
DR20	22,7%	31,7%	33,7%
DR40	34,6%	35,2%	35,2%

De cara a cuantificar los beneficios o posibles ahorros a nivel sistema, éstos se calculan por diferencia respecto a las inversiones en ciclos y los costes variables del escenario sin baterías y sin gestión de la demanda (señalado en gris claro), y se expresan en porcentaje respecto al mismo. A continuación, se exponen diferentes análisis, que pueden derivarse de estos resultados.

Análisis sin baterías

Analizando los escenarios sin baterías (BAT0), podemos observar como la flexibilidad que proviene de la gestión de la demanda produce ahorros beneficiosos de cara al sistema eléctrico; con un 20% de la demanda residencial y comercial gestionable se consigue un ahorro del 22,7% y que alcanza un 34% cuando hay un 40% gestionable. Se ve como el primer bloque consigue mayor porcentaje (1,1% ahorro por % de DR disponible) que el siguiente (0,86% ahorro por % de DR disponible). Esto es normal pues las necesidades de flexibilidad son limitadas y cuanto más recurso flexible haya menos ahorros se ven de manera individual.

Los mayores ahorros se consiguen en la operación del sistema. En el caso DR20, vemos que los ahorros de inversión son un 22% de los ahorros totales y en el caso de DR40 esto se incrementa a 31% de los ahorros totales.

Análisis sin gestión de la demanda

De igual manera, analizando los casos sin gestión óptima de la demanda (DR00), a medida que hay más baterías en el sistema se consiguen unos ahorros mayores para el sistema, pero menores por GW de baterías. Con 12GW de baterías se consigue un ahorro de 29,3% y en el caso de 15GW, el ahorro es de 31,2%. Al igual que antes el ahorro por

GW disminuye a medida que hay más recurso disponible. En el primer caso el ahorro es de 2,4% por cada GW adicional, y en el segundo 2,04% por cada GW adicional.

En estos casos, es también mayor el ahorro producido por los costes de operación, pero el porcentaje de ahorros debido a la inversión es menor que en el caso anterior. En el caso con 12GW, vemos que los ahorros de inversión son un 18% de los ahorros totales y en el caso de 15GW esto se incrementa a 21% de los ahorros totales.

Análisis con gestión de la demanda y baterías

En el primer caso con un 20% de demanda gestionable y 6GW de baterías, vemos que el aumento de recursos flexibles que aportan esas baterías consigue aumentar un 9% el ahorro y conseguir 31,7%, comparando con el caso sin baterías. Sin embargo, no se puede alojar ese 9% a las baterías de forma íntegra. Si miramos el caso contrario, comparando con el caso de 12GW, sin gestión, se consigue solo un ahorro extra de 2,4% por incluir DR20, pero hay que tener en cuenta que la penetración de baterías es distinta en ambos escenarios (ver Tabla 27). Es decir, los casos con ambos recursos flexibles no permiten una comparación inmediata con las columnas o filas cercanas debido al cambio del parque y la acción combinada de ambas.

Además, se observa un posible límite en las necesidades de recursos flexibles, escenarios (DR40 – BAT1 y DR20 - BAT2) con un tope de ahorro total para el sistema estimado en torno al 35,2%.

Conclusiones finales

El despliegue final de baterías y gestión de la demanda será dependiente de los costes de ambas tecnologías pues ambas tienen la capacidad de reducir las necesidades de firmeza de tecnologías como ciclos combinados y la capacidad de modificar la curva de consumo para mejorar los costes de operación del sistema.

La aportación de ambas tecnologías se resume en el aumento de los recursos flexibles del sistema que permiten alcanzar grandes ahorros. Tomando **el caso de referencia (amarillo suave) como el representativo para determinar y dar a una respuesta a cuales son los beneficios que la flexibilidad (baterías junto con la gestión de la demanda) aporta al sistema, se observa que hay un ahorro del 31,7% (1447M€/año)** cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX (355M€/año, 7.8%) de tecnologías de punta (turbinas de gas ciclo abierto) y en costes variables del sistema (1092 M€/año, 23.9%): combustible, arranque/parada, O&M, emisiones (componen los precios marginales del sistema). Por último, el estudio, refleja un tope máximo de ahorros entorno al 35,2%.

Finalmente, la flexibilidad afecta a las decisiones de inversión y operación balanceando el ahorro que proviene de cada una de ellas en cada escenario. Desde el punto de vista del sistema, siempre se consigue una disminución de costes totales, aunque los costes de operación aumenten en escenarios concretos debido al mayor ahorro logrado en inversión. De manera particular, esto afecta a la necesidad de pagos de capacidad para tecnologías como baterías donde de otro modo no se recuperan los costes de inversión.

6. Beneficios en las redes de distribución

De acuerdo con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030, se espera un notable incremento en la demanda de energía, principalmente en el sector industrial y en el transporte para el año 2030. Este crecimiento se atribuye a la transición hacia una mayor electrificación y a la adopción generalizada de nuevas tecnologías, como bombas de calor y vehículos eléctricos. En este contexto, se prevé un incremento de aproximadamente un 16% en el consumo de energía eléctrica final, lo que requerirá inversiones significativas para facilitar la conexión de estas nuevas demandas. Asimismo, según en el PNIEC, el autoconsumo fotovoltaico se incrementará hasta los 19GW en 2030. Por otra parte, en días soleados con poca demanda, una elevada generación distribuida puede necesitar de refuerzos en la red. Además, el PNIEC también prevé importantes incrementos de la generación solar y eólica. Una parte de esta nueva generación estará conectada a redes de media tensión.

El autoconsumo fotovoltaico reduce la demanda neta de electricidad en las horas centrales del día, pero sin almacenamiento ni respuesta de la demanda, no contribuye a reducir el pico de demanda. Por tanto, estimamos que el pico de demanda por la tarde/noche se incremente algo más que el consumo de energía eléctrica, hasta un 18,5% en 2030, si no se adoptaran baterías distribuidas y respuesta de la demanda.

Las baterías distribuidas permiten almacenar energía durante los periodos de baja demanda y liberarla durante los picos, lo que ayuda a equilibrar la carga en la red. Por otro lado, la respuesta de la demanda implica ajustar el consumo de energía en respuesta a precios variables, contribuyendo a una gestión más eficiente de la red. Sin estas tecnologías, las redes de distribución necesitarían de mayores inversiones en refuerzos de red para abastecer a la nueva demanda.

La anualidad de las inversiones necesarias para adaptar las redes de distribución de media y baja tensión en 2030 ascendería a 487,5 M€/año¹⁸, si no se implementaran tecnologías que aportan flexibilidad al sistema como las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda (escenario DR00 y BAT0). Si se considera que la inversión se realiza de forma constante a lo largo de todos los años entre 2024 y 2030, el coste de inversión anual medio en redes de media y baja tensión sería de 1.059 €/año en la España peninsular¹⁹. Los resultados obtenidos en este estudio para este escenario sin considerar las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda están alineados con las

¹⁸ Las anualidades de inversión en instalaciones de distribución se han calculado asumiendo una tasa de descuento de 5.58%, según lo establecido en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Además, se ha considerado una vida útil de las instalaciones de distribución de 40 años, según lo establecido en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

¹⁹ Asumiendo que la España peninsular comprende el 95 % de las redes de distribución y que, en términos de tarifas, el coste de las redes de media y baja tensión actualmente supone un 79% del total, la inversión media anual en redes de distribución debida al crecimiento de la demanda y de la generación para el periodo comprendido entre los años 2024 y 2030 ascendería a 1.413 €/año. Este valor podría ser aún más elevado, especialmente en las redes de distribución de alta tensión, si se incorporan nuevos vectores de crecimiento de la demanda, como el hidrógeno, el biogás o los puntos de recarga rápida de vehículos eléctricos, que no han sido modelados en este estudio.

estimaciones recogidas en informes de referencia del sector. El informe «Connecting the dots»²⁰ estima una inversión media anual aproximada de 880 millones de euros entre los años 2020 y 2030, atribuida al incremento previsto tanto en la demanda como en la generación distribuida conectada a las redes de distribución. Por otra parte, el informe «Grids for Speed»²¹, más reciente, proyecta una inversión media anual de 2.053 millones de euros para el período 2025–2040 para atender a los incrementos de demanda y generación.

En la Tabla 28, se ha realizado un análisis de sensibilidad comparando las inversiones necesarias considerando diferentes niveles de instalación de baterías distribuidas y de participación de clientes residenciales en la respuesta de demanda. La Tabla 29 muestra estos mismos resultados expresados como ahorros para el sistema, calculados como la diferencia respecto a la referencia del escenario sin respuesta de la demanda ni baterías (DR00-BAT0). En la Tabla 30 se presentan los ahorros expresados porcentualmente respecto a dicho valor de referencia.

Tabla 28: Anualidades de refuerzos, en M€/año, en redes de distribución en la España peninsular, considerando diversos escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda en 2030.

	BAT0	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios			Instalación de baterías en clientes residenciales		
		BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	487,50	450,98	435,85	300,18	303,41	291,81	263,41
DR20	124,06	112,06	111,96	93,31	103,25	96,09	78,15
DR40	67,94	64,37	64,37	64,57	63,93	63,93	64,26

Tabla 29: Ahorros para el sistema, en M€/año, en anualidades de refuerzos en redes de distribución en la España peninsular, considerando diversos escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda en 2030.

	BAT0	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios			Instalación de baterías en clientes residenciales		
		BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	36,52	51,65	187,32	184,09	195,69	224,09
DR20	363,44	375,44	375,54	394,19	384,25	391,41	409,35
DR40	419,56	423,13	423,13	422,93	423,57	423,57	423,24

Tabla 30: Ahorro en refuerzos en redes de distribución en la España peninsular, considerando diversos escenarios de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda en 2030. Expresados en porcentaje respecto a escenario de referencia DR00 y BAT0.

	BAT0	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios			Instalación de baterías en clientes residenciales		
		BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	7,49%	10,59%	38,42%	37,76%	40,14%	45,97%
DR20	74,55%	77,01%	77,03%	80,86%	78,82%	80,29%	83,97%
DR40	86,06%	86,80%	86,80%	86,75%	86,89%	86,89%	86,82%

²⁰ <https://www.eurelectric.org/publications/connecting-the-dots/>

²¹ <https://www.eurelectric.org/publications/grids-for-speed/>

Como puede apreciarse en la primera columna de las Tablas (Tabla 28-Tabla 30), que representa los escenarios sin baterías, se observa una reducción de los refuerzos de red debidos al crecimiento de la demanda y de la generación distribuida alcanzada gracias a la respuesta de la demanda. El análisis realizado revela que el ahorro obtenido al incrementar la participación de los clientes residenciales que responden a la demanda de un 0 % a un 20 % es mayor en comparación con el aumento del 20 % al 40 %. Al incrementar la capacidad de respuesta de la demanda, el pico de consumo se va aplanando progresivamente, lo que implica que se requiere mover más demanda para continuar reduciendo el pico.

El efecto de las baterías distribuidas se puede visualizar en la primera fila de las Tablas (Tabla 28-Tabla 30), la cual representa los escenarios sin respuesta de la demanda. La reducción alcanzada únicamente con baterías distribuidas podría parecer a primera vista ser inferior a la obtenida con respuesta de la demanda, pero en realidad esto no se debe a que las baterías sean una tecnología menos eficiente para reducir el pico de la demanda agregada en las redes de distribución, sino a que en los escenarios analizados hay un menor número de clientes y una potencia más baja para las baterías distribuidas en comparación con la respuesta de la demanda.

En la Tabla 31, se muestra una comparativa del porcentaje de clientes residenciales que adoptarán baterías o respuesta de la demanda en cada escenario. Nótese que el porcentaje de clientes residenciales con baterías es inferior al 20% incluso si se considera que todas las baterías están instaladas en clientes residenciales en el escenario BAT3.

Tabla 31: Porcentaje de clientes residenciales que cuentan con una batería en 2030.

	BAT0	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios			Instalación de baterías en clientes residenciales		
		BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	1,16%	1,59%	3,07%	3,67%	5,10%	15,20%
DR20	-	0,54%	0,96%	2,06%	1,95%	3,18%	7,60%
DR40	-	0,11%	0,11%	0,25%	0,35%	0,35%	0,74%

En el escenario más probable de respuesta de la demanda y baterías distribuidas (DR20 y BAT1) la anualidad de refuerzos de red en la España peninsular se reduce a 112,06M€/año. Esta reducción del 77% se debe a que el incremento de demanda a la hora pico (21h) este escenario DR20 y BAT1 es del 4,15%, muy inferior al 18,5% estimado para el escenario DR00 y BAT0. En este escenario más probable (DR20 y BAT1) el ahorro en refuerzos de red para el sistema asciende a 375,44M€/año.

En todos los escenarios analizados, la combinación de ambas tecnologías flexibles reduce los refuerzos de red necesarios y se observa un efecto positivo en la red de distribución gracias a dicha combinación. Únicamente para el escenario DR40, al pasar del escenario BAT2 al BAT3 no aumentan más los ahorros en refuerzos de red al añadir más baterías distribuidas. En el escenario más optimista (DR40 y BAT3), la demanda en las horas punta en 2030 es similar (o incluso inferior en algunos casos) a la que hay en el año inicial, pero en este escenario (DR40 y BAT3) hay más horas con valores altos de demanda comparables a la de la hora pico.

Además, de estudiar el impacto de diferentes niveles de adopción de baterías distribuidas y de respuesta de la demanda, se ha realizado una sensibilidad para analizar cuál sería la ubicación de las baterías distribuidas más beneficiosa para la red de distribución. Aunque la instalación de baterías detrás del contador en clientes de todos los sectores de actividad contribuye a reducir el pico de demanda, y en consecuencia los refuerzos de red necesarios, las baterías instaladas en clientes residenciales son más efectivas para reducir la demanda pico en la red de distribución. En el sector residencial el pico de demanda se alcanza a la misma hora que el pico de demanda agregada. El mayor ahorro en de refuerzos de red en la Tabla 30 se alcanza instalando las baterías distribuidas en clientes residenciales.

En el sector servicios, el pico de demanda se produce más pronto. En el sector industrial, los perfiles de consumo, especialmente de los clientes electro-intensivos, son mucho más planos que los anteriores y necesitan de baterías con mayor capacidad para reducir su potencia pico. En términos más generales, la ubicación óptima para la implementación de baterías distribuidas corresponde a aquellos clientes cuyo pico de consumo coincide con el pico de la demanda agregada en la red de distribución. En futuras investigaciones, sería recomendable analizar qué segmentos de los clientes industriales (cuyo perfil de consumo promedio, utilizado en el modelo, se ve significativamente influenciado por los consumidores electro-intensivos) y de servicios contribuyen de manera más significativa al pico de demanda. La adopción de baterías distribuidas en estos segmentos podría resultar en mayores ahorros en refuerzos de redes de distribución.

Asimismo, la instalación de baterías distribuidas en zonas urbanas con mayor grado de soterramiento resulta en un mayor ahorro. Ello se debe a que el coste de las líneas eléctricas subterráneas es considerablemente superior al de las líneas aéreas.

Finalmente, la Tabla 32 muestra el porcentaje del coste de las baterías distribuidas que se podría recuperar gracias a los ahorros en los refuerzos de las redes de distribución. Para este cálculo se han comparado las anualidades de las baterías distribuidas con los ahorros en refuerzos de red de la Tabla 29. Las anualidades permiten comparar inversiones con diferentes vidas útiles al convertir todos los costes en una cantidad anual constante durante toda su vida útil.

Tabla 32: Porcentaje del coste de las baterías distribuidas que se podría recuperar por ahorros en refuerzos en las redes de distribución.

	BAT0	Instalación de baterías en clientes residenciales, industriales y servicios			Instalación de baterías en clientes residenciales		
		BAT1	BAT2	BAT3	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	13,29%	18,66%	33,83%	46,10%	48,65%	27,85%
DR20	-	8,42%	6,76%	8,58%	10,05%	10,75%	8,82%
DR40	-	11,72%	14,65%	6,90%	9,04%	11,30%	5,19%

Si bien la implementación de refuerzos de red puede no ser suficiente por sí misma para justificar la instalación de baterías distribuidas, estas últimas tienen el potencial de combinar estos beneficios con otros potenciales beneficios derivados de las diferencias de precios en el mercado mayorista. Por tanto, la transferencia efectiva de dichos beneficios a los consumidores, reconociendo los ahorros que ocasionan en la red distribución, resultaría en un incentivo importante para la adopción de esta tecnología, que contribuye a reducir los costes de red.

7. Conclusiones

Para el desarrollo del estudio se han definido una serie de escenarios proyectados para el año 2030. Estos escenarios incorporan las previsiones de generación y demanda establecidas en el PNIEC y el TYNDP. Están contruidos mediante un modelo que planifica la capacidad de generación de punta y el almacenamiento mediante baterías, y considera una penetración de gestión de la demanda dada. El modelo optimiza el mix de generación, con el objetivo de satisfacer tanto la demanda energética como los requisitos de firmeza del sistema. Los diferentes escenarios contruidos, modelan diferentes niveles de despliegue de baterías —considerando distintos costes de inversión de esta tecnología— y dos niveles crecientes de penetración de la gestión de la demanda.

El escenario de referencia, considerado central, se alinea estrechamente con las proyecciones del PNIEC y el TYNDP. En este escenario, se han considerado para 2030 un despliegue de baterías de 5 GW (centralizadas) y 1,4 GW (distribuidas) junto con una repuesta de la demanda residencial y comercial del 20% se obtendrían los siguientes beneficios (Tabla 33):

- Para el sistema de 1447 M€/año (31,7%), cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX de tecnologías de punta (turbinas de gas en ciclo abierto) y en costes variables del sistema: combustible, arranque/parada, O&M, emisiones y menores vertidos.
- Para la red de distribución de 375 M€/año (77%), cuantificados en ahorros en anualidades de CAPEX y O&M de las nuevas infraestructuras en redes de distribución necesarias para cubrir el incremento de demanda pico esperado.

Tabla 33: Ahorros totales para el caso de referencia

		BATO - DR00	BAT1 - DR20	Beneficio
Mercado Eléctrico	Costes Inversión OCGT y Operación [M€/año]	4.565	3118	1447
	Ahorros porcentuales del sistema			31, 71%
Redes de distribución	Coste incremental en redes de media y baja tensión [M€/año]	488	112	375
	Ahorros porcentuales del sistema			77,01%

Conclusiones a nivel sistema eléctrico:

- Manteniendo las inversiones renovables consideradas en el PNIEC y el TYNDP, la acción combinada de la DR y del despliegue de batería permite obtener un valor máximo de 35,2% (1606 M€/año) como ahorros para el sistema eléctrico. En el caso de referencia, 31,7%, se observa que dicho un ahorro se divide en ahorros de CAPEX (355M€/año) de tecnologías de punta (turbinas de gas ciclo abierto) y en ahorros en la operación del sistema (1092 M€/año).

- En cuanto a las otras sensibilidades analizadas, se observa que en los dos escenarios de baterías considerados (escenarios BAT1 o BAT2), los ahorros para el sistema se mantienen en el entorno del 32%. Esto significa que hay un gran beneficio para el sistema incluso en el caso más conservador de costes.
- La flexibilidad afecta a las decisiones de inversión y operación. Desde el punto de vista del sistema, existen unas necesidades de firmeza que marcan la inversión necesaria. Esto implica unos pagos por capacidad para tecnologías como baterías, donde si no, no se recuperarían los costes de inversión realizados.
- Con los datos del modelo de expansión, podemos establecer un pago de la demanda entre 5431.9-12299M€. Es decir, la flexibilidad introducida en el caso de referencia produce un ahorro de 6867,1M€ para la demanda.

Conclusiones a nivel de red de distribución:

- Conforme a los objetivos del PNIEC 2023-2030, se espera un notable crecimiento de la demanda en el sector industrial y en el vinculado al vehículo eléctrico en 2030. El crecimiento esperado en la demanda máxima de energía (alrededor de un 18,5%) daría lugar a inversiones significativas para reforzar las redes de distribución y permitir la conexión de estas nuevas demandas y de la nueva potencia instalada de generación distribuida. La anualidad de estas inversiones en 2030 ascendería a 487,5M€/año en redes de media y baja tensión de la España peninsular, si no hubiera baterías distribuidas ni respuesta de la demanda.
- Tanto las baterías distribuidas como la respuesta de la demanda contribuyen significativamente a reducir la demanda pico. El análisis de sensibilidad, en el que se han comparado diferentes niveles de instalación de baterías distribuidas y de participación de clientes residenciales en la respuesta de demanda, muestra que la combinación de estas tecnologías es muy efectiva para reducir los refuerzos necesarios en las redes de distribución representativas que se han analizado. En el escenario más probable (DR20 y BAT1) se consiguen unos ahorros del 77% respecto del escenario sin baterías ni respuesta de la demanda (DR00 y BAT0).
- Los ahorros en redes son mayores cuando las baterías se localizan en los consumidores cuyas horas demanda máxima coinciden el pico de demanda agregada de la red de distribución (principalmente los clientes residenciales) y en las zonas urbanas, pues estas presentan un mayor grado de soterramiento.

Anexo A Modelado de redes de distribución representativas

Para la obtención de modelos sintéticos representativos de la red de distribución en la actualidad, se ha recurrido al uso del modelo RNM, debido a la confidencialidad de los modelos reales de la red, los cuales no están disponibles públicamente. Es impracticable modelar toda la red de distribución a nivel nacional, ya que esto requeriría una cantidad excesiva de recursos informáticos. En consecuencia, se han modelado tres redes representativas que corresponden a los siguientes tres tipos de zonas de distribución:

- **Red urbana:** municipios con más de 20.000 suministros.
- **Red semiurbana:** municipios con entre 2.000 y 20.000 suministros.
- **Red rural:** municipios con menos de 2.000 suministros.

Para construir estas tres redes representativas se han seleccionado los siguientes municipios:

- **Red urbana:** Albacete.
- **Red semiurbana:** Sant Sadurní d'Anoia
- **Red rural:** Chodes, Morata de Jalón, El Frasno y Santa Cruz de Grío.

La modalidad *greenfield* del RNM planifica la red óptima de distribución necesaria para conectar la demanda y la generación distribuida. El número total de consumidores se ha determinado en función de la tarifa y sector. Los datos se han extraído de la plataforma de datos abiertos de las empresas distribuidoras Datadis²². La información empleada en el presente análisis (Tabla 34) data del 30 de junio de 2024. El número de clientes en cada red representativa en la Tabla 35 se ha calculado aplicando los factores de escalado (Tabla 7).

Tabla 34: Número de clientes por sector de actividad en la España peninsular.

Tipo de municipio	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	2.679.419	73.586	393.220	3.148.964
Semiurbano	7.458.968	188.978	1.058.917	8.716.167
Urbano	13.653.820	171.926	1.588.954	15.419.690

Tabla 35: Número de clientes por sector de actividad en cada red representativa.

Red representativa	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	1.769	49	260	2.078
Semiurbano	5.909	150	839	6.898
Urbano	90.317	1.137	10.511	101.965

Una vez determinado el número de consumidores, se ha determinado su localización mediante el uso de indicadores sobre el estado actual de la edificación, disponibles en

²² Datadis. URL: <https://datadis.es/home>

la plataforma de datos abiertos URBAN3R²³. En primer lugar, se ha procedido a la asignación de clientes a referencias catastrales en función de su uso principal, con el propósito de establecer su ubicación dentro del municipio. En el caso de los edificios residenciales, se ha considerado el número de viviendas y la huella del edificio. Posteriormente, se ha procedido a la asignación de una potencia contratada a cada consumidor, según las estadísticas nacionales disponibles en el Boletín de indicadores eléctricos²⁴ y el Panel de hogares²⁵ de la CNMC. Esta asignación se ha realizado en función del tipo de tarifa y del sector de actividad.

En lo que respecta a la asignación de autoconsumo, se han consultado las estadísticas de los informes anuales de UNEF²⁶ y APPA²⁷, en las que se incluyen el número de instalaciones y la potencia media en kW por instalación. La potencia total instalada de autoconsumo se distribuye en un 30 % para el sector residencial, un 49 % para el sector industrial y un 21 % para el sector servicios. La potencia instalada de autoconsumo en cada red representativa, según se muestra en la Tabla 37, ha sido calculada mediante la aplicación de los factores de escalado (Tabla 7). El reparto de esta potencia total a clientes individuales de cada sector de actividad se ha llevado a cabo en función de su potencia contratada y de la huella del edificio.

Tabla 36: Potencia instalada, en MW, de autoconsumo por sector de actividad en la España peninsular.

Tipo de municipio	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	117	289	95	3.148.964
Semiurbano	325	743	255	8.716.167
Urbano	1.633	2.383	1.116	15.419.690

Tabla 37: Potencia instalada, en kW, de autoconsumo por sector de actividad en cada red representativa.

Red representativa	Residencial	Industrial	Servicios	Total
Rural	147	363	119	2.078
Semiurbano	490	1.118	384	6.898
Urbano	7.483	8.491	4.812	101.965

En la red rural se ha conectado un parque eólico de 1,5MW y una planta fotovoltaica de 1MW para representar la generación distribuida conectada en media tensión. Para el dimensionamiento de estas dos unidades de generación se ha tomado como referencia

²³ URBAN3R. URL: <https://urban3r.es/>

²⁴ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Boletines de indicadores eléctricos. URL: <https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia/boletines-de-indicadores-electricos>.

²⁵ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estadísticas Panel de Hogares. URL: <https://data.cnmc.es/panel-de-hogares/conjuntos-de-datos/estadisticas-panel-de-hogares>.

²⁶ Unión Fotovoltaica Española. Informe Anual UNEF 2024. URL: <https://www.unef.es/es/descargar-documento/6a83db7a2ad8fa17b69abffb1b9065b5>

²⁷ Asociación de Empresas de Energías Renovables. Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2023. URL: <https://www.informeautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>

la potencia instalada en la España peninsular a mayo de 2024²⁸ de plantas con más de 100kW de generación eólica (2.221MW) y solar fotovoltaica (1.511MW) y se ha aplicado el factor de escalado de la red representativa rural.

Para agregar las potencias contratadas de los clientes de baja y media tensión, se han aplicado los coeficientes de simultaneidad previstos en el Trámite de audiencia sobre la propuesta de Resolución por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de distribución de electricidad²⁹.

Los costes de las instalaciones de distribución se basan en los precios recogidos en los valores unitarios de referencia definidos en el Anexo I de la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

²⁸ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Boletines de indicadores eléctricos. Evolución anual de energía eléctrica a partir de las fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos - energía vendida y potencia instalada según la comunidad autónoma. URL: <https://data.cnmc.es/energia/energia-electrica/renovables-cogeneracion-y-residuos/evolucion-anual-de-energia-electrica>

²⁹ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Consulta pública Especificaciones de Detalle (RDC/DE/002/25). URL: <https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/consulta-publica-especificaciones-de-detalle-rcde00225>

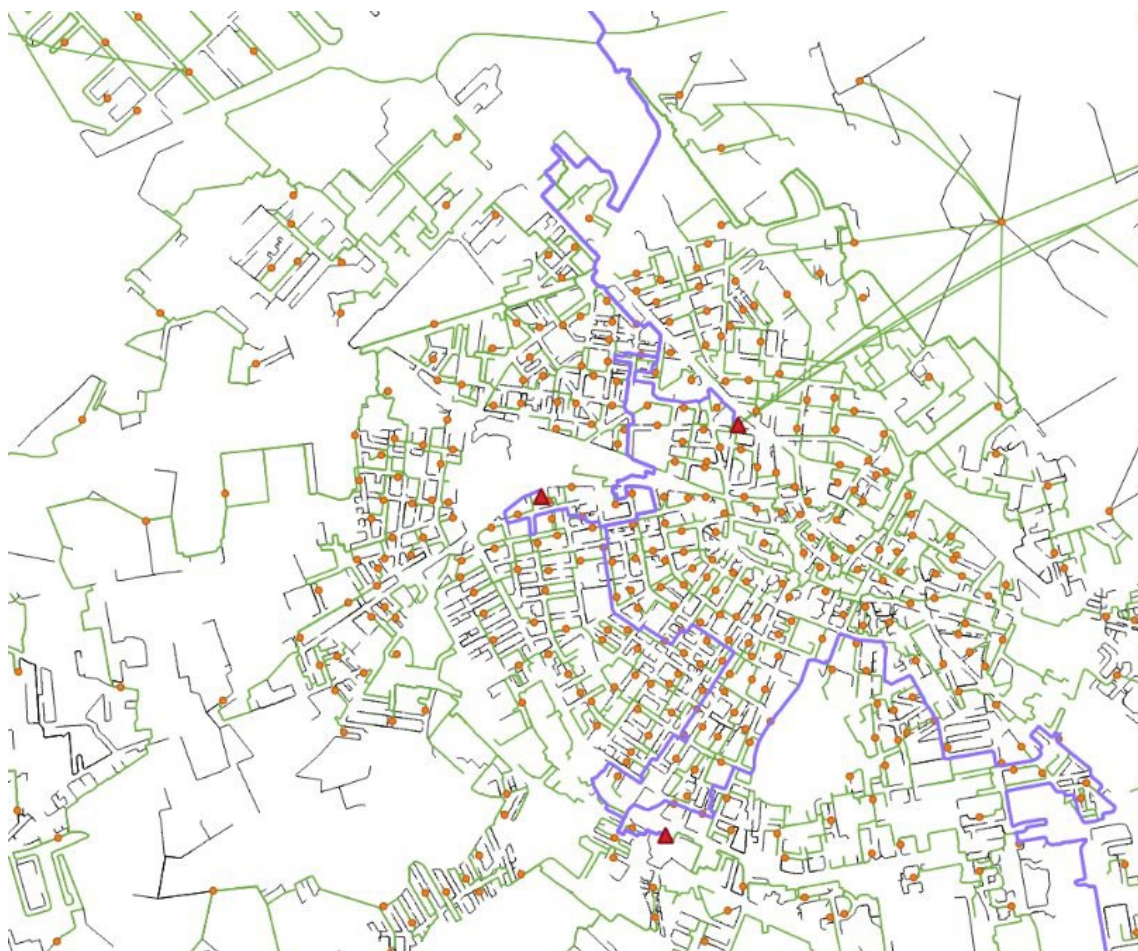


Ilustración 4: Red representativa urbana.

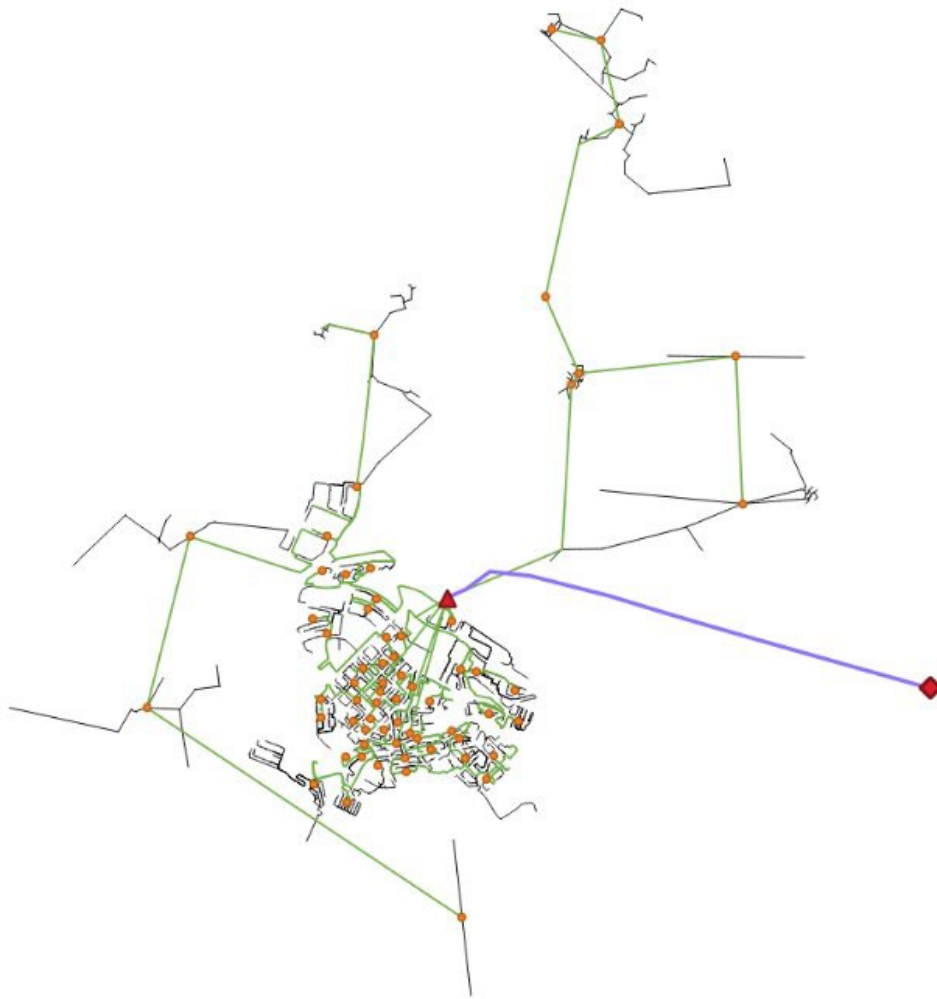


Ilustración 5: Red representativa semiurbana.

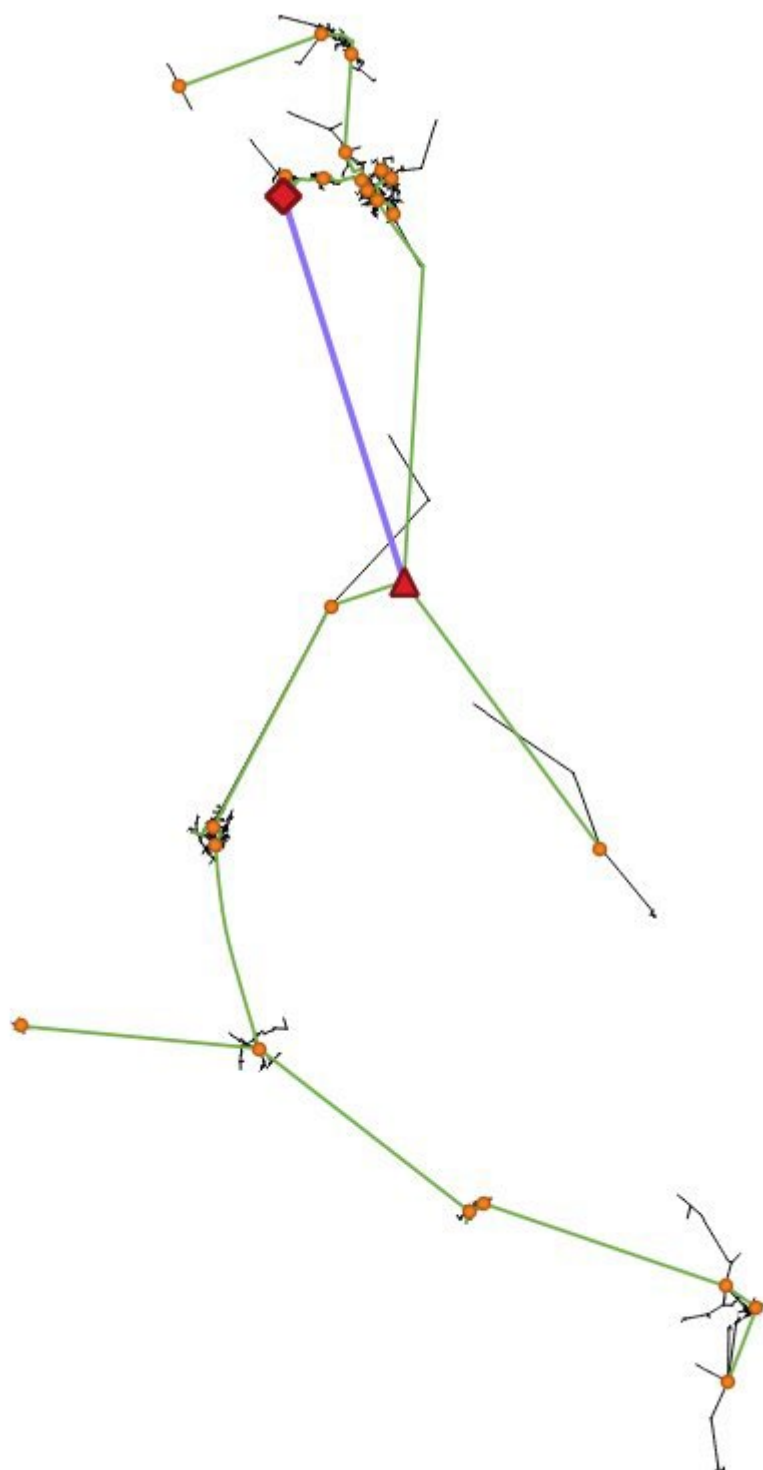


Ilustración 6: Red representativa rural.

Anexo B: Resultados de la operación del sistema con SPLAYER

Usando el primer modelo de planificación de la expansión podemos también estimar unos porcentajes de ahorro conservadores sobre el despliegue de las baterías y la respuesta de la demanda (Tabla 38). Para el caso de referencia el ahorro obtenido, gracias al despliegue de baterías y de la gestión de la demanda automática, es cercano al 23% (924M€/año).

Tabla 38 Costes y ahorros obtenidos con SPLAYER

Costes de inversión OCGT + Costes variables del sistema			
M€/año	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	4.021	3.296	3.200
DR20	3378	3.097	2.981
DR40	2921	2.870	2.870
Ahorros porcentuales del sistema			
%	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	0,0%	18%	20,4%
DR20	16%	22,99%	25,88%
DR40	27%	28,6%	28,6%

Este modelo asume que la gestión de la demanda es automática y que reacciona a los precios del mercado. Observando los resultados, se puede ver como si incrementamos la DR aumentamos los ahorros obtenidos (por la acción de baterías y demanda) hasta el 28,6% (1151M€/año).

Es importante considerar que este modelo no tiene en cuenta interconexiones, los generadores individuales, o la participación de estos en los servicios de balance, El segundo modelo de detalle de operación, asume los perfiles obtenidos en este modelo para llevarlos a 8760h, y se le da una capacidad menor para modificarlo para respetar el confort decidido en este modelo y por el impacto de las interconexiones o servicios de balance. Esto le podrá permitir incrementar los valores obtenidos en este primer modelo.



Rey Francisco 4
28008 Madrid
Tel +34 91 542 28 00
Fax + 34 91 542 31 76
secretaria.tecnica@iit.comillas.edu
www.iit.comillas.edu