



Modernización de las redes de distribución eléctrica en España. Evaluación de los beneficios de la digitalización en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

JOSE ANGEL LEIVA VILAPLANA

Estudios sobre la Economía Española 2023/21

Junio de 2023

fedea

Las opiniones recogidas en este documento son las de sus autores y no coinciden necesariamente con las de Fedea.

Modernización de las redes de distribución eléctrica en España. Evaluación de los beneficios de la digitalización en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

Autor: Jose Angel Leiva Vilaplana,

Máster en Ingeniería de la Energía e Ingeniería Industrial y
Estudiante de Doctorado en la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU)

Junio 2023

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Agradecimientos	iii
Resumen Ejecutivo	iv
1. Introducción a la transición energética y la necesidad de digitalización.....	1
2. Financiación de la digitalización en el sector energético español: panoramas europeo y nacional.....	6
3. El Sector eléctrico español: retos actuales y futuros nexos energía-digital.....	12
3.1. El sector eléctrico español y sus principales actores.....	12
3.2. Estructura de ingresos y costes de los gestores de redes de distribución.....	15
3.3. Retos de las redes de distribución en las redes eléctricas actuales y futuras	19
4. Digitalización de las redes eléctricas de distribución: tecnologías y aplicaciones.....	25
4.1. Tecnologías digitales.....	25
4.2. Aplicaciones digitales sus fuentes de ingresos en las redes de distribución	30
5. Evaluación costes y beneficios de la digitalización y modernización de la red eléctrica	34
5.1. Inversiones dentro del Real Decreto 1125/2021	34
5.2. Impactos directos de los fondos en los gestores de las redes de distribución	37
5.3. Impactos sobre la integración de vehículos eléctricos y energías renovables.....	44
5.4. Impactos en los consumidores finales	45
6. Conclusiones y perspectivas futuras.....	47
7. Bibliografía.....	49

Agradecimientos

Este informe ha sido elaborado por el estudiante de doctorado de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) José Ángel Leiva Vilaplana, a petición de la Fundación de Estudios de Economía Aplicada ([FEDEA](#)), para analizar el papel de las inversiones en digitalización y modernización de las redes de distribución eléctrica y su impacto en la transición energética. El trabajo del autor está supervisado por el Dr. Guangya Yang, profesor asociado e investigador principal de la DTU, cuyos amplios conocimientos, experiencia y compromiso con la excelencia han sido fundamentales para garantizar la calidad y el rigor de esta investigación.

Los autores desean expresar su gratitud a FEDEA por permitirnos llevar a cabo este estudio. En particular, estamos agradecidos al Dr. Ángel de la Fuente Moreno y al Dr. Diego Rodríguez por fomentar y promover esta colaboración y por proporcionarnos excelentes comentarios y observaciones para perfeccionar y mejorar el informe.

También se agradece la contribución del Profesor Ginés de Rus, por sus comentarios iniciales sobre los contenidos del proyecto. Asimismo, gracias al Profesor Emmanuel Ackom por sus excelentes comentarios en la revisión del resumen ejecutivo.

Este informe se realiza en el marco del proyecto europeo [InnoCyPES](#), cuyo objetivo es desarrollar herramientas innovadoras para sistemas energéticos ciber-físicos. InnoCyPES es un esfuerzo de colaboración de 15 investigadores noveles (ESRs) de alto rendimiento que trabajan juntos para desarrollar una plataforma de gestión de sistemas de vanguardia que abarque todo el ciclo de vida de los datos para la planificación, el funcionamiento y el mantenimiento de los sistemas energéticos. Nos enorgullece reconocer que este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea en virtud del acuerdo de subvención Marie Skłodowska-Curie no 956433.

Por último, nos gustaría reconocer las ilustraciones de [flaticon.com](#). Sus iconos se han utilizado para crear múltiples esquemas y figuras en este informe, lo que ha mejorado enormemente su apariencia visual y claridad.

Resumen Ejecutivo

La industria energética española está experimentando una gran transformación. Dicha transformación se centra en las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y la penetración de los vehículos eléctricos (VEs), en línea con las tendencias clave hacia un sector energético descarbonizado, electrificado, descentralizado, democratizado y digitalizado, para lograr un crecimiento económico sostenible al tiempo que se mitigan los efectos del cambio climático. Según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España para 2030, (MITERD, 2020) los principales objetivos para 2030 se centran en aumentar el uso de energías renovables hasta el 42% del consumo final de energía, mejorar la eficiencia energética en un 39,5% y alcanzar una cuota del 74% de energías renovables en la generación de electricidad.

El sector eléctrico y, en particular, las redes de distribución de electricidad serán fundamentales en la transición energética, ya que son las responsables de integrar en la red el creciente porcentaje de fuentes de energía renovables, facilitar la electrificación del transporte y garantizar la seguridad energética, la equidad y la sostenibilidad medioambiental. Dentro de las redes de distribución, los operadores del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés), como Iberdrola o Endesa Distribución (i-DE y e-distribución), son los principales encargados de garantizar la calidad de la electricidad que llega a los hogares y las industrias, como se muestra en la Figura RE-1.

Los DSOs operan en el marco de un complejo monopolio natural regulado que se enfrenta a difíciles trade-offs entre la calidad para el usuario y los costes de inversión. Comprender los ingresos percibidos por los DSOs es una tarea compleja debido a diversos factores, como los costes operativos y de inversión, los retos económicos y las compensaciones entre clientes, reguladores y DSOs. Los retos económicos surgen debido a la necesidad de equilibrar los costes para los clientes manteniendo la calidad del servicio, y los retos actuales y futuros de la descarbonización, la electrificación y la descentralización. Como tal, la retribución de los beneficios DSOs es una cuestión compleja que requiere una cuidadosa consideración y planificación durante los años venideros.

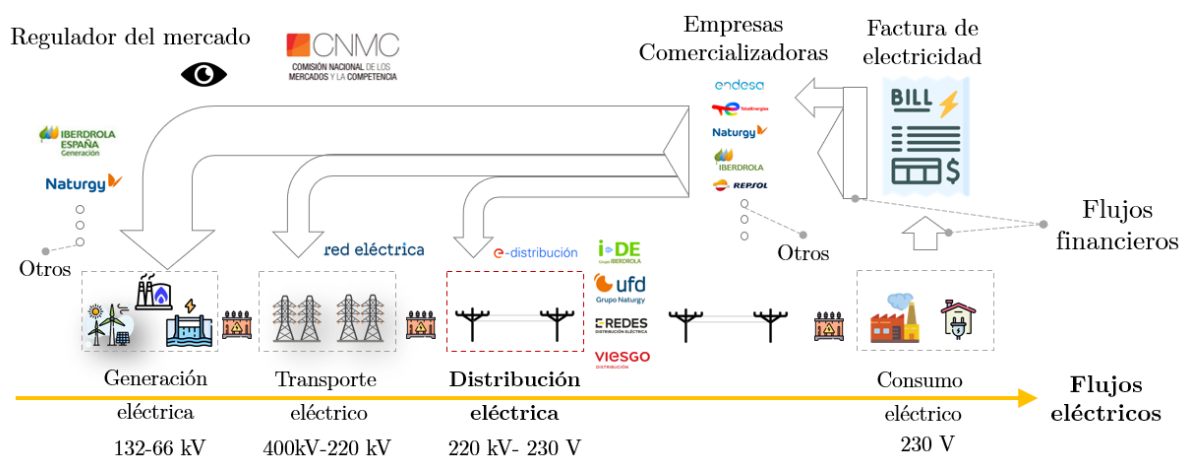


Figura RE-1: Flujos eléctricos y financieros entre los agentes del sector eléctrico en España.

Las redes de distribución actuales y futuras se enfrentan a retos que exigen su modernización. Estos retos están relacionados con la degradación y el envejecimiento de los equipos eléctricos de las redes de distribución, la penetración del autoconsumo y la generación de energía renovable de carácter intermitente, la integración de los VEs y la falta de mediciones en tiempo real, que impide prevenir situaciones anómalas en las que la demanda de electricidad puede superar la capacidad máxima de los cables, como se describe en la Figura RE-2.

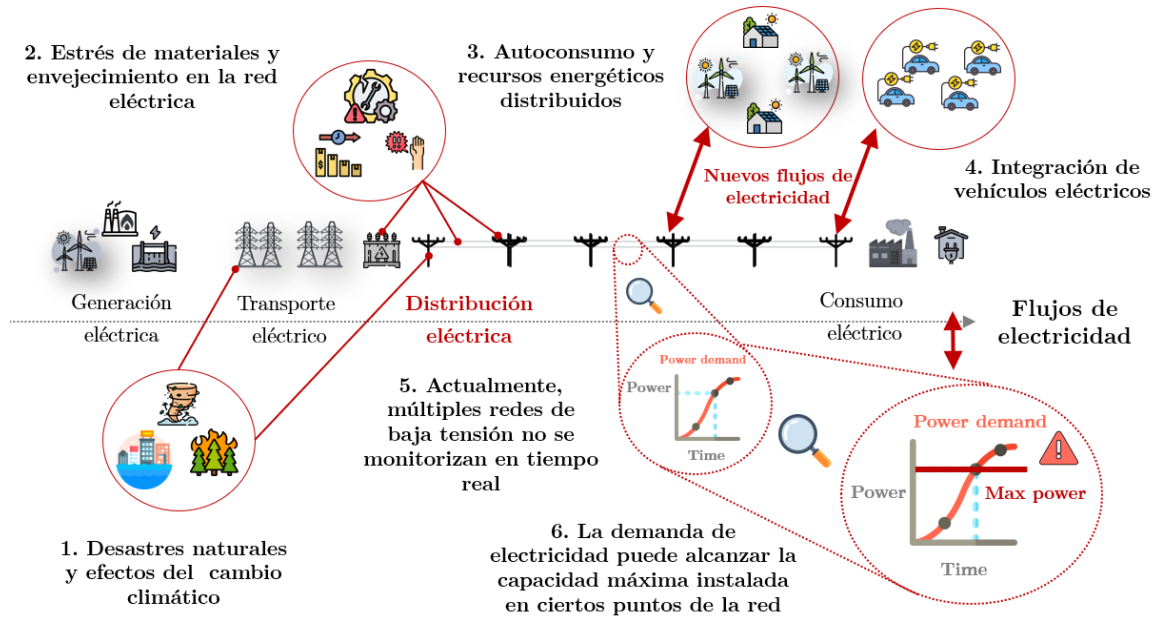


Figura RE-2: Infografía de los retos de las redes eléctricas actuales y futuras.

Los retos de las redes eléctricas se pueden abordar mediante la digitalización, la cual se utiliza para mejorar la eficiencia energética, desarrollar nuevos productos y servicios y crear modelos empresariales innovadores como, por ejemplo, las comunidades energéticas. La digitalización, como se define en el Recuadro 1, permite la descarbonización y el desarrollo de sistemas energéticos descentralizados.'

Recuadro 1: Conceptos clave de la digitalización.

- La **digitalización** se define como la conversión de información y procesos analógicos en digitales, lo que facilita el manejo y almacenamiento de datos y fomenta la eficiencia de procesos.
- En el presente contexto, la **digitalización** comporta el uso creciente de tecnologías digitales como sensores, drones, análisis de datos y robótica, en los sistemas energéticos para desbloquear nuevos beneficios y reducir riesgos y costes.
- La **digitalización** aporta **beneficios directos e indirectos** a múltiples partes interesadas y a lo largo de toda la cadena de valor de la energía.
- La **digitalización** conlleva riesgos debido a su rápido desarrollo, su temprana obsolescencia, su huella de carbono, y las cuestiones de ciberseguridad y privacidad de los datos.
- La digitalización presenta retos únicos para la cuantificación de sus beneficios, debido a su naturaleza dual: facilitadora de beneficios y/o proveedora directa de beneficios.

Se necesitan inversiones públicas y privadas para aprovechar las oportunidades y ventajas de las tecnologías digitales, mitigando al mismo tiempo sus riesgos e incertidumbres. En el informe desarrollado por (Deloitte, 2019), se estimaba una inversión global de 7.000 millones de euros en redes eléctricas y 7.000 millones de euros en renovables hasta 2040, si bien las estimaciones sobre los volúmenes de inversión requeridos quedan rápidamente obsoletas por la rapidez y magnitud de los cambios en curso. La inversión representa un aspecto crítico en la transformación digital del sector eléctrico, donde se necesita financiación privada y pública para acelerar la adopción de determinadas tecnologías digitales y fomentar la eficiencia y nuevos modelos de negocio.

La inversión pública en España se apoya en iniciativas, fondos y acciones europeas. El Pacto Verde Europeo y el Plan de Acción para la Digitalización de la UE son iniciativas ambiciosas para lograr la neutralidad climática en 2050 y transformar la UE en una economía más sostenible, circular y eficiente en el uso de los recursos, en la que la digitalización desempeña un papel fundamental. Estos objetivos se abordan en diferentes planes de financiación, como el Plan de Recuperación NextGenerationEU, que incluye un paquete de subvenciones y préstamos por valor de 750.000 millones de euros, destinado a apoyar a los Estados miembros de la UE en sus esfuerzos de recuperación. A España se le asignaron 69.500 millones de euros. Además, en junio de 2022, la asignación de subvenciones se revisó al alza hasta los 77.200 millones de euros. Adicionalmente, en junio de 2023 el Consejo de Ministros aprobó la Adenda de ampliación para su remisión a la Comisión Europea.

Dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia español, 525 millones de euros se dedican específicamente a fomentar soluciones digitales para modernizar las redes de distribución eléctrica. Estos fondos se distribuyen entre las empresas encargadas de la explotación y el mantenimiento de las redes eléctricas, los DSOs para modernizar y digitalizar sus redes, tal y como establece el Real Decreto 1125/2021 (BOE, 2021), y como se detalla en la Figura RE-3. Se prevé que los mencionados 525 millones de euros activen un gasto total de 1.050 millones de euros de los DSOs, la mitad de los cuales están cubiertos por el Plan de Recuperación y Resiliencia (PRTR) español. Dichos fondos asignarán a los DSOs en función de sus ingresos anuales permitidos, que dependen del número y tipo de clientes a los que presta servicio cada DSO.

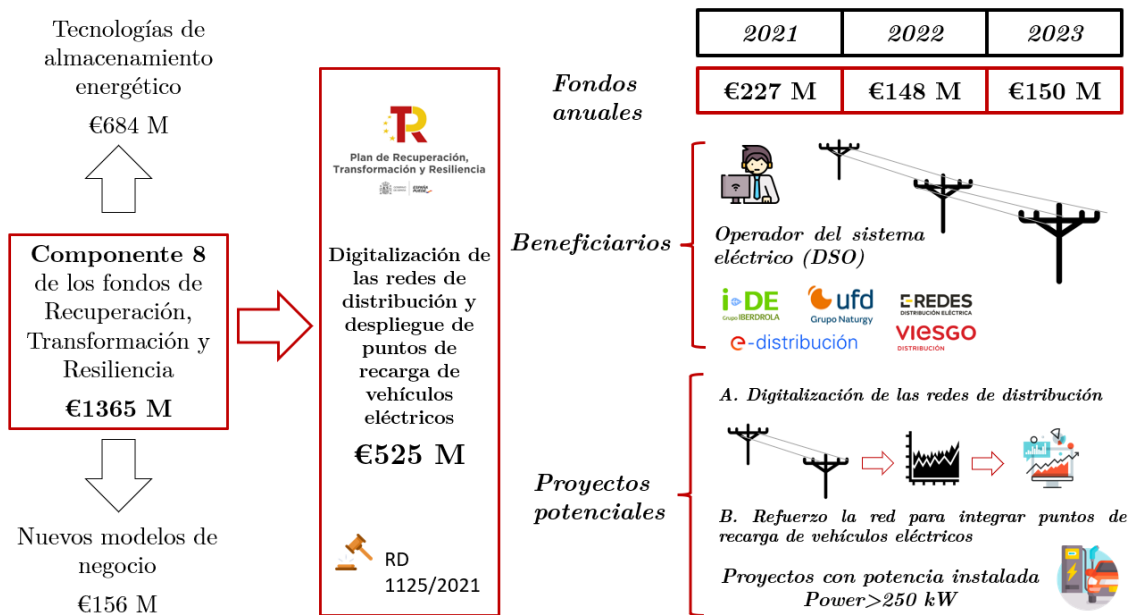


Figura RE-3: Infografía de los 525 M€ asignados en el RD1125/2021, dentro del PRTR de España.

Los beneficios del gasto público en las redes de distribución eléctrica no son bien conocidos. Según el último Eurobarómetro para España (European Commission, 2023), más de un tercio de los ciudadanos españoles considera que los fondos de recuperación no serán eficaces para responder a los retos económicos actuales. Además, según la Organización de Consumidores y Usuarios de España (OCU, 2022), sólo el 11% de los consumidores españoles de electricidad entendían perfectamente su factura eléctrica en 2021. Por lo tanto, es necesario un enfoque más sistemático y basado en sistemas para realizar una evaluación ex-ante de los beneficios potenciales proporcionados por los fondos asignados en el RD1125/2021.

Los DSOs invertirán en diferentes tecnologías digitales y convencionales. Según la información más reciente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de España (CNMC, 2022b, 2022c), se determina que los DSOs distribuirán sus gastos entre: Salas de control y elementos de control necesarios para la digitalización de la red (1. DESP_PRTR), elementos para la digitalización y automatización de redes: otras instalaciones técnicas de distribución asociadas a redes inteligentes, teledistribución de activos digitales, sistemas de comunicación y sistemas técnicos de gestión (2. IBO_PRTR), e inversiones para el desarrollo y refuerzo de infraestructuras para puntos de recarga de vehículos eléctricos de uso público de potencia superior a 250 kW (3. V.E._PRTR). Dichas tecnologías se ilustran en la Figura RE-4.

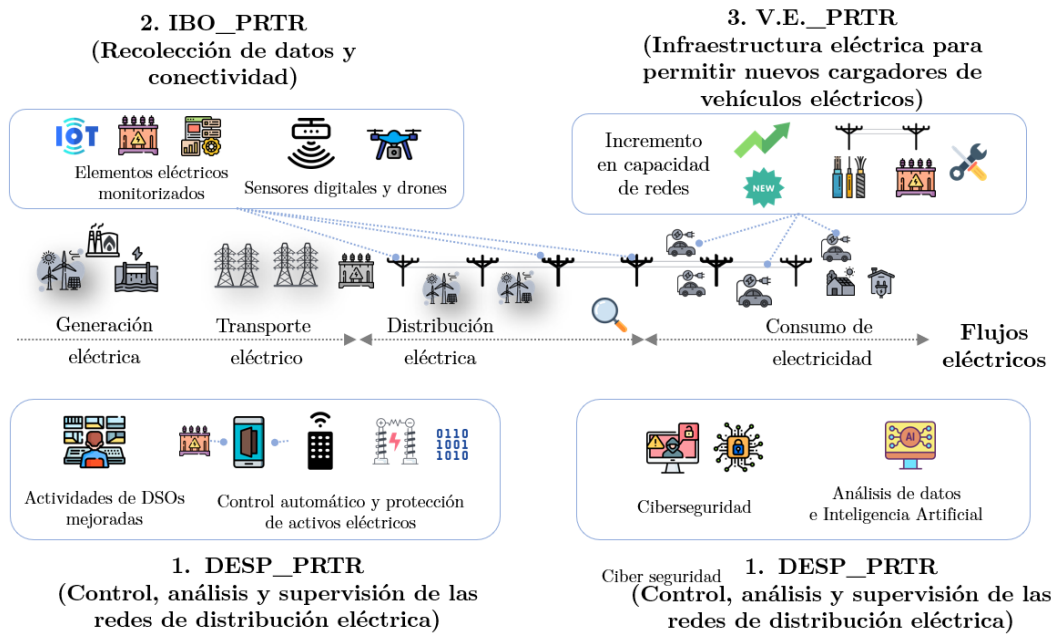
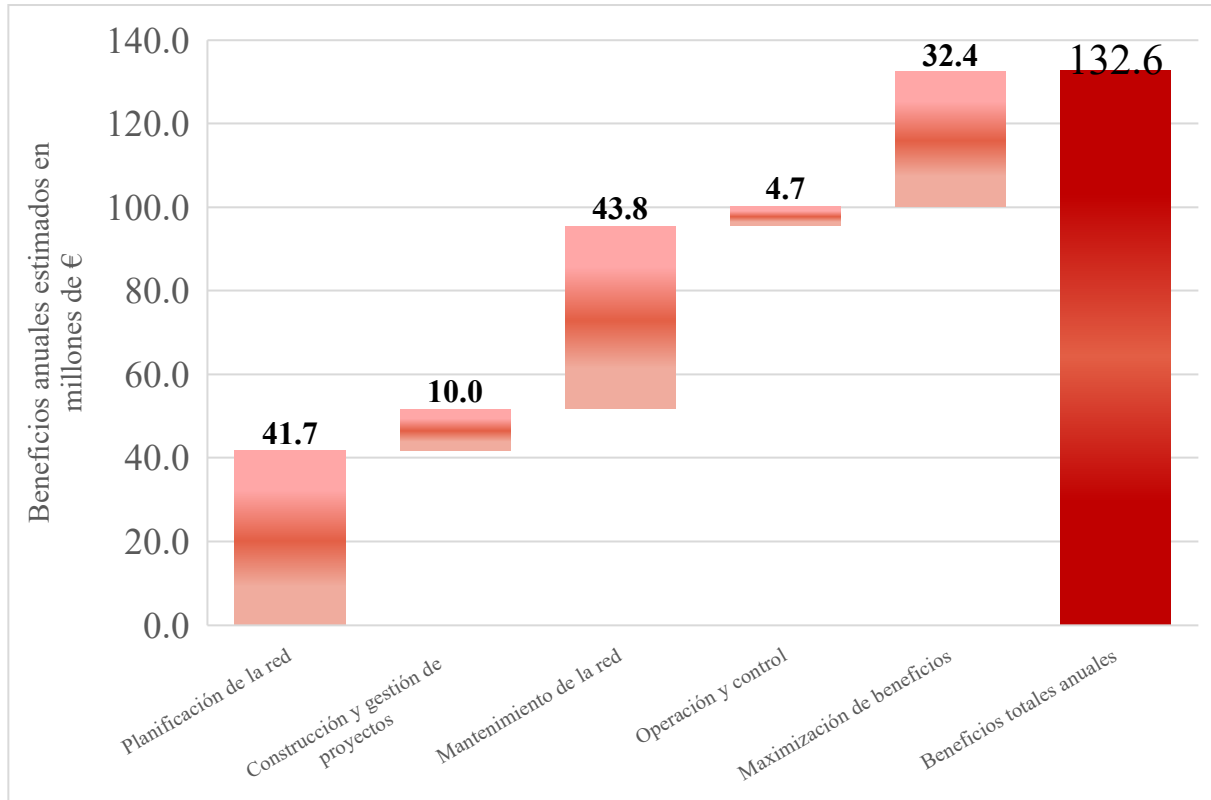


Figura RE-4: Infografía de las tecnologías clave que deben adoptar los DSOs en el marco de los fondos.

Los DSOs se beneficiarán significativamente de la inversión en tecnologías digitales, que repercuten en sus principales áreas de negocio. Las repercusiones de la digitalización en los DSOs son considerables en varias áreas de negocio, como la planificación de la red, la construcción y la gestión de proyectos, el mantenimiento de la red, la explotación y el control, y la maximización de los ingresos. Estos impactos se ilustran en la siguiente figura, que ofrece un desglose de los beneficios calculados de los fondos sobre una base anual, teniendo en cuenta los cálculos realizados en el Capítulo 5 del presente informe.



La Figura RE-5 ilustra un desglose de los beneficios estimados resultantes de los fondos del Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (PRTR) para los operadores de sistemas de distribución en función de las funcionalidades clave, lo que pone de relieve las diversas áreas en las que se esperan mejoras y avances mediante el despliegue de tecnologías de digitalización.

Los múltiples beneficios también afectan a los clientes, a los propietarios de vehículos eléctricos y a la sociedad, como beneficiarios indirectos de las inversiones en digitalización de los DSOs. La digitalización de las redes de distribución mejora la fiabilidad, reduce las interrupciones, proporciona capacidad para integrar más energías renovables y puntos de recarga de vehículos eléctricos, y capacita a los consumidores mediante plataformas para el comercio flexible de electricidad y el autoconsumo.

No obstante, las incertidumbres culturales, económicas y técnicas existentes dificultan la digitalización y modernización de la red de manera óptima. Uno de los principales problemas es la desigual distribución de la financiación entre los DSOs, que crea diferencias distributivas. Asimismo, es necesario desarrollar regímenes reguladores adecuados para incentivar la inversión digital, manteniendo al mismo tiempo una calidad de suministro adecuada. Las métricas que detallan el grado de digitalización, observabilidad e inteligencia del funcionamiento y la planificación de los DSOs deben complementar los indicadores convencionales de calidad y las métricas de pérdidas de energía. La regulación también debe actuar para desbloquear el intercambio de datos al tiempo que se garantiza la privacidad. Por último, las barreras burocráticas dificultan la integración de nuevos cargadores, y se necesitan reformas para facilitar su integración y conexión, aumentando los recursos gubernamentales dedicados.

Para una digitalización de las redes eficaz y sostenible, es esencial adoptar una perspectiva global en el análisis de costes y beneficios. Las próximas políticas y proyectos deben evaluarse desde una perspectiva global, debido a la interconexión de los impactos de la digitalización y al papel central de las redes de distribución en la transición energética. Por tanto, la teoría de sistemas y las herramientas de modelización pueden facilitar la identificación y cuantificación de los beneficios para desbloquear las inversiones digitales necesarias en el sector eléctrico.

1. Introducción a la transición energética y la necesidad de digitalización

España está experimentando actualmente una importante transformación en la estructura de su sistema energético. El despliegue de las energías renovables, que generaron el 42,2% de la energía eléctrica en 2022, la adopción de medidas de eficiencia energética, y la progresiva integración del vehículo eléctrico en el panorama español, son ejemplos claros de la transición actual. Dicha transición, representada en la Figura 1, determina el futuro que debe alcanzarse para impulsar un crecimiento económico sostenible contribuyendo, al mismo tiempo, a mitigar los efectos del cambio climático.

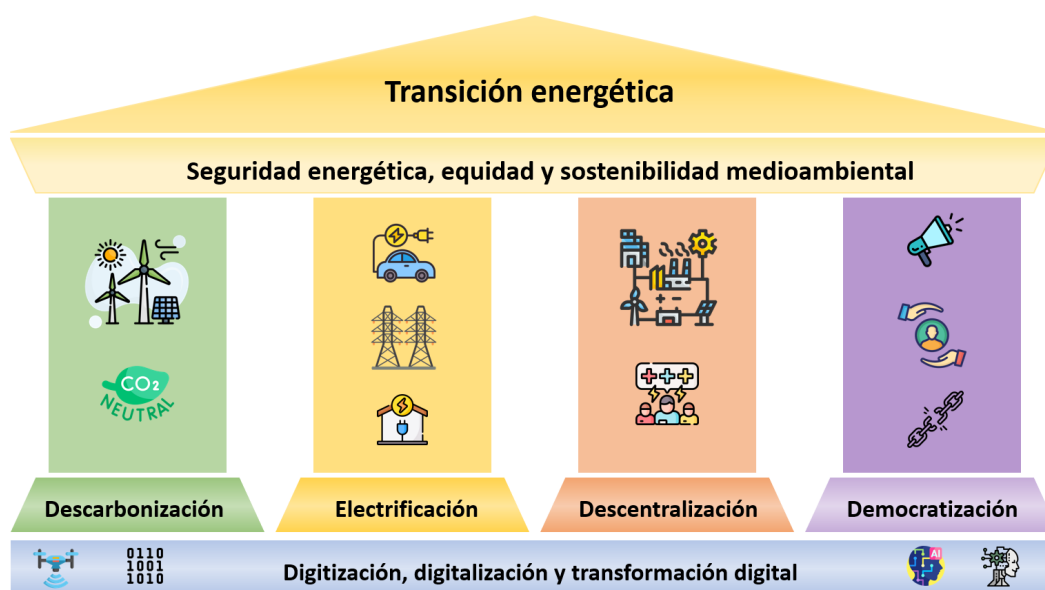


Figura 1. Las palancas clave de la transición energética: Hacia una industria energética más electrificada, descentralizada, democrática y digitalizada.

La energía debe generarse de forma ecológicamente responsable y suministrarse, en condiciones fiables y seguras, a un precio accesible para todos los consumidores, a fin de garantizar una transición energética eficiente, sostenible e integradora. Esto último ilustra el escenario ideal, a pesar de la dificultad de tales objetivos. Efectivamente, la estrategia nacional española contra la pobreza energética (MITECO, 2019) afirma que, en 2017, más del 8 % de la población española no pudo mantener una temperatura interior confortable durante todo el invierno debido a la falta de recursos. Esta situación se agravó ante la subida de los precios de la electricidad y el gas por la invasión rusa de Ucrania. Por lo tanto, para alcanzar la seguridad energética, la equidad y la sostenibilidad medioambiental se ha de fomentar la transición energética, a través de una serie de palancas clave, como se describe en (Di Silvestre et al., 2018). Dichas palancas clave se detallan a continuación:



Descarbonización

La primera palanca clave está adaptada al objetivo de descarbonización de alcanzar la neutralidad climática en 2050, tal y como se define en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo en España (MITECO, 2020). Este objetivo se establece de conformidad con el Acuerdo de París, en el que

se acordó la limitación en el aumento de la temperatura media mundial a 2 °C. Este objetivo sigue siendo una prioridad, de acuerdo a la evaluación más actual del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), en la que se afirma, además, que una mitigación rápida del cambio climático requiere unos costes iniciales elevados (IPCC, 2023).

“El 71% de los españoles considera que los fondos del plan de recuperación económica de la UE deberían invertirse principalmente en la nueva economía verde” (European Commission, 2021b).

Recientemente, en la COP26 de Glasgow, se acordó que, en 2030, las emisiones de gases de efecto invernadero deberían reducirse un 45% respecto a los niveles de 2010 con el objetivo de mantener el calentamiento global por debajo de 1,5°C. Esta preocupación también se transpone a España mediante el actual¹ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España (PNIEC) (MITERD, 2020), que esboza los objetivos críticos para el sector energético entre 2021 y 2030:

- Aumentar el uso de energías renovables hasta el 42% del consumo final de energía.
- Mejorar la eficiencia energética en un 39,5%.
- Alcanzar una cuota del 74% de energías renovables en la generación de electricidad.



Electrificación

Si queremos alcanzar nuestros objetivos de descarbonización, debemos renovar no sólo la industria eléctrica, sino también otros sectores de la economía que consumen considerable energía, como el sector del transporte y el sector de la edificación. La electrificación, la segunda palanca clave del cambio energético, se considera el enfoque más eficaz y eficiente para lograrlo.

¿Cómo afecta la electrificación a los sectores del transporte, la industria y la construcción?

- En el sector del transporte, la adopción de vehículos eléctricos (VEs) y la expansión de la infraestructura de recarga son claves para reducir el ruido, las emisiones y la contaminación en entornos locales y globales. Dicha expansión debe ir ligada a una creciente expansión de energías renovables y a la diversificación en el uso de materias primas para la fabricación de baterías.
- El sector de la edificación se encuentra cada vez más electrificado y depende menos de los combustibles fósiles para su suministro. De hecho, se prevé que la energía suministrada por bombas de calor², aumente 10 veces de 2021 a 2030. Esto puede reducir la energía necesaria para calentar y refrigerar los edificios. Además, otras tecnologías que pueden contribuir a ello son los termostatos inteligentes, el aislamiento eficaz y el diseño de edificios energéticamente eficientes.

¹ Pendiente de conocer la actualización del PNIEC en la fecha de realización de este informe.

² Equipamiento empleado en calefacción y refrigeración, así como para el suministro de agua caliente sanitaria empleando electricidad. Se compone de un compresor, un condensador y un evaporador conectados a un circuito por el que circula un fluido.



Descentralización y democratización

La tercera y cuarta palancas clave dentro de la transformación del sector eléctrico se basan en la transformación de la cadena de valor, remodelando la forma en que se produce, transmite y consume la electricidad. Desde el punto de vista social, los usuarios aspiran a participar activamente en las transacciones energéticas, pasando de un papel pasivo a uno activo, decidiendo cuándo y cómo consumir y generar su electricidad. Esta palanca fomenta un sector energético más democrático y menos dependiente de grandes empresas y entidades de generación y transporte de electricidad. Al dotar a los consumidores de una mayor participación y control, pueden desempeñar un papel activo a la hora de impulsar el cambio hacia fuentes de energía renovables como la energía solar fotovoltaica, de elevado potencial en España.

El desarrollo del autoconsumo puede visualizarse como múltiples pequeños generadores distribuidos en el espacio. Esta es la palanca de la descentralización, basada en complementar progresivamente un sistema energético convencional basado en grandes centrales con un sistema energético apoyado en pequeñas unidades situadas cerca de los consumidores.

La descarbonización, la descentralización y la democratización pueden, conjuntamente, dar lugar a un sistema energético más justo y respetuoso con el medio ambiente que beneficie a los consumidores y a la sociedad. Sin embargo, para que todas las palancas antes mencionadas sean efectivas, también debe existir otra palanca crucial dentro de la transición energética, la digitalización, que se representa como la base de la Figura 1, y se explica a continuación.

Digitalización



Al igual que nuestra sociedad utiliza teléfonos inteligentes para mantenerse informada y agilizar la comunicación, el sector eléctrico también está modernizando su cadena de valor mediante la adopción de tecnologías digitales. Estas tecnologías se están aprovechando para mejorar la eficiencia energética, desarrollar nuevos productos y servicios para controlar nuestro consumo de energía (por ejemplo, contadores inteligentes) y crear modelos de negocio innovadores como las comunidades energéticas y los agregadores de demanda.

La digitalización representa un medio para lograr la descarbonización del sector energético y, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2017), es un elemento clave para desarrollar sistemas energéticos descentralizados, que necesitan comunicación, control y automatización para garantizar su correcto funcionamiento. Es fundamental señalar que la adopción de tecnologías digitales no es un proceso aislado. Se trata de un desarrollo en varias etapas que implica la **digitización**, la sustitución de hardware analógico o procesos rutinarios por activos digitales (es decir, software o hardware), seguido de la **digitalización**, que es el uso de estos activos digitales para desbloquear nuevos beneficios y, en última instancia, la **transformación digital**, que implica una completa metamorfosis de los procesos y modelos de negocio para aprovechar plenamente los beneficios de las tecnologías digitales (Jung & Bengoechea, 2022).

En respuesta a las necesidades de descarbonización, electrificación, descentralización y democratización asociadas a la transición energética, así como para aprovechar las prometedoras oportunidades de digitalización, se ha asignado un plan de financiación pública

al amparo del Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia de España y de los fondos aportados por el programa *Next Generation* de la UE (D'Alfonso, 2022). Estas inversiones se destinan a promover la electrificación de las energías renovables y a acelerar la descarbonización de la economía, como se señala en (Joint, 2022). En particular, una parte de estos fondos se destina a digitalizar la red eléctrica de distribución y modernizarla para permitir la integración de energías renovables y vehículos eléctricos en los próximos años. Dicha inversión se ha asignado directamente a los operadores de sistemas de distribución (DSOs por sus siglas en inglés), entes que gestionan y operan las redes de distribución españolas que llegan a los hogares y a las industrias.

Inicialmente, las inversiones públicas en digitalización representan un medio positivo para activar nuevas inversiones en soluciones para modernizar la red eléctrica, como pueden ser nuevos sensores para supervisar las redes, modernos equipos de control en las subestaciones eléctricas y drones para supervisar los cables aéreos, entre otros. Estas tecnologías ofrecen un potencial prometedor para proporcionar beneficios directos e indirectos a los DSOs y a la sociedad. Sin embargo, estos beneficios son a menudo difíciles de monetizar, cuantificar o incluso medir debido a las siguientes razones:

- Las tecnologías digitales se basan en una combinación de activos tangibles e intangibles mutuamente interdependientes, lo que hace difícil cuantificar los beneficios por separado.
- Algunos beneficios son el producto de una larga cadena causal de efectos en la que identificar los vínculos entre una inversión y un beneficio puede ser todo un reto. Por ejemplo, invertir en nuevos cables para dar cabida a los vehículos eléctricos puede, en última instancia, reducir las emisiones de carbono en el sector de transportes.
- Los beneficios afectan a diferentes partes de la empresa, como los departamentos de planificación, atención al cliente y operaciones, por lo que es importante mantener una perspectiva global para evitar la doble contabilidad.
- Por último, los impactos pueden producirse en distintos momentos o de forma simultánea, mientras que algunos beneficios de la digitalización sólo se obtienen tras disponer de las competencias digitales y las herramientas de análisis de datos necesarias.

En consecuencia, es posible que la magnitud de los beneficios de este tipo de iniciativas no se describa de forma transparente a la opinión pública, lo que puede producir cierta incertidumbre sobre la correcta utilización de los fondos de la UE en España.

Según el último Eurobarómetro de la UE para España (European Commission, 2023), el 36% de los ciudadanos españoles considera que los fondos de recuperación no serán eficaces para responder a los retos económicos actuales.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este informe queremos plantear las siguientes cuestiones sobre los fondos de recuperación:

- ❓ *¿Por qué concede el Gobierno 525 millones de euros directamente a los DSOs? ¿En qué contexto? ¿Por qué necesitan fondos estas empresas para digitalizar las redes?*
- ❓ *¿Cómo afectan estos fondos a los consumidores? ¿Cuáles son los beneficios potenciales de estos proyectos y quiénes son los principales actores beneficiados?*

Para responder a las preguntas anteriores, es necesario contextualizar la estructura y motivación de los fondos del programa *Next Generation* de la UE y cómo afectan al sector eléctrico español. Además, es necesario definir y clarificar el complejo papel de las empresas receptoras de los fondos específicos para digitalizar las redes eléctricas, los DSOs, en el contexto español. Con estos antecedentes, se puede llevar a cabo un análisis más profundo de los beneficios de la digitalización y de dichos fondos. Este informe proporciona tal análisis con el objetivo de clarificar los múltiples beneficios de los fondos dedicados a la modernización de las redes eléctricas de distribución, desde un enfoque global.

Este informe se estructura de la siguiente manera:

- **El Capítulo 2** del presente documento ofrece una visión general de la normativa europea y española que engloba los Fondos de Recuperación, Transformación y Resiliencia. A continuación, nos proponemos investigar cómo estos fondos pueden afectar a los distintos actores dentro del sistema eléctrico. Para ello, es fundamental comprender el estado del sistema eléctrico, convencional, actual y venidero, así como los retos a los que se enfrenta.
- Esta información se presenta en el **Capítulo 3**, donde se ofrece una visión general del sector eléctrico español y de las implicaciones de las palancas clave descritas en la Figura 1. Entre ellas, se profundiza en la digitalización como elemento clave que posibilite la correcta integración de renovables y VEs.
- Seguidamente, una descripción de las tecnologías de digitalización y sus aplicaciones en las redes de distribución se presenta en el **Capítulo 4**.
- A continuación, en el **Capítulo 5** se lleva a cabo la evaluación de los beneficios derivados del gasto de los 525M€ del Fondo Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Para concluir, en el **Capítulo 6** se comenta la utilidad de estos fondos para fomentar la digitalización. Asimismo, se destacan las acciones potenciales para mejorar futuros estudios y reflejar, de forma más precisa, los beneficios de la digitalización en las redes de distribución eléctrica.

2. Financiación de la digitalización en el sector energético español: panoramas europeo y nacional

En la actualidad, los consumidores españoles observan una factura eléctrica volátil y creciente, a pesar de los múltiples esfuerzos del Gobierno español por reducir los precios (por ejemplo, reducción del impuesto sobre el valor añadido y del impuesto especial sobre la electricidad). Se trata de una cuestión compleja y con múltiples vertientes, que reclama medidas estructurales y la modernización del sector energético y de la industria, empezando por reducir la dependencia de los combustibles fósiles y garantizando al mismo tiempo que la energía producida a partir de renovables sea estable y fiable, y que sus beneficios puedan trasladarse a los clientes.

Las cuestiones anteriores no son exclusivas del contexto español, sino que también suponen una preocupación central para la Comisión Europea (CE), la cual pretende abordar la descarbonización, la descentralización, la descarbonización y la democratización a través de una serie de iniciativas políticas.

Pacto Verde Europeo (2019-2050)

La principal iniciativa de la Unión Europea (UE) en el ámbito energético es el Pacto Verde Europeo, que representa un ambicioso plan para lograr la neutralidad climática en 2050 y convertir a Europa en una economía más sostenible y eficiente en el uso de los recursos. El Pacto Verde pretende movilizar inversiones superiores a 1 billón de euros a lo largo de una década e incluye una serie de iniciativas legislativas, planes de inversión y medidas políticas, propuestas por la Comisión Europea (CE) y descritas en la Figura 2.



Figura 2. El "Pacto Verde" de la UE. Fuente: (European Commission, 2021a).

Para hacer posibles los ambiciosos objetivos descritos en el Pacto Verde de la UE, las tecnologías digitales y la modernización de los sistemas energéticos se consideran grandes aliados. Por ello, la EU decidió poner en marcha, en 2022, el Plan de Acción para la Digitalización de la UE.

Plan de Acción para la Digitalización de la UE (2022-2050)

La digitalización no puede dejarse únicamente en manos del mercado. Deben tenerse en cuenta cuestiones como la seguridad, la privacidad y la protección de los consumidores, garantizando al mismo tiempo que las tecnologías digitales permitan efectivamente la transición energética y aporten beneficios a todas las partes interesadas. Estos son los objetivos a conseguir mediante el Plan de Acción de la UE para digitalizar el sistema energético (European Commission, 2022). Esta iniciativa, se centra en cinco grandes áreas:

- ***Compartir datos entre las partes interesadas:*** los datos aportan valor, siendo esencial que los consumidores y las empresas puedan acceder a ellos para captar su valor. Por ejemplo, los datos de los aparatos eléctricos son importantes para que los pequeños consumidores eviten los picos de precios de la electricidad e identifiquen las pérdidas energéticas para mejorar su eficiencia energética.
- ***Capacitar a los ciudadanos mediante herramientas de participación y vías de recualificación:*** corresponde a los objetivos de democratización, que exigen que los ciudadanos tengan suficientes competencias digitales y destrezas para participar en los mercados de la energía.
- ***Ampliar el despliegue de soluciones digitales:*** algunas de las soluciones digitales, como la transacción de energía entre vecinos de un mismo edificio, aún no son tecnológicamente maduras. La normativa debe facilitar su desarrollo e implementación.
- ***Mejorar la ciberseguridad:*** evitar los ciberataques es un objetivo clave y supone una preocupación creciente en el sector energético para garantizar la continuidad del suministro y la privacidad de los datos de los consumidores.
- ***Apoyar soluciones climáticamente neutras para las tecnologías digitales:*** fomentar un sistema energético más sostenible aprovechando las ventajas de las tecnologías digitales, para lo que es necesario controlar y supervisar adecuadamente el impacto medioambiental de la energía consumida por las tecnologías digitales, sumado al impacto de la fabricación de componentes electrónicos y eléctricos.

"Para acabar con la dependencia de la UE de los combustibles fósiles rusos y hacer frente a la crisis climática, nuestro sistema energético requiere una profunda transformación, en la que la digitalización desempeña un papel central."(European Commission, 2022)

Dentro del Plan de Acción de Digitalización de la UE, así como dentro del Green Deal de la UE, la CE prevé llevar a cabo una serie de acciones utilizando iniciativas legislativas, inversiones y coordinación con los Estados miembros en los próximos años. Estos países harán uso de los instrumentos de financiación de la UE disponibles, como el Plan de Recuperación *NextGeneration* de la UE (NGEU), para acelerar la transición energética.

Fondos de recuperación de la UE NextGeneration (2021-2027).

El Plan de Recuperación de la UE es un conjunto de procedimientos de financiación diseñados para ayudar a los Estados miembros de la UE a canalizar fondos hacia su economía, en respuesta a la pandemia del virus COVID-19 y a la invasión rusa de Ucrania. El plan incluye un paquete de subvenciones y préstamos por valor de 750.000 millones de euros, destinado a

financiar los esfuerzos de recuperación de los Estados miembros de la UE, con especial atención a las inversiones en ámbitos clave como la descarbonización, la sanidad, la educación, las infraestructuras sociales y la digitalización. Dentro de los Fondos Europeos para la Recuperación y la Resiliencia, más del 20% de los fondos se han asignado a la digitalización, que se considera esencial para el futuro de la economía (Joint, 2022).

Para acceder a los fondos del NGEU, los Estados miembros tuvieron que presentar sus Planes Nacionales de Recuperación y Resiliencia a la Comisión Europea. En este caso, al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) de España se le asignó uno de los mayores fondos, con 69.500 millones de euros en subvenciones, lo que representa el 9,6 % de todo el FRR, o el 5,6 % del producto interior bruto (PIB) del país en 2019. Además, en junio de 2022, la asignación de subvenciones se revisó al alza hasta los 77.200 millones de euros. Se trata de una inversión importante y sin precedentes, que se ampliaría una vez se aprobase la Adenda remitida por el Gobierno a la Comisión Europea en junio de 2023. Sin embargo, cabe plantearse las siguientes preguntas:

- ❓ *¿Cuáles son las inversiones y reformas concretas que se desarrollarán en el marco de los PRTR?*
- ❓ *¿Cómo se incluye la digitalización de los sistemas energéticos, y en particular del sector eléctrico, en los PRTR?*

Para responder a las preguntas anteriores, debemos adentrarnos en la estructura y los componentes específicos del PRTR español.

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) (2021-2027)

Con los objetivos de impulsar la actividad económica y la creación de empleo para compensar los efectos a corto plazo de la pandemia de COVID, apoyar la amplia transformación estructural de la economía y dirigir la transición hacia un modelo de crecimiento más sostenible y resistente, el PRTR español consta de numerosas medidas, como inversiones y reformas.

En primer lugar, abordando los retos económicos específicos, el PRTR de España identifica cuatro líneas de actuación: transición verde, transformación digital, cohesión social y territorial, e igualdad de género en las que se agregan un total de 211 medidas, de las cuales 102 son reformas para el periodo 2021-2023. Asimismo, estas medidas se dividen en 10 palancas políticas (PL) o áreas clave de actuación, tal y como se describe en la Figura 3. Dichas palancas incluyen 30 componentes, que abordan planes de actuación específicos para la economía.

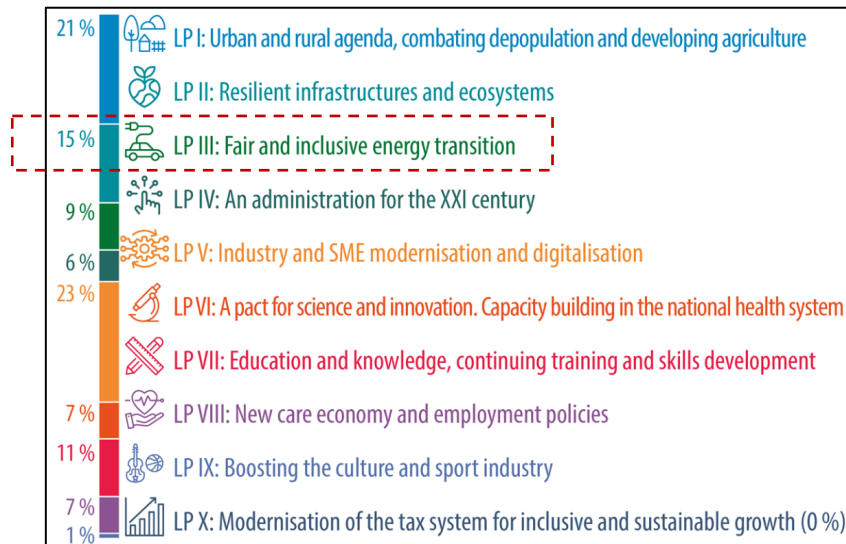


Figura 3. Desglose de las 10 principales políticas del PRTR en España. Fuente: (D'Alfonso, 2022).

La transición energética aparece en todo el PRTR, debido al potencial del sector energético para modernizar otros sectores económicos y contribuir a su competitividad. Se observa que la palanca que aborda, más concretamente, las palancas clave del sistema energético es la tercera palanca política (LP III). Así pues, la LP III será el tema central de este estudio.

La LP III se dedica a fomentar el desarrollo de un sector energético descarbonizado, competitivo y eficiente, que permita canalizar importantes inversiones privadas, reducir la incertidumbre tecnológica y regulatoria, y aprovechar el potencial renovable español para reforzar la competitividad.

Esta LP se subdivide a su vez en 4 componentes (C7, C8, C9 y C10) dirigidos a áreas concretas de interés para la hoja de ruta española hacia una transición justa e integradora, tal y como se define en el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) (MITERD, 2020). Estos componentes se definen del siguiente modo:

- C7: Despliegue e integración de energías renovables.
- C8: Infraestructura eléctrica, fomento de las redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento.
- C9: Hoja de ruta para el hidrógeno renovable y su integración sectorial.
- C10: Estrategia de transición energética justa.

La LP III no es una medida individual, sino que pertenece a un conjunto de actuaciones agregadas en el proyecto estratégico español de recuperación y transformación económica, centrado en las energías renovables, el hidrógeno renovable y los sistemas de almacenamiento de energía, el llamado PERTE ERHA, como se describe en (Gobierno de España, 2022). Sin embargo, dado que el interés de este estudio es evaluar los beneficios, costes, riesgos y oportunidades de invertir y fomentar la digitalización en las redes eléctricas, en este estudio nos centramos en el Componente 8.

C8: Infraestructuras eléctricas, fomento de las redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento

El componente 8 representa el 1,96% del PNR de España, con un presupuesto de 1.365 millones de euros. Se describe en la Figura 4.

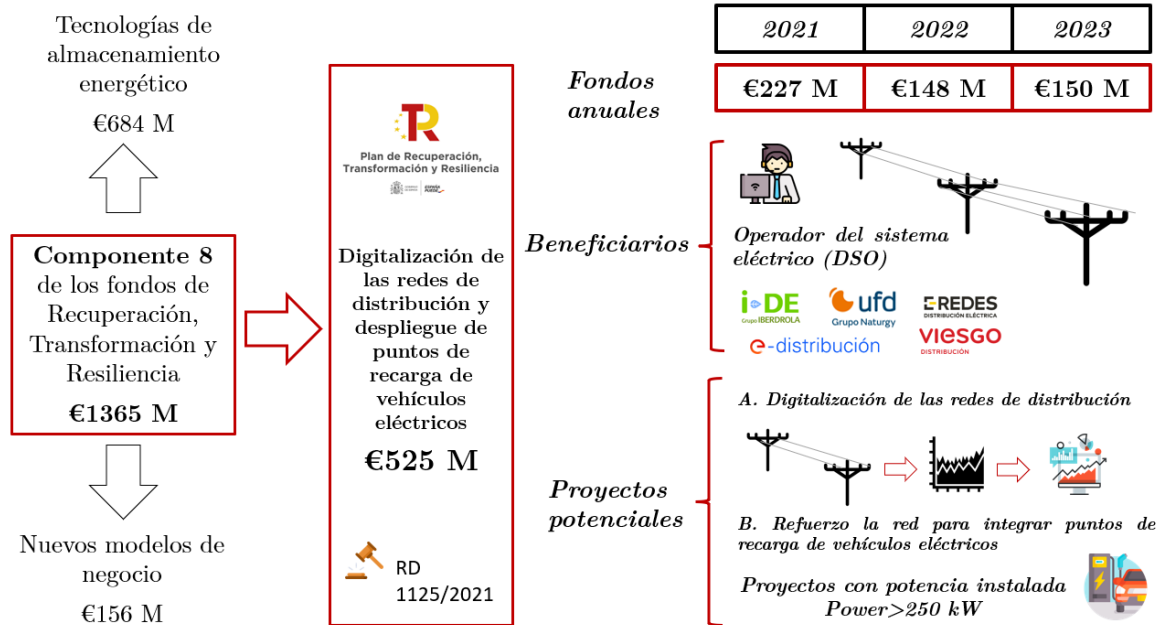


Figura 4. Infografía de los 525 M€ asignados en el RD1125/2021, bajo el componente 8 del PRTR de España.

Como puede observarse, se invertirán 525 millones de euros en la modernización de las redes de distribución de electricidad. Estos fondos se distribuyen entre las empresas encargadas de la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, los denominados operadores de sistemas de distribución (DSOs), para modernizar y digitalizar sus redes, con el objetivo concreto de implantar 30 proyectos innovadores antes de finales de 2023. La regulación de estos fondos se recogió en el Real Decreto 1125/2021(BOE, 2021).


Los fondos públicos asignados se distribuyen de forma diferente entre los DSOs, que pueden acceder a una cantidad proporcional a sus ingresos anuales permitidos. Estos ingresos proceden de las tarifas de acceso a la red que pagan los consumidores en sus facturas de electricidad, actualizadas por el regulador del mercado de la energía en cada periodo regulatorio. Por lo tanto, cuanto mayor sean los ingresos anuales del DSO y cuanto mayor sea el número de clientes y la electricidad suministrada a través de sus activos eléctricos, mayor será la asignación de fondos. La Tabla 1 muestra la distribución entre los tres principales DSO españoles, junto con la cantidad indicada de los 525 M€ de fondos de recuperación que deben utilizar los DSOs entre 2021 y 2023.

Tabla 1. Compensación de la actividad de distribución por parte de la empresa y fondos concedidos a los tres principales DSO por varios clientes.

Entidad	Ingresos permitidos en 2017 (en euros)	Cuota del sector en 2017 (%)	Fondos declarados que utilizarán los gestores de redes de distribución (2021-2023) (en euros)	Enlace a la fuente
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	2.092.491.905	38,93%	206.000.000	e-distribución
Iberdrola Distribución Eléctrica. S.A.	1.733.235.842	32,24%	168.500.000	I-DE
Unión Fenosa Distribución. S.A.	756.439.703	14,07%	73.000.000	UFD
Fondos de los 3 principales DSOs	4.582.167.450	85,24%	447.500.000	50%
Gasto de los 3 principales DSOs			895.000.000	100%
Gasto total de DSOs			1.050.000.000	100%

La normativa regula que los fondos asignados ascenderán hasta el 50% de la inversión anual real usada por los beneficiarios de la ayuda; el resto se reembolsará con cargo a sus ingresos anuales, procedentes de la parte regulada de las facturas de electricidad que paga cada consumidor. Así, el gasto total para los tres principales DSOs alcanzará los 895 M€, con un gasto total de todos los DSOs de 1.050 M€, la mitad cubiertos por el PRTR español.

La norma que regula estos fondos estipula que las partes interesadas que reciben los fondos, los DSOs, deben emprender proyectos que impliquen (A) iniciativas innovadoras de digitalización de las redes de distribución o (B) infraestructuras eléctricas para dar cabida al desarrollo de puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público. Sin embargo:

 ¿Por qué es necesario digitalizar las redes de distribución de electricidad? ¿Qué significa exactamente "digitalizar" en este contexto? ¿Con qué fin? ¿Qué problemas dificultan las inversiones en digitalización y nuevos puntos de recarga?

Como sabemos por la Figura 4, los DSOs serán los beneficiarios de las inversiones destinadas a digitalizar la red y a reforzarla para permitir la conexión de nuevos puntos de recarga de VE.

A ese respecto, el Capítulo 3 del presente informe ofrece información para comprender la importancia de los DSOs en los sistemas eléctricos pasados, presentes y futuros con el objetivo de aportar cierto contexto sobre el tema. En particular, la Sección 3.1 describe el papel de los DSOs dentro del sector eléctrico desde una perspectiva centrada en el usuario. A continuación, en la Sección 3.2, exploramos los costes e ingresos de los DSOs desde una perspectiva de sistemas. Asimismo, la Sección 3.3 destaca los retos de los DSOs en relación con la electrificación y el despliegue de infraestructuras de recarga de VE, y describe las oportunidades que ofrecen las palancas de digitalización. Por último, el Capítulo 4 destaca y define las tecnologías de digitalización y las oportunidades de las soluciones digitales en las redes de distribución.

3. El Sector eléctrico español: retos actuales y futuros nexos energía-digital

El sector eléctrico español representa el 0,8% del PIB, incluye más de 180.000 empleos directos, indirectos e inducidos y cuenta con más de 28 millones de puntos de conexión (Aelec, 2023). Además de su relevancia intrínseca, este sector es uno de los más complejos por su alto grado de especialización, su elevado número de actores de diversa índole y sus múltiples dimensiones: regulatoria, tecnológica, económica, social y ambiental, tal y como se describe en (Bale et al., 2015). Esta complejidad aumenta rápidamente con los retos de la transición energética y las palancas clave descritas en el Capítulo 1, que se apoyan en el desarrollo tecnológico y, en particular, en la digitalización. Bajo esta complejidad, se espera que los clientes energéticos españoles sean los actores principales de la transición energética participando en nuevos mercados, utilizando energías renovables y aprovechando el uso de tecnologías digitales en electricidad (MITERD, 2020). Sin embargo, ¿es esto posible si, según la Organización de Consumidores de España (OCU, 2022), sólo el 11% de los consumidores de electricidad españoles entendía perfectamente su factura eléctrica en 2021? Es necesario abordar esta cuestión antes de proseguir con la transición energética-digital.

3.1. El sector eléctrico español y sus principales actores

Todo el proceso de generación de energía, transmisión, distribución y entrega al consumidor cae bajo el paraguas de la industria eléctrica, que se compone de múltiples operaciones y procedimientos. Éstos se describen en la Figura 5, que representa la visualización convencional de la cadena de valor de la electricidad. Dicha ilustración representa la generación unidireccional de electricidad, que tradicionalmente ha sido llevada a cabo por centrales eléctricas que utilizan energía nuclear, energía hidroeléctrica, carbón, gas natural u otros combustibles fósiles. Esta electricidad es, a su vez, transmitida a través de grandes distancias mediante la red eléctrica, compuesta por multitud de cables y elementos transformadores de tensión, entre otros.

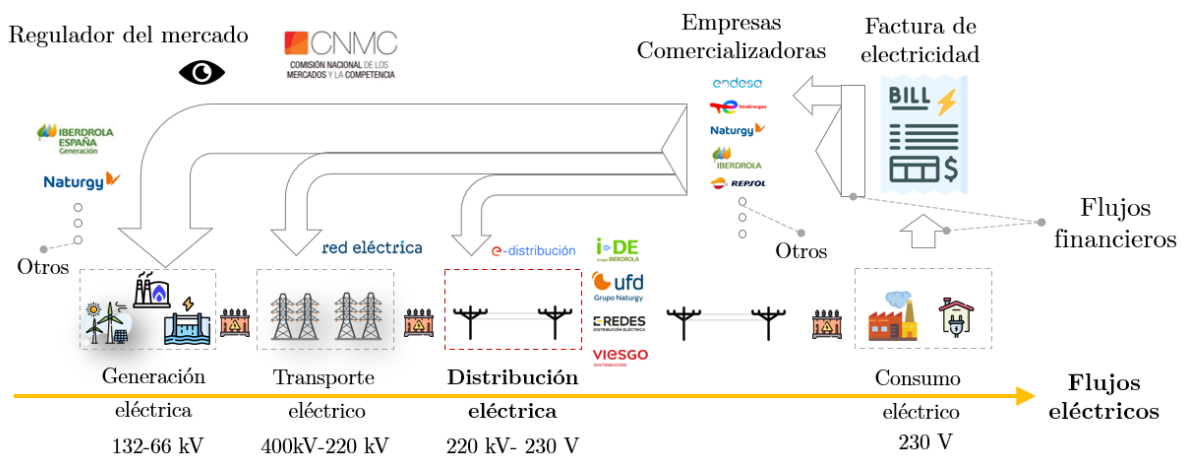


Figura 5. Electricidad y flujos financieros entre las partes interesadas en el sector eléctrico convencional español.

En cuanto a los componentes de la red, podemos clasificarlos en función de sus condiciones de funcionamiento, que pueden ser de tensión de transmisión muy alta (superior a 132 kilovoltios [kV]), de alta tensión (entre 132 kV y 36 kV), de media tensión (entre 36 kV y 1 kV) y de baja tensión (inferior a 1 kV). La electricidad llega a varios clientes de alta tensión y subestaciones eléctricas, donde se convierte a tensiones más bajas y se entrega a las redes locales de

distribución de energía. Estos son los cables que llegan a los hogares, normalmente a 230 V. En la Figura 5, los clientes reciben su electricidad, que se paga regularmente como se refleja en sus facturas de electricidad. En este esquema, los clientes están representados en baja tensión ya que, en España, más del 96% de los consumidores están conectados en baja tensión, según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) (CNMC, 2022a).

En cuanto a los flujos financieros, los clientes de alta, media y baja tensión pagan principalmente por dos conceptos: la energía eléctrica que consumen y el uso de las redes de transporte y distribución, que permiten la transmisión de la electricidad. En cuanto a la electricidad, las comercializadoras de energía y los grandes consumidores son los actores que pueden comprar electricidad a los generadores en un mercado mayorista (el llamado mercado pool). Además, las comercializadoras de energía están autorizadas a vender esta electricidad a los usuarios finales a través de una variedad de tarifas y contratos. En cuanto a las facturas de electricidad, podemos distinguir dos tipos principales de contratos de electricidad en España en la actualidad:

- a) **Contratos regulados:** este tipo de contrato se ofrece exclusivamente a clientes de baja tensión con una potencia contratada inferior a 10kW (lo que significa que la potencia agregada de todos sus aparatos si se utilizan simultáneamente es igual o inferior a 10kW). Las empresas del mercado regulado venden energía exclusivamente a la tarifa regulada establecida por el Gobierno, que se denomina precio voluntario del pequeño consumidor (PVPC). En este tipo de tarifa, el precio es variable, en función del mercado mayorista de electricidad, que varía según la estación del año, el día de la semana y la hora del día³. La CNMC fija un margen de beneficio por la prestación de este servicio regulado.
- b) **Contratos de mercado liberalizado:** este tipo de contrato lo definen enteramente las comercializadoras de energía. Los precios pueden ser fijos o variables en función del precio del mercado mayorista y de las estrategias del minorista de energía.

Como ya se ha anticipado en la Figura 5, tanto en a) como en b) los clientes pagarán por su consumo eléctrico (kWh) y por el acceso a las redes de transporte y distribución, así como por los servicios de las comercializadoras de energía, entre otros conceptos como peajes e impuestos. Para dar un orden de magnitud, durante 2021, el coste medio de la electricidad para los clientes del mercado regulado descrito en a), representaba el 57% del total de la factura eléctrica, donde el 4% era el margen de las empresas comercializadoras de energía y el 39% estaba ligado a las tarifas de acceso y peajes, incluyendo el pago por los servicios de transporte y distribución (CNMC, 2022a).

Las redes de transporte y distribución obtienen una remuneración por la puesta a disposición de sus redes, que los consumidores pagan a través de los peajes. Tanto la remuneración como los peajes están regulados por la CNMC.

Los peajes de acceso tienen dos componentes principales que reflejan la demanda de potencia máxima (definida como potencia contratada en baja tensión) y el consumo de energía. Por un lado, a medida que la demanda de energía aumente en el tiempo, influirá en la cantidad total

³ Con inclusión progresiva de precios a plazo a partir de 2024, según la nueva regulación sobre el PVPC aprobada en junio de 2023.

de energía transmitida mediante el uso del sistema. Por otro lado, cuanto mayor sea el valor de la potencia instantánea demandada a la red, más ingresos percibirán los agentes del transporte y la distribución, ya que deben actualizar sus redes, cables y equipos eléctricos para estar preparados en caso de que un consumidor quiera demandar una potencia cercana a sus valores máximos previstos. En otras palabras, si los cables que suministran la electricidad a una industria o una vivienda tienen una determinada capacidad de potencia, por ejemplo, 30 kW, y de repente demandamos 50 kW, los cables pueden sufrir un sobrecalentamiento, por lo que se nos cobrará en consecuencia para pagar posibles ampliaciones de la red y ampliaciones de capacidad para satisfacer la nueva demanda de potencia de 50 kW. Esta situación es habitual cuando nuevos clientes demandan su conexión a la red, que puede no tener suficiente capacidad de potencia.

El papel del gestor de las redes de transporte (TSO en inglés)

En España, como en otros países europeos, las redes de transporte son gestionadas por una empresa nacional, el operador del sistema de transporte (TSO), que posee, opera y mantiene las redes de alta tensión. Como en el caso de las redes de distribución, se presupone que hay condiciones de monopolio natural. En el caso de las redes de transporte, una sola empresa gestiona las redes de muy alta tensión ya que, debido a los elevados costes de inversión y a otras barreras de mercado y medioambientales, ninguna otra empresa podría entrar en el mercado para realizar esta actividad. El regulador define en qué circunstancias el TSO obtiene ingresos y cuáles son sus deberes y obligaciones. El transporte de electricidad está legalmente separado de la distribución, la venta al por menor y la generación, y lo realiza Red Eléctrica de España (REE).

El papel de los gestores de las redes de distribución (DSOs en inglés)

Desplazándonos hacia la derecha en la Figura 5, podemos encontrar la actividad de distribución de electricidad, encargada de conectar nuevos clientes, realizar el mantenimiento de la red y garantizar que la calidad del suministro sea óptima. La actividad de distribución se define también como un monopolio natural, en el que pocas empresas se distribuyen por el territorio español operando las redes de alta, media y baja tensión, a donde se conectan la mayoría de los clientes. Los operadores de redes de distribución (DSOs) son los encargados de garantizar que la electricidad que llega a los hogares y a las industrias tenga la calidad de suministro requerida, minimizando la duración y frecuencia de las interrupciones. Según la información de la CNMC de 2022, en España hay 333 DSOs. Sin embargo, hay 5 que destacan en cuanto al número de consumidores en todo el territorio español, tal y como se muestra en la Figura 6.



Figura 6. Distribución de los mayores gestores de redes de distribución (DSOs) por número de clientes en España.
Fuente:(Alcanzia, 2023)

3.2. Estructura de ingresos y costes de los gestores de redes de distribución

Las tareas de los DSOs se distribuyen entre las distintas áreas de negocio que caracterizan su actividad:

- **Planificación de la red:** previsión, identificación, diseño e implementación de estrategias para mejorar la fiabilidad, seguridad y eficiencia de las redes de distribución eléctrica.
- **Construcción y gestión de proyectos:** actividades relacionadas con la implementación física de la planificación de la red y el despliegue de nuevos activos eléctricos.
- **Mantenimiento de la red:** conjunto de tareas destinadas a mantener la red en buen estado de funcionamiento, detectar y reparar posibles fallos y evitar averías graves o apagones.
- **Operación y control de la red:** conjunto de actividades destinadas a garantizar que la red funcione de forma segura, fiable y eficiente, manteniendo la calidad de la energía dentro de límites aceptables.
- **Atención al cliente:** actividades destinadas a comprender y satisfacer las necesidades, solicitudes y expectativas de los clientes, como las solicitudes de nuevas conexiones.
- **Maximización de los ingresos:** actividades dedicadas a aumentar el valor generado por las actividades del DSO, optimizando los flujos de ingresos procedentes de las tarifas.

Los DSOs prestan un importante servicio a los clientes, afrontan importantes costes de inversión anuales para mantener las redes y los equipos eléctricos y son sensibles a los comportamientos oportunistas. Esto significa que, debido a su posición monopolística, pueden influir en la calidad y asequibilidad del suministro eléctrico. Esta es la razón por la que se trata de una actividad altamente regulada, en la que las Administraciones Públicas españolas, a través de la CNMC, deben asegurar unos ingresos adecuados para los DSOs mediante el equilibrio entre los beneficios necesarios para su viabilidad económica y las tarifas reducidas para los usuarios del servicio, tal y como se explica en (TG San Román, 2007).

Las tarifas (peajes) son fijadas anualmente por la CNMC, teniendo en cuenta los costes operativos previstos y las inversiones realizadas por los DSOs. Estas tarifas, conocidas como

tarifas de acceso, se dividen a su vez en dos componentes: una tarifa de conexión y una tarifa de uso, que varían en función del nivel de tensión y de la potencia contratada. Además, se aplica discriminación horaria, esto es, las tarifas de acceso varían en distintos periodos.

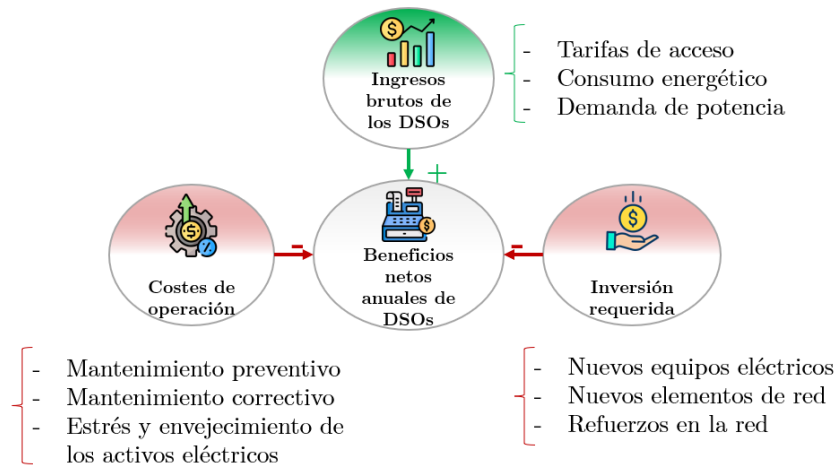


Figura 7. Ingresos netos desagregados de los DSOs e identificación de un conjunto de factores clave que afectan a los costes y beneficios.

Teniendo en cuenta la complejidad de la estructura de costes e ingresos de los DSOs, en las Figuras 7 y 8 se presenta un diagrama de causa-efecto para ilustrar los vínculos dinámicos entre los elementos que determinan las tarifas de red, los ingresos y los costes de los DSOs. En primer lugar, en la Figura 7 podemos apreciar los principales elementos que afectan a los ingresos anuales, los costes de explotación y los costes de inversión de los DSOs por año. Los beneficios aumentan con las tarifas de acceso y el consumo de energía, mientras que los costes de explotación aumentan con los gastos en mantenimiento y nuevos equipos, respectivamente. Aquí, (+) significa directamente proporcional, y (-) representa relaciones inversamente proporcionales. Por ejemplo, una relación es inversamente proporcional (-) si, al aumentar los costes de explotación, disminuyen los ingresos netos.

La Figura 7 ofrece una perspectiva sistémica de los modelos de negocio de los DSOs. Sin embargo, la imagen se encuentra extremadamente simplificada, ya que cada uno de los costes y beneficios se ve afectado por el estado de los activos eléctricos, las restricciones normativas y la evolución del número de clientes, entre otras variables. Esto se expresa de forma más exhaustiva en la Figura 8, en la que un diagrama de bucle causal identifica las relaciones causa-efecto más relevantes que impulsan los costes y beneficios de los DSOs.

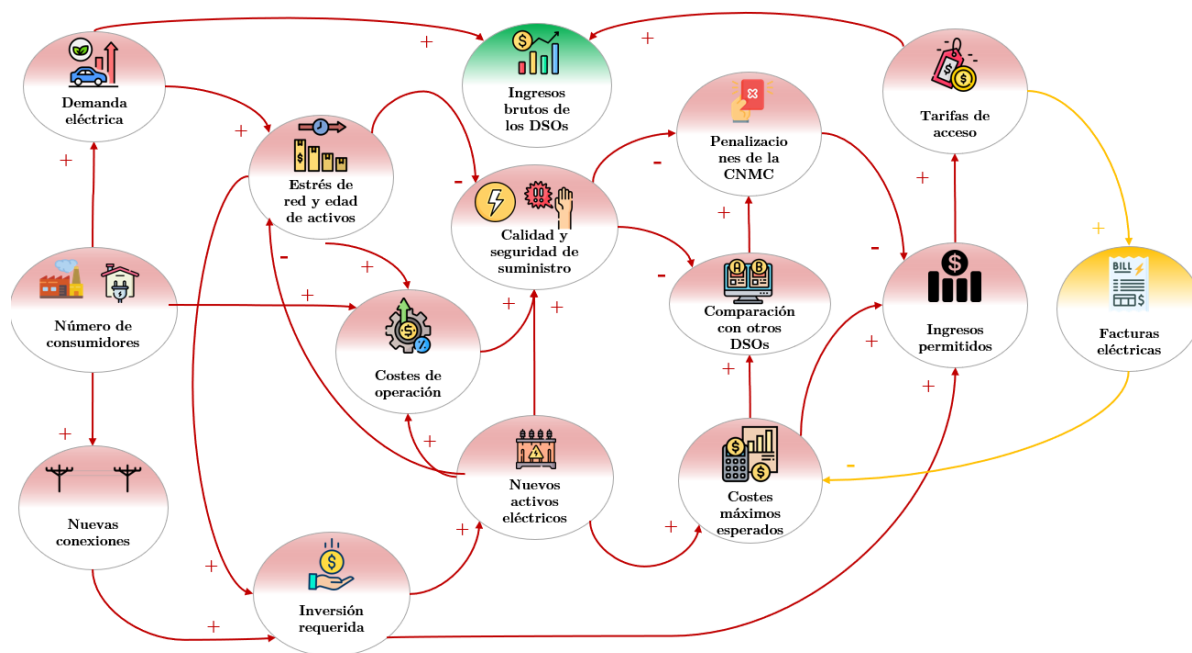


Figura 8. Diagrama causa-efecto de una selección de costes y beneficios de los DSOs en el contexto español.

El diagrama anterior incluye diferentes variables, las cuales definen la dinámica de los DSOs desde una perspectiva de sistemas, que evalúa varios elementos técnicos, económicos y normativos. Las partes de este diagrama se explican, en detalle, en las líneas siguientes.

Sobre los ingresos anuales permitidos de los DSOs

- Las tarifas de acceso (peajes) se calculan anualmente en función de la retribución regulada que el regulador (CNMC) asigna al DSO (y al TSO), la cual varía en función de los costes asociados a la conexión y el mantenimiento del suministro eléctrico a los clientes.
- La retribución regulada en un año está compuesta por la retribución a las inversiones y los gastos operativos de operación y mantenimiento previstos para ese año. Adicionalmente, en la retribución incluye un sistema de incentivos a la reducción de pérdidas y a la mejora de la calidad. La metodología se establece en las Circulares 5/2019 (para el TSO) y 6/2019 (para los DSOs) de la CNMC. Como se ha señalado, los peajes de transporte y distribución se fijan de modo que proporcionen ingresos suficientes para cubrir los costes de las redes previstos para el ejercicio (incluyendo los posibles desvíos de costes de ejercicios anteriores).
- En consecuencia, la retribución obtenida se ve afectada por los costes experimentados por los DSOs y su calidad de servicio durante los años anteriores. La regulación por incentivos penaliza los costes elevados y la baja calidad del suministro y compara a los DSOs con otras empresas de distribución. La finalidad de este sistema es promover la modernización y la eficiencia de las entidades reguladas simulando un entorno competitivo (TG San Román, 2007).

Sobre los costes operativos de los DSOs

- El número de consumidores afecta a los costes operativos ya que, a mayor demanda de energía, mayores pérdidas de energía y mayores costes de facturación y atención telefónica, lectura de contadores y equipos de medición y gestión de impagos.
- Además, los costes operativos aumentarán cuando los cables y equipos eléctricos funcionen por encima de su capacidad máxima. Del mismo modo que un depósito de agua puede colapsarse cuando el nivel de agua alcanza o supera el máximo, y los niveles de potencia por encima de la capacidad máxima pueden aumentar la probabilidad de fallo de los activos de la red.
- Los costes operativos también se ven afectados por la obsolescencia técnica. Cuanto más se acerque una conexión eléctrica al límite de su vida útil, más probabilidades tendrá de fallar. Así, los costes de mantenimiento correctivo surgirán cuando falle y los de mantenimiento preventivo antes de que lo haga.
- El mantenimiento preventivo es la herramienta tradicional de los DSOs para hacer frente a la obsolescencia técnica de los cables, manteniendo vivos los activos de la red mediante visitas periódicas, inspecciones y reparaciones.
- Como ilustra el diagrama causa-efecto, los costes de explotación y los nuevos activos de la red pueden prolongar la vida útil de los activos y, por tanto, aumentar la calidad del suministro.

Sobre los costes de inversión de los DSOs

- A menudo, los DSOs cuentan con un departamento de planificación de la red para determinar cómo se espera que evolucionen sus líneas y activos de red e identificar las inversiones óptimas que puedan reducir las pérdidas de energía, permitir la conexión de nuevos clientes en el futuro y reforzar las zonas donde el número de averías es significativo. Así, los ingenieros de planificación identifican esas zonas clave y planifican las inversiones futuras.
- En cuanto a las inversiones, podemos distinguir entre inversiones obligatorias e inversiones a iniciativa del DSO. Las primeras se dedican a la conexión de nuevos clientes y productores, incluidas las urbanizaciones, mientras que las segundas representan la ampliación de la capacidad existente y la restauración de los activos de la red no adaptados a los requisitos técnicos actuales, entre otros.

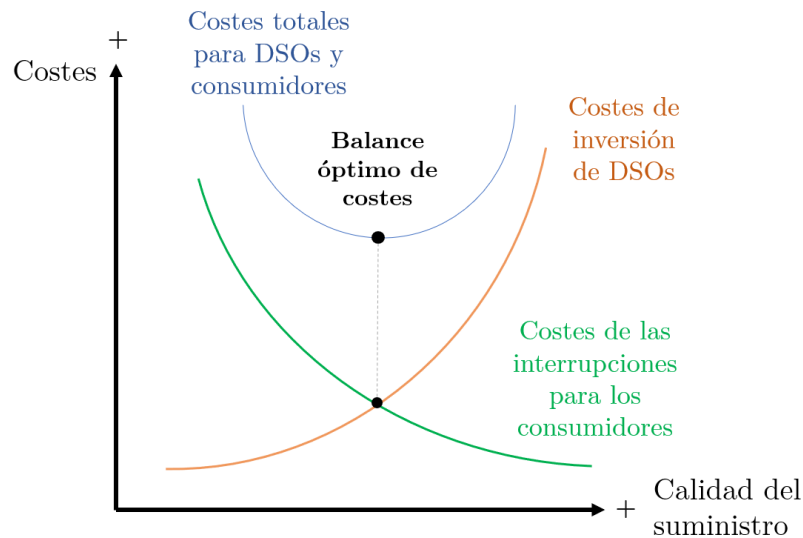


Figura 9. Equilibrio entre los costes de inversión y los costes de las interrupciones para los clientes. Fuente: Elaboración propia a partir de (TG San Román, 2007).

Existe un equilibrio delicado entre los costes y beneficios de los DSOs, como podemos deducir de la Figura 9. Este sistema se ve influido por los objetivos de los clientes, el regulador y el DSO. Los clientes se esfuerzan por conseguir el mayor nivel de calidad posible, con el objetivo de minimizar las interrupciones e instando al DSO a prestar un servicio óptimo al precio más competitivo. Sin embargo, como la mejora de la calidad del servicio requiere mayores costes operativos e inversiones para el DSO, existe un equilibrio entre los costes para los clientes y los DSOs.

También puede observarse otra disyuntiva entre el DSO y el regulador. Mientras que el primero puede dar prioridad a la sustitución de equipos eléctricos caros y a gran escala para mejorar las asignaciones de ingresos globales y mejorar la calidad del servicio, el regulador puede tener una opinión diferente debido a la preocupación por los posibles aumentos de las tarifas a los clientes. Por el contrario, el regulador puede tener el objetivo de impulsar a los DSOs a invertir en tecnologías menos costosas que puedan mejorar simultáneamente la calidad del suministro eléctrico y mantener al mismo tiempo precios estables para los clientes. Esta es una de las directrices de los reguladores, cuyo objetivo general es promover el uso de nuevas tecnologías y soluciones para mejorar el suministro eléctrico y fomentar la competitividad industrial.

En relación con lo anterior, podríamos preguntarnos si el problema concreto puede volverse más difícil a estas alturas. Las dificultades actuales y futuras asociadas a la modernización de la red, la electrificación, la descentralización y la reducción del carbono aumentan la necesidad de que los DSOs y los clientes finales asuman responsabilidades de liderazgo.

3.3. Retos de las redes de distribución en las redes eléctricas actuales y futuras

La red está evolucionando hacia un escenario no observado anteriormente, en el que las energías renovables, de naturaleza intermitente y estocástica, sustituirán a los combustibles fósiles, y en el que la generación distribuida avanza de forma progresiva. Las redes de distribución, que ahora tienen que hacer frente a la nueva generación y al aumento de la demanda, asumen un papel protagonista en la transición energética. Además, a diferencia de las líneas de transmisión de alta tensión, las redes de distribución de media y baja tensión no

se encuentran bajo una monitorización en tiempo real. Esto se ha debido a que un fallo en la red de alta tensión es muy crítico y afecta a muchos consumidores, mientras que un fallo en las redes de distribución es menos crítico y la electricidad puede restablecerse más fácilmente. Así pues, por lo general, la estrategia tradicional ha sido invertir, cuando se produce un fallo, en un nuevo cable o subestación. Esta estrategia debe actualizarse cuando las redes de distribución se enfrentan a condiciones eléctricas más difíciles y se conectan a ellas nuevas cargas.

En la Figura 10, se presenta una selección de retos técnicos en la red eléctrica actual y futura, centrándose en la perspectiva de las redes de distribución, donde se conectarán la mayoría de los nuevos clientes (por ejemplo, VEs y auto consumidores), siendo la base de la electrificación, la descentralización y la democratización.

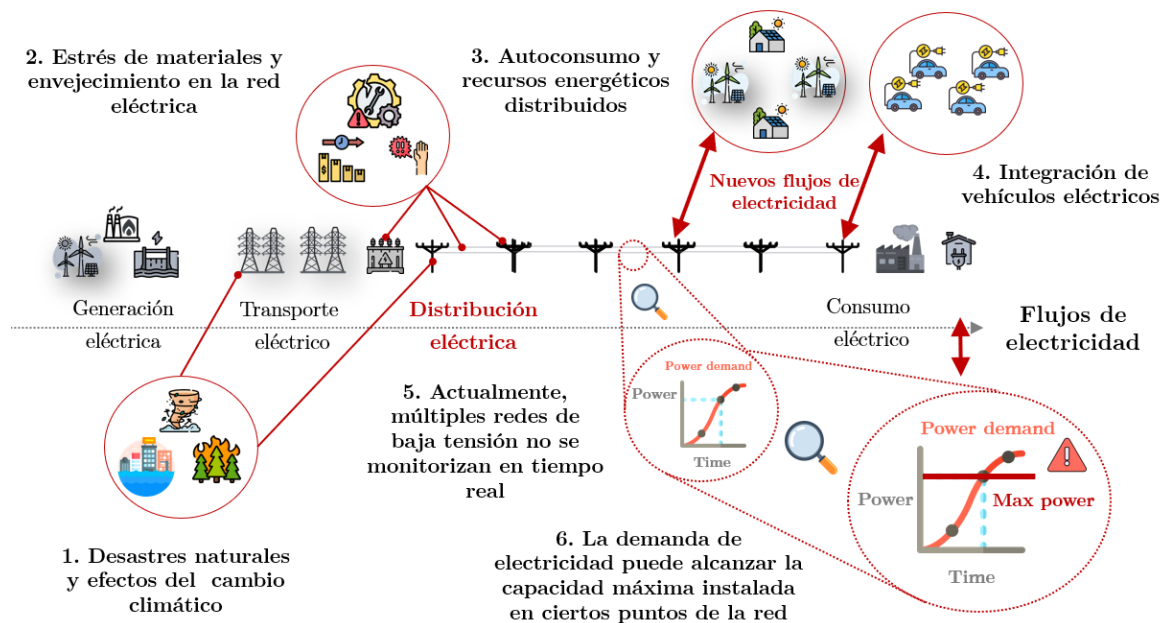


Figura 10. Infografía sobre los retos de las redes eléctricas actuales y futuras.

Estos retos están relacionados con la degradación y el envejecimiento de los equipos eléctricos de las redes de distribución, la penetración de los auto consumidores, la integración de los vehículos eléctricos y la falta de mediciones en tiempo real, que impide prevenir situaciones anómalas en las que la demanda de electricidad puede superar la capacidad máxima de los cables. Estos desafíos se contemplan en la legislación que regula los PRTR de 525 millones de euros, que proporcionan financiación a los DSOs para emprender proyectos sobre iniciativas innovadoras para las redes de distribución y el desarrollo de infraestructuras de recarga de VEs.



Catástrofes naturales y fenómenos climáticos

Salvaguardar el sector eléctrico de interrupciones y apagones se convierte en un factor crítico debido al impacto del cambio climático en el sistema eléctrico (IEA, 2021). Acontecimientos recientes, como los cortes de electricidad provocados por los incendios forestales en España (marzo de 2023), ponen de manifiesto la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos ante los riesgos climáticos. En respuesta, la red eléctrica española está incrementando el uso de líneas subterráneas, menos afectadas por los desastres naturales (Deloitte, 2021). Sin embargo, el uso de herramientas y soluciones innovadoras que puedan reforzar la resiliencia de la red eléctrica resulta fundamental en el nuevo paradigma energético y climático.



Estrés y envejecimiento en la red eléctrica

Las redes eléctricas constan de varios componentes, como cables con distintas especificaciones, transformadores para la conversión de tensión y equipos para responder a los fallos de la red. La fiabilidad y vida útil de estos activos, que suele variar entre 50 años en alta tensión y 25 años en baja tensión, se garantizan con materiales duraderos como el cobre, el hierro y el acero. Se prevé que alrededor del 70% de los cables de baja tensión de Europa tendrán más de 20 años en 2020 (Deloitte, 2021). En consecuencia, la obsolescencia tecnológica de los equipos eléctricos, sobre todo en las líneas de media y baja tensión, podría afectar a la calidad del servicio.

Así pues, podemos decir que los equipos eléctricos tienen una vida útil reducida debido al envejecimiento. Sin embargo, este no es el único factor que reduce la vida útil de los activos, que también puede variar en función de varios factores, como el tipo de equipos, su diseño, la calidad y frecuencia del mantenimiento, y las condiciones de operación. Éstas últimas, representan probablemente el factor más relevante a la hora de afrontar los nuevos retos descritos en la Figura 10, ya que la penetración prevista de los VEs y la integración de nuevos recursos energéticos distribuidos pueden afectar significativamente a los flujos de electricidad que transmiten los activos eléctricos. Así pues, es necesario realizar nuevas inversiones en nuevos equipos eléctricos, transformadores y líneas de red para hacer frente al envejecimiento y la obsolescencia técnica.



Autoconsumo y recursos energéticos distribuidos

Cada vez se genera más energía localmente y se conecta directamente a las redes de distribución, desde paneles solares a pequeñas centrales eléctricas. En los últimos años, más usuarios han decidido producir su energía, convirtiéndose en prosumidores (es decir, productores y consumidores). Según el informe anual de la Unión Solar Fotovoltaica (FV) española (UNEF, 2022), las tendencias de la energía solar fotovoltaica en autoconsumo han experimentado un importante ritmo de crecimiento en España, duplicándose de 2021 a 2022. Cabe destacar que la subida de los precios de la electricidad en 2022 desempeñó un papel crucial en el impulso de este aumento. Datos recientes sugieren una disminución en el crecimiento previsto del autoconsumo para 2023, debido principalmente a un fuerte descenso de los precios, especialmente durante las horas de mayor irradiación solar (APPA, 2022).

Muchos usuarios no están dispuestos a afrontar solos esta nueva tendencia de autoconsumo. En su lugar, tienden a agruparse en comunidades energéticas, que pueden estar compuestas por hogares, empresas, edificios públicos o cualquier otro tipo de usuario de energía. Al aprovechar los recursos y conocimientos comunes, las comunidades energéticas pueden reducir sus riesgos de inversión y obtener reducciones en sus facturas energéticas, disminuyendo sus emisiones, al tiempo que aumentan su seguridad energética. El número de comunidades energéticas es reducido, pero en continuo crecimiento como podemos ver en el mapa de comunidades energéticas en España (IDAE, 2023). En este contexto, un adecuado marco regulatorio puede marcar la diferencia a la hora de facilitar el desarrollo de las comunidades energéticas y de las tecnologías que permitan su integración como una forma habitual en el de consumo de electricidad (López Prol & Steininger, 2020).

Con respecto al impacto de nuevas formas de consumo en la red eléctrica, la naturaleza de los nuevos usuarios con autoconsumo puede llegar a dificultar el funcionamiento de los DSOs si

éstos no son capaces de anticipar el aumento de la demanda en la red. Este hecho podría traducirse en unos mayores costes de inversión y mantenimiento si no se gestiona adecuadamente (Hirth et al., 2015). Por lo tanto, es imperativo aplicar mecanismos reguladores que puedan hacer frente a los posibles efectos negativos del autoconsumo y la generación distribuida. Estos mecanismos deben centrarse en promover el intercambio estable de energía con la red, mitigando así el riesgo de congestión eléctrica en los nodos y cables de la red. De este modo, se puede prolongar la esperanza de vida de los activos eléctricos, garantizando su utilización óptima y reduciendo la necesidad de sustituciones prematuras.



Integración de vehículos eléctricos

Actualmente, España cuenta con una reducida flota de vehículos eléctricos (VEs), que no ha alcanzado las 100.000 unidades puramente eléctricas (sin contar los VEs híbridos) en 2021. Además, la infraestructura de recarga en 2019 se limitaba a menos de 8.000 puntos de recarga públicos. En España, se espera que en 2030 circulen 5 millones de VEs, según la hoja de ruta definida en el PNIEC (MITERD, 2020). Para dar cabida al creciente parque de VEs, será necesaria una amplia red de más de 340.000 cargadores públicos, tal y como se recoge en el informe de ANFAC sobre el despliegue de la infraestructura de recarga de VEs en España (ANFAC, 2021b). El lento desarrollo del mercado de VEs en España puede atribuirse a factores como la complejidad de los procedimientos administrativos y la preocupación por la seguridad de la red de recarga. (ANFAC, 2021a). Para superar estas barreras, es necesaria una amplia expansión de los cargadores de VEs, impulsada por los fabricantes de vehículos, las empresas comercializadoras de energía y otros propietarios de puntos de recarga. La colaboración efectiva entre estos agentes es crucial para permitir el despliegue generalizado de cargadores de VEs y garantizar su integración con la infraestructura de red eléctrica existente, facilitada por las líneas de red de los DSOs.

La presencia de cargadores públicos de alta potencia, con potencias individuales superiores a 200 kW, puede plantear problemas si no son supervisados, controlados y gestionados eficazmente por los propietarios de los puntos de recarga. Estos problemas pueden obstaculizar el funcionamiento de la red de los DSOs, que pueden observar un aumento en la tasa de utilización de sus activos eléctricos.

En este contexto, los DSOs se enfrentan a una disyuntiva que requiere una cuidadosa consideración. La opción a) implica invertir de forma proactiva en la monitorización de las redes para obtener información sobre la tasa de utilización de los activos de red situados cerca de los puntos de recarga. Este enfoque permite a los DSOs comprender la demanda real y los patrones de uso, facilitando una toma de decisiones más informada. Por otro lado, la opción b) implica ampliar la capacidad de potencia de los activos de red existentes mediante refuerzos de la red y la instalación de nuevos cables. Esta medida tiene por objeto garantizar que la tasa de utilización de los cables se mantenga dentro de unas condiciones de funcionamiento seguras, dando cabida al aumento de la demanda de los cargadores de alta potencia.

Por ello, el RD1125/2021 y parte del componente 8 del Plan de Recuperación y Resiliencia de España se dedican a la digitalización y al refuerzo de las redes eléctricas para permitir la necesaria ampliación de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.



En la actualidad, los DSOs carecen de información completa sobre el estado de la red en tiempo real, especialmente en baja tensión.

Se espera que la integración de los recursos energéticos distribuidos y los vehículos eléctricos crezca exponencialmente en los próximos años. Sin embargo, ¿son capaces los DSOs de observar cómo evolucionan las condiciones en diferentes partes de la red eléctrica? Esta característica se conoce como observabilidad de la red y depende del número de sensores desplegados en ella. En las redes de alta tensión, dado que un fallo eléctrico puede tener costes y consecuencias dramáticas, la observabilidad es alta (el número de sensores y algoritmos para estimar el estado de la red es considerable). No ocurre lo mismo en las redes de media tensión y, sobre todo, en las de baja tensión, los cables que llegan a nuestros hogares (Song et al., 2017). Así pues, necesitamos nuevas soluciones digitales para comprender el estado de las redes de media y baja tensión. Dicha comprensión proporciona la puerta de entrada para que el DSO lleve a cabo una operación y un mantenimiento más eficientes, realice una mejor planificación y posponga las inversiones en la red, entre otras muchas aplicaciones clave, como se explica en los dos primeros gráficos de la Figura 11. El gráfico representa la demanda de energía prevista en baja tensión y la demanda medida real (es decir, más sensores o digitalización).



La demanda de electricidad puede alcanzar la capacidad máxima instalada en ciertas partes de la red

La conexión de los VEs a las redes eléctricas, junto con otros clientes residenciales e industriales, aumentará sin duda la demanda global de electricidad, que se espera que aumente un 2% anual de 2017 a 2030, según (Deloitte, 2021) y las estimaciones de VEs realizadas en el PNIEC. Esta situación se describe en el tercer gráfico de la Figura 11, en el que la demanda de energía de los VEs y el autoconsumo modifican el perfil temporal de la demanda de una forma, lo cual puede poner en peligro el funcionamiento normal de la red y provocar problemas de sobrecarga en zonas locales y en determinados activos eléctricos.

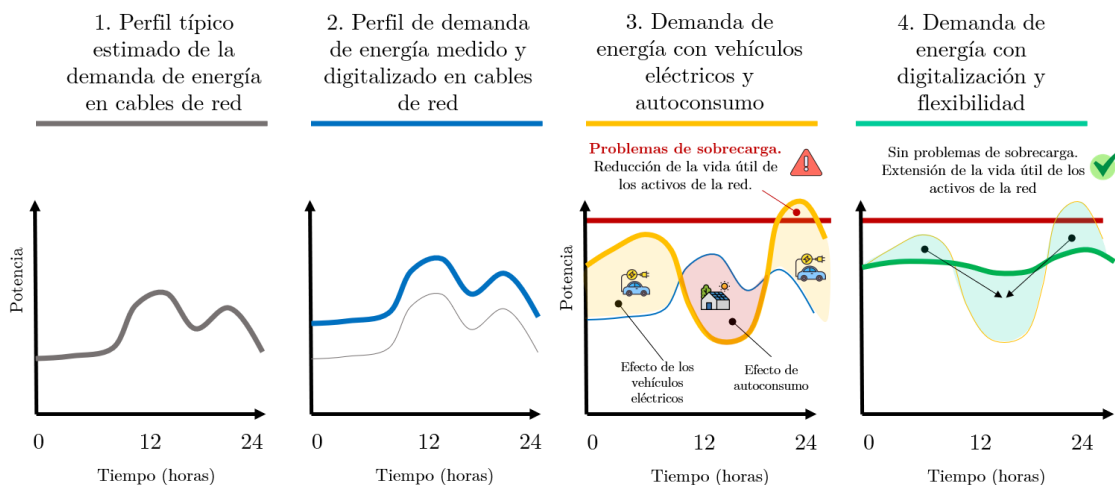


Figura 11. La flexibilidad de las redes eléctricas como oportunidad para aplazar las inversiones en red de los DSOs.

Estos problemas pueden aumentar el estrés y la degradación de los equipos eléctricos de las redes, cuya vida útil restante se reduce. En consecuencia, serán necesarias nuevas inversiones en las redes de distribución, como se justifica en (European Commission, 2022). Dichas

inversiones aumentarían los ingresos permitidos de los DSOs y, en consecuencia, incrementarían las facturas de electricidad de los consumidores. Esta es la razón por la que podemos preguntarnos: ¿existen otras opciones para hacer frente a los retos de la red, aparte de invertir en la ampliación y el refuerzo de la red con activos de red convencionales? En este caso, la digitalización y la flexibilidad ofrecen una alternativa crucial.

Así, la digitalización de las mediciones eléctricas y la información añadida de los sensores permiten a los DSOs programar de forma óptima nuevas inversiones y aumentar la capacidad de los cables o desplegar otros nuevos, incrementando la capacidad máxima. Sin embargo, ésta no es la única opción. Otra posibilidad es utilizar esa información, junto con algoritmos de control digital, para implantar sistemas de almacenamiento de energía que satisfagan los picos de demanda de electricidad y almacenen energía cuando la demanda sea baja, o bien aconsejar a los clientes que reduzcan al mínimo su consumo de electricidad en las horas punta. Esta capacidad se conoce como flexibilidad.

La gestión flexible de las redes eléctricas aporta valor y beneficios tanto a los DSOs como a los usuarios (o partes interesadas que activan las flexibilidades) y representará un aspecto clave de la cadena de valor de la electricidad del futuro (Deloitte, 2021). La digitalización apoya la flexibilidad mediante la recopilación de datos sobre el estado de los flujos eléctricos y los activos de la red, el control del perfil de los clientes y las tecnologías de almacenamiento de energía, y la asignación óptima de la activación de los recursos de flexibilidad, lo que se ha identificado como una opción significativa para las redes de distribución españolas, como se detalla en (Futured, 2021). Este mecanismo: **datos-inteligencia-actuación** es un aspecto clave de la digitalización donde los beneficios directos pueden cuantificarse al utilizar la información para tomar decisiones en determinadas aplicaciones.

Un ejemplo de fuente de flexibilidad son los VEs, que pueden ofrecer sus baterías para inyectar electricidad en la red cuando otras fuentes de generación de energía no están disponibles. Este concepto, conocido como *vehicle-to-grid* (V2G) (Yilmaz & Krein, 2013), tiene el potencial de mejorar el rendimiento de la red eléctrica al tiempo que crea un nuevo mercado para el funcionamiento de los VEs. Sin embargo, para lograr un funcionamiento V2G eficiente es necesaria la coordinación entre los DSOs, los propietarios de vehículos eléctricos y los propietarios de puntos de recarga. Para hacer posible esta coordinación y optimización, la digitalización desempeña un papel crucial. En este ejemplo, la digitalización permite una comunicación eficaz entre las partes interesadas, facilitando información en tiempo real sobre los periodos más ventajosos para la carga o descarga de vehículos eléctricos. También permite prever los perfiles eléctricos y la utilización de los vehículos eléctricos, entre otras valiosas aplicaciones. Al aprovechar las herramientas y tecnologías digitales, todos los actores pueden maximizar los beneficios económicos de las operaciones V2G, optimizar la estabilidad de la red y apoyar el crecimiento del mercado de los VEs.

En el siguiente Capítulo 4, este informe explora los amplios beneficios de la digitalización en las redes eléctricas, centrándose en la flexibilidad y otras tecnologías digitales en evolución. Mediante el examen de diversas tecnologías de digitalización para redes de distribución, pretendemos descubrir sus diversas aplicaciones y áreas de significativo valor. Este análisis permite comprender cómo estas tecnologías mejoran la eficiencia, la fiabilidad y el rendimiento general de las redes de distribución.

4. Digitalización de las redes eléctricas de distribución: tecnologías y aplicaciones

4.1. Tecnologías digitales

Para categorizar la digitalización de las redes de distribución, un estudio reciente realizado por Naturgy y la Universidad Pontificia de Comillas (Chaves et al., 2021), ofrece una visión general del estado actual y de las tecnologías digitales, analizando tecnologías, costes, beneficios y riesgos potenciales. En dicho informe se seleccionan las tecnologías de digitalización más aplicables a las redes de distribución por niveles de madurez, las cuales se clasifican en cuatro grupos: sensores, conectividad, análisis de datos y actuadores. Los sensores y la infraestructura de medición avanzada (AMI) recopilan datos esenciales, la conectividad permite la comunicación entre los componentes de la red; la analítica de datos procesa y examina los datos recopilados; y los actuadores ejecutan acciones basadas en los datos para optimizar el rendimiento de la red, como se resume y describe en la Figura 12.

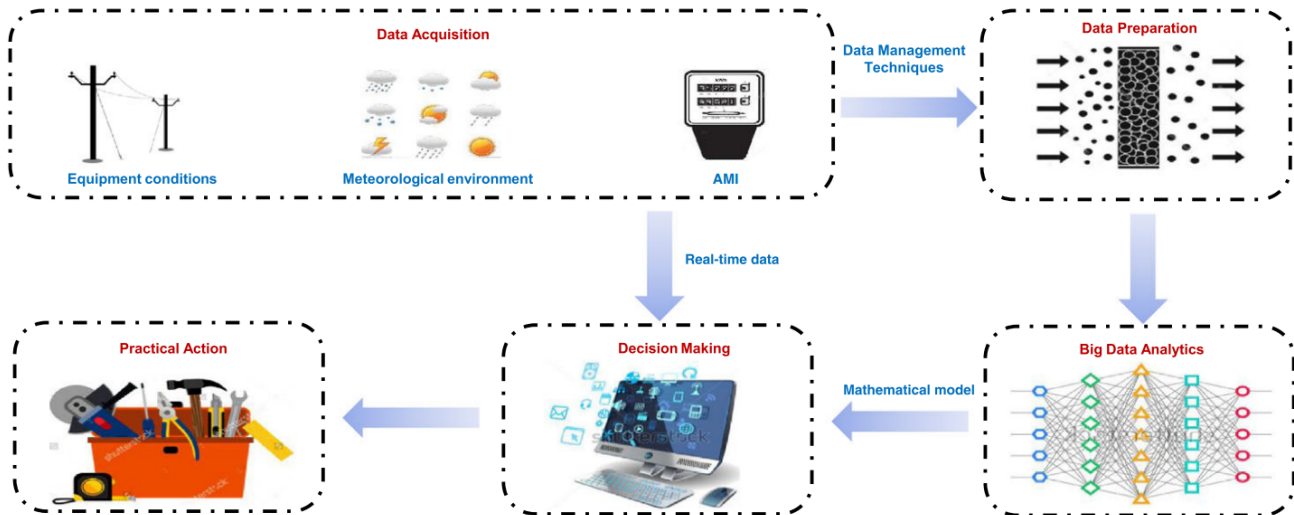


Figura 12. Diagrama representativo del proceso de recolección de datos y análisis hasta la toma de decisiones y la captura de valor. Fuente:(Zhang et al., 2018).

El diagrama anterior ofrece una visión general de diversas tecnologías digitales, que abarcan la recopilación de datos y las acciones prácticas dentro de las redes de distribución. Sin embargo, para mejorar aún más nuestra comprensión, es crucial explorar la manera en la que estas tecnologías aportan valor a los diferentes actores del nuevo panorama del sistema eléctrico y la naturaleza de ese valor. Con tal fin, nos remitimos al trabajo realizado por (Weill & Aral, 2006a), el cual se aprovecha para clasificar las tecnologías digitales en activos que aportan distintos tipos de valor: **estructural, transaccional, informativo y estratégico**. Esta clasificación se ilustra en la Figura 13 y se describe a continuación.

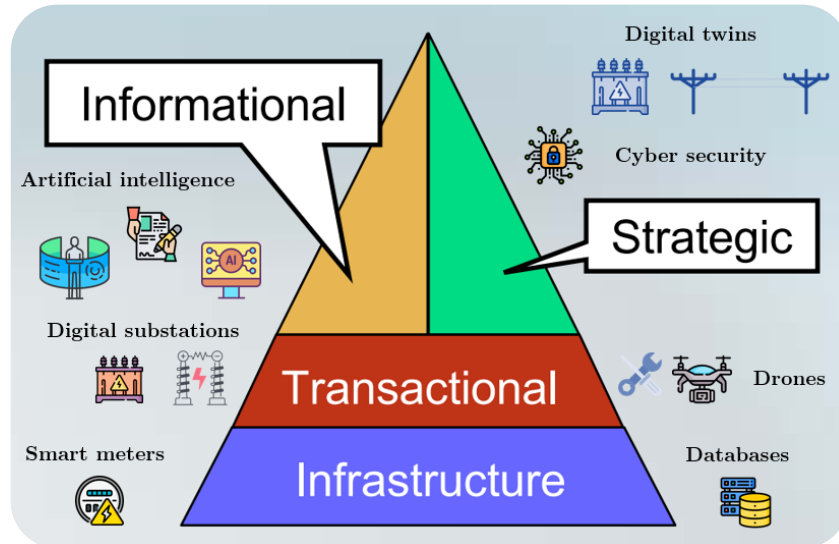


Figura 13. Tipos de activos de digitalización para redes de distribución eléctrica. Fuente: Adaptado de la investigación realizada por (Weill & Aral, 2006b).



Activos para la digitalización estructurales: bases de datos y sensores

Esta categoría de tecnologías digitales se refiere a los componentes y sistemas fundamentales que sustentan las operaciones digitales, como son el hardware, las redes y las bases de datos. Los activos digitales estructurales proporcionan los recursos técnicos necesarios para las iniciativas de digitalización y hacen posible el valor capturado por los activos transaccionales, informativos y estratégicos. Dentro de esta categoría, los sensores, las bases de datos y la conectividad representan las tecnologías básicas que los DSOs deben tener para supervisar su red y transmitir los datos recogidos. Estos activos no representan plenamente el objetivo final de las nuevas inversiones en digitalización, pero forman parte de un conjunto de inversiones en las que la infraestructura es el elemento facilitador. Por ejemplo, sin datos y bases de datos, los algoritmos de inteligencia artificial y los algoritmos de vanguardia no son capaces de aportar valor.

En primer lugar, los sensores desempeñan un papel crucial a la hora de captar parámetros importantes como la corriente eléctrica, la temperatura y la humedad, que son vitales para supervisar y gestionar la red con eficacia. Un ejemplo de dispositivos de medición son los contadores inteligentes, que representaban más del 99% de los contadores en España en 2021, lo que permite desplazar el consumo eléctrico a las horas de menor precio y alinear la demanda con los periodos de mayor generación de energía renovable. Son monitorizados remotamente por los DSOs en cumplimiento del Reglamento General de Protección de Datos de la UE (GDPR) (European Parliament & Council of the European Union, 2016), proporcionando datos de consumo en intervalos frecuentes. Además de la medición del consumo, los contadores inteligentes facilitan la aplicación de nuevas tarifas que incentivan el desarrollo de VEs y fomentan la recarga fuera de horas punta de demanda. Los usuarios también tienen acceso a sus perfiles de consumo, lo que fomenta la transparencia y reduce las asimetrías de información al detectar posibles cargas parásitas y/o errores en la factura eléctrica.

Los contadores “inteligentes” proporcionan un seguimiento en tiempo real del uso de la energía, permiten modelos de tarificación dinámicos, posibilitan la conexión/desconexión remota de la energía, dotan a los usuarios de información para una gestión eficiente de la

energía y automatizan los procesos de facturación, en comparación con los contadores tradicionales. Los contadores inteligentes desempeñan un papel crucial en la digitalización de las redes eléctricas y ofrecen toda una serie de ventajas.



Además de la recogida de datos, las bases de datos desempeñan un papel crucial para facilitar la digitalización en las organizaciones. Los datos recopilados se transmiten a través de diversos medios de comunicación, como fibra óptica, Wi-Fi o comunicaciones móviles, y se almacenan en bases de datos. Estas bases de datos pueden mantenerse internamente dentro de la empresa o alojarse en la nube, que puede ser propiedad de terceros proveedores como Azure de Microsoft o Google Cloud Platform. Las bases de datos proporcionan un entorno estructurado y seguro para gestionar grandes cantidades de información necesaria para las iniciativas de digitalización, facilitando la colaboración dentro y fuera de la organización.

Además de los activos técnicos como los sensores, la conectividad y las bases de datos, la cultura digital de los empleados desempeña un papel crucial a la hora de permitir el despliegue satisfactorio de los activos de digitalización en los DSOs. Una cultura digital anima a los empleados a adoptar nuevas tecnologías, explorar enfoques innovadores y colaborar en iniciativas digitales. Esta cultura de preparación digital y aprendizaje continuo capacita a los empleados para utilizar eficazmente las bases de datos, extraer información significativa y tomar decisiones basadas en datos. Las competencias digitales se consideran clave para aprovechar los beneficios de la digitalización, como se describe en (Chaves et al., 2021).

Activos de digitalización informativa: análisis de datos

Una vez que los datos se transmiten al servidor local o a la nube, se someten a una serie de etapas de procesamiento y análisis para extraer información significativa. Esto corresponde a la categoría informativa de los activos de digitalización, en la que los datos se transforman en información que es utilizada por un sistema de gestión de forma autónoma o por un operador para tomar una decisión y aportar valor.

El análisis de datos implica la aplicación de algoritmos y técnicas para descubrir patrones, predecir comportamientos futuros, detectar fallos o anomalías y optimizar el funcionamiento de las redes de distribución. Al aprovechar la analítica de datos, las organizaciones pueden tomar decisiones basadas en datos y mejorar los procesos operativos, como se describe en (Zhang et al., 2018), que describe dispositivos de recopilación de datos, algoritmos de análisis de datos y elementos de toma de decisiones.

La analítica de datos en las redes de distribución utiliza varias herramientas y algoritmos para ahorrar costes, reducir el tiempo y aumentar la eficiencia de procesos. Por ejemplo, los algoritmos de aprendizaje automático pueden emplearse para predecir la demanda de electricidad con precisión, lo que permite a los DSOs optimizar la asignación de recursos y evitar la sobrecarga. Además, los algoritmos de detección de anomalías pueden identificar irregularidades en el comportamiento de la red, permitiendo un mantenimiento rápido y reduciendo el tiempo de inactividad. Los algoritmos de optimización de la red ayudan a minimizar las pérdidas, mejorar la regulación de la tensión y mejorar el rendimiento general de la red de distribución.

Además, el análisis de datos puede contribuir a la previsión de la carga, lo que permite a los DSOs anticiparse a los periodos de máxima demanda y optimizar la distribución de energía en

consecuencia. Esto reduce la necesidad de costosas actualizaciones de la infraestructura y mejora la utilización de la energía. También pueden utilizarse algoritmos de mantenimiento predictivo para detectar averías en los equipos con antelación, lo que permite un mantenimiento proactivo, evita visitas innecesarias a los activos eléctricos por parte de los operarios de mantenimiento, así como previene costosas averías y fallos en la red.

Activos de digitalización transaccional: actuadores y controladores

Los activos transaccionales de las redes de distribución desempeñan un papel importante en el ahorro de costes y en los procesos de toma de decisiones, influyendo en última instancia en el funcionamiento de la red. Estos recursos incluyen los sistemas y procedimientos utilizados para planificar, organizar y llevar a cabo transacciones, incluida la facturación, la medición y los contactos con los clientes. El uso eficaz de los activos transaccionales puede redundar en una mayor eficacia operativa, menores costes y una mejor toma de decisiones.

En el contexto de las redes de distribución, los activos transaccionales pueden ser gestionados y controlados por actuadores automatizados o por operadores humanos. Los actuadores, como ya se ha dicho, son dispositivos que realizan acciones para modificar o mejorar el funcionamiento de la red. Pueden ejecutar órdenes generadas por algoritmos de control, permitiendo acciones de control automatizadas basadas en reglas o condiciones predefinidas. Por ejemplo, un actuador puede ajustar automáticamente los niveles de tensión o conmutar baterías de condensadores en función de las condiciones de la red en tiempo real, optimizando el flujo de energía y minimizando las pérdidas. Asimismo, los operadores y sistemas de control automático basados en inteligencia artificial pueden identificar patrones en los datos de consumo, detectar anomalías en la facturación y evaluar estrategias de gestión de la carga para reducir los picos de demanda.

Por otro lado, los operadores humanos desempeñan un papel vital en la gestión de los activos transaccionales y la toma de decisiones basadas en los datos de la red y las interacciones con los clientes. Supervisan procesos como la facturación, el servicio al cliente y la programación del mantenimiento. Los operadores humanos poseen los conocimientos necesarios para analizar tareas complejas, evaluar el rendimiento de la red y tomar decisiones estratégicas para mejorar la eficiencia operativa. La interacción entre los actuadores automatizados y los operadores humanos es crucial para una gestión eficaz de los activos transaccionales en las redes de distribución. Los actuadores automatizados proporcionan acciones de control en tiempo real, respondiendo rápidamente a las condiciones de la red y optimizando las operaciones. Los operadores humanos aportan sus conocimientos y capacidad de decisión para evaluar el rendimiento del sistema, responder a las preocupaciones de los clientes y tomar decisiones informadas que se ajusten a los objetivos de la red.



Un ejemplo de activo digital en las redes de distribución es una subestación digital. Una subestación digital representa una versión modernizada y tecnológicamente avanzada de una subestación eléctrica tradicional, que integra tecnologías digitales y sistemas de comunicación para mejorar su funcionalidad y rendimiento. En una subestación digital, los dispositivos analógicos tradicionales, como los transformadores de tensión e intensidad, se sustituyen por dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Estos IED incorporan sensores avanzados, capacidades de comunicación y potencia informática integrada para recoger y transmitir datos en tiempo real sobre el funcionamiento de la subestación.

La integración de IED en una subestación digital ofrece varias ventajas. En primer lugar, mejora las capacidades de supervisión y control de la subestación al proporcionar información más precisa y detallada sobre los niveles de tensión, los flujos de corriente y el estado de los equipos. Esto permite un mejor conocimiento de la situación y posibilita la toma oportuna de decisiones para optimizar el funcionamiento de la red, lo que permite reducir los costes de personal para visitar y comprobar las mediciones en las subestaciones. En segundo lugar, la subestación digital facilita el mantenimiento basado en el estado y la gestión de activos. La recopilación continua de datos y las capacidades de análisis de los IED permiten un mantenimiento predictivo, en el que el estado de los equipos puede evaluarse en tiempo real, y los posibles fallos o degradaciones pueden identificarse con antelación. Así, se mejora la planificación del mantenimiento, se reducen los tiempos de inactividad y se reducen costes.

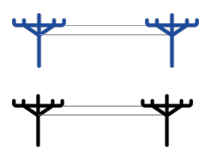


Otro ejemplo de activo transaccional en la digitalización de las redes de distribución es el uso de drones. Los drones equipados con cámaras, sensores y capacidades de comunicación se han convertido en valiosas herramientas para diversas tareas relacionadas con la red. Estos pueden emplearse para inspecciones aéreas de líneas eléctricas, subestaciones y otras infraestructuras de la red, proporcionando datos visuales y capturando imágenes detalladas del estado de los equipos. Dichas inspecciones pueden realizarse de forma más eficaz y segura que con los métodos manuales tradicionales, reduciendo costes de transporte y mantenimiento. Los drones también pueden ayudar a identificar la invasión de vegetación cerca de las líneas eléctricas, lo que permite una gestión proactiva de la vegetación para evitar cortes y mejorar la fiabilidad de la red. Los datos captados por los drones pueden transmitirse en tiempo real, lo que permite a los operadores de la red tomar decisiones informadas con prontitud.

Como ejemplo adicional, la tecnología de realidad virtual (RV) ha ganado adeptos como medio para mejorar el funcionamiento y el mantenimiento de los técnicos de las redes de distribución (Gridspertise, 2022). Mediante simulaciones y cascos de realidad virtual, los técnicos pueden participar en experiencias de formación inmersivas y practicar tareas complejas en un entorno virtual controlado. Esta tecnología les permite familiarizarse con el equipo, los procedimientos y los peligros potenciales antes de emprender operaciones en el mundo real. La RV también puede facilitar la asistencia remota, permitiendo a los expertos proporcionar orientación y apoyo a los técnicos in situ, en tiempo real, mejorando así la eficiencia y minimizando el riesgo de errores en la conexión de nuevas subestaciones o la detección de comportamientos anómalos durante el funcionamiento.

Activos estratégicos de digitalización: Herramientas innovadoras y ciberseguridad

Los activos estratégicos engloban las tecnologías y capacidades digitales que proporcionan una ventaja competitiva o impulsan la innovación. Esto incluye tecnologías emergentes, modelos de negocio digitales, propiedad intelectual y asociaciones estratégicas. Los activos estratégicos son cruciales para las organizaciones que aspiran a obtener una ventaja competitiva en el panorama digital.



Un concepto emergente que tiene importancia estratégica es el uso de gemelos digitales. Los gemelos digitales son réplicas o simulaciones virtuales de activos, procesos o sistemas físicos. En el contexto de las redes de distribución eléctrica, un gemelo digital representa un homólogo digital en tiempo real de

la infraestructura de la red, capturando sus características físicas y operativas (Hussen et al., 2023).

Los gemelos digitales permiten a los DSOs conocer mejor sus redes de distribución integrando datos en tiempo real procedentes de sensores, análisis avanzados y modelos de simulación. Esto permite el análisis predictivo, la prueba de escenarios y la optimización de las operaciones de la red. Al aprovechar los gemelos digitales, los DSOs pueden mejorar el rendimiento de los activos, anticipar y prevenir fallos, optimizar los programas de mantenimiento y mejorar la fiabilidad y resistencia generales de la red.



Sin embargo, a medida que los DSOs adoptan la digitalización y dependen en gran medida de los datos, la perspectiva estratégica de la ciberseguridad se convierte en primordial (IEA., 2021). Salvaguardar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos es crucial para garantizar la resistencia y fiabilidad de los activos y operaciones digitales. Los DSOs deben establecer sólidas medidas de ciberseguridad para proteger sus datos de las ciber amenazas, el acceso no autorizado y las posibles interrupciones. Esto implica aplicar un cifrado complejo, controles de acceso, sistemas de detección de intrusos y una supervisión continua para identificar y mitigar los posibles riesgos cibernéticos.

4.2. Aplicaciones digitales sus fuentes de ingresos en las redes de distribución

Las tecnologías digitales descritas anteriormente conllevan beneficios tanto directos como indirectos, tal y como se describe en la Figura 14. De forma directa, las tecnologías digitales pueden aumentar la eficiencia energética, del tiempo y de los recursos, mejorar la toma de decisiones y ofrecer nuevos productos y servicios a los DSOs, cuyos beneficios proceden de una mejor planificación de la red y de la mejora de las actividades de explotación y mantenimiento. Indirectamente, la digitalización puede actuar como facilitadora de la descarbonización, la electrificación y la democratización, y ofrecer nuevos beneficios económicos a las empresas energéticas mediante la reducción de los costes operativos, el aumento de la eficiencia y el desbloqueo de nuevos modelos de negocio.

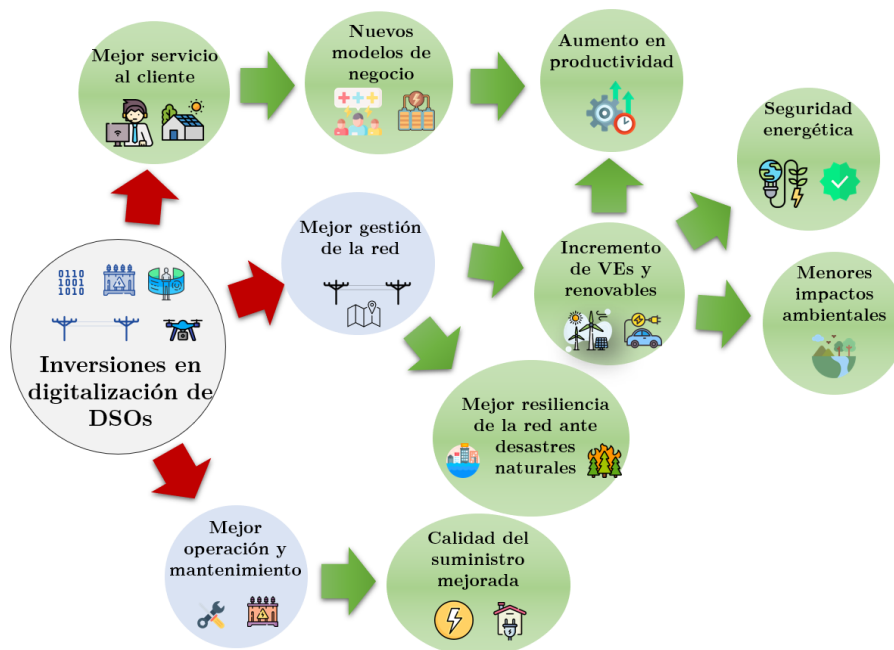


Figura 14. Beneficios directos e indirectos de las inversiones de los DSOs dentro del ecosistema de las redes de distribución.

Beneficios directos para los DSOs

Los DSOs invierten estratégicamente en aplicaciones digitales para mejorar las funcionalidades básicas en áreas de actividad clave. Estas áreas incluyen una mejor toma de decisiones, nuevos productos y servicios, y una mejor planificación, operación y mantenimiento de la red. Las inversiones afectan a la planificación de la red, la construcción y la gestión de proyectos, el mantenimiento de la red, la explotación y el control de la red, las relaciones con los clientes y la maximización de los ingresos.

Estas áreas son esenciales para garantizar unos servicios de distribución de electricidad fiables y eficientes, y se describen a continuación:



Planificación de la red: es una parte importante de las actividades de un DSO que implica evaluar y diseñar la red de distribución para satisfacer las necesidades cambiantes. El análisis avanzado de datos y los algoritmos de previsión son dos ejemplos de la importancia de las tecnologías digitales en este sector. Estas tecnologías permiten recopilar y analizar información sobre el rendimiento de la red, la producción de energías renovables y los patrones de uso de la energía. Los DSOs pueden utilizar esta información para influir en las decisiones sobre el futuro desarrollo de la red, las mejoras de las infraestructuras, el crecimiento de la carga y las necesidades de capacidad. Con un enfoque estratégico, la red de distribución se hace lo más eficiente posible para satisfacer la demanda presente y futura.



Construcción y gestión de proyectos: la digitalización desempeña un papel crucial en la construcción de la red y la gestión de proyectos, donde los DSOs ponen en marcha iniciativas de infraestructura de red. La utilización de la tecnología de los Sistemas de Información Geográfica (SIGs) para la planificación de la red en la construcción y gestión de proyectos es un ejemplo de los beneficios de la digitalización. Con la ayuda de los SIGs, los DSOs pueden elaborar mapas precisos y representaciones visuales de sus redes que incluyan detalles sobre la ubicación, naturaleza y estado de elementos de infraestructura como transformadores, cables y subestaciones.



Mantenimiento de la red: engloba la inspección, el mantenimiento y la reparación periódicos de los activos de la red para garantizar su rendimiento, fiabilidad y longevidad óptimos. Esto incluye actividades como la inspección de equipos, el mantenimiento preventivo y la resolución de fallos o averías. Un ejemplo concreto, ya mencionado anteriormente, de cómo la digitalización beneficia al mantenimiento de las redes de distribución es el uso de drones con fines de inspección y supervisión. Los drones capturan imágenes y vídeos de alta resolución, que luego se analizan mediante algoritmos avanzados de reconocimiento de imágenes y análisis de datos.



Operación y control de la red: implica la supervisión, el control y la coordinación en tiempo real de la red de distribución para mantener un funcionamiento estable y eficiente. Esto incluye actividades como el equilibrio de la carga, la detección y restauración de averías, la regulación de la tensión y la gestión de las interrupciones de la red. Un caso concreto de cómo la digitalización beneficia al funcionamiento y control de la red es la implantación de sistemas avanzados de supervisión y control de la red. Estos sensores controlan continuamente la red y proporcionan información valiosa sobre su estado operativo. Estos elementos pueden controlar la estabilidad de la red, detectar posibles problemas o

anomalías y tomar decisiones con conocimiento de causa para mantener un funcionamiento fiable y eficiente de la red.

Asimismo, una aplicación de elevado potencial en las redes de distribución eléctrica de media y baja tensión es la estimación de estado. Ésta se engloba en el control y la operación de la red, donde la estimación de estado es capaz de, con un número reducido de datos y sensores, estimar las variables del sistema eléctrico (magnitud de tensión, ángulo de fase, flujos de potencia, etc.) en tiempo real (Ahmad et al., 2018). Mientras que la estimación del estado es utilizada habitualmente por los TSOs para la supervisión y el control, su aplicación en las operaciones de los sistemas de distribución es relativamente limitada. El uso de la tecnología de estimación del estado por parte de los DSOs puede aportar varias ventajas. En primer lugar, permite a los DSOs mejorar su conocimiento de la situación obteniendo información precisa y oportuna sobre el estado de la red de distribución, lo que facilita una supervisión y un control eficaces. En segundo lugar, la estimación del estado permite identificar cualquier anomalía o condición anormal en la red, como desviaciones de tensión o sobrecargas en las líneas, lo que permite tomar medidas proactivas para mitigar posibles problemas. Además, la estimación del estado puede contribuir a reducir los costes de los DSOs al reducir la dependencia de sensores y mediciones físicas. Así, este enfoque permite a los DSOs alcanzar un mayor nivel de observabilidad y visibilidad del sistema sin inversiones significativas en infraestructura.



Servicio al consumidor: Se centra en la gestión de las consultas de los clientes, las solicitudes de nuevos clientes, la prestación de asistencia y la satisfacción del cliente. Un ejemplo dentro de esta área es el despliegue de portales de autoservicio para clientes o aplicaciones móviles. Los clientes pueden utilizar estas plataformas para acceder a sus estadísticas de consumo eléctrico, datos de pago y perspectivas energéticas personalizadas. Los usuarios pueden controlar su consumo de electricidad, analizar sus costes energéticos y tomar decisiones bien informadas para optimizar sus pautas de consumo.



Maximización de ingresos permitidos: Esta categoría incluye el uso de tecnologías digitales para explorar iniciativas como la gestión de la demanda, el diseño de tarifas, la protección de los ingresos y la exploración de nuevas fuentes de ingresos a través de servicios de valor añadido o modelos de precios innovadores. Otro ejemplo de inversiones y tecnologías digitales que contribuyen a maximizar los ingresos de los DSOs es la implantación de sistemas de mantenimiento predictivo. Al supervisar continuamente el estado y el rendimiento de los activos de la red, los DSOs pueden detectar posibles fallos o averías antes de que se produzcan. Este enfoque proactivo permite intervenciones de mantenimiento oportunas, reduciendo la probabilidad de costosas averías de los equipos y el tiempo de inactividad asociado.

Beneficios indirectos de la digitalización en las redes de distribución eléctrica

La digitalización de las redes de distribución aporta numerosos beneficios que van más allá de las ventajas directas para los DSOs. Estos beneficios tienen un impacto significativo en los consumidores, la estabilidad de la red, la expansión de los VEs y las energías renovables, y la aparición de nuevos modelos de negocio. Una categoría de beneficios clave es la mejora de la experiencia de los consumidores. Gracias a la digitalización, los consumidores acceden a una combinación de energías más limpias y renovables. También disfrutan de un uso seguro y fiable de los vehículos y otros aparatos eléctricos, gracias a una mejor planificación de la red por

parte de los DSOs. Los contadores inteligentes desempeñan un papel crucial a la hora de hacer posibles modelos de negocio innovadores como las comunidades energéticas.

La digitalización ofrece a los consumidores la oportunidad de participar activamente en el ecosistema energético. Las plataformas digitales desarrolladas por los DSOs facultan a los consumidores para gestionar su consumo y producción de energía, permitiéndoles comprar y vender electricidad de forma flexible utilizando sus vehículos eléctricos, sistemas de almacenamiento de energía y electrodomésticos. Esta participación activa permite a los consumidores responder a las demandas de la red y recibir una compensación económica por sus servicios (PWC, 2022). Para sortear las complejidades técnicas de estos modelos, han surgido nuevas partes interesadas, como los agregadores y las comunidades energéticas, que gestionan y optimizan estos servicios de forma centralizada. De hecho, las comunidades energéticas, como destaca (IDAE, 2019), pueden aportar varias ventajas. Ofrecen oportunidades de inversión y contribuyen al desarrollo y la aceptación de proyectos de energías renovables. Mediante la gestión de la demanda y la integración de las energías renovables, las comunidades energéticas también producen beneficios medioambientales y promueven la cohesión social, la equidad y la creación de empleo local. En resumen, la digitalización de las redes de distribución no solo beneficia directamente a los DSOs, sino que también permite a los consumidores disfrutar de una combinación energética más limpia, participar activamente en el ecosistema energético y fomentar la aparición de modelos empresariales innovadores como las comunidades energéticas. Estos avances contribuyen al crecimiento económico y a la transición hacia un sistema energético más sostenible.

Es necesaria inversión inicial para aprovechar las ventajas de la digitalización

Tanto el sector público como el privado deben dedicar ciertos recursos para capturar los beneficios potenciales que las tecnologías digitales ofrecen. Sin embargo, hay que tener en cuenta que estos gastos pueden influir inicialmente en los precios de la electricidad de los clientes. La inversión del sector privado es esencial para fomentar el uso de las tecnologías digitales. Sin embargo, el sector eléctrico se beneficiará a largo plazo de estos gastos gracias a la mejora de la planificación de la red, la eficiencia de las operaciones y los bienes y servicios de vanguardia para los consumidores. Junto con la inversión del sector privado, el sector público puede contribuir en el proceso de transformación digital de las redes de distribución eléctrica. El Real Decreto 1125/2021 lo ejemplifica asignando 525 millones de euros de los Planes de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) (BOE, 2021). Esta financiación tiene como objetivo fomentar la aplicación de soluciones digitales en las redes de distribución y reforzar las redes eléctricas para dar cabida a la infraestructura necesaria para la recarga de vehículos eléctricos. Se espera que la inversión estratégica en digitalización facilitada por el RD 1125/2021 supere los retos a los que se enfrentan los DSOs y desbloquee los beneficios potenciales para las partes interesadas del sector eléctrico. Asimismo, se espera que estas inversiones mejoren el rendimiento de la red, así como posibiliten la integración eficiente de las fuentes de energía renovables, contribuyendo a la sostenibilidad y resiliencia del sistema eléctrico.

Seguidamente, el presente informe se centra en explorar los beneficios específicos que la inversión pública de 525 millones de euros puede aportar a los DSOs y otros actores.

5. Evaluación costes y beneficios de la digitalización y modernización de la red eléctrica de distribución

5.1. Inversiones dentro del Real Decreto 1125/2021

De acuerdo con lo mencionado en el Capítulo 2, el Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (PRTR) de España asigna un total de 1.050 millones de euros de gasto, de los cuales 525 millones proceden del PRTR, para la digitalización y modernización de las redes eléctricas para la infraestructura de recarga de VEs. Los informes de la CNMC para 2021 y 2022, (CNMC, 2022b) y (CNMC, 2022c), incluyen información exhaustiva sobre la forma en que los DSOs españoles utilizaron estos fondos. La Tabla 2 detalla cuánto gastaron realmente los DSOs en el PRTR, cuánta financiación del PRTR se asignó, cuánto se utilizó y cuál es el excedente durante los años 2021 y 2022. Cabe destacar que, en el primer año, 2021, un porcentaje considerable de estos fondos quedó sin utilizar. Está previsto que la CNMC publique más información a finales de 2023.

Tabla 2. Información sobre el gasto real (en millones de euros) del PNR por parte de los DSOs al año. Fuentes: (CNMC, 2022b, 2022c)

CONCEPTO \ AÑO	2021	2022	2023	TOTAL
Cantidad asignada por el RD 1125/2021 50% subvencionada por los PRTR	454	296	300	1.050
Cantidad real solicitada por los DSOs anualmente	219,3	299,0 (**)	(*)	
Cantidad real no utilizada por los DSOs anualmente	117,4	0	(*)	

(*) Se espera que la CNMC publique la información a finales de 2023.

(**) Importe superior al asignado en el RD 1125/2021, por lo que el PRT cubrirá menos del 50%, según se detalla en (CNMC, 2022c).

Además, los informes de la CNMC ofrecen un desglose de cómo se utilizan estos fondos en diferentes tecnologías de digitalización e infraestructuras de recarga de VE. La Tabla 3 muestra los tipos de gasto para 2021 y 2022, incluyendo salas de control, elementos para la digitalización y automatización de la red, e infraestructura para puntos de recarga de VE públicos con una capacidad de potencia superior a 250 kW. Estas inversiones serán el objeto de la evaluación de beneficios realizada en este documento.

Tabla 3. Información por tipo de gasto (en M€) de los fondos por DSOs, en 2021 y 2022. Fuentes: (CNMC, 2022b, 2022c)

TIPO DE GASTO	DESCRIPCIÓN (CNMC, 2022B)	2021	2022	TOTAL
1. DESP_PRTR	Salas de control y elementos de control necesarios para la digitalización de la red.	139,081	171,308	310,389
2. IBO_PRTR	Elementos para la digitalización y automatización de redes: otras instalaciones técnicas de distribución asociadas a redes inteligentes, telemedida de activos digitales, sistemas de comunicación y sistemas de gestión técnica.	80,205	125,664	205,869
3. V.E._PRTR	Se realizan inversiones para el desarrollo y refuerzo de la infraestructura de puntos de recarga de vehículos eléctricos de uso público de potencia superior a 250 kW, por mandato normativo.	0	2,631	2,631
TOTAL, A GASTAR POR DSOS		219,286	299,603	518,889

Las categorías DESP_PRTR e IBO_PRTR de la Tabla 3 corresponden a elementos de digitalización, mientras que VE_PRTR corresponde al refuerzo de infraestructuras para puntos públicos de recarga de VE. Estos tipos de gasto se alinean con las tecnologías elegibles recogidas en el artículo 7.2 del Real Decreto 1125/2021, que establece que se consideran financiables con los fondos asignados las inversiones en digitalización y automatización de redes necesarias para la transición energética tipo 2, clasificadas en el anexo de la Circular 6/2019 de la CNMC (BOE, 2019). Así, según la Circular 6/2019 de la CNMC, las tres categorías de inversión: 1. DESP_PRTR 2. IBO_PRTR 3. V.E._PRTR se ilustran en la Figura 15, donde se pueden identificar diferentes tecnologías asociadas a cada categoría.

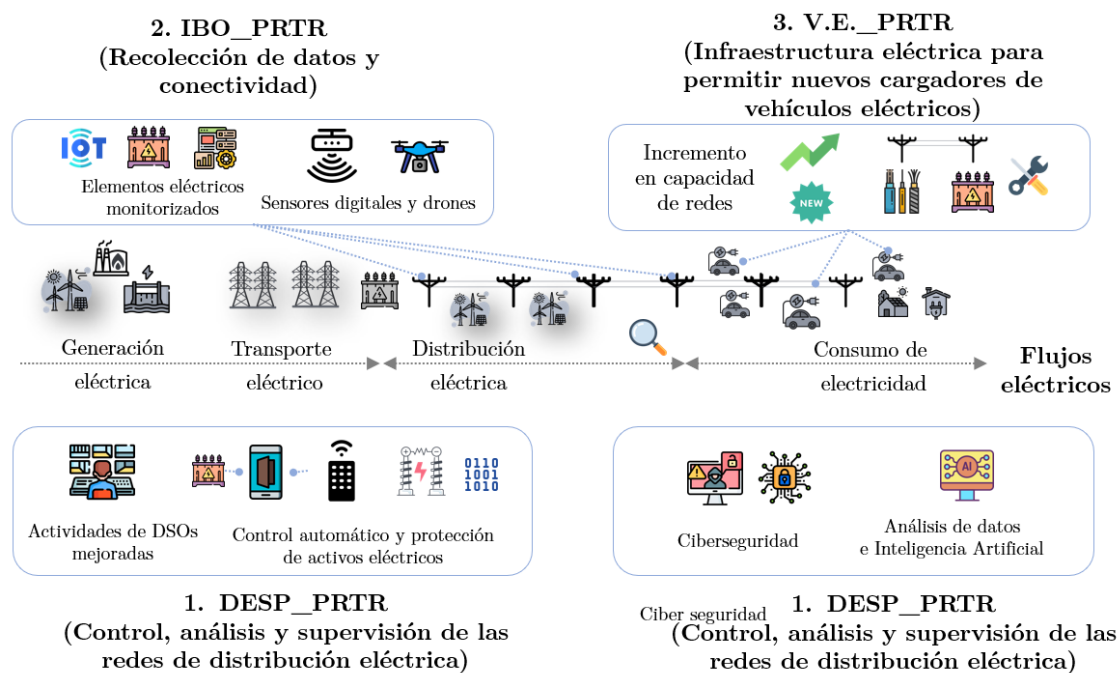


Figura 15. Infografía de las tecnologías clave que deben adoptar los DSOs según (BOE, 2019).

A falta de más información, se utilizarán las inversiones mencionadas de 2021 a 2022, ya que no se dispone de información para 2023. En particular, se suponen cifras específicas relativas al número de sensores, subestaciones digitales y horas de personal dedicadas a nuevos análisis de datos y software, de acuerdo con las principales tecnologías de digitalización destacadas en varios estudios (Deloitte, 2019) (ABB, 2020) y su relevancia esperada, intereses y costes de implementación. Esta hipótesis sobre la distribución específica de la inversión, agregada para todos los DSOs de España, se muestra a continuación:

▪ **1. DESP_PRTR: 310,4 M€**

- 1.1. Modernización de subestaciones con elementos de supervisión y control: 50% (155,2 M€)
- 1.2. Modernización de salas de control de redes de distribución: 40% (124,2 M€)
- 1.3. Herramientas avanzadas de análisis de datos: 9% (27,9 M€)
- 1.4. Personal y recursos de ciberseguridad: 1% (3,1 M€)

- **2. IBO_PRTR: 205,9 M€**

2.1. Nuevos elementos de inspección y monitorización de la red como drones: 10% (20,6M€)

2.2. Sensores y monitorización en la red: 30% (61,8 M€)

2.3. Nuevos sistemas de comunicación inalámbricos y por cable: 25% (51,5 M€)

2.4. Sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA): 20% (41,2 M€)

2.5. Sistemas de supervisión, control y adquisición de datos en baja tensión: 15%(30,9M€)

- **3. EV_PRTR: 2,6 M€**

3.1. Inversión en ampliación de capacidad de nueva red en transformadores y líneas para integrar nueva infraestructura de recarga de vehículos eléctricos: 100% (2,6 M€)

Una vez definidas las inversiones de los DSOs, el siguiente paso es evaluar sus beneficios potenciales.

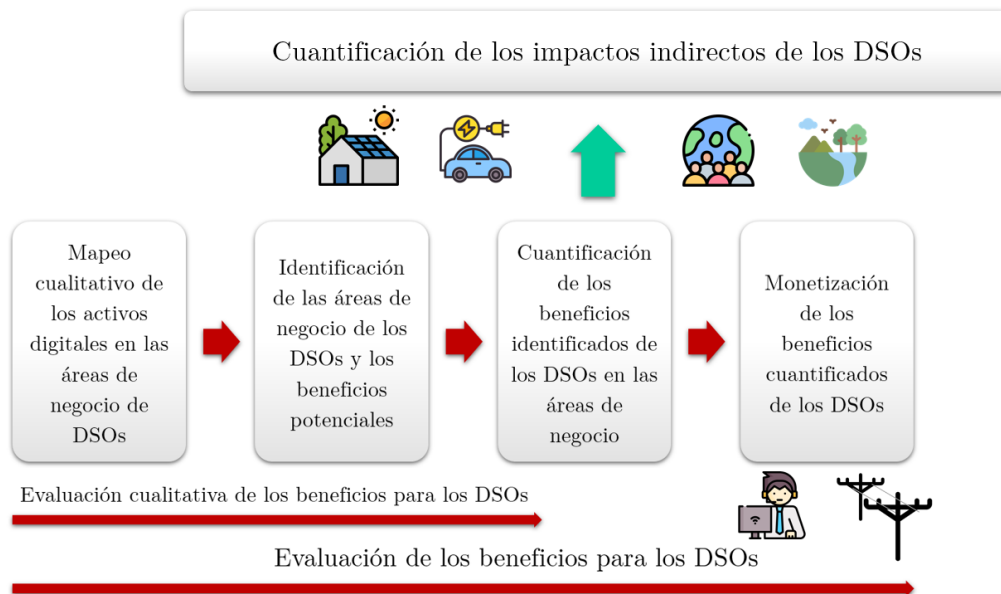


Figura 16. Metodología para evaluar los beneficios de los proyectos de redes inteligentes. Elaboración propia basada en (Giordano et al., 2012).

En este estudio, adoptamos un enfoque de beneficios múltiples, siguiendo los pasos generales del *EC Joint Research Centre (JRC, 2012)* para evaluar el impacto económico de las inversiones en redes inteligentes. Se trata de evaluar las repercusiones directas del gasto de 1.050 millones de euros en los DSOs y las repercusiones indirectas en otras partes interesadas, como los consumidores de electricidad, los propietarios de VEs y el medio ambiente. En primer lugar, se estudiarán los DSOs por separado y se obtendrán las categorías de beneficios tras asignar los distintos activos y tecnologías a las aplicaciones de los DSOs. Esto ayuda a identificar los beneficios directos e indirectos obtenidos por los DSOs y otras partes interesadas para facilitar la posterior evaluación de costes y beneficios que afecte a una o varias áreas y partes interesadas. Siguiendo esta metodología, se realizará una evaluación de los beneficios.

5.2. Impactos directos de los fondos en los gestores de las redes de distribución

La categorización de los beneficios de los DSOs facilita la identificación de los estudios individuales que abordan la digitalización y el refuerzo de la infraestructura eléctrica. Así, teniendo en cuenta la información facilitada en la Sección 5.1, se realiza una estimación de un conjunto de efectos cuantitativos sobre los DSOs, de las inversiones por valor de 1.050 M€.

Valor para los DSOs en la planificación de la red

La planificación de la red para los DSOs se refiere al proceso estratégico de diseño y desarrollo de la red de distribución de electricidad para satisfacer eficientemente la creciente demanda e integrar nuevos clientes eléctricos. En esta categoría de valor para los DSO, nos centramos en el despliegue de tecnologías digitales que proporcionen 1) nuevas mediciones sobre la red (ya que las mediciones de los contadores inteligentes suelen estar protegidas por legislaciones sobre privacidad), cuyas tensiones pueden ser desconocidas en ciertas partes de la red (especialmente en líneas de media tensión y baja tensión), y 2) nuevas flexibilidades para reducir los picos de carga en líneas y transformadores de la red. Estos elementos pueden ayudar a detectar zonas de ineficiencia o congestión y optimizar el funcionamiento de la red sin necesidad de grandes inversiones en infraestructuras. Para ello se necesitan nuevos dispositivos de control y mediciones. Suponiendo que estos elementos se financien con las inversiones 1.1., 2.2., 2.3., 2.4. y 2.5., esto supone un total aproximado de 361,1 millones de euros. Con estos fondos, los activos digitales que se pueden obtener son:

- Nuevas subestaciones digitales para operar y controlar la red más cerca del tiempo real (menor latencia) y mejora de la infraestructura de medición avanzada.
- Nuevos sensores en transformadores de potencia en media y baja tensión.
- Herramientas de previsión para estimar la evolución de la utilización de la capacidad en los activos de la red de distribución.

De estos costes unitarios pueden derivarse varias combinaciones de activos digitales. Sin embargo, en línea con las tendencias actuales, estimamos la modernización e instalación de medidas en líneas y subestaciones como los objetivos de gasto clave. Para estimar los costes, se utilizan como referencia los costes unitarios de la CNMC para redes de distribución (BOE, 2015), junto con información de diversos proyectos. Los costes estimados incluyen aproximadamente 47.250 € para la modernización de subestaciones de baja tensión, una estimación aproximada de 100.000 € para la modernización de subestaciones de media tensión, y un supuesto de 10 M€ para el despliegue de una nueva subestación de alta tensión (GE, 2021).

Del mismo modo, el desarrollo de previsiones y software suele depender principalmente de las horas de trabajo de técnicos y científicos de datos. Suponiendo que el salario de un científico de datos sea de 50 euros/hora y que el periodo de implantación sea de un año, se espera que el coste unitario de una herramienta digital de previsión o control sea de unos 100.000 euros. Suponiendo que se inviertan 361,1 millones de euros en estas tecnologías, podrían llevarse a cabo más de 2.000 modernizaciones de subestaciones de baja tensión y 200 modernizaciones

de subestaciones de media tensión, así como más de 20 nuevas soluciones de software para los DSOs⁴.

Para cuantificar las repercusiones del aplazamiento de las inversiones y la utilización de la detección precoz de anomalías en las redes de distribución, es crucial destacar su potencial como fuentes de ingresos clave. Al invertir en nuevas tecnologías de comunicación y sensores desplegados en zonas cruciales como las subestaciones eléctricas, se hace posible la supervisión en tiempo real de los flujos de electricidad en los transformadores y cables conectados. Este seguimiento facilita la evaluación inmediata de la utilización de la capacidad de cables y transformadores. Como muestran las perspectivas de crecimiento de la demanda futura de electricidad (REE, 2021), puede resultar necesario reforzar o actualizar la capacidad de estos activos en los próximos años. Por lo tanto, el aplazamiento de las inversiones puede ofrecer un valor significativo a los DSOs en España. Según las previsiones, se espera que los DSOs gasten más de 7.300 millones de euros en reforzar o mejorar la red de distribución entre 2020 y 2030 (Deloitte, 2021). El aplazamiento de una parte de estas inversiones puede permitirles liberar efectivo para seguir modernizando sus sistemas e invertir posteriormente en nuevos proyectos innovadores. El concepto de posponer la inversión reduciendo la utilización de la capacidad de los activos se representa en la Figura 17.

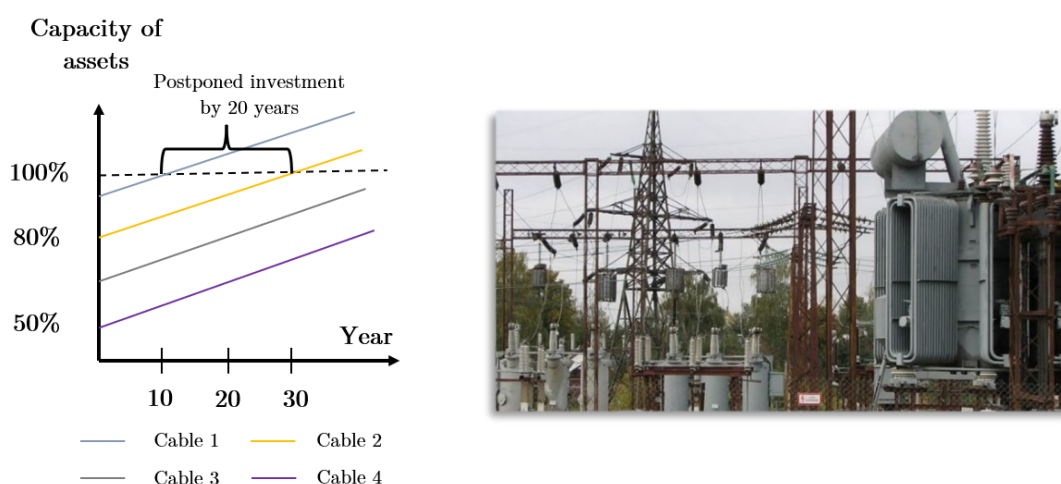


Figura 17. Activos eléctricos en las redes de distribución y utilización prevista de su capacidad con el aumento de la electrificación. Fuente: elaboración propia y Portal de Ingeniería Eléctrica, respectivamente.

Considerando los efectos de las tecnologías digitales para aumentar la transparencia sobre el estado de los activos eléctricos y su utilización, pueden derivarse dos escenarios:

- **Escenario 1:** cuando se monitorizan, las líneas y los transformadores están menos cargados de lo esperado. En este caso, las posibles inversiones pueden posponerse a años futuros, aliviando los flujos de caja de los DSOs y permitiéndoles asignar esos fondos a otras actividades. Los beneficios de posponer las inversiones deben compararse con las inversiones en nuevas aplicaciones digitales.

⁴ En futuros estudios, esta estimación deberá obtenerse mediante la colaboración con las partes interesadas y encuestas sobre los distintos proyectos relacionados con la digitalización de las redes de distribución dentro de los planes de los DSOs.

- **Escenario 2:** cuando se monitorizan, las líneas y los transformadores están más cargados de lo previsto. Esta situación puede provocar sobrecargas en los cables y aumentar la probabilidad de averías en los componentes. Por lo tanto, es crucial identificar los elementos más cargados para priorizar las inversiones y minimizar futuros fallos en la red.

En relación con el escenario 1, las subestaciones digitales y la flexibilidad pueden ofrecer una solución para hacer frente a los altos picos de carga en las subestaciones, situación habitual en escenarios con alta penetración de renovables. Según ABB, fabricante de tecnología, las subestaciones digitales ofrecen varias ventajas. Permiten el comercio transaccional, reduciendo los picos de demanda en un 8%. Además, proporcionan una clasificación dinámica de cables y transformadores, lo que permite aumentar la capacidad entre un 5 % y un 20 % mediante la supervisión de las condiciones de los activos y la asignación segura de la carga. Las subestaciones digitales también pueden optimizar las pérdidas y los perfiles de tensión para la integración de VEs y sistemas de almacenamiento fotovoltaico (ABB, 2019). sumiendo las capacidades de potencia de las subestaciones de baja tensión y media tensión de alrededor de 2 MVA y 20 MVA de capacidad, respectivamente, tomando los valores de aumento de capacidad del 10 % de ABB, se pueden desarrollar 800 MW de nueva capacidad (Electrical Engineering Portal, 2022). En este caso, se estima que la nueva capacidad puede representar la integración de 174.000 nuevos hogares de 4,6 kW de potencia instalada que, con un consumo medio por hogar de 4.000 kWh y una tarifa de acceso de los DSOs de 0,06 €/kWh, puede resultar en 41,7 M€ de ingresos anuales sólo en adiciones de capacidad. La estimación anterior se apoya en las cifras iniciales dadas por uno de los DSOs, I-DE, sobre este asunto, que se estima en 400 MW (i-DE, 2023).

En cuanto al escenario 2, al identificar los cables más cargados y priorizar las inversiones, se puede mejorar el rendimiento global de la calidad y la seguridad del suministro. Así, pueden evitarse las interrupciones. De este modo, se mejora la eficiencia operativa, se reducen los costes de explotación y se garantiza una integración sin problemas de los nuevos clientes eléctricos en la infraestructura de red existente. Además, en lo que respecta a la resistencia de la red, una mejor planificación gracias a la digitalización puede prever las zonas en las que es más probable que se produzcan catástrofes naturales, mitigando sus efectos.

Además de la digitalización, parte de los gastos de los DSOs se dedicarán a la planificación de la red y a la construcción de nueva capacidad que pueda utilizarse para asignar, entre otros clientes, nuevos puntos de recarga de vehículos eléctricos de 250 kW (CNMC, 2022c). Cabe recalcar que los DSOs no son los operadores ni los promotores de los puntos de recarga, sino que se identifican como la entidad que debe proporcionar la capacidad energética suficiente para facilitar la conexión de los puntos de recarga.

Construcción y gestión de proyectos

Las tecnologías digitales como la realidad virtual (RV), integradas con bases de datos exhaustivas sobre activos eléctricos, averías y condiciones ambientales, son muy prometedoras para mejorar la construcción y la gestión de proyectos en las redes de distribución. Al aprovechar las capacidades de visualización inmersiva y simulación de la RV, las partes interesadas pueden tomar decisiones basadas en datos y simulaciones, optimizar los planes de proyecto e identificar proactivamente posibles problemas. Esto contribuye a agilizar los procesos de construcción, reducir las repeticiones y mejorar los resultados de los proyectos. El

acceso a información exhaustiva sobre activos eléctricos, fallos históricos y condiciones ambientales facilita una planificación y una asignación de recursos superiores.

En el contexto de las redes de distribución españolas, se calcula que la adopción de la tecnología de RV, junto con bases de datos integradas, puede suponer un ahorro anual superior a 10 millones de euros (Gridspertise, 2022). Estos ahorros se derivan de la optimización de los planes de proyecto, la agilización de los procesos de construcción, el aumento de la colaboración, la mejora de la formación y la gestión proactiva de los activos. El valor que aportan la RV y las bases de datos reside en su potencial para transformar las prácticas de gestión de proyectos, impulsar la eficiencia y, en última instancia, contribuir al éxito de la ejecución de los proyectos de redes de distribución.

Mantenimiento de la red

Un mantenimiento adecuado es de suma importancia para que los DSOs aumenten la vida útil de los activos, algo especialmente crítico en España dada la actual estructura de edad de las redes de distribución, sobre todo las de baja tensión. Sin embargo, los DSOs se enfrentan a retos a la hora de localizar averías y responder rápidamente a ellas. En este contexto, la aparición de soluciones digitales ha revolucionado el proceso de mantenimiento de la red, ofreciendo numerosas ventajas. Aprovechando el poder de los datos, los DSOs pueden pasar de estrategias de mantenimiento correctivas, cuando ocurre un fallo, a predictivas. Mediante análisis avanzados y algoritmos de aprendizaje automático, pueden analizar datos históricos de fallos, condiciones ambientales e indicadores de rendimiento de los activos para identificar patrones y predecir posibles fallos. Este enfoque proactivo permite a los DSOs priorizar los esfuerzos de mantenimiento, asignar recursos de manera eficaz y abordar los problemas antes de que se agraven. Una ventaja significativa de las soluciones digitales es la capacidad de supervisar y diagnosticar activos a distancia. Con la integración de sensores y dispositivos de recolección de datos, los DSOs pueden recopilar datos en tiempo real sobre el rendimiento, el estado y los parámetros de salud de los activos. Esta capacidad de monitorización remota reduce la necesidad de inspecciones físicas, ahorrando importantes horas de trabajo y costes asociados. Los DSOs pueden evaluar a distancia la salud de los activos, detectar anomalías y activar acciones de mantenimiento solo cuando sea necesario, optimizando la utilización de los recursos y minimizando el tiempo de inactividad.

Además, las soluciones digitales facilitan la optimización de los procesos de mantenimiento mediante la automatización y algoritmos inteligentes. Aprovechando los datos históricos, los programas de mantenimiento y las condiciones de los activos, los algoritmos pueden optimizar los planes de mantenimiento, dando prioridad a los activos críticos y optimizando la asignación de recursos de mantenimiento. El resultado es una mayor eficiencia operativa, una reducción de costes y una mayor fiabilidad de la red de distribución. Gracias al análisis de datos, los DSOs pueden realizar un mantenimiento predictivo que evita inspecciones y ahorra muchas horas de trabajo. Según (Chaves et al., 2021), la reducción potencial de los costes de mantenimiento se estima en un 21%. Suponiendo que con los fondos del PNTR los DSOs puedan alcanzar el 20% de dicho potencial, esto puede representar más de 43 M€ para el total del sector de distribución español anualmente, considerando que los costes de operación y mantenimiento permitidos para los tres mayores DSOs en 2019 fueron de 1.044 M€ (MITECO, 2022).

Operación y control de la red

Los DSOs pueden mejorar significativamente la calidad de su suministro eléctrico adoptando la digitalización e implantando sistemas de control automatizados en sus subestaciones. Al integrar diversos elementos de automatización y control, los DSOs pueden optimizar los procesos de mantenimiento y planificar eficazmente sus operaciones de red. Esto resulta crucial a medida que los DSOs se esfuerzan por integrar sin problemas nuevas fuentes de energía renovable y auto consumidores en sus redes eléctricas, al tiempo que garantizan la continuidad y fiabilidad del suministro eléctrico sin requerir inversiones sustanciales en infraestructuras.

Los sistemas de control automatizados implantados en las subestaciones permiten supervisar y gestionar en tiempo real los flujos y tensiones dentro de la red. Mediante el despliegue de sensores avanzados y dispositivos inteligentes, los DSOs pueden recopilar continuamente datos sobre consumo eléctrico, niveles de tensión y otros parámetros importantes. Estos datos se analizan y procesan mediante sofisticados algoritmos que optimizan el funcionamiento de la red. Por ejemplo, cuando hay un exceso de generación de energía renovable, los sistemas de control automatizados pueden regular de forma inteligente el flujo de energía, garantizando una utilización eficiente y evitando la congestión de la red. Al ajustar dinámicamente los niveles de tensión y redirigir los flujos de energía, los DSOs pueden mantener la estabilidad de la red y minimizar las pérdidas de energía.

Además, los sistemas automatizados son capaces de detectar anomalías o fallos potenciales y poner en marcha acciones proactivas de mantenimiento. Este enfoque proactivo minimiza el tiempo de inactividad y mejora la fiabilidad general del sistema. Es importante señalar que los beneficios de las aplicaciones digitales se extienden más allá de áreas específicas dentro de una organización, impactando en múltiples actividades simultáneamente y en diferentes intervalos de tiempo. Por ejemplo, la implantación de nuevos controles puede aliviar la sobrecarga de cables en el presente, lo que a su vez puede influir en futuras sustituciones de activos eléctricos, evitando en última instancia la necesidad de invertir en nuevos activos. Minimizar los fallos con el control y las operaciones de las subestaciones inteligentes puede aportar importantes beneficios a los DSOs. De hecho, pueden reducir considerablemente la duración de los fallos, lo que en última instancia afecta a la maximización de los ingresos.

Los DSOs también se enfrentan a la preocupación de los ciberataques a medida que las subestaciones digitales y los sistemas interconectados se hacen más frecuentes en el sector energético. Sin embargo, la digitalización puede servir como herramienta crucial para mitigar estos riesgos y garantizar la seguridad de las operaciones de los DSOs. Es esencial que los DSOs inviertan en subestaciones digitales y en un sólido software de ciberseguridad para salvaguardar sus infraestructuras y contrarrestar eficazmente las ciber amenazas. La integración de medidas de ciberseguridad en las subestaciones digitales ayuda a abordar las vulnerabilidades que surgen de las redes interconectadas y del intercambio de datos. Los DSOs pueden crear canales de comunicación seguros y proteger sus infraestructuras vitales del acceso ilegal poniendo en práctica modernos protocolos de seguridad y técnicas de encriptación.

Una de las principales preocupaciones es el impacto financiero potencial de un robo de datos. Un robo de datos puede acarrear importantes pérdidas financieras, como indican los estudios realizados por (IBM, 2022), que estiman unos costes superiores a 4,7 millones de euros. Además, el tiempo y los recursos necesarios para remediar la violación pueden ser considerables, lo que supone la pérdida de aproximadamente 50 horas de trabajo. Por lo tanto,

las inversiones en infraestructuras y prácticas de ciberseguridad resultan esenciales para mitigar estos riesgos. Los DSOs pueden identificar y responder proactivamente a las ciber amenazas estableciendo fuertes medidas de seguridad, incluyendo cortafuegos, sistemas de detección de intrusos y monitorización continua. Estas precauciones ayudan a protegerse contra accesos no autorizados, violaciones de datos y posibles cortes de la red.

Maximización de ingresos regulados

La digitalización de la planificación de la red, el mantenimiento, el control, la gestión de proyectos y el servicio al cliente aporta nuevos clientes y reduce los costes existentes, lo que contribuye a los beneficios de los DSOs. Además, en España, el regulador del mercado incentiva a los DSOs para que reduzcan las pérdidas eléctricas, luchen contra el fraude energético y mejoren la calidad del servicio. Esto se hace mediante un conjunto de recompensas y penalizaciones en función de los kWh de pérdidas de energía y de la frecuencia y los minutos de interrupciones de los clientes.

Las pérdidas de energía son un importante factor de eficiencia en las redes de distribución. Cuanto más antiguos son los activos y mayores son los fraudes y las interrupciones por averías y mantenimiento, mayores son las pérdidas de electricidad. Por ello, se incentiva a los DSOs a reducir las pérdidas en cada periodo regulatorio. En este sentido, utilizando nuevos activos, un mejor mantenimiento y la digitalización, pueden reducir las pérdidas de la red, cuyos incentivos y penalizaciones anuales alcanzaron los 18 millones de euros en el caso de I-DE (grupo Iberdrola) y los 4,9 millones de euros en el de e-distribución (grupo Endesa), debido a su evolución en las pérdidas de electricidad. La calidad es también un factor relevante para los clientes de electricidad y, por tanto, para el regulador. Por ello se establece un conjunto de incentivos y penalizaciones para garantizar un nivel adecuado y creciente de calidad de suministro. Estos incentivos pueden oscilar entre el 2% y el -3% de los ingresos permitidos para incentivar las mejoras o penalizar el empeoramiento de la calidad. Por ejemplo, I-DE recibió en 2018 alrededor de 3,5 millones de euros gracias a las mejoras de la calidad.

Asimismo, gracias a la analítica de datos y la IA, e-distribución pudo recuperar 795.000 MWh en 2021, equivalentes al consumo eléctrico de 240.000 hogares (Endesa, 2022). Se calcula que esto representa más de 9 millones de euros para el DSO, recuperados anualmente mediante tarifas de red. Además de esta cantidad, el regulador incentiva esta recuperación de energía con el 20% de los 9 M€ recuperados mediante tarifas de red, con un total de 1,8 M€. Suponiendo que estos 9 M€+1,8 M€ (10,8 M€) puedan ser alcanzados al menos por los tres grandes DSOs, cuya inversión en digitalización es mayor, este beneficio supone un total de 32,4 M€.

Se espera que el despliegue de tecnologías digitales en diversos aspectos de la red eléctrica, como la planificación, el mantenimiento, la explotación y el control de la red, la gestión de proyectos y el servicio al cliente, tenga un impacto duradero. Estos avances digitales ofrecen ventajas significativas en términos de optimización de la infraestructura de la red, mejora de los resultados de los proyectos, mejora de las prácticas de mantenimiento y posibilidad de un funcionamiento eficiente de la red. Sin embargo, es fundamental admitir que la materialización de estos beneficios puede requerir inversiones continuas para el mantenimiento de las tecnologías digitales, que pueden enfrentarse al reto de la obsolescencia técnica temprana. A medida que la tecnología evoluciona rápidamente, las herramientas y plataformas digitales pueden quedar obsoletas, lo que exige actualizaciones y sustituciones periódicas para mantenerse a la vanguardia de la innovación. Este mantenimiento y adaptación continuos para

evitar la obsolescencia tecnológica puede suponer costes adicionales para los operadores de redes eléctricas.

Un aspecto clave a tener en cuenta es la extensión de los beneficios a lo largo del tiempo. La aplicación de soluciones digitales en la planificación de la red puede dar lugar a una optimización de la infraestructura y a la identificación de ineficiencias, lo que se traduce en una reducción de las inversiones en infraestructura. Se prevé que estas ventajas duren más de 15 años, lo que demuestra las ventajas a largo plazo de la digitalización en este campo.

Del mismo modo, se prevé que durante los próximos cuatro o cinco años, la tecnología de realidad virtual, que mejora la construcción y la gestión de proyectos, se generalice y adopte en este mercado. Gracias a esta tecnología se agilizan los procesos, se mejoran los resultados de los proyectos y se fomenta la cooperación entre las partes interesadas. Se prevé que las ventajas generales de la tecnología de realidad virtual perduren mucho después de su primera aplicación, sin perjuicio de que pueda seguir desarrollándose. Sin embargo, es esencial reconocer que el mantenimiento de las tecnologías digitales introduce consideraciones adicionales. Aunque las soluciones digitales como el mantenimiento predictivo y la supervisión remota pueden aumentar la vida útil de los activos y reducir los costes operativos, requieren inversiones continuas para garantizar su eficacia, las cuales requieren un análisis pormenorizado que excede el alcance del presente estudio.

En conclusión, se espera que los beneficios de la digitalización en la planificación, el mantenimiento, la explotación y el control de la red, la gestión de proyectos y el servicio al cliente tengan un impacto duradero. Sin embargo, el mantenimiento de las tecnologías digitales y la lucha contra la obsolescencia técnica plantean retos permanentes que requieren una inversión continua. Aunque los beneficios de la digitalización se extienden a lo largo de un período prolongado y pueden reducir significativamente los costes operativos, es crucial que los operadores de la red eléctrica permanezcan atentos a la gestión del mantenimiento y la evolución de la infraestructura digital para garantizar la sostenibilidad a largo plazo.

Resultados de impactos directos en los DSOs

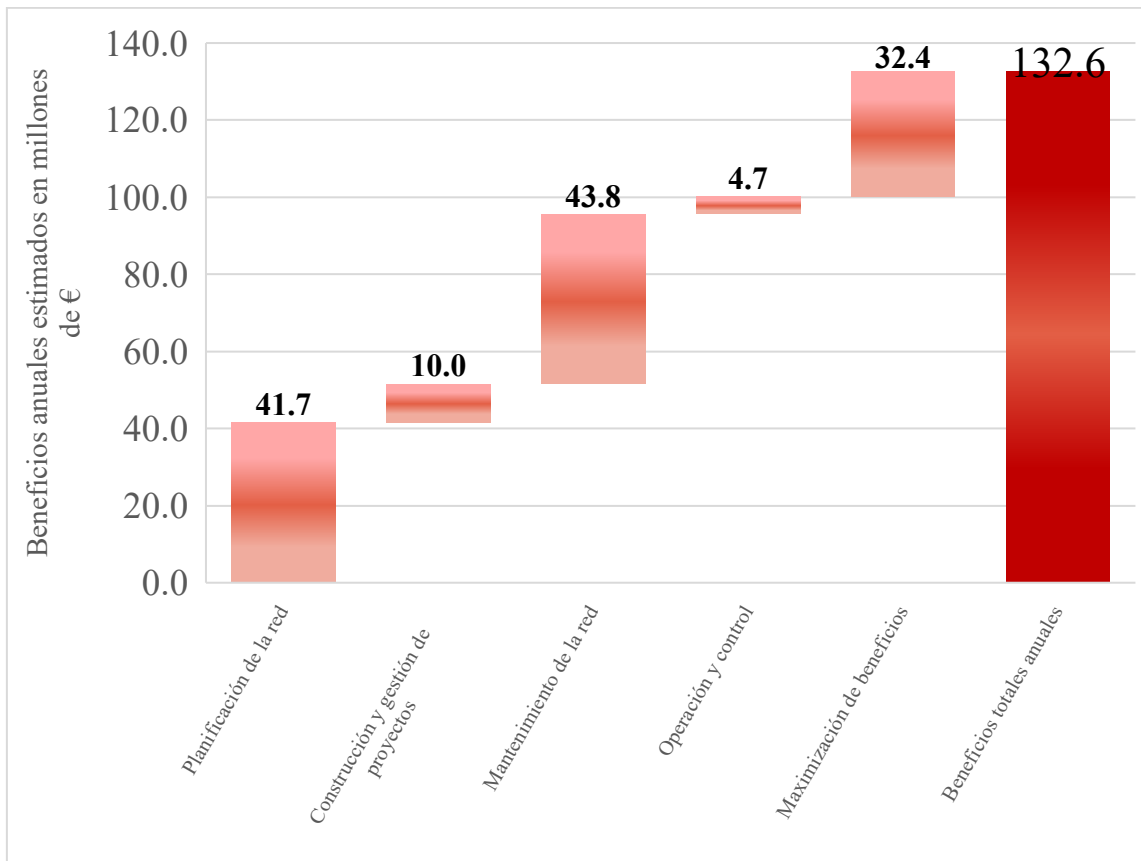


Figura 18. El gráfico ilustra un desglose de los beneficios estimados resultantes de los fondos del Plan Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) para los operadores de sistemas de distribución en función de las funcionalidades clave, lo que pone de relieve las diversas áreas en las que se esperan mejoras y avances mediante el despliegue de tecnologías de digitalización.

Además de los DSOs, los gastos de 1.050 millones de euros permiten una amplia gama de actividades, servicios y beneficios para otros actores en el sistema eléctrico. Estos beneficios se detallan a continuación.

5.3. Impactos sobre la integración de vehículos eléctricos y energías renovables

Teniendo en cuenta los limitados fondos dedicados a ello en el PRNR de alrededor de 2,6 M€ ([3.EV PRTR](#)), y de acuerdo con varios proyectos de despliegue de puntos de recarga de VEs, la capacidad incremental que podría dedicarse a estaciones de recarga de VE podría ser de aproximadamente, 53 MW. Ese cálculo ha considerado el coste de los nuevos transformadores en media tensión para la subestación de 36kV-1kV (16.358 €/MW según (CNMC, 2014)), junto con un factor de seguridad de tres para tener en cuenta los gastos en líneas y trabajo de campo. Suponiendo una potencia de carga máxima elevada (es decir, un cargador rápido) de 35 kW, podrían cargarse 1.513 nuevos VE en las estaciones de carga con las inversiones descritas. Estas cifras serán mayores cuando los propietarios de las estaciones de carga adopten la digitalización, lo que podría evitar posibles congestiones en la red (Deloitte, 2021).

Los nuevos cargadores permitirán un bucle de retroalimentación positiva para los nuevos propietarios de VE y, en consecuencia, el despliegue de más puntos de recarga de VE. La digitalización también contribuye a la asignación de más capacidad de red para los cargadores,

que podrían integrarse sin problemas en una red digitalizada, supervisada y controlada de forma óptima.

Algo similar ocurre con la asignación de nuevas fuentes de energía renovable distribuida. Según los cálculos de Iberdrola (i-DE, 2023), los fondos del RD 1125/2021 permitirán la integración de 1 GW de capacidad de generación eléctrica y un ahorro neto de 2,6 millones de toneladas de CO₂ al año. En este sentido, nuestros cálculos muestran resultados más conservadores. Si esa fuera la nueva capacidad renovable que podría integrarse en la red de cada uno de los tres grandes distribuidores, esa nueva capacidad agregada (3 GW de renovables) funcionando el 30% del tiempo permite generar 7.884 GWh. Adicionalmente, 7.884 GWh producidos con combustibles fósiles (básicamente ciclo combinado). y considerando el factor de emisión típico de una central de ciclo combinado en España (0,37 tCO₂/MWh). resultan en 2,9 M de toneladas de CO₂ evitables al año. A ello habría que añadir las toneladas evitadas por los nuevos vehículos eléctricos asociados a la expansión de la red de recarga inducida por las ayudas del PRTR, pero como se ha visto esta expansión inducida es muy escasa hasta este momento.

El vehículo eléctrico y las renovables proporcionan un conjunto de beneficios ambientales y sociales para los consumidores y la sociedad, que albergan desde la mejora de la seguridad energética española a la reducción de la contaminación urbana y del impacto ambiental. En cuanto a la dependencia energética, en 2021, las importaciones españolas de combustibles fósiles representaron el 70,4 % del total de la energía primaria consumida (MITECO, 2023). Considerando el efecto de los fondos en los diferentes DSOs, en un escenario con 3 nuevos GW de renovables operando el 30% del tiempo, podríamos sustituir aproximadamente 7.884 GWh de electricidad producida por combustibles fósiles, reduciendo la dependencia energética global española en más de un 1%. Como ventaja adicional y clave de las renovables, una generación eléctrica de 7.884 GWh procedente de combustibles fósiles y gas natural representaría, considerando, una eficiencia de las centrales de ciclo combinado del 50% (MITECO, 2016), 15.768 GWh(gas). Asumiendo un precio del gas natural en España a un día de 27€/MWh (MIBGAS, 2023), se podrían ahorrar 425,7 M€ con la integración de estos 3GW de nuevas renovables.

Esto ilustra el hecho de que las inversiones específicas en redes, digitalización y VEs tienen un impacto real en la seguridad energética global y pueden tener un potencial sustancial en los próximos años.

5.4. Impactos en los consumidores finales

La digitalización de las redes de distribución en España conlleva varias ventajas, como el acceso a una combinación de energías más renovables y limpias y el uso seguro y fiable de vehículos eléctricos y electrodomésticos como calderas eléctricas o bombas de calor. Estas ventajas son posibles gracias a una mejor planificación de la red por parte de los DSOs, lo que se traduce en una reducción del número y la duración de las interrupciones del suministro eléctrico. Por ejemplo, según (Deloitte, 2019), las inversiones en digitalización desplegadas en el proyecto de red inteligente en Bilbao, entre 2010 y 2016, han reducido el tiempo de inactividad por interrupciones locales en un 60%, el coste de las inspecciones en un 20% y las pérdidas técnicas en la red en un 10%.

Si llevamos la cifra del 60% de interrupciones locales a un nivel global, podemos cuantificar el potencial de los proyectos de redes inteligentes entre los diferentes DSO utilizando el coste de la energía no suministrada. La cuantificación del valor de la energía no suministrada, conocido como Valor de la Carga Perdida (VoLL), ha sido un área de investigación crucial para justificar la adopción de tecnologías de digitalización para mejorar el funcionamiento y la seguridad de la red. Un estudio exhaustivo realizado por (Linares & Rey, 2013) estimó el VoLL para diferentes regiones y actividades económicas en España. Los valores del VoLL oscilaban entre 0 y 5 €/kWh para los sectores de la agricultura, el transporte, los servicios y la industria, y superaban los 35 €/kWh para el sector de la construcción. A efectos de este debate, puede considerarse un valor medio de 3 €/kWh. Evaluemos ahora el impacto en las redes de distribución españolas en términos de número de horas interrumpidas para los clientes. Según los datos publicados en el MITECO sobre la calidad del suministro eléctrico en España, la duración media de interrupción equivalente (NIEPI) por potencia instalada se sitúa en torno a 0,7 horas de interrupción equivalente al año en zonas urbanas (MITECO, 2020). Así, considerando que la potencia instalada de distribución en España era de 93.895 MVA en 2020 (Red Eléctrica de España, 2021) y los 3€/kWh de VoLL, se realiza una estimación preliminar del VoLL en 197 M€. Si se evita el 60% de estos costes (teniendo en cuenta que los fondos del RD 1125/2021 solo serán una parte de la solución), las tecnologías inteligentes pueden ahorrar 118 millones de euros al año por la mejora de fiabilidad de todo el sistema.

Del mismo modo, en lo que respecta a los clientes finales, las plataformas digitales son una tecnología digital crucial que puede proporcionar beneficios significativos. Estas plataformas, desarrolladas por los DSOs, sirven de puerta de entrada para que los consumidores participen en diversos proyectos, como el autoconsumo y la recarga de vehículos eléctricos. Asimismo, estas plataformas promueven la transparencia, facultando a los consumidores para gestionar activamente su consumo y producción dentro de la infraestructura actualizada de la red eléctrica, como se destaca en un reciente informe sobre el autoconsumo y el papel de los consumidores en los sistemas eléctricos (PWC, 2022). El despliegue de estas plataformas digitales es un mandato explícito del RD 1125/2021, que también exige la implantación de programas digitales destinados a mejorar la calidad del servicio al cliente.

6. Conclusiones y perspectivas futuras

Este estudio ha examinado el impacto de la digitalización en las redes de distribución españolas, centrándose en los beneficios. En concreto, hemos evaluado el papel del Real Decreto 1125/2021, cuyo objetivo es promover la digitalización de las redes de distribución y la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos. Los fondos proporcionados a través de esta norma ofrecen a los DSOs una oportunidad directa para digitalizar sus redes e invertir en nuevas tecnologías. Estas inversiones son cruciales para desbloquear las tendencias de electrificación y lograr una mayor eficiencia, resistencia y preparación para el futuro. Sin embargo, la naturaleza de monopolio regulado de las redes de distribución a menudo dificulta la voluntad de los DSOs de invertir en modernización o de ser tan innovadores como otros sectores. Así pues, estos fondos constituyen una iniciativa positiva para abordar este problema.

No obstante, a pesar de los aspectos positivos de esta iniciativa, se pueden identificar ciertas deficiencias en su implementación. Las preocupaciones en este sentido incluyen la posibilidad de que numerosos beneficios adquiridos por los DSOs como empresas privadas representen una transferencia directa de recursos del regulador. Al mismo tiempo, depender de fondos y soluciones ad-hoc, como subvenciones y asignaciones de proyectos, puede obstaculizar o enmascarar el problema subyacente de la necesidad de reformar las redes de distribución y el papel de los DSOs, así como su régimen retributivo. Para solucionarlo, la reforma debería incluir una remuneración especial para los activos de digitalización, que se enfrentan a una obsolescencia técnica diferente y a riesgos más elevados que los activos convencionales, como las líneas de red y los transformadores eléctricos.

Otro aspecto a destacar es la remuneración de los DSOs en los PRTR, la cual tiende a beneficiar a las empresas más grandes, creando una brecha digital entre los DSOs más grandes y los más pequeños. Por ello, con el fin de garantizar una asignación de fondos más equitativa, podría utilizarse un sistema de subastas con igual participación para todos los DSOs y una selección de proyectos basada en un análisis de costes y beneficios. Además, debería examinarse detenidamente la inclusión de las inversiones en infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos dentro de estos fondos ya que el uso de estas subvenciones para permitir la instalación de infraestructura de recarga de VEs ha sido hasta la fecha prácticamente inexistente, de acuerdo con la información de la CNMC.

Por consiguiente, para optimizar los resultados de la digitalización y la modernización de la red, es necesario abordar varias cuestiones:

- Los regímenes regulatorios deberían incentivar las inversiones digitales garantizando al mismo tiempo una calidad de suministro adecuada. Deben reforzarse los desincentivos relacionados con las reducciones y las interrupciones, y el valor de la energía no distribuida debe integrarse en la planificación de las inversiones de los DSOs.
- Deben implementarse métricas adicionales para complementar las métricas convencionales de calidad y pérdidas. Estas métricas deberían reflejar el grado de digitalización, observabilidad e inteligencia de las operaciones y la planificación de los DSOs, tal como apoyan (E.DSO et al., 2021) y (Chaves et al., 2021).

- La normativa debe facilitar el intercambio de datos procedentes de la monitorización de la red, salvaguardando al mismo tiempo la privacidad de los usuarios y permitiendo el desarrollo de nuevos modelos de negocio para la transición energética.
- De forma adicional, las reformas son necesarias para reducir las barreras burocráticas y aumentar los recursos gubernamentales dedicados a facilitar la integración y conexión de los cargadores eléctricos. La situación actual en España, donde el proceso para poner en funcionamiento un punto de recarga puede durar entre 24 y 32 meses (Portal Movilidad, 2023), requiere una atención inmediata y las reformas necesarias.

A pesar de estas preocupaciones sobre los fondos para apoyar la digitalización, este estudio ha contribuido a demostrar el potencial de la digitalización en las redes de distribución y las ventajas que puede aportar a varios actores en el sistema eléctrico. Este estudio constituye una fase inicial para evaluar los efectos del avance tecnológico y la digitalización, que se han convertido en un motor fundamental de la economía y la competitividad industrial.

Finalmente, esta investigación presenta algunas limitaciones que merecen una investigación más profunda. Reconocemos la necesidad de explorar y reforzar la evaluación cuantitativa de las implicaciones de la digitalización mediante estudios exhaustivos de costes y beneficios basados en modelos y sistemas. Estas evaluaciones deberían tener en cuenta la complejidad de la tecnología digital, la interconexión de activos tangibles e intangibles, las extensas cadenas causales de impactos y el enfoque holístico. Al abordar estos aspectos, podemos mejorar nuestra comprensión de los beneficios de la digitalización y tomar decisiones informadas para optimizar los esfuerzos de modernización de la red y promover la adopción generalizada de las tecnologías digitales.

7. Bibliografía

- ABB. (2019). *Digital solutions... for a more efficient future electricity system*. https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/22629/7-digitala-lo-sningar_mladeborn.pdf
- ABB. (2020). *Digital transformation of the distribution grid*.
- Aelec. (2023). *Asociación de Empresas de Energía Eléctrica*. Sector Eléctrico Español. <https://aelec.es/>
- Ahmad, F., Rasool, A., Ozsoy, E., Sekar, R., Sabanovic, A., & Elitaş, M. (2018). Distribution system state estimation-A step towards smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(November 2016), 2659–2671. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.071>
- Alcanzia. (2023). *¿Cuál es la distribuidora eléctrica en mi zona? – Blog Alcanzia*. <https://alcanzia.es/blog/distribuidoras-electricas-en-espana-por-zonas/>
- ANFAC. (2021a). *16 medidas para impulsar el despliegue de infraestructuras de recarga eléctrica*. <https://anfac.com/wp-content/uploads/2021/01/ANFAC-16-Medidas-para-el-Despliegue-de-Infraestructura-de-Recarga-Elctrica-de-Acceso-Publico.pdf>
- ANFAC. (2021b). *Mapa de Infraestructuras de Recarga de Acceso Público en España*.
- APPA. (2022). *I Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico 2022*. <https://www.appa.es/wp-content/uploads/2023/02/Informe-Anual-Autoconsumo-Fotovoltaico-2022.pdf>
- Bale, C. S. E., Varga, L., & Foxon, T. J. (2015). Energy and complexity: New ways forward. *Applied Energy*, 138, 150–159. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.057>
- BOE. (2015). *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 reg.*
- BOE. (2019). *Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*.
- BOE. (2021). *Real Decreto-ley 1125/2021*. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-21107>
- Chaves, D. J. P., Cossent, D. R., Gómez, D. T., López, D. G., Matanza, D. J., Mateo, D. C., Rodríguez, D. N., & Sánchez, D. M. A. (2021). *La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España*.
- CNMC. (2014). *Propuesta de valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de distribución de energía eléctrica*. https://www.cnmc.es/sites/default/files/1518841_40.pdf
- CNMC. (2022a). *Boletín de indicadores eléctricos de Junio de 2022*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4195294.pdf>
- CNMC. (2022b). *Informe sobre el Análisis de los planes de Inversión Anuales y Plurianuales de las Empresas Propietarias de Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica. Periodo 2021-2023*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4398701.pdf>
- CNMC. (2022c). *Informe sobre el Análisis de los planes de Inversión Anuales y Plurianuales de las Empresas Propietarias de Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica. Periodo 2022-2024*. <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4569846.pdf>
- D’Alfonso, A. (2022). Spain’s National Recovery and Resilience Plan: Latest state of play. *European Parliament Research Service*, January, 10.

- [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/it/document/EPRS_BRI\(2022\)698887](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/it/document/EPRS_BRI(2022)698887)
- Deloitte. (2019). *El sector de fabricación de bienes de equipo eléctrico ante la transición energética: una oportunidad industrial*.
- Deloitte. (2021). *Connecting the dots: distribution grid investments to power the energy transition*. January, 1–18. <https://doi.org/10.1049/icp.2021.2473>
- Di Silvestre, M. L., Favuzza, S., Riva Sanseverino, E., & Zizzo, G. (2018). How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93(May), 483–498. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.068>
- E.DSO, CEDEC, Eurelectric, & GEODE. (2021). *Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective*.
- Electrical Engineering Portal. (2022). *LV/MV power substation equipment and wiring requirements*. <https://electrical-engineering-portal.com/power-substation-equipment-wiring-requirements>
- Endesa. (2022). *Qué es el fraude eléctrico y cómo detectar un enganche ilegal de luz*. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/red-electrica/fraude-electrico-como-actuar>
- European Commission. (2021a). *European green deal : delivering on our targets*. Publications Office of the European Union. <https://doi.org/doi/10.2775/373022>
- European Commission. (2021b). *Special Eurobarometer 513. Climate Change. Spain, country highlights*. 14–17. https://ec.europa.eu/clima/system/files/2019-09/es_climate_2019_en.pdf
- European Commission. (2022). *EU action plan on digitalising the energy system*. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/QANDA_22_6229
- European Commission. (2023). *Eurobarómetro Estándar 98, invierno 2022-2023 Opinión Pública en la Unión Europea, informe nacional*. <https://doi.org/10.2775/023515>
- European Parliament, & Council of the European Union. (2016). *Regulation (EU) 2016/679 of the European Parliament and of the Council*. <https://data.europa.eu/eli/reg/2016/679/oj>
- Futured. (2021). Documento-Futured-Flexibilidad-en-Redes-de-Distribución-Eléctrica. *Futured-Plataforma Española de Redes Eléctricas*, 1–69.
- GE. (2021). *UK Power Networks Partners with GE Digital on Smart Substation Project to Drive Net Zero Outcomes*. Press Release.
- Giordano, V., Onyeji, I., Fulli, G., Sanchez Jimenez, M., & Filiou, C. (2012). *Guidelines for cost-benefit analysis of smart metering deployment*. <https://doi.org/10.2790/39435>
- Gobierno de España. (2022). *PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento*. 20. https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2021-12/PERTE_Energias renovables_RE_14122021.pdf
- Gridspertise. (2022). *Distribution Grid Digitalisation – benefits, policy, cost & funding*. <https://energypost.eu/e170bn-will-be-spent-on-the-digitalisation-of-europes-grids-by-2030/>
- Hirth, L., Ueckerdt, F., & Edenhofer, O. (2015). Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability. *Renewable Energy*, 74, 925–939. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- Hussen, M., Mukarrama, S., Das, S. K., Ahamed, H., Muyeen, S. M., Hasan, M., Ali, F., Tasneem, Z., Islam, M., Islam, R., Badal, F. R., Abhi, S. H., Sarker, S. K., & Das, P. (2023). Energy and AI Towards electric digital twin grid : Technology and framework review. *Energy and AI*, 11(August 2022), 100213. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2022.100213>
- i-DE. (2023). *Fondos Europeos Next Generation | Grupo Iberdrola*. Fondos Europeos Next Generation

- | Grupo Iberdrola. <https://www.i-de.es/i-de-grupo-iberdrola/conocenos/proyectos-innovacion-digitalizacion/fondos-europeos-next-generation>
- IBM. (2022). *Cost of a Data Breach Report 2022*. <https://www.ibm.com/downloads/cas/3R8N1DZJ>
- IDAE. (2019). Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales. In *Guía para el Desarrollo de Instrumentos de Fomento de Comunidades Energéticas Locales. Working Document*.
- IDAE. (2023). *Visor CCEE*. Instituto Para La Diversificación y Ahorro de La Energía (IDAE). Visor y Mapa de Comunidades Energéticas En España. <https://informesweb.idae.es/visorccee/>
- IEA. (2021). *Enhancing cyber resilience in electricity systems*.
- IEA. (2017). *Digitalization & Energy*. <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>
- IEA. (2021). *Climate Resilience*. IEA. <https://www.iea.org/reports/climate-resilience>
- IPCC. (2023). *AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023*. The Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>
- J.Jung & G. Bengoechea. (2022). A literature review on firm digitalization: drivers and impacts. *Studies on the Spanish Economy Eee2022-20, FEDEA*.
- Joint, P. (2022). *Driving digitalisation in Southern Europe: The role of National Recovery and Resilience Plans and the current EU Policy Agenda . Executive summary. June*.
- JRC. (2012). *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects*. Publications Office.
- Linares, P., & Rey, L. (2013). The costs of electricity interruptions in Spain: Are we sending the right signals? *Energy Policy*, 61, 751–760. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.083>
- López Prol, J., & Steininger, K. W. (2020). Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return. *Energy Policy*, 146(July). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111793>
- MIBGAS. (2023). *MIBGAS. Mercado Ibérico de l Gas. Precio Day Ahead ES - 12/06/23*. <https://www.mibgas.es/es>
- MITECO. (2016). *Evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes. Tabla 1, 1–12*. www.cenicafe.org
- MITECO. (2019). Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética 2019-2024. In *Gobierno de España. Ministerio para Transición Ecológica (Vol. 3)*.
- MITECO. (2020). *Descarga de Datos de Continuidad del Suministro Eléctrico*.
- MITECO. (2022). *BOE-A-2022-13101 Orden TED/749/2022*. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13101
- MITECO. (2023). *Balance energético de españa 1990-2021*.
- MITERD. (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. *Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico, Gobierno de España, 25*. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- OCU. (2022, October). *Cómo descifrar la factura de la luz*. <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/consejos/como-descifrar-la-factura-de-la-luz>
- Portal Movilidad. (2023). *Puntos de recarga tapados: 42.000 cargadores todavía no están operativos en España*. <https://portalmovilidad.com/puntos-de-recarga-tapados-42-000-cargadores-todavia->

no-estan-operativos-en-espana/

- PWC. (2022). *El papel del consumidor y de la gestión de la demanda en la Transición Energética*. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-papel-del-consumidor-y-de-la-gestion-de-la-demanda-en-la-transicion-energetica/?lang=es>
- Red Eléctrica de España. (2021). El sistema eléctrico español. Sistema eléctrico 2021. *El Sistema Eléctrico Español*, 55.
- REE. (2021). *El Sistema Eléctrico Español 2020. Red Eléctrica de España (REE)*.
- Song, E. Y., Fitzpatrick, G. J., & Lee, K. B. (2017). Smart Sensors and Standard-Based Interoperability in Smart Grids. *IEEE Sensors Journal*, 17(23), 7723–7730. <https://doi.org/10.1109/JSEN.2017.2729893>
- TG San Román. (2007). *Regulación de la distribución de energía eléctrica en España. Principios y mecanismos de retribución*. 364(0422–2784), 113–124. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2352894>
- UNEF. (2022). *Unión Española Fotovoltaica. Informe Anual 2022*.
- Weill, P., & Aral, S. (2006a). Generating premium returns on your IT investments. *MIT Sloan Management Review*, 47(2), 39 – 48. <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-32644486640&partnerID=40&md5=5101a97c37bd72bcc9d76b8ae543fbdf>
- Weill, P., & Aral, S. (2006b). Generating premium returns on your IT investments. *MIT Sloan Management Review*, 47(2), 39 – 48.
- Yilmaz, M., & Krein, P. T. (2013). Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(12), 5673–5689. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2227500>
- Zhang, Y., Huang, T., & Bompard, E. F. (2018). *Big data analytics in smart grids : a review*. 1–24.