

CUADERNOS ORKESTRA

54/2019

ISSN 2340-7638

LAS REDES INTELIGENTES Y EL PAPEL DEL DISTRIBUIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Jorge Fernández Gómez
Jaime Menéndez Sánchez**

Mayo 2019

Cuadernos Orkestra, núm. 54/2019

© Jorge Fernández Gómez, Jaime Menéndez Sánchez
© Instituto Vasco de Competitividad – Fundación Deusto

www.orkestra.deusto.es

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente de las instituciones a las que pertenecen. Cualquier error es únicamente atribuible a los autores.

Los autores agradecen expresamente a Roberto Álvaro, Luis del Río, Ángel Díaz Gallo y Mikel Zaldunbide su inestimable colaboración y ayuda en la elaboración de este estudio.

RESUMEN

Este estudio analiza el papel que jugarán los distribuidores de energía eléctrica en el contexto de sistemas eléctricos con elevados niveles de penetración de energías renovables y de recursos energéticos distribuidos. Se revisa el concepto de red inteligente de electricidad y se caracterizan los principales elementos que las configuran en el ámbito de la distribución, llevándose a cabo un ejercicio de estimación de las inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes de distribución de electricidad plenamente funcionales, con una aplicación a la realidad del País Vasco. En la parte final del documento se describe en detalle el esquema regulatorio de la actividad de distribución de electricidad en el Reino Unido (RIIO), diseñado para incentivar la inversión y la innovación en las redes de distribución.

LABURPENA

Azterlan honetan, energia elektrikoaren banatzaileek energia berriztagarrien eta energia baliabide banatuaren sartze maila handiko sistema elektrikoko inguruneetan izango duten zeregina landu dugu. Elektrizitatearen sare adimendunaren kontzeptua berrikusi da eta, banaketari dagokionez, sare horien elementu nagusien ezaugarriak aztertu dira. Gainera, elektrizitatearen banaketarako sare adimendun funtzionalak garatzeko behar diren inbertsioak zenbatetsi dira, Euskal Autonomia Erkidegoko errealtitateari begira. Dokumentuaren azken zatian, Erresuma Batuan elektrizitatearen banaketaren jarduera arautzeko erabiltzen den sistema deskribatu da (RIIO deitutakoa), banaketa sareetan inbertsioa eta berrikuntza bultzatzeko diseinatu dena.

ABSTRACT

This study analyzes the role of electricity distribution companies in a context of electricity systems with high penetration of renewable energy and distributed energy resources. The concept of smart electricity grid is reviewed, and its main elements at the distribution level are identified and characterized. An estimation of the required investments to achieve a fully functional electricity distribution smart grid is carried out, with focus on the reality of the Basque Country. In the last chapter of the document, the regulatory scheme for electricity distribution in the United Kingdom (RIIO) is described. This regulatory scheme has been designed to foster investment and innovation in electricity distribution networks.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	viii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. EL NUEVO PAPEL DE LOS DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	6
2.1. Los nuevos sistemas energéticos en media y baja tensión	6
2.1.1. <i>El papel central de las redes de distribución en los nuevos sistemas energéticos</i>	6
2.1.2. <i>Inductores del cambio en el modelo de la actividad de distribución de energía eléctrica</i>	8
2.1.3. <i>Los recursos energéticos distribuidos</i>	12
2.1.4. <i>El valor de los recursos energéticos distribuidos</i>	16
2.1.5. <i>El nuevo mapa de actores</i>	18
2.2. Servicios a los usuarios de las redes inteligentes de electricidad.....	26
2.2.1. <i>Un mapa general de servicios en redes inteligentes</i>	26
2.2.2. <i>Servicios a los usuarios de las redes</i>	28
2.3. Cambio en el papel de los distribuidores	34
2.3.1. <i>El nuevo papel central de las redes eléctricas</i>	34
2.3.2. <i>Gestión y operación de las redes vs. gestión y operación de un sistema inteligente de distribución de energía</i>	36
2.3.3. <i>Las nuevas responsabilidades de los distribuidores</i>	40
2.3.4. <i>Visión de las actividades de los OSD desde el punto de vista regulatorio</i>	43
2.3.5. <i>Evolución de los sistemas de distribución de energía eléctrica</i>	50
2.3.6. <i>Modelos operativos e institucionales para la gestión de sistemas inteligentes</i>	53
3. LAS REDES INTELIGENTES DE ELECTRICIDAD	56
3.1. Introducción.....	56
3.2. Disparidad en las definiciones de una red inteligente de electricidad.	58
3.2.1. <i>Redes inteligentes y modernización de las redes actuales</i>	58

3.2.2. <i>La definición de red inteligente de la ley EISA de EE.UU.</i>	60
3.2.3. <i>Definición de red inteligente de la Comisión Europea</i>	62
3.3. El contexto de desarrollo de las redes inteligentes.....	63
3.3.1. <i>Análisis de costes, beneficios e inversiones en Estados Unidos</i>	63
3.3.2. <i>Adaptación de la metodología de análisis coste-beneficio en EE.UU. al contexto europeo</i>	65
3.3.3. <i>Estandarización de conceptos relacionados con las redes inteligentes</i>	74
3.4. Infraestructuras incluidas en una red inteligente.....	77
3.4.1. <i>Modernización de la red de distribución eléctrica</i>	77
3.4.2. <i>Caracterización básica de las redes inteligentes</i>	81
3.4.3. <i>Infraestructura de medición avanzada</i>	86
3.4.4. <i>Sistemas de comunicaciones y ciberseguridad</i>	95
3.4.5. <i>Automatización de las líneas de alimentación hasta la baja tensión</i>	102
3.4.6. <i>Centros de transformación inteligentes</i>	113
3.4.7. <i>Redes de área local, redes de área domésticas y sistemas de gestión de energía</i>	118
3.4.8. <i>Interrelación/interoperabilidad entre componentes de los cinco grupos</i>	129
3.5. Experiencias de desarrollos de redes inteligentes en la CAPV	132
3.5.1. <i>El proyecto Bidelek Sareak</i>	132
3.5.2. <i>El proyecto Bidelek 4.0.</i>	135
3.5.3. <i>El proyecto SecureGrid</i>	136
3.5.4. <i>El proyecto InGRID</i>	138
3.5.5. <i>El proyecto UpGrid</i>	139
4. INVERSIONES NECESARIAS PARA DESARROLLAR REDES INTELIGENTES DE ELECTRICIDAD EN LA CAPV.....	141
4.1. Introducción.....	141
4.2. Panorama general de las inversiones en redes inteligentes en la actualidad.....	142
4.3. Un marco sencillo para el análisis de inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes	147

4.3.1. Principales inductores de los costes de desarrollo de las redes inteligentes para la CAPV.....	151
4.3.2. Elementos de coste para el desarrollo de las redes inteligentes para la CAPV	160
4.3.3. Estimación de los costes de desarrollo de redes inteligentes en la CAPV por fases	164
5. ESQUEMAS DE REGULACIÓN Y REDES INTELIGENTES	182
5.1. Introducción.....	182
5.2. El modelo RIIO en el Reino Unido.....	183
5.2.1. Introducción	183
5.2.2. Elementos del modelo de regulación RIIO (I): El proceso regulatorio.....	186
5.2.3. Elementos del modelo de regulación RIIO (II): Ingresos e incentivos	189
5.2.4. Elementos del modelo de regulación RIIO (III): Innovación.....	196
5.2.5. Elementos del modelo de regulación RIIO (III): Resultados.....	204
5.2.6. Elementos del modelo de regulación RIIO (IV): Seguimiento de los resultados	213
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	217
ANEXO 1: SERVICIOS Y FUNCIONALIDADES DE UNA RED INTELIGENTE SEGÚN EL JRC	238
ANEXO 2: ACTIVOS DE UNA RED INTELIGENTE SEGÚN EL SMART GRID STANDARDS MAP DE LA EIC	240
ANEXO 3: LOS MÉTODOS TRADICIONALES DE REGULACIÓN .	241
ANEXO 4: SIGLAS Y ACRÓNIMOS.....	249
AUTORES.....	255

RESUMEN EJECUTIVO

Hacia un nuevo sistema energético

Los sistemas energéticos¹ de todo el mundo sufrirán una transformación completa en las próximas décadas. El principal impulsor de este cambio es la convicción, generalizada ya en todo el planeta, de que la actividad de los seres humanos está teniendo un severo impacto sobre el equilibrio climático y medioambiental de la Tierra.

En octubre de 2018, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) publicó un informe en el que presentaba la evidencia científica existente y más reciente en relación con las consecuencias del cambio climático. El informe sugiere que limitar el calentamiento global a 1,5°C, en vez de 2°C, permitiría mitigar en parte algunos de los efectos, en muchos casos irreversibles, del cambio climático (IPCC, 2018). Aunque este objetivo es técnicamente alcanzable, requerirá modificaciones sustantivas en el uso de la tierra; en los sectores energético, industrial, de la edificación y del transporte; y en las ciudades. Para ello debe lograrse una reducción de las emisiones netas globales de dióxido de carbono (CO₂) de origen antrópico de un 45% en 2030 respecto de los niveles de 2010 y una senda posterior descendente hasta alcanzar el "cero neto" aproximadamente en 2050.

En respuesta a este informe, la Comisión Europea hizo pública a finales de noviembre de 2018 la Comunicación "*A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*", en la que, resaltando la urgencia de tomar medidas para proteger el planeta frente a los riesgos derivados del cambio climático, presenta una estrategia de largo plazo para llevar a cabo una transición hacia una economía con cero emisiones netas en 2050. De acuerdo con la Comisión Europea, "el sistema energético del futuro integrará los sistemas y mercados de electricidad, gas natural, climatización y movilidad, con redes inteligentes que pondrán a los ciudadanos en el centro" (Comisión Europea, 2018).

¹ Este trabajo se centra fundamentalmente en el sistema eléctrico, aunque en ocasiones se hará referencia también al sistema energético en su conjunto, que incluye varios sectores. En el contexto de la transición energética y dentro de una creciente electrificación de la economía (calefacción, movilidad, usos en la industria, etc.) muchas de las dinámicas de cambio que aquí se recogen tienen impacto tanto en el sistema eléctrico como en todo el sistema energético. Sin embargo, los condicionantes que afectan al primero no son los únicos que afectan al segundo, por lo que ambos términos no son intercambiables.

Además de cumplir con los objetivos medioambientales descritos, con dos vectores impulsores de los cambios requeridos, como la electrificación gradual de la economía, con un papel destacado de las energías renovables eléctricas, y la eficiencia energética, la transición energética debe alcanzar también la sostenibilidad económica y financiera a largo plazo del sistema energético y resultar justa para los consumidores y para la ciudadanía en general².

Los inductores del cambio en el sistema eléctrico

El contexto en el que se deberá llevar a cabo esta transición energética está caracterizado por cambios disruptivos y fundamentales en diversos parámetros económicos, tecnológicos y ligados al comportamiento de los agentes económicos que, de forma general, se orientan hacia una mayor electrificación de toda la economía.

Por un lado, se observa desde hace años una tendencia decreciente en los costes de inversión en energías renovables. Entre 2009 y 2017, por ejemplo, el coste total normalizado de generación (*benchmark levelized cost of electricity*) de la tecnología fotovoltaica cayó un 72% (de 304 a 86 \$/MWh) y el coste de la generación eólica terrestre cayó un 27% (de 93 a 67 \$/MWh) (Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, 2018)³. Esto ha dado lugar a que tecnologías como la solar fotovoltaica y la eólica terrestre (en los formatos de gran escala) hayan alcanzado la “paridad de red”; es decir, que sean competitivas a los precios de mercado vigentes frente a otras tecnologías convencionales (Lazard, 2018).

Por otro lado, asistimos a una creciente penetración de tecnologías de almacenamiento de energía en las redes eléctricas. EASE/Delta E&E (2019) estima que la capacidad acumulada de almacenamiento⁴ de energía eléctrica en Europa aumentará desde 0,6 GWh en 2015 hasta unos 5,5 GWh en 2020, con crecimientos similares tanto en la capacidad distribuida aguas arriba de los contadores como *behind the meter* (en los segmentos residencial, comercial e industrial). Al igual que en

² Esta dimensión de la transición energética está de plena actualidad en el momento de editar este informe, debido a las protestas del movimiento de los “chalecos amarillos” en Francia, como respuesta a las subidas de los impuestos sobre los combustibles como parte de la estrategia de “transición ecológica” (Ortega, 2018). Puede consultarse más información sobre el proceso de transición energética en el país galo en el Cuaderno Orkestra nº 44 (Álvaro y Larrea, 2018).

³ IRENA (2018) presenta estimaciones de costes para estas tecnologías con caídas comparables en el periodo 2010-2017.

⁴ Este análisis incluye almacenamiento eléctrico, electroquímico y mecánico (con la excepción del bombeo).

el caso de las energías renovables eléctricas, el coste del almacenamiento de energía eléctrica también ha caído significativamente, desde unos 1.000 \$/kWh en 2010 hasta unos 200 \$/kWh en 2017, según BNEF, 2018).

Otro de los inductores de la transformación del sector eléctrico es la proliferación de nuevos usos de la electricidad, especialmente los relacionados con la movilidad y la calefacción. Aunque el proceso de penetración de los vehículos eléctricos está aún en fase incipiente en la mayoría de los países, como España, comienzan a vislumbrarse⁵ los cambios que inducirán en el funcionamiento y la operación de las redes eléctricas tanto los procesos de recarga de los vehículos eléctricos como los nuevos avances tecnológicos (p. ej., las tecnologías *vehicle-to-grid*, V2G, o *vehicle-to-building*, V2B)⁶.

La posibilidad de desarrollar instalaciones de autoconsumo de electricidad, con activos de generación y de almacenamiento de energía aguas debajo de los contadores, modificará también el papel de muchos segmentos de consumidores finales. Estos pasarán a tener la capacidad de actuar como “prosumidores”⁷, es decir, parte⁸ de los consumidores gestionarán de forma activa sus carteras de generación-almacenamiento-consumo en los mercados de energía y capacidad y prestarán servicios de flexibilidad al sistema.

Por otro lado, la creciente tendencia a la digitalización y automatización de muchos de los procesos de producción, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica (SETIS, 2018) impulsada por los avances tecnológicos, por la necesidad de integrar recursos energéticos distribuidos y por la búsqueda de eficiencia operativa,

⁵ Ver algunos análisis del impacto esperado de la penetración masiva de vehículos eléctricos en Ofgem (2018), Bedir et al. (2018) o Child et al. (2018), por ejemplo.

⁶ Recientemente, en octubre de 2018, el modelo de vehículo utilitario Nissan Leaf se convirtió en el primer vehículo eléctrico en obtener autorización por parte del regulador energético alemán para la utilización de sus baterías modo V2G (es decir, vertiendo energía previamente almacenada a las redes eléctricas) (Steitz, 2018). En el Reino Unido, la compañía OVO lanzó el primer cargador V2G para uso doméstico a principios de 2018, compatible también con el modelo Nissan Leaf (OVO, 2018). Previamente en Dinamarca, el proyecto Parker ha posibilitado, desde su lanzamiento en 2016, por una parte, el primer hub V2G comercialmente viable en el piloto Frederiksberg (Nissan, 2016), y, por otra parte, desde 2017, la primera flota compuesta por vehículos de diferentes fabricantes que pueden funcionar conjuntamente en modo V2G (Parker Project, 2018), con la participación de Nissan, ENEL y el proveedor californiano de servicios V2G Nuvve en ambas demostraciones.

⁷ En ocasiones, este término se adapta en castellano como “cliente activo” o “consumidor-productor”.

⁸ Las mejoras tecnológicas y los cambios en modelos de negocio posibilitarán que los consumidores pasen a ser activos (i.e., “prosumidores”). No obstante, es conveniente tener en cuenta que esto no tiene por qué implicar un cambio generalizado en el comportamiento de los agentes, con lo que probablemente convivirán distintas formas de actuar en el mercado (como consumidor pasivo o bien como consumidor activo, utilizando o no servicios de intermediarios como los agregadores de energía).

abre la puerta a nuevas oportunidades para los distintos agentes y a oportunidades de negocio ligadas, entre otros, al almacenamiento, procesamiento y protección de datos e información, al desarrollo de aplicaciones informáticas y de nuevos equipamientos para optimizar el valor de los activos distribuidos, etc.

Un factor adicional que influirá en la transformación de los sistemas energéticos es la adaptación del marco legislativo y normativo que está teniendo lugar en los distintos ámbitos de decisión (Unión Europea, Estados miembros y administraciones regionales y locales) para hacer frente a los nuevos retos económicos y sociales (por ejemplo, la necesidad de una transición energética justa⁹ o el posible crecimiento de la pobreza energética derivados de las estrategias de lucha contra el cambio climático) y a los cambios en las preferencias y necesidades de los consumidores.

La relevancia de las redes inteligentes en el nuevo entorno energético

En este entorno de nuevas formas de producción, distribución y consumo de energía eléctrica, la consecución de los objetivos medioambientales mencionados anteriormente requerirá la actualización de las redes eléctricas actuales, desarrolladas para dar soporte a flujos unidireccionales de electricidad y con volúmenes escasos de penetración de los recursos distribuidos.

Según Eurelectric (2018), la transición energética requiere una “...transformación del sistema energético para incrementar su capacidad de respuesta y hacerlo más resiliente y eficiente. Esto implica un incremento en la utilización de energías renovables, digitalización, respuesta de la demanda y refuerzo de las redes para que puedan funcionar como plataformas y facilitadores para los consumidores, las ciudades y las comunidades...”.

Las nuevas redes de energía eléctrica, conocidas como redes inteligentes (*smart grids*, en inglés), deberán ser flexibles y contar con capacidad de adaptación en tiempo real a flujos de energía bidireccionales y situaciones operativas muy diversas que darán lugar a una mayor variabilidad en el muy corto plazo, a picos locales de demanda, a variaciones locales de la frecuencia, etc.

⁹ Véase, por ejemplo, la inclusión de una Estrategia de Transición Justa dentro del Marco Estratégico de Energía y Clima de España (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019b).

Estas nuevas redes de transporte y distribución de energía eléctrica¹⁰ deberán ser operadas de una manera diferente a la tradicional para alcanzar las ganancias de eficiencia en los procesos y los niveles de integración de recursos renovables y de almacenamiento que faciliten la “descarbonización” del sistema eléctrico¹¹. Esto se conseguirá a través de una operación activa del sistema de distribución por parte de los distribuidores basada en nuevos procesos con mayor nivel de automatización y nuevos flujos de comunicación que faciliten la integración eficiente de los recursos distribuidos.

Debido a la proliferación de recursos energéticos distribuidos y a flujos de energía de carácter bidireccional, se requerirán nuevos servicios de flexibilidad para garantizar la calidad y seguridad del suministro eléctrico. Muchos de ellos serán provistos por los propios recursos energéticos distribuidos, bien bajo la titularidad de las empresas energéticas o bien de los propios consumidores.

Para llegar a ese nuevo modelo energético, los nuevos sistemas de distribución de energía deberán integrar los mecanismos de comunicación e intercambios de información (a través de la digitalización, descentralización y, donde sea posible, la automatización de procesos) entre todos los agentes que participen en el mercado eléctrico y entre los propios elementos de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

En definitiva, las redes inteligentes, además de transportar y distribuir electricidad, se constituirán en plataformas desde las cuales se ofrecerán productos y servicios innovadores a los usuarios de las redes. Esto, junto con tecnologías y dispositivos de monitorización, comunicación, control y respuestas automáticas (p. ej., en el caso de fallos), permitirá a los consumidores que lo deseen participar activamente en la optimización del sistema eléctrico y en la optimización de los recursos energéticos

¹⁰ Como se describe en este trabajo, el concepto de red inteligente cubre toda la cadena de suministro de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo. Las redes de transporte y distribución de electricidad son parte de las redes inteligentes, aunque el estudio se centra finalmente en la red de distribución y en los agentes y las actividades relativos a ésta, como se especifica en cada uno de los capítulos.

¹¹ Los nuevos usos de las redes, como los asociados a las recargas del vehículo eléctrico, y la existencia de múltiples puntos de consumo-generación en las redes de distribución aumentarán la complejidad de los procesos que se realizan en las redes actuales, como anticiparse y adaptarse a situaciones muy diversas o reaccionar rápidamente ante situaciones de fallos en la red (por la complejidad de la propia operación de la red en un entorno de generación descentralizada y demanda activa o por factores externos –p. ej., meteorológicos, ciberataques, etc.). Además, el desarrollo del autoconsumo, de microrredes (sistemas locales de distribución de energía eléctrica con capacidad de funcionamiento “en modo isla”) son otros aspectos que determinan la necesidad de desarrollar nuevos modelos de gestión y operación de las redes de distribución.

distribuidos, a través de decisiones relativas al consumo, almacenamiento o inyección de energía en las redes basadas en un acceso a un mayor conjunto de información sobre el mercado de energía, sobre su propio comportamiento y sobre el estado de los dispositivos energéticos y de las redes.

El Operador del Sistema de Distribución (OSD) como facilitador de nuevos servicios energéticos en un entorno de redes inteligentes

El papel que juegan en la actualidad los distribuidores de energía eléctrica deberá adaptarse gradualmente a la nueva realidad de las redes de distribución.

El objetivo principal de partida de las empresas de distribución seguirá siendo la de asegurar un servicio de distribución de electricidad eficiente, aunque para ello deberán facilitar la integración ordenada de los recursos energéticos distribuidos y de nuevos dispositivos como el vehículo eléctrico. De esta manera algunas de las tecnologías que se han comenzado a instalar en las redes de distribución en los últimos años evolucionarán y experimentarán un mayor desarrollo, como los sistemas de comunicación y gestión de información que permitan optimizar la información almacenada proveniente de los contadores inteligentes¹² y se mejorará progresivamente la introducción de procesos automatizados de operación del sistema de distribución.

En una fase más avanzada de este proceso, aparecerá la necesidad de llevar a cabo una gestión integral del sistema de distribución, con sistemas cada vez más avanzados de comunicaciones y procesos de control de la red con mayor automatización .

El principal papel del Operador de Sistema de Distribución (u OSD)¹³ en este nuevo entorno será doble: por un lado, debe garantizar la operación eficiente y segura del sistema de distribución; por otro lado, debe facilitar la provisión de nuevos servicios

¹² Esta primera fase debe incluir el despliegue de estos contadores inteligentes, que en España está prácticamente finalizada en el caso de los consumidores residenciales.

¹³ En este trabajo, se hace referencia al OSD, de forma genérica, como la figura (o figuras) encargadas del conjunto de actividades relacionadas con la gestión eficiente de las redes inteligentes de distribución de electricidad. No se realiza en este estudio ningún supuesto ni se analiza cuál debe ser el marco normativo que regule estas actividades o cuáles son o deberían ser las distintas configuraciones institucionales y regulatorias posibles (p. ej., separación o no de las actividades de gestión del sistema de distribución de las actividades propias de desarrollo y mantenimiento de las redes, como ocurre en España en el ámbito de la red de transporte de electricidad) que podrían implementarse para poner en marcha redes inteligentes plenamente funcionales.

a los consumidores y favorecer el desarrollo de competencia en mercados de capacidad y energía en el ámbito de la distribución.

Las responsabilidades del OSD serán variadas. Será responsable de la planificación y el desarrollo de las infraestructuras necesarias para la implementación de redes inteligentes y su adaptación a la evolución de la demanda y al ritmo de penetración de los recursos energéticos distribuidos (generación renovable, almacenamiento de energía eléctrica y vehículos eléctricos).

Deberá, además, gestionar de forma activa un sistema de distribución de energía inteligente y complejo. El modelo tradicional de despacho de generación para “seguir a la demanda” cambia cuando la demanda es también capaz de “seguir a la generación”. En este contexto, la operación de las redes de generación implica también la gestión del despacho de toda la demanda flexible, además de la generación distribuida.¹⁴ La operación de un sistema inteligente de distribución deberá llevarse a cabo de manera coordinada con la gestión de la red de transporte.

Las nuevas formas de gestionar y operar las redes de distribución y la diversidad de situaciones operativas a las que se enfrentará el OSD darán probablemente lugar a la demanda de nuevos servicios de flexibilidad –conceptualmente similares a los servicios complementarios en el ámbito de la red de transporte— que faciliten la optimización de los activos y del sistema de distribución. El OSD se convertirá en facilitador de mercados locales de servicios de flexibilidad, requiriendo servicios relacionados con la capacidad de modulación de la generación distribuida y de los sistemas de almacenamiento de energía y con la gestión de la demanda.

El OSD podrá requerir nuevos servicios por parte de los usuarios de las redes inteligentes y, a su vez, deberá actuar de facilitador de diversos tipos de servicios a los consumidores (particularmente los prosumidores), como la gestión en el mercado de las carteras de generación-consumo (p. ej., como los que pueden ofrecer los agregadores de energía). El desarrollo de los mercados locales de capacidad y energía, con precios que reflejen el valor de la capacidad y la energía en los distintos nodos de la red de distribución, irá de la mano y a la vez facilitará el crecimiento en el número de prosumidores y de consumidores con capacidad de dar servicios a la red, como aquellos con capacidad de almacenar y/o gestionar el consumo de energía eléctrica.

¹⁴ Ver, p. ej., los desarrollos de *virtual power plants* (VPP) de empresas como Stem (2017). En agosto de 2017, Stem despachó en California 14 VPPs para dar soporte a la red durante una ola de calor –ver NARUC (2017).

Finalmente, el OSD deberá gestionar, de manera neutral frente a todos los usuarios de la red y frente a todos los participantes en el mercado, un *hub* de información y de comunicaciones que facilite el desarrollo de los mercados mayorista y minorista (p. ej., a través de precios en tiempo real que faciliten que aflore el valor de la flexibilidad de los distintos activos de generación, almacenamiento y demanda).

Caracterización de las redes inteligentes

En los últimos años hemos asistido a un esfuerzo por homogeneizar y estandarizar los principales conceptos sobre los que se sustentan las redes inteligentes de energía eléctrica, tanto en la Unión Europea como en Estados Unidos. A partir de distintos trabajos realizados en los últimos años, se aborda en este estudio una revisión de los principales avances conceptuales relativos a la definición de las redes de energía eléctrica con el objeto de desarrollar un esquema simplificado de las redes inteligentes de distribución de energía eléctrica que pueda utilizarse para realizar análisis posteriores.

Aunque no existe un modelo definido de red inteligente y cada proyecto de desarrollo tiene un diseño y configuración específicos (Gangale et al., 2017), pueden identificarse algunos elementos comunes a todos los proyectos.

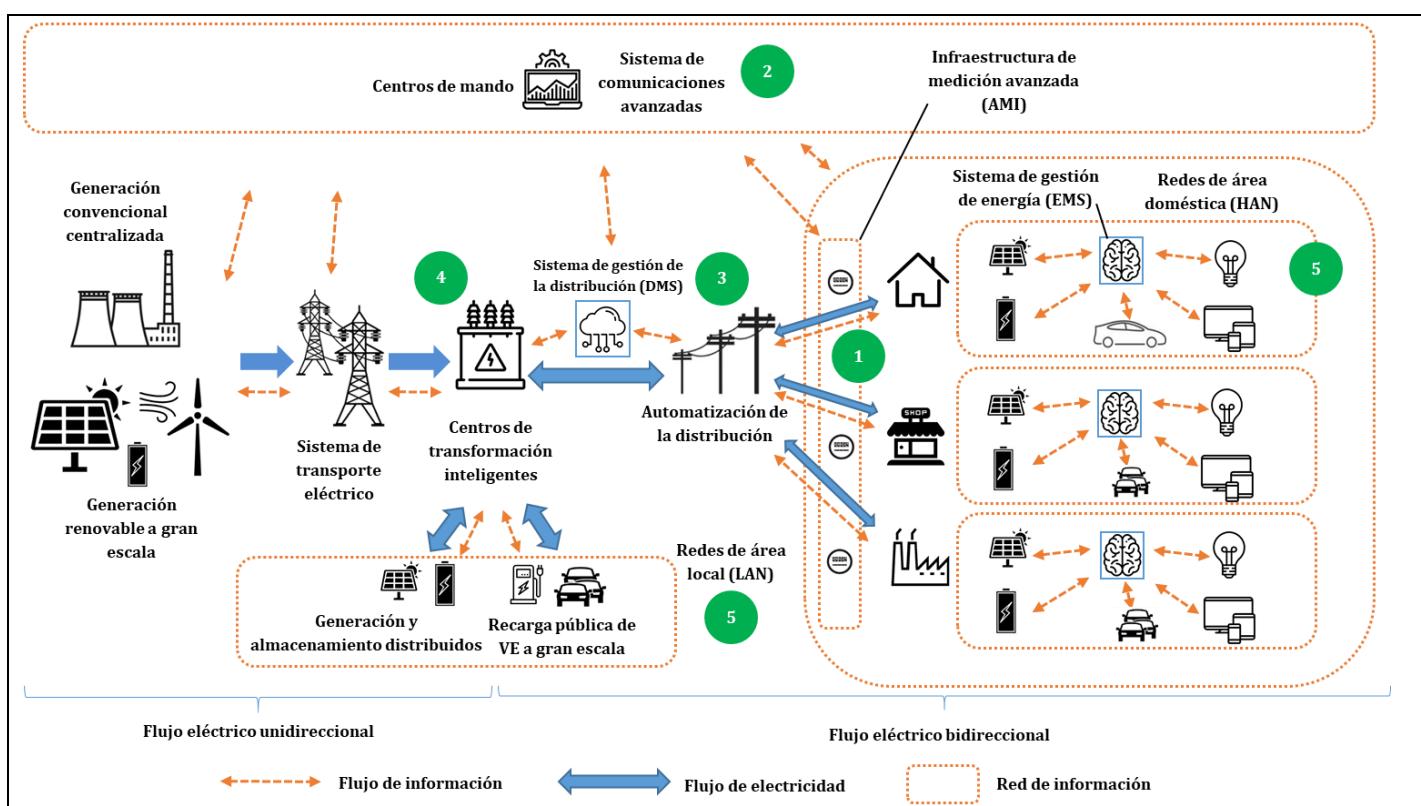
Así, las redes eléctricas de distribución inteligentes disponen de un número suficiente de sistemas y dispositivos avanzados para monitorizar y controlar la red en su conjunto.. Además, existen sistemas para el almacenamiento y procesamiento de la información generada que se complementan con sistemas complejos de comunicación entre los distintos elementos de la red y los centros de control de la misma.

Finalmente, las redes eléctricas inteligentes se caracterizan por un nivel avanzado de digitalización y automatización de los procesos de seguimiento y control de la operación de la red, de monitorización del estado de los distintos activos y dispositivos y de mantenimiento preventivo y reactivo para hacer frente a distintos tipos de contingencias operativas.

Todos estos bloques de elementos y sistemas permiten operar activamente y de forma armonizada, integrada y eficiente un sistema de distribución de energía eléctrica complejo, caracterizado por un nivel elevado de penetración de recursos energéticos distribuidos y dispersos por toda la red, dando lugar a flujos bidireccionales de energía y a condiciones cambiantes en los distintos nodos de la red.

De manera simplificada, pueden agruparse todos los elementos esenciales de una red inteligente en cinco bloques de equipamientos, sistemas y/o funcionalidades (Gráfico 1): (1) infraestructura de medición avanzada, (2) sistemas avanzados de comunicaciones, (3) automatización de la distribución hasta la baja tensión, (4) centros de transformación inteligentes y (5) redes de área locales y domésticas. Con estos bloques se busca orientar sobre cómo se pueden combinar de forma adecuada las tecnologías comunes en las redes inteligentes, pero esta estructura no es siempre generalizable ya que su aplicación final dependerá de la topología de cada proyecto¹⁵.

Gráfico 1. Esquema simplificado de una red inteligente tipo



Fuente: elaboración propia.

Los sistemas avanzados de medición del estado y condiciones de la red como la tensión, así como los flujos de energía (consumos e inyecciones en la red) (marcados con el número (1) en el Gráfico 1) en los puntos de suministro y/o generación proporcionan información valiosa sobre el comportamiento de todos los usuarios de

¹⁵ Por ejemplo, los centros de transformación inteligentes pueden aportar valor en modelos o zonas de red con alta densidad y alta penetración de la generación distribuida en la baja tensión. En áreas de la red con menor densidad de recursos distribuidos y con flujos de energía esencialmente unidireccionales, este bloque resulta menos relevante.

la red (especialmente los prosumidores) y ayudan a gestionar de forma eficiente tanto las carteras de recursos energéticos distribuidos como el sistema de distribución en su conjunto.

Esto será posible si existe un sistema avanzado de comunicaciones (2) entre los distintos elementos de la red que permita disponer de parte de esta información en tiempo real. Se puede hablar así de una “convivencia” entre los flujos eléctricos y los de información a través de dos facetas diferenciables: la estructura física, tanto eléctrica como de telecomunicaciones, y otra que engloba los datos y el *software* empleados para el análisis del estado de las redes. Además, este entorno de comunicaciones avanzadas constituye el sistema necesario para posibilitar las nuevas actividades y funciones del OSD antes comentadas.

Una tercera pata en la que se apoyan las redes inteligentes está constituida por el conjunto de equipamientos, aplicaciones y funcionalidades que permite incrementar el nivel de automatización de procesos ligados a la gestión de la distribución de energía eléctrica, destacando esta automatización en el nivel de baja tensión como característica clave de este bloque (3). Se trata de un proceso en el que los dispositivos inteligentes y los sistemas de seguimiento, hasta ahora más propios de la red de alta tensión, se extienden a la media y baja tensión, junto con otros sistemas que permiten operar la red de distribución en tiempo real en respuesta a cambios en los parámetros operativos y de seguridad (p. ej., mejorando su capacidad actual a la hora de reconfigurar el sistema de distribución ante cambios imprevistos en la demanda, desequilibrios locales entre demanda y oferta o fallos en líneas u otros equipamientos). Estos dispositivos, sistemas y procesos permiten mejorar la detección de fallos y situaciones operativas de riesgo para la seguridad y el equilibrio de la red y llevar a cabo actuaciones de mantenimiento predictivo de los activos y de resolución de fallos autónomos o en modo remoto en la medida de lo posible.

El crecimiento del grado de penetración de los recursos energéticos distribuidos y el mayor riesgo de que se produzcan desequilibrios en la frecuencia de la red (por picos de demanda o exceso de generación en puntos más o menos localizados de las redes) generará la necesidad de centros de transformación inteligentes (4) que se adapten dinámicamente, de manera coordinada con el resto de los dispositivos de operación de la red, a las diversas situaciones operativas posibles, ayudando a mantener la tensión y la frecuencia estables y dentro de los límites establecidos en cada nodo de la red.

Finalmente, cabe señalar que el despliegue de las TIC y el desarrollo de los estándares de comunicaciones en el lado del consumidor dará lugar al establecimiento de (a) redes de área domésticas que facilitarán la gestión conjunta y eficiente de todos los

dispositivos de consumo, almacenamiento de energía y generación asociados a cada punto de suministro en la red de baja tensión y (b) redes de área locales que permitirán gestionar las carteras de activos y los flujos de información de una manera más coordinada y eficiente en ámbitos geográficos más amplios que el de una vivienda (p. ej., comunidades de vecinos, barrios, urbanizaciones, campus universitarios, centros comerciales, parques tecnológicos o empresariales, etc.) (5).

Los costes asociados a las nuevas inversiones en redes inteligentes: aplicación al caso de la CAPV

El desarrollo de las redes inteligentes de energía eléctrica (y de las redes inteligentes de energía, en sentido amplio) requerirá inversiones significativas en activos (existentes y nuevos) y en el desarrollo de procesos innovadores para la operación segura y eficiente de la red eléctrica.

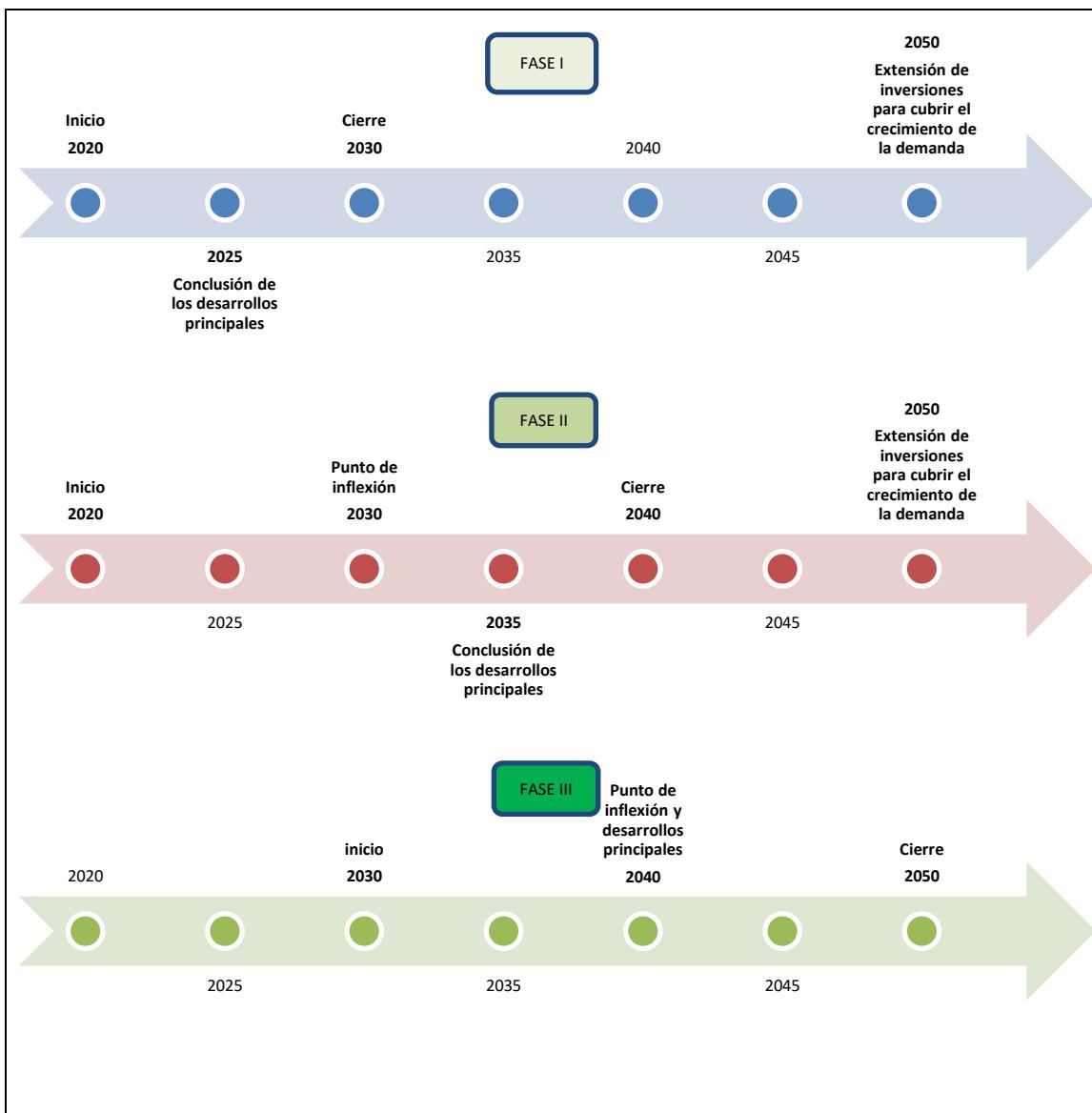
La Comisión Europea estima que el esfuerzo de inversión en infraestructuras y sistemas del sistema energético tendrá que aumentar desde el actual 2% del PIB anual hasta un 2,8% anual en las próximas décadas para alcanzar la neutralidad en las emisiones de CO₂ (Comisión Europea, 2018e). Esto supondrá un volumen de inversiones en la UE en el rango entre 520.000 y 575.000 M€/año, valor consistente con las estimaciones realizadas en el informe del IPCC de octubre de 2018, que sitúan las inversiones necesarias en un 2,5% del PIB mundial entre 2016 y 2035 (IPCC, 2018b).

En este estudio se analiza el coste de desarrollo de una red de distribución de energía eléctrica inteligente plenamente funcional en la Comunidad Autónoma del País Vasco (CAPV). Se utiliza como referencia para alcanzar el máximo nivel de desarrollo de la red inteligente el horizonte 2050. El análisis asume que el desarrollo de la red inteligente se realizará en tres fases, que recogen la prioridad que se asigna a cada bloque de equipamientos y funcionalidades y la viabilidad de su desarrollo (Gráfico 2). Esta distinción en tres fases es consistente en líneas generales con otros análisis, como los descritos por EPRI (2011) o, más recientemente, Madrigal et al. (2017) y Cansino et al. (2017). Este último estudio distingue como pilares básicos de las fases de desarrollo de la red inteligente las tres "S": *smart metering, self-consumption* y *smart management*; es decir, contadores inteligentes (*advanced metering infrastructure* o AMI), autoconsumo (generación distribuida) y gestión inteligente de la energía (*energy management systems* o EMS).

Es importante señalar que el objetivo final del desarrollo es lograr una red eléctrica que sea capaz de dar soporte a la descarbonización del sistema eléctrico e incorporar las tecnologías que caracterizan a una red inteligente plenamente funcional. Un

supuesto implícito importante del ejercicio realizado es que se asume que el crecimiento gradual que se plantea de la red inteligente permitirá mantener relativamente estables los niveles de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Gráfico 2. Fases de desarrollo de una red inteligente tipo en la CAPV



Fuente: elaboración propia.

Es decir, este concepto de red inteligente incorpora los elementos necesarios para que tenga el potencial de alcanzar distintos objetivos relativos a calidad de suministro, introducción de renovables, gestión de la energía y la demanda, etc. Sin embargo, esto no significa que esa capacidad se traduzca necesariamente en el cumplimiento de todos ellos, lo que dependerá de distintos factores.

Así, en la definición de los escenarios de análisis se han seguido las consideraciones de la Estrategia 3E-2030 del País Vasco, del PNIEC¹⁶ y de otras estrategias relativas a la electrificación de la generación o a la capacidad de almacenamiento en el horizonte 2030, pero las distintas fases de desarrollo no se definen estrictamente según los valores contemplados en cada una de ellas, sino combinándolos.

En una primera fase, en el corto y medio plazo (desde 2020 hasta 2030, como periodo orientativo), se aprovechan las infraestructuras existentes, implementándose la tecnología más desarrollada en áreas como los sistemas de medición y la automatización de la distribución hasta la baja tensión. Lo cierto es que en España el estado del arte de las tecnologías de esta fase se encuentra en una situación muy avanzada, especialmente en cuanto a la penetración de contadores inteligentes, y también con niveles de automatización destacables en la media y baja tensión. A partir de esta situación, no es descartable que esta fase pudiese completarse antes del año 2030, por lo que aquí se considera que al menos los principales desarrollos podrían concluirse a mitad del periodo (año 2025).

En una segunda fase, en el medio-largo plazo (2020-2040), aumenta el grado de penetración de las tecnologías renovables (de carácter intermitente) y de otros recursos distribuidos, como las baterías de almacenamiento o el vehículo eléctrico, que habrán experimentado un desarrollo tecnológico y reducciones de costes suficientes para su aprovechamiento a gran escala, tanto por los usuarios privados como por el sistema eléctrico. Para la integración efectiva de estos recursos energéticos distribuidos, en esta fase es necesario el desarrollo de los centros inteligentes de transformación. Como indica el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) enviado por España a la Comisión Europea a principios de 2019, se espera un gran crecimiento de los recursos distribuidos en el corto-medio plazo, sobre todo de las energías renovables, de carácter más intermitente, siendo 2030 un año clave con un objetivo del 74% en generación eléctrica renovable.

Por tanto, será necesario un desarrollo progresivo de las tecnologías inteligentes de transformación, para evitar poner barreras al despliegue de tecnologías renovables hasta ese año. Así, será a partir de 2030 cuando se produzca un punto de inflexión con una nueva situación de la red, que implicará la necesidad de estabilizarla y de acometer inversiones para poder continuar integrando energías renovables en el futuro, por lo que esta fase cobraría mayor prioridad que las iniciativas actuales de mejoras de medición y automatización.

¹⁶ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. El Gobierno de España envió un borrador del mismo a la Comisión Europea a principios de 2019.

Sin embargo, el despliegue de las tecnologías inteligentes de transformación se puede acelerar si se constata, gracias a la información que proporcionan los contadores inteligentes, que existen zonas donde no se cumple la normativa vigente en lo relativo a niveles de sobretensión y subtensión. El cumplimiento de la legislación vigente determina en parte, por tanto, las prioridades en las decisiones de inversión¹⁷.

En la tercera fase¹⁸, el desarrollo de los activos y los procesos de gestión y operación de los flujos físicos de energía y de información permiten a los usuarios finales participar de una forma activa en la gestión en el mercado de los recursos energéticos distribuidos, como los prosumidores. En este estadio aparecen funciones nuevas (p. ej., agregación de energía) y nuevos roles para los agentes que participan en la cadena de valor del suministro de energía que permiten responder a las nuevas necesidades de los prosumidores. De forma orientativa, se asume que esta tercera fase tendrá lugar, probablemente, entre 2030-2050, siendo el año 2040 un punto de inflexión en torno al cual se producirían los mayores desarrollos. La aceleración de esta fase es muy relevante para lograr el objetivo del PNIEC de alcanzar un sistema de generación eléctrica 100% renovable en 2050.

El ejercicio de valoración que se lleva a cabo en este estudio utiliza como base la metodología empleada por EPRI (2011) para estimar los costes de desarrollo de una red inteligente de transporte y distribución plenamente funcional en Estados Unidos, adaptando el ejercicio a la configuración de las redes de distribución que existen en Europa, y más concretamente en España y la CAPV¹⁹.

La evolución esperada de las infraestructuras depende del crecimiento de la demanda eléctrica, que, según las previsiones de organismos como ENTSO-E y otros,

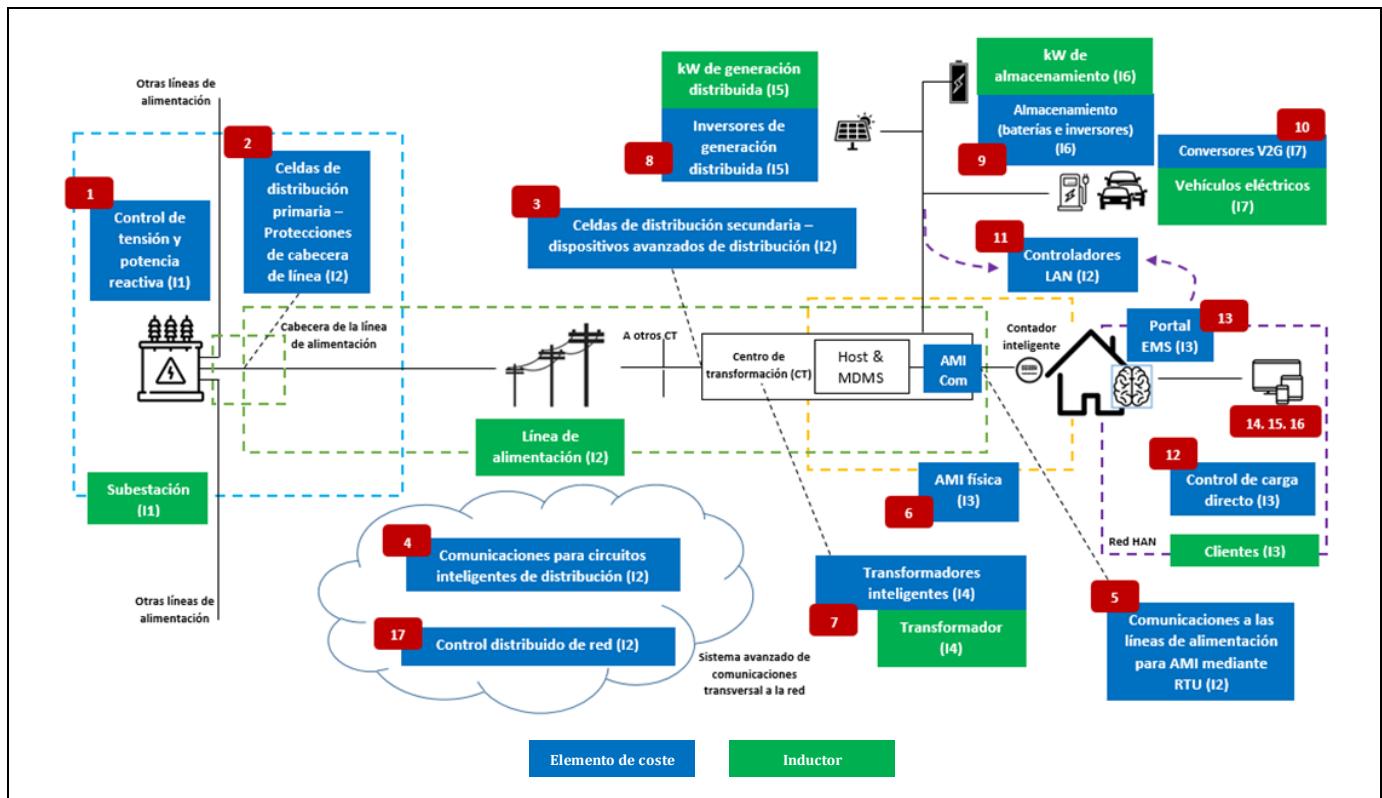
¹⁷ Un ejemplo de detección de problemas de tensión puede verse en García et al. (2017). Por otra parte, algunas compañías pueden optar por instalar exclusivamente transformadores y subestaciones digitales a partir de cierto momento, como es el caso de E.ON, que planea seguir esta estrategia tras una instalación inicial de 2.500 subestaciones en las áreas de suministro de sus cuatro operadores de redes de distribución (E.ON, 2019).

¹⁸ La definición de las fases implica una lógica de desarrollo basada en la tecnología que previsiblemente estará disponible en cada momento y en la prioridad de cada conjunto de equipamientos y funcionalidades, aunque estas fases no son necesariamente excluyentes entre sí ni se tienen que desarrollar de manera secuencial. Un usuario, por ejemplo, puede implantar una instalación de autoconsumo (Fase II) sin esperar a que se complete el proceso de automatización de la red (Fase I). Igualmente, los prosumidores comenzarán a optimizar en el mercado sus carteras de activos sin que sea necesario que se haya completado la automatización de la red (Fase I) o que pueda proporcionar servicios como prosumidor (Fase III).

¹⁹ Es importante tener en cuenta que, aunque esta configuración es aplicable en los entornos mencionados, puede no ser la más idónea en otros sistemas eléctricos. Como ya se ha mencionado, la adaptación a la topología de la red es una cuestión relevante.

podría alcanzar respecto del año 2020 el 12% (tasa acumulada) hasta 2030 y el 72% (tasa acumulada) en el periodo 2020-2050.

Gráfico 3. Distribución simplificada de los elementos de coste



Fuente: elaboración propia.

A partir de un desglose detallado de los activos, dispositivos, sistemas y funcionalidades consistente con el esquema simplificado de una red de distribución descrito anteriormente (Gráfico 3), se realiza un ejercicio adicional de síntesis de los elementos de la red que se incluyen en cada una de las fases de desarrollo, identificándose los elementos de coste más relevantes y los principales inductores de los costes de inversión.

Como resultado, se identifican 17 elementos principales de costes (Tabla 1) y se asocia, cada uno de ellos, a uno de los siete inductores de costes identificados, entre los que se incluyen el número de subestaciones (inductor I1 en el Gráfico 3), el número de líneas de alimentación o *feeders* (I2), el número de clientes (I3), el número de transformadores (I4), la capacidad de las instalaciones de generación renovable (solar y eólica) distribuida (I5), la capacidad de los dispositivos de almacenamiento distribuidos (I6) y el número de vehículos eléctricos (I7).

Tabla 1. Costes de inversión estimados en la CAPV en el horizonte 2050 para los distintos grupos de activos y funcionalidades

Fases de desarrollo	Bloques	Elementos de coste	Inductores de costes	Inversión total (horizonte 2050) (M€)
I	Infraestructura avanzada de medición (AMI)	AMI física y comunicaciones a las líneas de alimentación	Número de clientes residenciales, comerciales e industriales	507
I	Automatización de líneas de alimentación hasta la baja tensión	Comunicación, interruptores, protecciones de cabecera, control de tensión y potencia reactiva, etc.	Número de clientes residenciales, líneas de alimentación y subestaciones	528
II	Centros inteligentes de transformación	Transformadores inteligentes	Número de transformadores	67
II	Recursos energéticos distribuidos	Inversores, capacidad de almacenamiento de reserva, conversores V2G	Potencia instalada y capacidad de almacenamiento, número de VE	613
III	Desarrollo de redes de área locales (LAN) y residenciales (HAN)	Controladores, portales EMS, dispositivos de acceso a la información, comunicaciones, control de carga directo y control distribuido de red	Líneas de alimentación, número de clientes residenciales	319
Total				2.034

Fuente: elaboración propia.

Utilizando estimaciones de cada una de estas variables e inductores de costes para la CAPV en el horizonte 2050, basadas en diversas fuentes de información y supuestos (ver los detalles en el Capítulo 4), se estiman costes de inversión asociados a cada grupo de activos y funcionalidades, obteniéndose un valor agregado total de más de 2.000 M€ o unos 68 M€/año (en promedio y en términos corrientes) en el periodo 2020-2050, aunque el grueso de las inversiones tendrá lugar hasta 2040.

Para ello, se utiliza una estimación de la evolución de costes que tiene en cuenta la inflación esperada²⁰ y una tasa que refleja el efecto de la curva de aprendizaje y el incremento de la productividad²¹.

Utilizando una tasa de descuento igual al WACC (nominal, después de impuestos) estimado por la CNMC para la actividad de distribución de energía eléctrica en el periodo regulatorio 2020-2025 (4,2%) (CNMC, 2018), se estima un valor presente (en 2019) del conjunto de inversiones necesarias, teniendo en cuenta las distintas fases de desarrollo de las funcionalidades que se utilizan como referencia (ver el Capítulo 4), igual a 1.211 M€.

Como referencia para valorar la magnitud de esta cifra, cabe señalar que las cinco grandes empresas de distribución en España (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico y Viesgo) invirtieron en el periodo 2013-2016 un valor promedio de unos 1.050 M€/año en inmovilizado material relacionado con la actividad de distribución en España (CNMC, 2017).

Un modelo de regulación para el desarrollo de redes inteligentes

La necesidad de realizar fuertes inversiones en los próximos años para desarrollar redes inteligentes que faciliten la integración grandes volúmenes de recursos energéticos distribuidos y el desarrollo de la figura del prosumidor y de mercados locales de energía y capacidad es cada vez más perentoria, agudizada por objetivos medioambientales a medio plazo cada vez más ambiciosos.

Una de las principales claves para que el flujo de inversiones se materialice es que el modelo retributivo y regulatorio genere incentivos adecuados para atraer y canalizar la inversión privada hacia aquellas áreas prioritarias para el desarrollo de redes inteligentes en cada momento. Por otro lado, dado que en última instancia serán los consumidores finales los que soporten el coste de la transformación del sector

²⁰ En el momento de elaborar este informe, las estimaciones del Banco de España de índice armonizado de precios de consumo (IAPC) en España se situaban en 2017e=2%, 2018e=1,8%, 2019e=1,6%, 2020e=1,6% y 2021e=1,7 (Banco de España, 2018). En el cálculo se asume un valor anual de la inflación igual al 1,7%.

²¹ El ejercicio asume que la actualización de los precios a lo largo del tiempo se llevará a cabo con un factor $(1+IPC-X)$, donde IPC es la tasa de inflación y X es un factor de eficiencia, que puede estimarse sobre la base de la productividad total de los factores en el sector de la distribución de energía eléctrica –ver Macheck e Hnilica (2012). Se aplica un valor X=2,2% utilizando las estimaciones realizadas por Ajayi, Anaya y Pollitt (2018) para la actividad de distribución de energía eléctrica en el Reino Unido y teniendo en cuenta la visión de EPRI (2011) sobre las reducciones esperadas de costes de componentes de las redes inteligentes.

energético, debe garantizarse, a través del marco normativo, que las inversiones sean eficientes y den lugar al mínimo coste de servicios de suministro de energía compatibles con un escenario de sostenibilidad medioambiental.

Los principales retos para el modelo de regulación de la actividad de distribución, en un entorno de redes inteligentes están relacionados con la falta de estandarización y la incertidumbre acerca de las nuevas tecnologías y los procesos que deberán implantarse para alcanzar las funcionalidades descritas en los párrafos anteriores. La consiguiente necesidad de innovar genera riesgos (principalmente, de obsolescencia de la tecnología empleada antes de que finalice el periodo de amortización) que pueden dar lugar a barreras a la inversión significativas o a costes significativos para los consumidores.

Por un lado, la escala de la transformación es muy relevante, por lo que los costes de inversión para alcanzar economías de escala y de red significativas son elevados. Esto puede actuar también como una barrera a la inversión en ausencia de un marco retributivo y normativo estable y que favorezca inversiones con periodos de amortización que pueden alcanzar los diez años o más en algunos casos. Otra barrera a la inversión está relacionada con la posibilidad de que el marco normativo de la actividad de distribución deje abiertos, o sin regular, aspectos relacionados con las responsabilidades de los distintos agentes usuarios de las redes de distribución, con el desarrollo de nuevas formas de utilización de las redes (por ejemplo, autoconsumo, desarrollo de microrredes, etc.).

Los principios en los que debe basarse un modelo de regulación eficiente para las actividades que deberán desarrollar los OSD en el ámbito de las redes inteligentes no difieren, en esencia, de los principios que pueden considerarse, de forma genérica, "principios de buena regulación" y que han sido ampliamente estudiados en la literatura académica²².

Estos principios, aplicados al reto del desarrollo de redes inteligentes, se resumen en la necesidad de disponer de: (1) un marco normativo y retributivo estable y transparente, con un proceso regulatorio justo (*due regulatory process*) definido por reglas conocidas por todos los agentes y con una actuación independiente del regulador; (2) esquemas de incentivos financieros flexibles, para que los inversores asuman los riesgos asociados a inversiones en innovación en activos con vidas útiles relativamente largas y en nuevos procesos en un entorno cambiante; (3) esquemas equilibrados de reparto de los beneficios y costes de las inversiones en redes

²² Ver, por ejemplo: NERA (1998); Stern y Holder (1999); Stern y Cubbin (2003); Baldwin (2010).

inteligentes entre las empresas reguladas y los consumidores, que garanticen resultados en términos medioambientales y de calidad y seguridad de suministro al mínimo coste para los consumidores; (4) eficiencia en el coste de implementación de los esquemas regulatorios (p. ej., costes de supervisión) por parte del regulador.

Los esquemas tradicionales de regulación de actividades como el transporte o la distribución de energía (p. ej., modelo de regulación basada en costes o *cost plus*, los modelos de *benchmarking*, los modelos basados en incentivos, como los modelos *price cap* o *revenue cap*, o los modelos mixtos, como los *profit-sharing schemes*) están sujetos a distintas limitaciones (Jamasb y Pollitt, 2017; Aas, 2016; Lazar, 2016) y su implementación con éxito en la práctica requiere el desarrollo de esquemas complejos de incentivos y de procesos eficientes de captura, auditoría y análisis de información regulatoria y contable sujeta a un nivel elevado de estandarización y uniformización (p. ej., en el tratamiento de los costes de operación y los costes de capital entre empresas) (Joskow, 2006).

Por otra parte, la evidencia empírica sugiere que los modelos basados en esquemas de incentivos dan lugar a mayores niveles de inversión que esquemas tradicionales basados en costes (Cambini y Rondi, 2010).

En contraste con los modelos de regulación tradicionales, los nuevos modelos de regulación basados en resultados (*output- o performance-based models*), como el modelo RIIO (*Revenues+Incentives+Innovation=Output*), implementado por el regulador británico Ofgem para las actividades reguladas de transporte y distribución en los sectores de electricidad y gas natural en el Reino Unido, ponen el énfasis en los resultados (*output*) de las empresas reguladas a lo largo de distintas dimensiones (p. ej., calidad del servicio, eficiencia operativa, parámetros medioambientales) y en la implantación de esquemas de incentivos a la inversión en tecnologías y procesos innovadores y a la operación eficiente de los sistemas de distribución.

El modelo de regulación de la actividad de distribución vigente en el Reino Unido resulta pionero en la aplicación de esquemas de incentivos basados en resultados y orientados a favorecer el desarrollo de redes inteligentes. El objetivo final de este modelo es repartir entre las empresas y los consumidores (responsables, en última instancia, de financiar los costes de las infraestructuras) tanto los riesgos y costes de desarrollo de las nuevas redes como los beneficios que puedan derivarse de una mayor eficiencia operativa y de las mejoras medioambientales.

Las principales características diferenciales del modelo RIIO respecto de los esquemas regulatorios más tradicionales son las siguientes:

- (1) un periodo regulatorio largo, con una duración de 8 años;

- (2) un proceso regulatorio que incluye periodos de revisión de los ingresos y las tarifas entre periodos regulatorios que llegan a durar 18 meses;
- (3) un esquema retributivo basado en estimaciones y en la evolución del coste total de la actividad (*totex*), incluyendo costes de capital y costes de operación, ajustado cada año en función de los resultados de la empresa;
- (4) una batería de indicadores para realizar un seguimiento de la actividad y determinar los ingresos reconocidos;
- (5) esquemas de incentivos especialmente diseñados para fomentar la innovación en tecnologías y procesos; y
- (6) un seguimiento continuo, a lo largo del periodo regulatorio, de los resultados operativos y financieros de las empresas reguladas.

En el modelo RIIO, los ingresos reconocidos para las empresas cada año son el resultado de procesos iterativos entre las empresas y el regulador basados en planes de negocio detallados para cada periodo regulatorio de ocho años propuestos por aquellas. Ofgem revisa y evalúa con detalle cada año los resultados financieros de las empresas. En particular, aplica un incentivo de eficiencia sobre los costes totales de la empresas, analizando las principales categorías de costes de la actividad de distribución, los inductores de sobrecostes y ganancias de eficiencia, los sobrecostes y las ganancias por categoría de coste y el impacto sobre los precios finales que pagan los consumidores.

Otro indicador utilizado por Ofgem para realizar un seguimiento de los resultados agregados de las empresas dentro del esquema RIIO-ED1 es la rentabilidad del capital regulatorio (*return on regulatory equity* o RoRE). El RoRE es un indicador de la rentabilidad (real, después de impuestos) que obtendría un accionista de una empresa de distribución por sus resultados a lo largo del periodo regulatorio de 8 años y dentro del esquema regulatorio RIIO-ED1²³. En el año 2016-2017, el valor promedio ponderado (por el valor de los activos regulados) del RoRE previsto para el periodo regulatorio 2015-2023 de las distintas empresas se situó en el 9,45%²⁴.

²³ El RoRE, que no refleja exactamente la rentabilidad del accionista, se estima utilizando un modelo financiero desarrollado por Ofgem que toma como punto de partida el coste del capital propio de cada empresa.

²⁴ Como referencia, puede destacarse que el valor propuesto por la CNMC en octubre de 2018 de la tasa de retribución regulada antes de impuestos para las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica en España en el periodo 2020-2025 es del 5,58% (CNMC, 2018).

La introducción de esquemas de incentivos (*profit-sharing* y *risk-sharing*) ligados a los resultados de cada empresa de distribución y definidos en términos de los servicios de distribución de energía eléctrica ofrecidos a los consumidores es probablemente el elemento central del modelo regulatorio para la actividad de distribución vigente en el Reino Unido.

Tabla 2. Incentivos para las empresas de distribución bajo el esquema RIIO

Categoría de incentivo	Tipo de incentivo (financiero o reputacional)
Fiabilidad y disponibilidad del servicio	
Incentivo sobre interrupción del servicio (número y duración de las interrupciones)	Incentivo de hasta 250 puntos básicos en el indicador de rentabilidad regulatoria (RoRE)
Estándares de servicio garantizados	Penalización en forma de pagos a consumidores por incumplir los estándares de servicio garantizados
Mejora de la calidad del suministro para los consumidores con peores índices de servicio	Bolsa total de 76,5 ME a lo largo del periodo regulatorio (<i>use it or lose it</i>)
Resiliencia de la red (inversiones en redes ejecutadas de forma proactiva por los OSDs)	Incentivo reputacional (publicación de indicadores y planes de las empresas)
Riesgo de red asociado a la condición y la criticidad de los activos de distribución	Prima (o penalización) financiera adicional igual al 2,5% del valor asociado a la superación (incumplimiento) de los objetivos fijados
Conexiones a la red	
Incentivo relacionado con el tiempo en establecer una nueva conexión a la red	Prima (incremento de ingresos) potencial de hasta un 0,4% de los Ingresos Base
Incentivo relacionado con la interacción y el compromiso con los clientes	Penalización (reducción de ingresos) de hasta un 0,9% de los Ingresos Base
Estándares de servicio garantizados sobre conexiones	Penalización en forma de pagos a consumidores por incumplir los estándares
Encuesta de satisfacción de los consumidores (<i>Broad Measure of Customer Satisfaction</i>)	Prima o penalización financiera de un 0,5% de los Ingresos Base
Atención al cliente y obligaciones sociales	
Encuesta de satisfacción del consumidor (conexiones, interrupciones, consultas)	+1,0% / -1,0% del Ingreso Base
Indicador de quejas y reclamaciones	0% / -0,5% del Ingreso Base
Objetivos sociales (e. g., consumidores vulnerables)	+0,5% / 0% del Ingreso Base
Objetivos medioambientales	
Pérdidas en redes, fugas de aceite, SF ₆ , huella de carbono, contaminación acústica	Incentivo reputacional (publicación de indicadores y planes de las empresas)

Fuentes: Ofgem (2017b; 2017c).

La incorporación dentro del esquema RIIO de incentivos financieros ligados a la innovación en tecnologías, procesos, etc. es otro de los elementos novedosos respecto de modelos de regulación de la actividad de distribución aplicados previamente²⁵.

En concreto, el modelo RIIO incluye una serie de estímulos explícitos a la innovación. En el primer periodo regulatorio bajo el esquema RIIO (RIIO-ED1) se han definido tres esquemas de incentivos: (1) un esquema de financiación de proyectos de innovación en las redes de escala pequeña (*Network Innovation Allowance* o NIA), (2) un concurso anual entre los OSD para conseguir financiación para proyectos innovadores y con impacto que generen beneficios medioambientales para los consumidores (*Network Innovation Competition* o NIC) y (3) un incentivo al despliegue de nuevas tecnologías “verdes”, ya ensayadas que tengan impacto económico, contribuyendo al desarrollo del sector de la economía baja en carbono en el Reino Unido, o que generen beneficios medioambientales (*Innovation Roll-out Mechanism* o IRM).

En conclusión, la revisión del esquema RIIO permite identificar algunas de las vías a través de las cuales pueden introducirse incentivos adecuados (o mejorarse los existentes) para las empresas de distribución, incluyendo: (1) la definición de periodos regulatorios largos que permitan poner en marcha planes de negocio para el desarrollo de redes inteligentes creíbles y no sujetos a la presión de obtener resultados en el muy corto plazo; (2) el énfasis en la determinación de incentivos a la eficiencia relativos a los costes totales de las empresas, para evitar niveles no deseados de capitalización de los costes; (3) la implementación de sistemas de incentivos que garanticen un reparto adecuado de costes y beneficios entre empresas reguladas y los consumidores; (4) el fomento de la innovación a través de esquemas específicos de financiación de proyectos (p. ej., a través de esquemas de adjudicación competitivos o requisitos de justificación de los beneficios netos esperados); (5) un seguimiento detallado y continuo de los resultados de las empresas y del conjunto de parámetros del modelo regulatorio para garantizar su eficacia; y (6) la comparación de los resultados de las distintas empresas y el énfasis en los parámetros sociales y medioambientales para reforzar el componente reputacional del esquema de incentivos.

²⁵ Ofgem reconoce que muchos de los proyectos de desarrollo de las redes eléctricas (p. ej., los relacionados con el desarrollo de redes inteligentes) están sujetos a incertidumbre sobre su rendimiento financiero o sobre la posibilidad de comercializar y capitalizar los potenciales beneficios medioambientales o de reducción de emisiones contaminantes, por lo que podrían no obtener apoyo por parte de los accionistas y gestores de las empresas (Ofgem, 2017a).

1. INTRODUCCIÓN

La transición energética hacia una economía descarbonizada o sin emisiones netas de gases de efecto invernadero (GEI) dará lugar a lo largo de las próximas décadas a una transformación radical en los sistemas energéticos²⁶ en todo el mundo. En los nuevos modelos energéticos, con un nivel de electrificación elevado de la matriz energética y bajos o nulos niveles de emisiones, cambiarán tanto el papel de la generación de energía eléctrica, con un mayor protagonismo de la generación distribuida de carácter renovable, como el de los consumidores de energía.

Debido a la irrupción de estas nuevas tecnologías de generación distribuida de carácter renovable (p. ej., fotovoltaica o minieólica) o con bajas o nulas emisiones netas de GEI y al desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, los consumidores de energía de pequeño tamaño se convertirán en el futuro en agentes activos en los sistemas y mercados energéticos. En función de las circunstancias de mercado y del entorno, los denominados “prosumidores” podrán consumir energía desde las instalaciones de almacenamiento o desde las redes o producir energía que almacenarán o volcarán a las redes.²⁷

Para llegar a ese nuevo modelo energético, deberán actualizarse (o transformarse de forma radical) los sistemas de distribución de energía y los mecanismos de comunicación e intercambios de información (a través de la digitalización, descentralización y, donde sea necesario, la automatización de procesos) entre todos los agentes que participan en el mercado eléctrico.

Según Eurelectric (2018), la transición energética requiere una “...transformación del sistema energético para incrementar su capacidad de respuesta y hacerlo más resiliente

²⁶ Este trabajo se centra fundamentalmente en el sistema eléctrico, aunque en ocasiones se hará referencia también al sistema energético en su conjunto, que está formado por varios sectores. En el contexto de la transición energética y dentro de una creciente electrificación de la economía (en usos como calefacción, movilidad, etc.) muchas de las dinámicas de cambio que aquí se recogen tienen impacto tanto en el sistema eléctrico como en todo el sistema energético. Sin embargo, los condicionantes que afectan al primero no son los únicos que afectan al segundo, por lo que ambos términos no son intercambiables.

²⁷ La figura de “prosumidor” (adaptado del vocablo inglés *prosumer* o *producer and consumer*) hace referencia a ese doble papel de consumidor y productor que pueden jugar agentes de pequeño tamaño como los consumidores domésticos o de los sectores comercial o industrial. Ver, por ejemplo (Parlamento Europeo, 2016). En ocasiones este término se adapta en castellano como “cliente activo” o “consumidor-productor”.

y eficiente. Esto implica un incremento en la utilización de energías renovables, digitalización, respuesta de la demanda y refuerzo de las redes para que puedan funcionar como plataformas y facilitadores para los consumidores, las ciudades y las comunidades..." (traducción propia).

Las redes inteligentes²⁸ permiten ofrecer servicios innovadores a los usuarios de las redes que, junto con tecnologías y dispositivos de monitorización, comunicación, control y respuestas automáticas (p. ej., en el caso de fallos) permiten a los consumidores participar activamente en la optimización del sistema eléctrico, a través de acciones de consumo, almacenamiento o vertido a las redes de energía, y acceder a mayor información sobre el mercado de energía y sobre su propio comportamiento y a un abanico más amplio de servicios.

En este nuevo contexto, los distribuidores y gestores de las redes de distribución se posicionará probablemente no solo como operadores de las redes energéticas, sino como prestadores de nuevos servicios relacionados con las nuevas capacidades de los consumidores (en su doble faceta como consumidores y productores de energía) y con la gestión de todos los datos y la información que se generará en estos sistemas de distribución de energía más complejos.

Este estudio identifica y caracteriza la visión actual de los principales elementos que definirán el papel de los gestores de las redes de distribución de energía en el futuro como facilitador de servicios energéticos complementarios de los relacionados con el suministro de energía y la operación de las redes.

La transformación de los sistemas de distribución de energía y la redefinición del papel de los distribuidores tiene lugar en un contexto de profundos cambios en el sector eléctrico, que pasa a estar caracterizado e influido por una demanda de electricidad volátil y cambiante, un crecimiento de las instalaciones de generación distribuida y de los dispositivos inteligentes integrados en las redes, la irrupción de tecnologías de almacenamiento y un marco regulatorio cambiante.

Con estas condiciones de contorno, los principales retos a los que se enfrentan las autoridades regulatorias son, por un lado, garantizar que se llevan a cabo las inversiones en redes necesarias para transformar los sistemas de distribución de energía en sistemas inteligentes, y, por otro, facilitar la inversión en renovables y en

²⁸ Como se describe en el apartado 3.4.2 de este trabajo, el concepto de red inteligente cubre toda la cadena de suministro de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo. Aunque el concepto de red inteligente incluye tanto la red de transporte como la de distribución, este estudio se centra en la red de distribución y en los agentes y actividades relativos a ésta, como se especifica en cada uno de los capítulos.

infraestructuras asociadas al vehículo eléctrico, incentivar la innovación beneficiosa para el sistema en conjunto y para los consumidores, generar eficiencia operativa y reducir el impacto medioambiental del sistema energético, ofreciendo a los consumidores un acuerdo justo (*fair deal*).

Este estudio analiza cómo serán las redes de distribución de energía del futuro y el papel que jugarán los operadores de los nuevos sistemas (inteligentes) de distribución de energía. Además, se caracterizan los elementos que configurarán las redes inteligentes, realizándose una estimación de las inversiones necesarias para desarrollar las nuevas redes, con una aplicación específica a la realidad del País Vasco, y se revisan nuevos esquemas de regulación que, en teoría, ofrecen incentivos a la inversión en los nuevos equipamientos y procesos, muchos de ellos innovadores, que darán lugar a las nuevas redes de distribución de energía eléctrica.

En el Capítulo 2 se analiza el papel que jugarán los distribuidores en las redes energéticas del futuro. Para ello, se describe cómo serán los nuevos sistemas energéticos en media y baja tensión, analizando cuáles son los principales inductores del cambio en el modelo de la actividad de distribución de energía eléctrica, entre los que se encuentran los recursos energéticos distribuidos (generación renovable distribuida, dispositivos de almacenamiento, vehículos eléctricos, etc.). Posteriormente, se revisa el nuevo mapa de actores a que dará lugar la revolución en las redes energética y se analizan los servicios que se prestarán a los usuarios de las redes inteligentes de electricidad.

El capítulo se cierra con un análisis del nuevo papel de los distribuidores. En un entorno de redes inteligentes, el distribuidor pasará de ser el gestor y operador de las redes a ser el operador de un sistema de distribución de energía, actuando como facilitador de los nuevos modelos y sistemas energéticos, con generación distribuida (especialmente, renovable), con dispositivo en los que los consumidores adoptan un papel central, con mayor información y mayores opciones y capacidad de decisión y que contribuye activamente, a través de su comportamiento, en la optimización del sistema energético. Así, el Operador del Sistema de Distribución (OSD) actuará como: (a) responsable de la planificación y el desarrollo de las infraestructuras necesarias para la implementación de redes inteligentes; (b) gestor de un sistema de distribución de energía inteligente; (c) proveedor de una plataforma facilitadora de servicios a los nuevos tipos de consumidores (prosumidores); (d) proveedor (para el sistema en conjunto) y facilitador de servicios de flexibilidad; (e) gestor de un *hub* de información y de comunicaciones entre agentes.

El Capítulo 3 del estudio analiza cómo serán las redes inteligentes del futuro. Para ello, se hace un repaso de las principales definiciones de red inteligente, concepto complejo que abarca múltiples dimensiones, entre ellas la capacidad de integrar flujos de energía e información bidireccionales, la digitalización y automatización de procesos, etc. Además, se revisa el proceso de desarrollo de las redes inteligentes en Europa y en Estados Unidos. Estas dos regiones son referentes en el desarrollo de las nuevas redes de distribución de energía eléctrica. En este capítulo se analizan con detalle los principales equipamientos técnicos y sistemas que caracterizan una red inteligente y se describe un modelo simplificado para una red inteligente tipo. En la parte final, se describen algunas de las iniciativas de desarrollo de redes inteligentes que han tenido lugar en el País Vasco en los últimos años.

El objetivo del Capítulo 4 es intentar cuantificar los requerimientos de inversión en nuevas infraestructuras para el desarrollo de las nuevas redes. Para ello, se utiliza el modelo simplificado de las redes inteligentes desarrollado en el Capítulo 3, basado entre otras fuentes en EPRI (2011), con el objeto de identificar los principales inductores de los costes ligados al desarrollo de las nuevas redes. Además, se presentan fases sobre el proceso de desarrollo de las redes inteligentes, que será necesariamente gradual, y sobre su configuración futura (p. ej., teniendo en cuenta el número de contadores inteligentes, el nivel de penetración de las energías renovables distribuidas, el número de puntos de recarga de vehículos eléctricos, el nivel de automatización de los procesos, etc.). Utilizando datos reales de costes de componentes provenientes de proveedores de equipos técnicos, se realiza una estimación de las inversiones necesarias para alcanzar distintos niveles de desarrollo de las redes inteligentes en el País Vasco.

El Capítulo 5 se centra en el análisis de esquemas regulatorios aplicables en el ámbito de la actividad de distribución de electricidad en un entorno de redes inteligentes, que generen señales adecuadas para realizar inversiones eficientes y orientadas a la consecución de los objetivos que marquen las políticas medioambientales. En concreto, se revisa en profundidad el esquema de incentivos desarrollado por Ofgem para las actividades de transporte y distribución de electricidad y gas natural (modelo RIIO), que hace especial énfasis en los resultados de las empresas reguladas y fomenta la inversión en tecnologías y procesos innovadores.

La determinación de los ingresos regulados de las empresas de distribución de electricidad, bajo este modelo, se basa en el cálculo de una remuneración base inicial que refleja los niveles de costes eficientes de la actividad, ajustada por un conjunto de factores entre los que se incluye una valoración del rendimiento o

eficiencia de la empresa en términos del coste total de la actividad, la inflación, diversos incentivos, financiación de actividades de innovación y otras variables. Bajo el modelo RIIO, los distribuidores tienen fuertes incentivos a reducir sus costes totales por debajo de los niveles de ingresos totales reconocidos. El modelo también presta especial atención al mecanismo de reparto de beneficios y costes entre las empresas reguladas y los consumidores. En caso de que se mejoren los niveles de costes, las empresas reciben incentivos financieros y los consumidores se ven beneficiados a través de un ajuste de las tarifas aplicadas a los usuarios de las redes. En caso de que se superen los costes totales previstos y reconocidos, también se comparte el riesgo con los consumidores (a través de las tarifas reguladas).

La revisión del modelo regulatorio RIIO ofrece ideas sobre cómo podrían modificarse los esquemas actuales de regulación de las actividades de redes para acometer con mayor garantía el reto de transformarlas en plataformas que favorezcan la penetración de la generación distribuida sin emisiones de GEI, el crecimiento en el número de prosumidores y vehículos eléctricos y el desarrollo de mercados locales de energía y servicios de flexibilidad.

2. EL NUEVO PAPEL DE LOS DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1. Los nuevos sistemas energéticos en media y baja tensión

2.1.1. El papel central de las redes de distribución en los nuevos sistemas energéticos

Las redes de energía eléctrica, tanto en alta como en media y baja tensión, jugarán un papel central en los sistemas energéticos del futuro y en la transición hacia economías con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

La legislación y normativa europea recoge desde hace tiempo con claridad la idea de que un sistema de distribución de energía inteligente es un pilar necesario para avanzar en el desarrollo de la generación renovable (distribuida) y en la eficiencia energética.

Ya en 2006, por ejemplo, la Comisión Europea había desarrollado una visión sobre las redes eléctricas del futuro que describía las redes inteligentes del futuro (en 2020 y más allá) como redes (1) flexibles (que responden a las necesidades de los consumidores y se adaptan a los cambios y los retos energéticos), (2) accesibles (garantizando la conexión a todos los usuarios, incluyendo a la generación renovable o generación distribuida de alta eficiencia y con nulas o bajas emisiones de CO₂), (3) fiable (con un nivel de seguridad y calidad de suministro elevado y consistente con los requerimientos de la era digital) y (4) económica (que aporte el máximo valor a través de la innovación, la gestión eficiente de la energía y un entorno regulatorio y de competencia neutral (Comisión Europea, 2006)²⁹.

En el considerando número 27 de la directiva de electricidad vigente, de 2009,³⁰ por ejemplo, se indica expresamente que "...[L]os Estados miembros deberían favorecer la

²⁹ En este documento se identificaban necesidades de inversión globales en el periodo 2003-2030 de 16 billones de dólares para el conjunto del sector energético (citando estimaciones de la AIE). En Europa se estimaba un volumen de inversión de 500.000 millones de € para actualizar las infraestructuras de transporte y distribución de electricidad.

³⁰ Ver la Directiva 2009/72/CE en DOUE (2009). Igualmente, el artículo 19 de la propuesta de nueva directiva de electricidad (adaptando el artículo 11 de la directiva vigente) indica que "...[C]on el fin de fomentar la eficiencia energética y capacitar a los clientes, los Estados miembros o, cuando un Estado miembro así lo haya dispuesto, la autoridad reguladora, recomendarán firmemente que las empresas de

modernización de las redes de distribución, por ejemplo, mediante la introducción de redes inteligentes, que deberían ser construidas de manera que se fomente el desarrollo de generación distribuida y la eficiencia energética...”.

En línea con lo dispuesto en la directiva de electricidad, en 2009 se creó el *Smart Grids Task Force*³¹ (un conjunto de grupos de trabajo sobre áreas específicas relacionadas con las redes del futuro formados por expertos), a instancias de la Comisión Europea, con el objetivo de generar recomendaciones para el desarrollo y el despliegue de las redes inteligentes que orientaran el diseño de la regulación.

Por otra parte, la Comunicación de la Comisión Europea de 8 de marzo de 2011 titulada “Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050” (Comisión Europea, 2011a) incide en la necesidad de actualizar las redes eléctricas, indicando que *“...[L]a inversión en redes inteligentes es un factor clave para un sistema eléctrico hipocarbónico para facilitar, en particular, la eficiencia de la demanda, una cuota mayor de renovables y la generación distribuida y permitir la electrificación del transporte. Por lo que respecta a las inversiones en redes, los beneficios no siempre revierten en el operador de la red, sino en el conjunto de la sociedad (los consumidores, los productores y la sociedad en general: mayor fiabilidad de la red, seguridad energética y reducción de emisiones). En este contexto, los trabajos que se realicen en el futuro deberían considerar de qué manera el marco político puede promover esas inversiones a escala local, nacional y de la UE e incentivar la gestión de la demanda...”*.

Poco después, en abril de 2011, la Comisión Europea publicó otra comunicación, titulada “Redes inteligentes: de la innovación a la implantación” (Comisión Europea, 2011b), en la que identificaba los beneficios que aportarán las nuevas redes inteligentes e insistía en la necesidad de actualizar las redes de energía eléctrica (Comisión Europea, 2011b)³²: *“...Si no se procede a una profunda mejora de las redes y sistemas de medida existentes, la producción de energía renovable quedará frenada, la seguridad de las redes se verá comprometida, se perderán oportunidades en materia de ahorro energético y eficiencia energética, y el mercado interior de la energía se desarrollará a un ritmo mucho más lento...”*. En esta comunicación, la Comisión

electricidad y los agregadores optimicen el uso de la electricidad, por ejemplo entre otras cosas, ofreciendo servicios de gestión de la energía, desarrollando fórmulas de precios innovadoras o introduciendo sistemas interoperables de contador inteligente o redes inteligentes cuando corresponda...”.

³¹ Puede verse más información en el siguiente enlace (Comisión Europea, 2018c): <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>.

³² Entre ellos, cita por ejemplo la reducción en el consumo de energía y la reducción en las emisiones de CO₂.

Europea se compromete a incentivar las inversiones en redes inteligentes a través de la elaboración de normas técnicas adecuadas, la protección de los datos de los consumidores, un marco regulatorio que proporcione incentivos para la implantación de redes inteligentes, un mercado minorista abierto y competitivo y un apoyo continuado a la innovación en el ámbito de la7 tecnología y los sistemas.

Desde entonces, la Unión Europea ha trabajado de forma continuada en el desarrollo de un marco legislativo y regulatorio para el sector energético en la Unión Europea que tiene como uno de sus pilares básicos el desarrollo de redes de transporte y distribución de energía inteligentes.

En resumen, el papel central que jugarán las redes eléctricas durante la transición hacia una economía “descarbonizada” y en un futuro (cercano y a más largo plazo) es reconocido por las autoridades europeas desde hace muchos años. Probablemente el mayor reto al que se enfrenta el desarrollo de redes inteligentes sea el establecimiento de un marco regulatorio y de un sistema de incentivos que favorezcan la inversión y la innovación.

2.1.2. Inductores del cambio en el modelo de la actividad de distribución de energía eléctrica

El sistema de distribución de energía eléctrica tradicional ha sido hasta la fecha un sistema fundamentalmente lineal. La energía eléctrica se generaba en instalaciones de generación de gran tamaño, generalmente alejadas de los grandes centros de consumo.

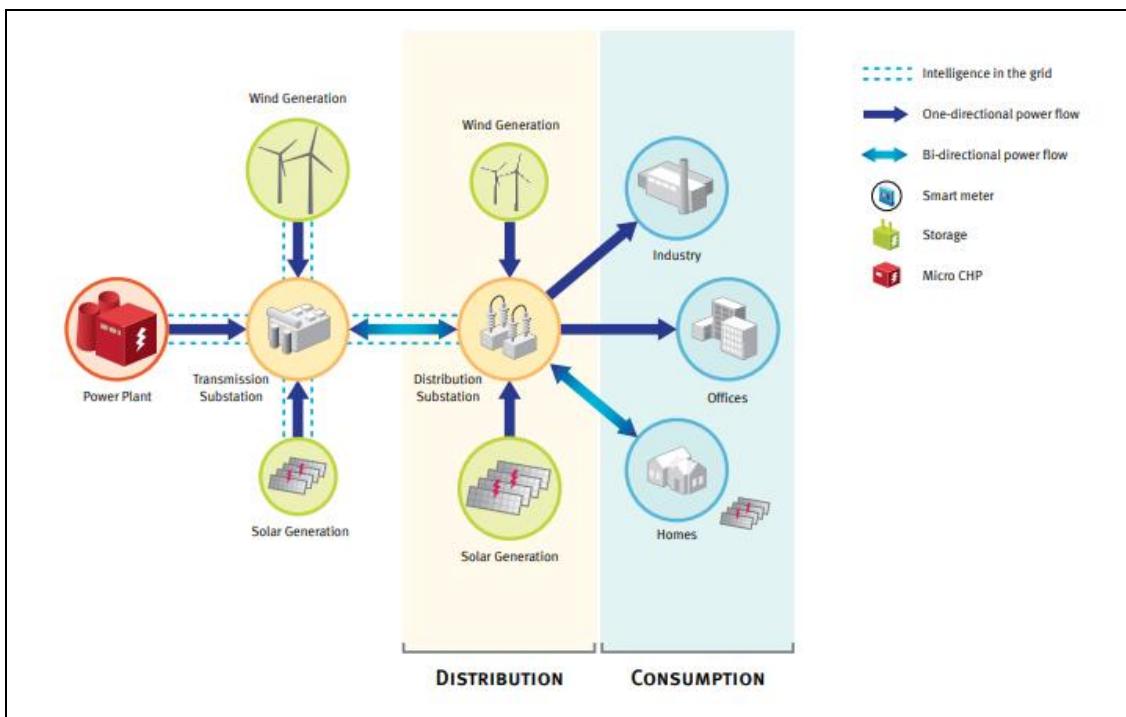
La energía generada se transportaba a estos centros de consumo a través de las redes de alta tensión, primero, y de las redes de media y baja tensión, después. Los flujos de energía eran básicamente unidireccionales (desde las unidades de generación a los puntos de consumo)³³ y el nivel de penetración de generación distribuida (en las redes de media y baja tensión) era muy bajo (Gráfico 4).

Este esquema de organización de los sistemas eléctricos está, sin embargo, inmerso en un proceso de transformación que modificará sustancialmente la forma de funcionamiento de las redes de distribución y redefinirá los papeles y roles de los distintos usuarios de las redes y de los gestores de las mismas.

³³ En algunos puntos de las redes los flujos son bidireccionales, principalmente en las áreas de unión entre las redes de transporte y las redes de distribución y, en las redes de media y baja tensión, donde existen, aún con niveles de penetración bajos, equipamientos e infraestructuras para el almacenamiento de energía.

Por un lado, se prevé en los próximos años un alto ritmo de desarrollo de instalaciones de generación de energía renovable conectadas a las redes eléctricas tanto en media como en baja tensión, en el seno de las redes de distribución, debido al impulso de la legislación de la Unión Europea y de los distintos Estados miembros (IRENA, 2018).

Gráfico 4. Esquema tradicional del sistema eléctrico



Fuente: Eurelectric (2011).

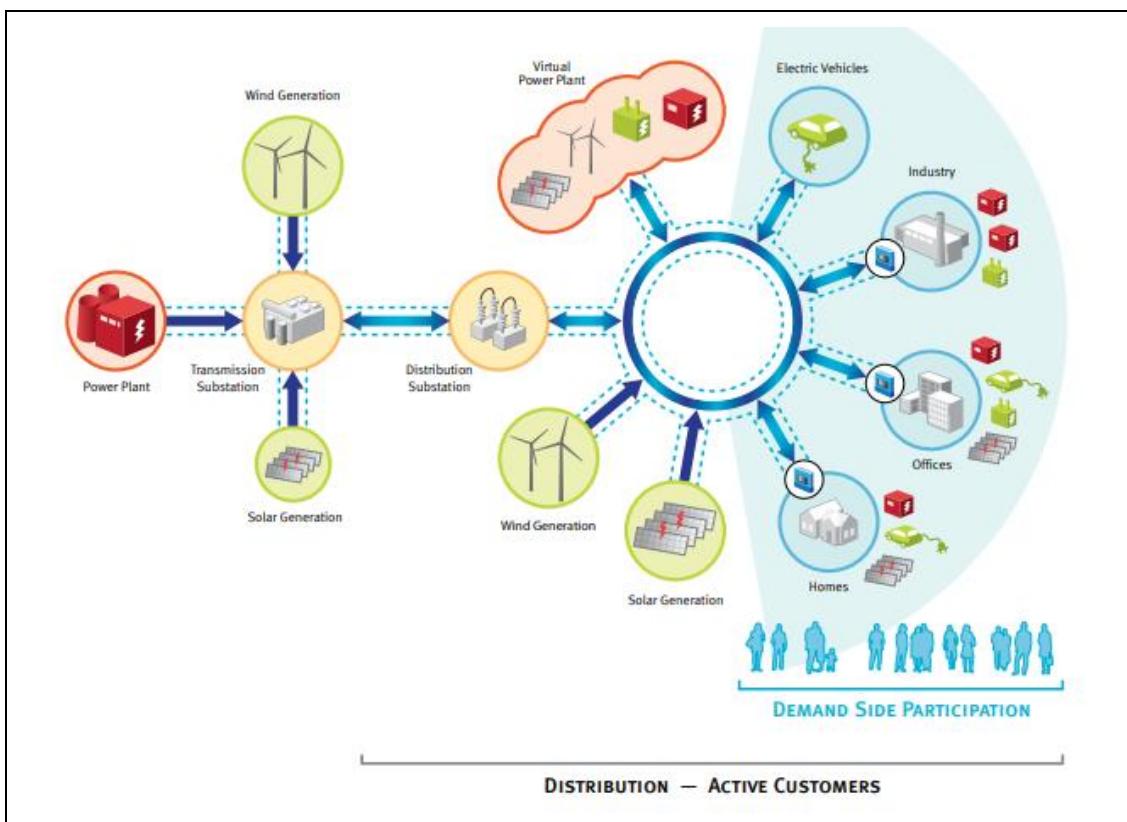
Junto con el desarrollo de la generación distribuida, proliferarán los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica cercanos a los puntos de consumo³⁴. La capacidad de almacenamiento de energía permitirá inyectar energía a las redes desde puntos que, en el sistema tradicional, eran puntos de salida de energía de las redes. Todo ello modificará la naturaleza de los flujos de energía en las redes de media y baja tensión, que pasarán a ser bidireccionales (Siemens, 2017).

³⁴ La comparación de la eficiencia entre la instalación de la batería delante o detrás del contador es un factor relevante a tener en cuenta. Por ejemplo, en Alemania las compañías están instalando en ambos lados del contador según el caso y buscando sinergias (Colthorpe, 2018a). Entre otros, influyen circunstancias como la correcta integración de los sistemas que interaccionan (Edie, 2016) o los diferentes modelos que están siendo explorados por distintos tipos de compañías (St. John, 2016), que dan lugar a variaciones en el mercado de almacenamiento a ambos lados del contador (Colthorpe, 2018b).

El desarrollo esperado de la movilidad eléctrica tendrá un gran impacto sobre el funcionamiento del sistema eléctrico, tanto derivado de la magnitud del parque de vehículos (con previsible crecimiento exponencial en el número de vehículos eléctricos) como de la posibilidad de que los vehículos eléctricos actúen como dispositivos móviles de almacenamiento (Steward, 2017).

En el plano tecnológico, se están produciendo también avances en múltiples aspectos relacionados tanto con los equipamientos de las redes³⁵ como con la digitalización de los equipamientos e infraestructuras de las redes y con las comunicaciones entre los distintos elementos de la red y los centros de control de las redes de distribución.

Gráfico 5. Los nuevos sistemas de distribución de energía



Fuente: Eurelectric (2011).

³⁵ Por ejemplo, los elementos de electrónica de potencia, los sensores y los materiales utilizados, etc., ofrecen nuevas funcionalidades que facilitan el control directo de los dispositivos y, por tanto, el control de los parámetros que definen el funcionamiento de las redes.

Los avances tecnológicos favorecen la automatización de gran parte de los procesos relacionados con la gestión y la operación de las redes eléctricas, incrementando la flexibilidad de los sistemas de distribución de energía.

Uno de los principales efectos de todos estos cambios es que los flujos físicos de energía en las redes de media y baja tensión serán bidireccionales, debido a la capacidad de los centros de consumo (industriales, comerciales y residenciales) y de los vehículos que utilicen baterías eléctricas de almacenar energía y verterla en las redes en cualquier momento (Gráfico 5).

Por otra parte, la flexibilidad operativa que ofrecen los nuevos dispositivos y equipamientos de consumo, y las instalaciones de generación distribuida y almacenamiento, junto con la capacidad de gestionar los consumos de energía de una manera más eficiente y en tiempo real modificarán de manera profunda la forma de actuar de los consumidores finales (ver la Sección 2.2).

En el nuevo contexto, las redes energéticas de media y baja distribución estarán caracterizadas por flujos de energía bidireccionales, comunicación bidireccional entre los elementos de las redes y el centro de control del sistema de distribución, un papel activo de los usuarios de las redes en la gestión del consumo y la producción de energía eléctrica, un nivel elevado de automatización en los procesos y optimización en tiempo real de la gestión de las redes.

Además, todos estos vectores de cambio van a inducir una transformación de profundo calado en las relaciones entre todos los agentes involucrados con las compañías de distribución de electricidad:

1. Por un lado, aumentará la interacción entre los gestores de las redes de distribución y todos los usuarios de las redes, incluyendo los consumidores finales de energía, y otros agentes participantes en los mercados de energía (p. ej., agregadores, comercializadores, etc.).
2. Por otra parte, deberá aumentar necesariamente la interacción y coordinación entre los gestores de las redes de distribución y los gestores de las redes de transporte, con el objeto de operar de forma eficiente el sistema transporte-distribución.

En el siguiente apartado revisamos las definiciones y categorías de recursos energéticos distribuidos cuyo despliegue dará lugar al nuevo modelo de distribución de energía eléctrica.

2.1.3. Los recursos energéticos distribuidos

Como se describió en el apartado anterior, la integración en las redes de distribución de determinados dispositivos y tecnologías de generación, almacenamiento o control de la demanda dan lugar a nuevas situaciones físicas y operativas en los sistemas de distribución (p. ej., flujos bidireccionales de energía) y a nuevas fuentes de flexibilidad que pueden aportar valor a los dueños de estos “recursos energéticos” y a los gestores y operadores de las redes eléctricas.

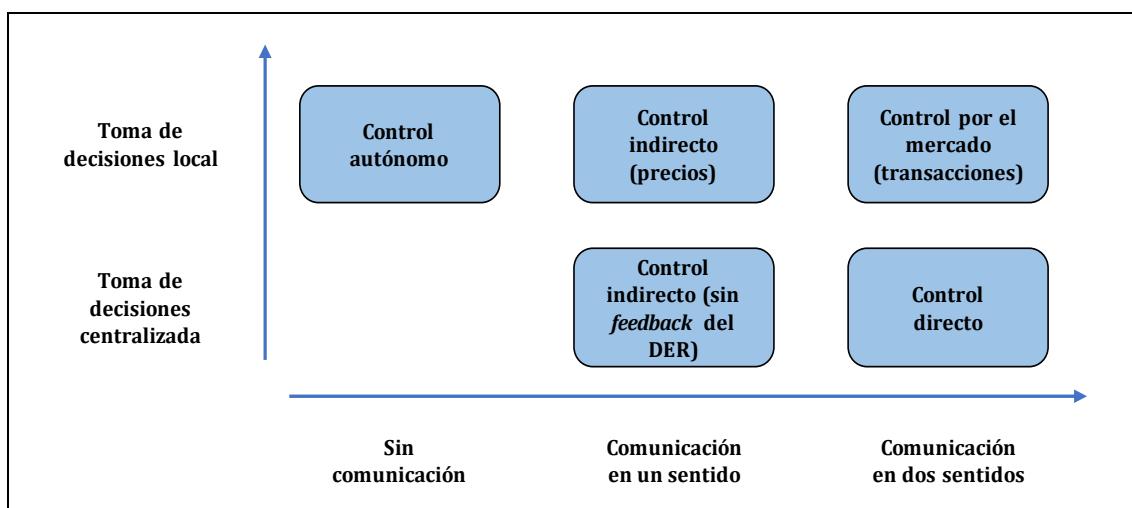
¿Cuáles son exactamente estos recursos energéticos? Aunque no existe una definición universalmente aceptada de “recurso energético distribuido” (*distributed energy resource* o DER, en inglés), la mayoría las definiciones utilizadas por reguladores o en el mundo académico recoge características básicas de estos recursos: son dispositivos o instalaciones conectados en las redes de distribución de características muy diversas,³⁶ de tamaño relativamente pequeño y, por general, no despachados por el operador del sistema (ni deben notificarse programas de generación o consumo individualizados para cada activo o recurso al operador del sistema). Además, en general, todas las definiciones de DER destacan su capacidad de respuesta y su flexibilidad operativa y de despacho ante cambios en variables externas.

FERC (2018), por ejemplo, indica que la definición de recurso energético distribuido ha cambiado en los últimos años, virando desde una definición acotada que incluía únicamente a las pequeñas instalaciones de generación (solar o cogeneración) dispersas en la red de distribución a una definición más amplia que abarca el conjunto de tecnologías y dispositivos que permiten generar y/o almacenar energía eléctrica o gestionar la curva de carga o demanda. En este documento, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) propuso la siguiente definición de DER: “...*Cualquier fuente o sumidero de energía eléctrica situada en la red de distribución, en un subsistema de la misma o detrás del contador de un consumidor [...] pueden incluir, sin estar limitados a estos, los recursos de almacenamiento, la generación distribuida, el almacenamiento térmico y los vehículos eléctricos y sus equipamientos de suministro de energía asociados...*” (traducción propia).

³⁶ Entre los dispositivos y tecnologías se pueden incluir los equipamientos inteligentes en los hogares (i.e., de domótica o gestionados por control remoto) o en otros puntos de consumo (empresas, fábricas, etc.), las microrredes, los dispositivos de almacenamiento de energía, los vehículos eléctricos, los dispositivos de control del flujo y de la operación en las redes de distribución de energía eléctrica y todas las instalaciones de generación distribuida.

FERC (2018) argumenta también que, aunque es posible clasificar todos estos recursos en clases de activos, dentro de cada una de estas pueden diferenciarse los DER en función de si participan directamente en los mercados de servicios complementarios gestionados por el Operador del Sistema o si participan en esquemas de compensación de cargas en el mercado minorista (e. g., demanda neta) o del grado de control que puede ejercerse sobre su funcionamiento.³⁷ El Gráfico 6 muestra una clasificación de los distintos esquemas de control de los recursos energéticos distribuidos, que penden de si la decisión de control está centralizada o no y del tipo de comunicaciones entre los dispositivos y el centro de control.

Gráfico 6. Clasificación de esquemas de control de recursos energéticos distribuidos



Fuente: extraído y adaptado de Le Baut et al. (2017).

Por su parte, NERC (2017)³⁸ adopta una visión más centrada en la capacidad de generación de energía eléctrica (o de inyección de energía en las redes) y define los recursos energéticos distribuidos como "...cualquier recurso situado en el sistema de distribución que produzca electricidad y que no esté incluido en la definición formal de

³⁷ Por ejemplo, las instalaciones de generación renovable distribuida convencionales (eólica o solar fotovoltaica) no son totalmente controlables, lo que obliga a los operadores de redes a desarrollar modelos para predecir su comportamiento y gestionar mejor, de esta manera, los riesgos sobre la operación del sistema eléctrico. Estos riesgos se mitigan, en parte, a través de la agregación de activos con características complementarias o de nuevas tecnologías, como los inversores o convertidores de menor tamaño.

³⁸ NERC es la North American Electric Reliability Corporation.

NERC del sistema eléctrico mayorista..." (traducción propia).³⁹ De forma explícita, NERC identifica como recursos energéticos distribuidos los siguientes: (a) generación distribuida, (b) generación detrás de los contadores (*behind-the-meter generation*), incluyendo la infraestructura desde el dispositivo (o los dispositivos) de generación hasta el contador, (c) instalaciones de almacenamiento de energía a cualquier lado del contador, incluyendo los vehículos eléctricos, (d) recursos energéticos agregados (combinaciones de los descritos en los puntos (a), (b) y (c)), (e) microrredes o conjuntos de recursos energéticos distribuidos que pueden funcionar en modo isla, (f) cogeneración y (g) unidades de generación ubicadas en la red de distribución que sirven como soporte de emergencia.

Otras fuentes, como NARUC⁴⁰ (2016) utilizan definiciones de recursos energéticos distribuidos más amplias: "...*Un recurso situado cerca de los consumidores que puede cubrir todas o parte de sus necesidades de energía eléctrica y potencia y que puede ser utilizado por el sistema para reducir la demanda (p. ej., eficiencia energética) o para ofrecer energía, capacidad o servicios complementarios requeridos por la red de distribución..."* (traducción propia).⁴¹

EPRI (2015), por su parte, define los recursos energéticos distribuidos como "...*fuentes de suministro de energía que cumplen el primer criterio y al menos uno de los tres posteriores de la siguiente lista: 1) conectados a la red eléctrica, con autorización, en un nivel igual o inferior a la media tensión, según la definición de IEEE (69 kV)⁴²; 2) generan electricidad utilizando cualquier combustible primario; 3) almacena energía y puede suministrar energía a la red desde el dispositivo de almacenamiento; 4) está relacionado con cambios en el nivel de demanda llevados a cabo por consumidores finales en respuesta a los precios u otros incentivos o acuerdos contractuales..."*" (traducción propia).

Burger y Luke (2016) describe y analiza distintos modelos de negocio relacionados con los tres grupos de recursos energéticos distribuidos que considera más

³⁹ La definición de NERC (2017) del sistema eléctrico mayorista (*bulk energy system*) incluye todos los elementos e instalaciones (de gran tamaño, de generación y transporte) necesarios para una operación y planificación seguras del sistema de transporte de energía eléctrica.

⁴⁰ NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners*) es la asociación nacional que reúne a altos representantes de las entidades reguladoras estatales de los distintos servicios públicos.

⁴¹ Entre los ejemplos de recursos energéticos distribuidos que cita NARUC (2016) se incluyen la energía solar fotovoltaica, la energía eólica, la cogeneración, el almacenamiento de energía, la gestión de la demanda, los vehículos eléctricos, las microrredes y la eficiencia energética.

⁴² IEEE (www.ieee.org) es la organización profesional técnica más importante del mundo. Entre otras muchas actividades, desarrolla estándares para su aplicación en la industria.

relevantes: (1) sistemas de gestión de la demanda y de gestión de la energía (en general), (2) almacenamiento eléctrico y térmico y (3) energía solar fotovoltaica.

Esta clasificación es relativamente similar a la realizada por Le Baut et al. (2017)⁴³ (Tabla 3), orientada a agrupar los recursos energéticos distribuidos de acuerdo con su comportamiento físico y con similitudes desde el punto de vista de la modelización.⁴⁴

Tabla 3. Tipología de recursos energéticos distribuidos

General	Familia	Ejemplos
Almacenamiento de energía	Almacenamiento móvil	Vehículo eléctrico
	Almacenamiento fijo	Baterías, hidráulica de bombeo, volantes de inercia (<i>flywheels</i>)
Generación distribuida	Generación renovable variable	Fotovoltaica, eólica, hidráulica fluyente
	Cogeneración	Diversos tipos (demanda de calor)
	Generación convencional	Generadores fósiles de respaldo, otra generación despachable (biogás, hidráulica)
Cargas flexibles	Cargas controladas por termostatos	P. ej., sistemas de ventilación y aire acondicionado (HVAC ⁴⁵), calentadores eléctricos, bombas de calor, aire acondicionado, sistemas de enfriamiento, etc.
	Desplazamiento de cargas	Electrodomésticos (e. g., lavadoras, lavavajillas, etc.), determinados procesos industriales, etc.
	Interrupción de cargas	Determinados procesos industriales, sistemas de iluminación, etc.

Fuente: reelaborado a partir de Le Baut et al. (2017).

⁴³ Proyecto *SmartNet* (www.smartnet-project.eu), estudio financiado por el programa *Horizon 2020* de la Unión Europea.

⁴⁴ Le Baut et al. (2017) desarrollan modelos matemáticos para cada tipo de recurso energético distribuido, teniendo en cuenta sus características físicas, su dinámica de operación y las restricciones operativas más significativas para ofrecer flexibilidad a subir y a bajar (sus programas de consumo y/o generación).

⁴⁵ Calefacción, ventilación y aire acondicionado (*heating, ventilation and air conditioning* en inglés).

En resumen, el concepto recurso energético distribuido incluye un amplio conjunto de dispositivos y tecnologías diversas que permiten modificar las curvas de generación y consumo o almacenar energía en puntos localizados en las redes de media y baja tensión en función de variables y/o procesos externos (p. ej., la variación de los precios de la energía, decisiones de operación por control remoto, automáticas o manuales, por parte de un agente, procesos automáticos en función de variables que describen la situación de las redes, etc.), ofreciendo de este modo herramientas para que los consumidores y generadores optimicen sus decisiones relativas al uso de la energía.

2.1.4. El valor de los recursos energéticos distribuidos

El valor de las redes de distribución inteligentes está en gran medida ligado al valor que aportan los recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico y al conjunto de los consumidores y usuarios de las redes.⁴⁶

MITei (2016) argumenta que una de las características más destacables de los recursos energéticos distribuidos frente a otros recursos energéticos conectados en las redes de alta tensión es su capacidad de ofrecer servicios al sistema de manera más eficiente o con menor coste en localizaciones concretas de la red donde los otros recursos no pueden actuar.⁴⁷

El valor de estos servicios varía en función de la localización en las redes, debido a las diferencias en parámetros físicos como las pérdidas, los límites de capacidad, la calidad de onda, los niveles de tensión, etc.

Las fuentes de valor de los recursos energéticos distribuidos pueden entonces clasificarse entre fuentes de valor asociadas y no asociadas a localizaciones concretas y aquellas que generan valor para el sistema eléctrico y otras fuentes de valor (p. ej., para la economía o sociedad en conjunto o relacionadas con las preferencias de los consumidores) (Tabla 4 y Tabla 5).

⁴⁶ Otras fuentes de valor de las redes inteligentes pueden ser, por ejemplo, que facilitan el empoderamiento de los consumidores en el mercado y que contribuyen a generar eficiencia a largo plazo al fomentar el desarrollo y difusión de señales económicas sobre el valor de la energía, de la capacidad, de la flexibilidad, etc.

⁴⁷ Como ejemplo, MITei (2016) indica que la flexibilidad que aporta un ciclo combinado de gas podría no ayudar a resolver una situación de congestión en un transformador sobrecargado en un barrio muy poblado de una gran ciudad que podría ser resuelta a través de una gestión eficaz de la demanda o mediante dispositivos de almacenamiento de energía distribuidos.

Tabla 4. Valor que aportan los recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico

	Valor localizado	Valor no localizado
Valor aportado al sistema eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> • Energía • Margen de capacidad en la red • Apoyo en la resolución de congestiones • Calidad de onda • Fiabilidad y resiliencia • Arranque autógeno (<i>black-start</i>) y recuperación del sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad firme de generación • Reservas operativas • Cobertura de precios
Otras fuentes de valor	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de la tierra • Empleo • Otro valor (p. ej., ligado a las preferencias) asociado al uso de energías renovable 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de las emisiones • Seguridad del sistema

Fuente: elaborado a partir de MITei (2016).

De Martini y Kristov (2015) también resaltan el eminente valor local de los recursos energéticos distribuidos, que puede asociarse a activos concretos, como subestaciones, líneas de alimentación o secciones de la misma o a una combinación de ellos.

El valor intrínseco de los recursos distribuidos (p. ej., su flexibilidad) puede verse complementado, además, por el valor adicional que genera un despliegue y una configuración espacial óptima de los mismos.

El objetivo último de la integración de recursos energéticos en las redes de distribución es conseguir un beneficio neto positivo para los consumidores, para lo cual debe tenerse en cuenta el valor de evitar o retrasar inversiones en activos de distribución y reducir los costes de operación y mantenimiento y otros beneficios y costes, como los medioambientales o el valor para los consumidores de la integración de recursos energéticos en localizaciones concretas de la red.

Por otra parte, el valor de localización de los recursos distribuidos no tiene por qué ser siempre positivo, ya que depende en parte de los costes incrementales en las redes de distribución ligados a la integración de dichos recursos (p. ej., refuerzos en otros lugares de la red, incrementos en la capacidad de los centros de transformación o de las subestaciones, etc.).

Tabla 5. Valor aportado por los recursos energéticos distribuidos

Nivel	Fuente de valor potencial
Nivel mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Mejores estimaciones del valor de la energía para el sistema en conjunto • Menor volumen de energía requerido para cubrir la demanda • Menores requerimientos de capacidad de transporte y de margen de reserva (en conjunto y localmente) • Menores necesidades de capacidad flexible (aguas arriba) y menores requerimientos de servicios complementarios • Menores costes de integración de energías renovables • Menor número de restricciones y menores pérdidas • Menores costes de acceso • Otros beneficios para el sistema no incluidos en los precios marginales del sistema o en los precios locales
Nivel de distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Menores necesidades de refuerzos en las redes de distribución • Menores pérdidas entre los niveles de transporte y distribución • Mejora en la estabilidad de la tensión y en los armónicos y en la energía reactiva • Menor frecuencia y duración de apagones y mayor capacidad para hacer frente a riesgos • Mejora en la seguridad pública y menor riesgo de daños a propiedad privada
Consumidores y sociedad	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento en la capacidad de elección • Reducción de emisiones de CO₂ • Incremento en la seguridad de suministro • Sinergias con el uso de agua y de la tierra • Impacto sobre la economía local (empleo, inversión, PIB e impuestos)

Fuente: elaborado a partir de Martini y Kristov (2015).

Una vez caracterizados los recursos energéticos distribuidos, en el siguiente apartado se analiza el papel que previsiblemente jugará cada agente participante en el sistema de distribución dentro del nuevo mapa de actores que se desarrollará de forma paralela al avance de las redes inteligentes y a la mayor penetración de recursos energéticos distribuidos.

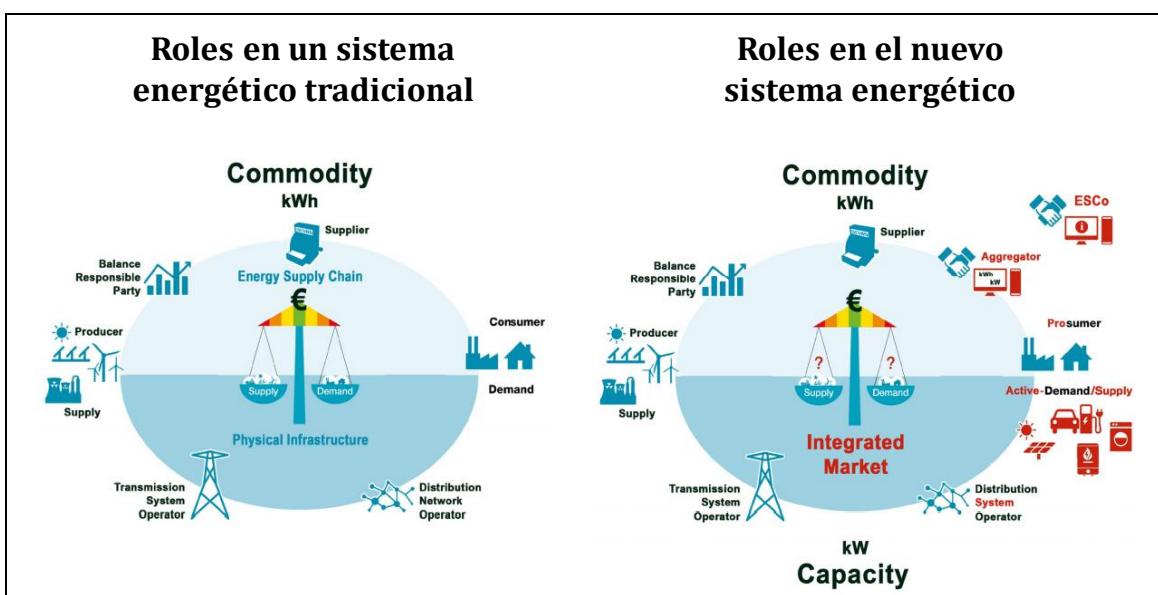
2.1.5. El nuevo mapa de actores

Las transformaciones mencionadas en el apartado anterior darán lugar a la aparición de nuevas figuras y actores usuarios de las redes de energía en media y

baja tensión, que complementarán los roles tradicionales (consumidor, comercializador, distribuidor, etc.) configurando un nuevo mapa de actores.

El Gráfico 7 ilustra algunos de los cambios que podrán observarse a medida que se vayan desarrollando las redes inteligentes de electricidad. En los sistemas de distribución tradicionales, como se describió anteriormente, la cadena de suministro de energía era lineal y las redes de distribución servían únicamente como vehículo para hacer llegar la energía a los consumidores finales.

Gráfico 7. Roles en un sistema energético tradicional y en el nuevo sistema energético



Fuente: adaptado a partir de Smart Energy Collective (2013).

La gestión del sistema eléctrico se realizaba en el ámbito de la red de transporte y correspondía fundamentalmente a los gestores de las redes de transporte y a los operadores de sistema. Los mercados de energía se desarrollaban fundamentalmente en torno a las redes de transporte,⁴⁸ pues las salidas de energía hacia las redes de distribución eran, habitualmente, flujos de energía hacia puntos de consumo.

En el nuevo contexto energético, se producirán cambios muy relevantes en el nivel de las redes de distribución. Por un lado, los consumidores se convertirán en

⁴⁸ Por ejemplo, los puntos (virtuales) de entrega de la electricidad que se negocia en los mercados mayoristas de energía y de servicios complementarios se definían en las redes de transporte. Desde ahí, los comercializadores nominaban salidas de energía (hacia las redes de distribución en media y baja tensión) que reflejaban consumos aguas abajo.

consumidores-productores y, por otro, se integrarán en las redes de media y baja tensión instalaciones de generación de energía renovable (caracterizadas por un elevado nivel de variabilidad en sus cargas), dispositivos de almacenamiento, equipamientos de control y otras infraestructuras, como las asociadas a los vehículos eléctricos. Todo ello implicará una variabilidad muy elevada en las entradas y salidas de energía en media y baja tensión, flujos bidireccionales de energía y desequilibrios prácticamente continuos entre oferta y demanda en distintos puntos de la red (o en toda ella) que obligarán a realizar una gestión activa de la operación (teniendo en cuenta tanto la energía en circulación por las redes como la capacidad disponible en la misma en cada instante). La operación del sistema eléctrico se realizará entonces de forma conjunta por el operador del sistema (de transporte) y los operadores de los sistemas de distribución. Los mercados de energía incluirán a partir de entonces productos y servicios definidos en el ámbito (local) de las redes de distribución.

Con esta nueva configuración de las redes de electricidad, pueden caracterizarse los roles (de mercado) de los nuevos agentes que intervendrán en los sistemas de distribución energía eléctrica de la siguiente manera (*Smart Energy Collective*, 2013).⁴⁹

Prosumidores

Los prosumidores son consumidores que pueden consumir electricidad (como hasta ahora) o producirla mediante instalaciones de generación distribuida (previsiblemente, renovables o de alta eficiencia). Junto a las instalaciones de generación distribuida a menudo existirán infraestructuras de almacenamiento⁵⁰, lo que permitirá a los prosumidores realizar una gestión activa de sus necesidades y recursos energéticos, extrayendo todo el valor intrínseco de la flexibilidad que genera su capacidad de modular su curva de consumo o de injectar energía en la red en función de las señales de precios de la energía (y de los servicios complementarios) que reciban.

La capacidad de gestión de la demanda de los prosumidores dependerá crucialmente del conjunto de dispositivos de generación, almacenamiento y consumo de energía de que disponga. Por ejemplo, en determinados casos, un

⁴⁹ La descripción de *Smart Energy Collective* (2013) de los roles de los agentes participantes en un mercado eléctrico desarrollado en torno a redes inteligentes se basa en ENTSO-E (2017).

⁵⁰ Las soluciones de almacenamiento y su posición respecto al contador por las que opte el prosumidor dependerán del análisis del rendimiento de cada caso y de las opciones disponibles para cubrir los costes.

prosumidor podría reducir su nivel de consumo de energía que circula en las redes de distribución mediante autoconsumo (bien de energía generada o energía almacenada). La flexibilidad de los dispositivos y equipamientos domésticos determina también el grado de respuesta activa que puede ofrecer un consumidor, que dependerá de hasta qué punto los equipamientos pueden desconectarse en un momento dado para seguir funcionando más tarde (p. ej., lavadoras, lavavajillas, etc.) o pueden almacenar energía para desplazar los consumos en el tiempo (p. ej., calentadores con capacidad de acumulación de calor, frigoríficos y congeladores inteligentes, etc.).

Productores

Los productores de energía son los agentes que gestionan los activos de generación de energía eléctrica. En el nuevo contexto de redes inteligentes, una parte relevante de los activos de generación se conectará a las redes en los niveles de media y baja tensión, cambiando las condiciones en las que se operarán, debido a la mayor capacidad de gestión de la demanda y a (potencialmente) nuevas formas y mecanismos para priorizar el despacho de la generación.

Operadores de los sistemas de transporte

Los gestores de las redes de transporte operan las redes de transporte, asegurando equilibrio y seguridad en el sistema, incluyendo la gestión de las interconexiones con otros sistemas de transporte vecinos. Sin embargo, los cambios en la configuración y en la utilización de las redes de distribución les obligará a realizar una gestión activa (coordinada con los operadores de las redes de distribución) de los flujos de energía (i.e., los flujos de importación y exportación en los nodos de conexión de las redes de transporte y distribución) y de la capacidad disponible y a planificar de forma conjunta con los operadores en media y baja tensión el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

El alcance de la cooperación entre los operadores de las redes de transporte y de distribución es amplio e incluye la definición y gestión de los mercados de energía, capacidad y servicios complementarios, la propia operación del sistema (coordinación de los programas de generación y consumo, intercambios entre sistemas, decisiones de despacho y otras decisiones operativas para garantizar el

equilibrio en las redes), la planificación de las redes a medio y largo plazo y la gestión de los datos y de la información que genera el uso de las redes.⁵¹

El operador de la red de transporte asegura el equilibrio del sistema de transporte obteniendo flexibilidad a través de los servicios complementarios que prestan las instalaciones de generación (y la demanda) conectadas en alta tensión.

Operadores de los sistemas de distribución (OSD)

Junto con los prosumidores, los nuevos sistemas energéticos darán lugar a un cambio en el rol y en las responsabilidades de las empresas de distribución. En el nuevo contexto, los distribuidores se convierten en operadores de los sistemas de distribución, garantizando la seguridad del suministro y la calidad de servicio en un contexto de participación activa en los mercados por parte de los consumidores y de optimización continua de todos los recursos de generación.

El Operador del Sistema de Distribución (u OSD)⁵² gestiona la flexibilidad en forma de capacidad de modulación de los consumos y los niveles de generación que aportan todos los recursos energéticos integrados en las redes de distribución (generación distribuida de carácter renovable o de alta eficiencia, vehículos eléctricos, dispositivos de almacenamiento y capacidad disponible por gestión activa de la demanda) con el objetivo de garantizar un suministro eléctrico en media y baja tensión seguro, de calidad y con el mínimo coste.

Además, el OSD deberá coordinarse con los operadores de las redes de transporte a las que esté conectada la red de media y baja tensión para asegurar el equilibrio en el conjunto del sistema y un desarrollo adecuado de las redes eléctricas.

Responsables de balance

Los responsables de balance asumen la responsabilidad financiera de los desvíos que se produzcan en los programas de generación-demanda de su cartera de

⁵¹ Ver una discusión y descripción de principios para la coordinación entre los operadores de las redes de transporte y distribución en ENTSO-E (2015b).

⁵² En este trabajo, se hace referencia al OSD, de forma genérica, como la figura (o figuras) encargadas del conjunto de actividades relacionadas con la gestión eficiente de las redes inteligentes de distribución de electricidad. No se realiza en este estudio ningún supuesto ni se analiza cuál debe ser el marco normativo que regule estas actividades o cuáles son o deberían ser las distintas configuraciones institucionales y regulatorias posibles (p. ej., separación o no de las actividades de gestión del sistema de distribución de las actividades propias de desarrollo y mantenimiento de las redes, como ocurre en España en el ámbito de la red de transporte de electricidad) que podrían implementarse para poner en marcha redes inteligentes plenamente funcionales.

clientes.⁵³ Para ello, agregan instalaciones de generación y/o puntos de consumo (incluyendo, en algunos casos, recursos energéticos propios) y realizan, en nombre de los clientes, nominaciones físicas (ante los operadores de sistema) y comerciales (i.e., comprando y vendiendo energía en los mercados) con el objetivo de minimizar el coste de los desvíos asociados a estos programas.

Agregadores

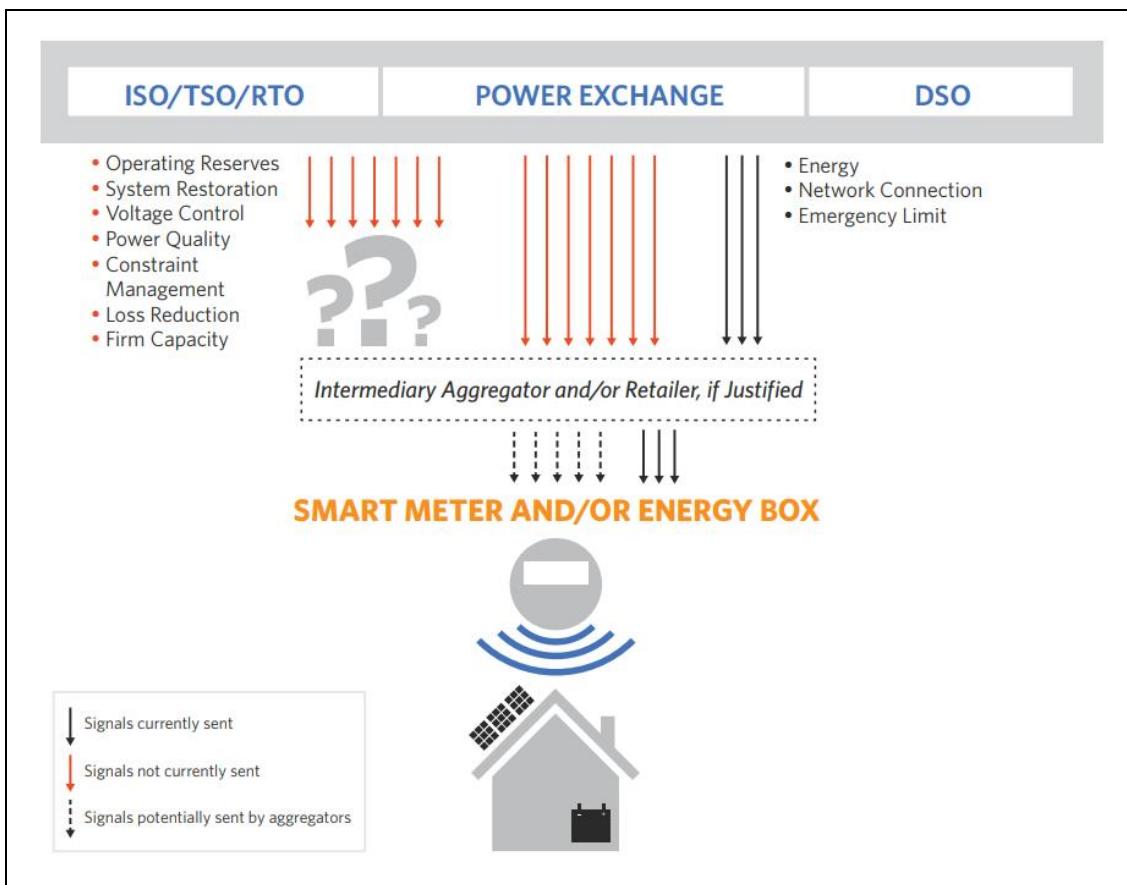
Otra de las figuras novedosas que previsiblemente se desarrollará en los mercados con redes inteligentes son los agregadores. Estas entidades gestionan la flexibilidad operativa que proporciona la demanda por su capacidad de modular los niveles de consumo (y generación, en el caso de los prosumidores), optimizando los costes del suministro de sus carteras de puntos de consumo y teniendo en cuenta los costes ligados a la capacidad contratada.

Según MITei (2016) un agregador es “...una empresa que actúa como intermediario entre los consumidores finales de electricidad y los dueños de recursos energéticos distribuidos, por un lado, y los agentes participantes en el mercado que quieren ofrecer servicios a estos consumidores finales o bien poner en valor los servicios que ofrecen los recursos energéticos distribuidos...” (traducción propia).⁵⁴

Los agregadores toman decisiones en nombre de los clientes relativas a la nominación/despacho de la energía consumida/generada y en función de las señales de precios y otras señales operativas disponibles (provenientes de los operadores de los sistemas de transporte y distribución o de los mercados de energía –Gráfico 8), participando en los mercados de energía para comprar o vender energía u ofrecer flexibilidad en forma de servicios complementarios o auxiliares. La energía y la capacidad provienen de las instalaciones distribuidas de generación, de los dispositivos de almacenamiento o bien de la propia flexibilidad de la demanda.

⁵³ En este contexto, un desvío no es necesariamente la diferencia entre generación (u oferta) y demanda, sino la diferencia entre un programa nominado de generación (o demanda) y los niveles efectivos de inyección de energía a la red (de consumo de energía). En España, el rol de responsable de balance lo pueden llevar a cabo bien agentes representantes o bien, para instalaciones del Régimen Especial (i.e., renovables), los agentes vendedores (ver el Artículo 28 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial).

⁵⁴ De acuerdo con esta definición, los comercializadores son una clase especial de agregadores que agregan consumos, suministrando la energía que requieren.

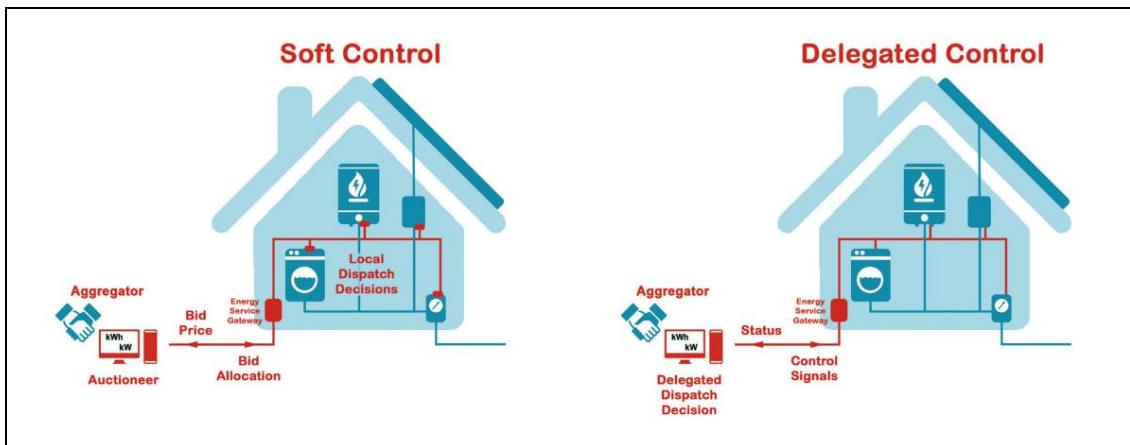
Gráfico 8. Papel de los agregadores en el nuevo entorno de mercado

Fuente: MITei (2016).

Por otro lado, la forma de relación entre el prosumidor y un agregador puede variar (Gráfico 9) desde una relación de control delegado de los dispositivos de consumo, generación y almacenamiento (el agregador toma las decisiones de optimización de todos los equipamientos utilizando dispositivos de control remoto) hasta una relación en la que, en función de las decisiones físicas del prosumidor, el agregador proporcione servicios de optimización de la “cartera” de activos energéticos del prosumidor, comprando o vendiendo energía en el mercado en función de las circunstancias concretas de consumo/generación, de los precios, etc.⁵⁵

⁵⁵ Ver una descripción más detallada de estos dos tipos de modelos en el Capítulo 11 de *Smart Energy Collective* (2013).

Gráfico 9. Modelos de prestación de servicios por parte de agregadores: control delegado vs. control no delegado



Fuente: Smart Energy Collective (2013).

Comercializadores

Los comercializadores suministran energía a consumidores finales bajo una gran variedad de estructuras contractuales, especializándose en la gestión de los riesgos de mercado y de crédito asociados a estos contratos y compitiendo tanto en el precio ofrecido a los clientes y en la flexibilidad y optionalidades que ofrecen sus contratos de suministro como en la provisión de otros servicios adicionales. En el nuevo contexto energético, los comercializadores podrían ofrecer, además, servicios de agregación de consumos/recursos de generación y otros servicios.

Empresas de servicios energéticos

Finalmente, las empresas de servicios energéticos (ESE) ofrecen servicios relacionados con la gestión de la energía (incluyendo, p. ej., asesoramiento sobre las estrategias de compra de energía o la optimización de contratos), la provisión de inteligencia de mercado o servicios relacionados con la mejora de la eficiencia energética (p. ej., estudios de ingeniería de asesoramiento sobre las infraestructuras energéticas o instalación de equipamientos de iluminación, climatización, aislamiento, control del consumo, etc., más eficientes).

Algunas de las figuras descritas anteriormente (p. ej., las figuras de comercializador, agregador, responsable de balance y empresa de servicios energéticos) pueden agruparse bajo distintos modelos de negocio, en función del marco regulatorio

dentro del cual presten sus servicios, de las preferencias de los consumidores/prosumidores, etc.⁵⁶

2.2. Servicios a los usuarios de las redes inteligentes de electricidad

2.2.1. Un mapa general de servicios en redes inteligentes

La definición de los servicios que se pueden prestar a los distintos agentes en el ámbito de una red inteligente está estrechamente ligada a la flexibilidad operativa que aportan los nuevos sistemas de distribución de energía.

Eurelectric (2011), por ejemplo, define una red inteligente como un conjunto de infraestructuras de red que, actuando como una herramienta de flexibilidad, pueden integrar de manera inteligente el comportamiento y las acciones de todos sus usuarios para garantizar un suministro eléctrico sostenible, económico y seguro, generando valor en toda la cadena del suministro eléctrico, incluyendo a los generadores, los gestores de las redes de transporte, los gestores de los sistemas de distribución, los comercializadores, los consumidores y a toda la sociedad en un sentido más amplio.

La Comisión Europea⁵⁷ hace también hincapié en la flexibilidad como concepto central para definir las redes inteligentes, describiéndolas como redes energéticas que pueden monitorizar de forma automática los flujos de energía y realizar ajustes operativos para adaptar su funcionamiento a los cambios en la oferta y la demanda.

Por otro lado, USEF (2015a) presenta un marco de análisis de los potenciales servicios de flexibilidad que pueden prestarse en una red inteligente en el ámbito de la operación de las redes, agrupándolos en tres grandes categorías (Gráfico 10): (1) servicios de apoyo a la operación de las redes de distribución (p. ej., control de la tensión de la red, gestión de restricciones, optimización de la capacidad de la red de distribución y apoyo en situaciones de operación en isla); (2) servicios de flexibilidad para instalaciones de generación conectadas en las redes de distribución (p. ej.,

⁵⁶ Smart Energy Collective (2013) identifica tres grandes clases de modelos de agregación-comercialización de energía: (1) separación entre las figuras de agregador (como optimizador de los activos del prosumidor) y comercializador (como suministrador de energía), (2) integración de las funciones de agregación en la función de comercialización y (3) subcontratación por parte del comercializador, con un agregador, de parte de las funciones de suministro de energía (p. ej., contratación, facturación y relación con el cliente).

⁵⁷ Ver <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters>.

optimización de la generación en el corto y medio plazo, gestión de los desvíos y excedentes de generación, etc.); y (3) servicios de apoyo al sistema eléctrico en conjunto (i.e., gestión de la capacidad y de las restricciones en la red de transporte, participación en mecanismos de capacidad y aportación a los servicios de regulación de la frecuencia –regulación primaria, secundaria o terciaria—, apoyo en situaciones de operación en isla y en los sistemas de redundancia y seguridad).

Gráfico 10. Servicios de flexibilidad prestados en redes inteligentes



Fuente: USEF (2015a).

A esta lista de servicios hay que añadir los servicios de flexibilidad prestados a los prosumidores (ver el siguiente apartado), como los servicios de optimización de la curva de carga, los servicios de control y optimización de la potencia contratada, los servicios asociados a la gestión de los balances energéticos (posiciones netas en el muy corto plazo) de los desvíos y otros servicios, como potenciales servicios en isla.

2.2.2. Servicios a los usuarios de las redes

Los nuevos servicios que se pueden ofrecer a los usuarios de las redes inteligentes están ligados a la gestión de comunicaciones (datos sobre consumos, inyecciones a la red, etc.), a la provisión de servicios de flexibilidad (modulación de la demanda, interrumpibilidad, almacenamiento de excedentes de generación, etc.), la automatización de procesos de consumo, generación, almacenamiento, etc. y otros servicios relacionados con la gestión de la energía, etc.

Smart Energy Collective (2013)⁵⁸ identifica siete grupos de servicios que pueden prestarse a los prosumidores en una plataforma de redes inteligentes. Todos estos servicios se desarrollarán en el mercado a través de distintas configuraciones de actores participantes en el mismo (agregadores, gestores de balance, ESE, etc.), modelos de negocio y esquemas de regulación.

Entre ellos, dos grandes grupos de servicios (servicios de mercado y servicios de información e inteligencia de mercado) y están estrechamente relacionados con la creación de un marco de actuación competitivo para que todos los agentes involucrados en la operación, el funcionamiento y el uso de las redes inteligentes puedan intercambiar servicios de flexibilidad.

El resto de los grupos de servicios identificados por *Smart Energy Collective* (2013) (gestión de la demanda, de los almacenamientos y de la generación distribuida y servicios de gestión de la energía), están más relacionados con la puesta en valor de la flexibilidad que ofrecen los recursos energéticos distribuidos en las plataformas de mercado, desde el punto de vista de los usuarios finales de la energía:

A continuación, se describen con más detalle cada uno de estos grupos de servicios.

Servicios genéricos de soporte a otros servicios

Entre los servicios genéricos que se prestan en el marco de las redes inteligentes y que dan soporte a otros servicios se incluyen los servicios de mercado y los servicios de información e inteligencia de mercado:

⁵⁸ La visión descrita en el documento *Smart Energy Collective* (2013) ha sido desarrollada por USEF (*Universal Smart Energy Framework*, www.usef.energy). USEF es una iniciativa de un amplio grupo de empresas de distintos países, agrupadas bajo el nombre *Smart Energy Collective* (SEC), para crear estándares técnicos, de mercado y de procesos aplicables en el ámbito internacional que permitan que se desarrolle novedades tecnologías inteligentes y proyectos de innovación al menor coste posible. El objetivo último de esta iniciativa es caracterizar un marco para el desarrollo de sistemas de redes inteligentes y productos y servicios ligados a los recursos energéticos distribuidos que sean viables desde el punto de vista comercial.

1. Servicios de mercado.

Los servicios genéricos de mercado son todos aquellos servicios relacionados con la integración (o puesta en marcha) de plataformas de información, comunicación y negociación que faciliten el intercambio de los servicios de flexibilidad que ofrecen recursos energéticos distribuidos, en un sistema de redes inteligentes y en un entorno de competencia, allí donde no esté justificada la regulación de las actividades ligadas a la prestación de un servicio determinado.

Un requisito esencial de este tipo de plataformas es que deben permitir la estandarización de las especificaciones y los protocolos de comunicación e intercambio de la información generada por todos los recursos energéticos distribuidos para facilitar el diseño, desarrollo y negociación de productos y servicios de flexibilidad.

Estas plataformas o interfaces deberán estar integradas y coordinarse con otras plataformas de mercado aguas arriba (p. ej., las plataformas de negociación de energía en los mercados mayoristas), para asegurar una valoración eficiente (i.e., a precios de mercado) de todos los recursos energéticos distribuidos.

En definitiva, las nuevas plataformas de servicios de mercado deberán fomentar y facilitar el desarrollo del equivalente a un mercado mayorista de servicios de flexibilidad y de energía en las redes de distribución. Según MITei (2016), *"...[i]mplementar mercados de servicios de red en el nivel de distribución generará nuevas fuentes de ingresos para los recursos energéticos distribuidos y creará nuevas oportunidades de negocio, combinando las fuentes de flexibilidad existentes en una cartera de recursos energéticos distribuidos para dar respuesta a las necesidades de las compañías de distribución o de otros agentes relevantes aguas arriba..."* (traducción propia).

En la misma línea, De Martini y Kristov (2015) aportan una nueva clasificación de los mercados de energía que incluye los siguientes tipos de mercados:

- Mercados mayoristas de energía y servicios complementarios. Estos son los mercados mayoristas existentes en la actualidad.
- Mercados relacionados con la operación del sistema de distribución. En estos mercados se negocian productos y servicios de flexibilidad,⁵⁹ demandados por el OSD para garantizar una operación segura y fiable de la red de

⁵⁹ Por ejemplo, productos relacionados con la gestión de la capacidad de la red de distribución, la gestión de la tensión de la red, la calidad del flujo eléctrico, la fiabilidad y resiliencia de la red o la reducción de pérdidas en las líneas de distribución.

distribución en el nuevo contexto de desarrollo de los recursos energéticos distribuidos.

- Mercados de energía en el ámbito de la distribución (mercados locales). En estos mercados, agentes como los prosumidores, los comercializadores, las empresas de servicios energéticos, los agregadores o los responsables de balance negocian, bien bilateralmente o bien a través de plataformas de mercado, energía y productos relacionados con entrega en puntos de la red de distribución determinados.

2. Servicios de información e inteligencia de mercado.

Además de los servicios genéricos de mercado, para poder poner en valor la flexibilidad de los recursos energéticos distribuidos, los usuarios de las redes requieren servicios de información e inteligencia de mercado que faciliten la toma de decisiones eficientes sobre el consumo de energía o la operación de los activos distribuidos.

Este tipo de servicios consisten en el análisis de la información detallada, proveniente de los dispositivos inteligentes de medida, sensores, etc., sobre todos los flujos e intercambios de energía con las redes de distribución en sus puntos de consumo y sobre otras variables relevantes (p. ej., en las situaciones en las que sea necesario, el estado de la operación de las redes energéticas), con el objeto de facilitar la toma de decisiones como el valor de la energía en el muy corto plazo.

Los OSD deberán, por un lado, gestionar todos los datos provenientes de todos los equipamientos y dispositivos (p. ej., sensores) de medida. Una gestión adecuada de esta información facilitará la operación óptima de la red de distribución, optimizando de forma conjunta todos los activos conectados a las redes.

Por otro lado, deberán facilitar, de forma neutral entre los distintos agentes que ofrecen servicios a los usuarios de las redes, tanto el acceso a datos derivados de su actividad como usuarios de las redes (y otros datos relacionados con el estado general del sistema) como los intercambios de información necesarios para que otros agentes (p. ej., empresas de servicios energéticos, comercializadores o agregadores) pongan en marcha aquellos servicios de flexibilidad (innovadores) que demanden los usuarios y que generen valor para el sistema en conjunto.

Servicios de flexibilidad desde el punto de vista del usuario final de la energía

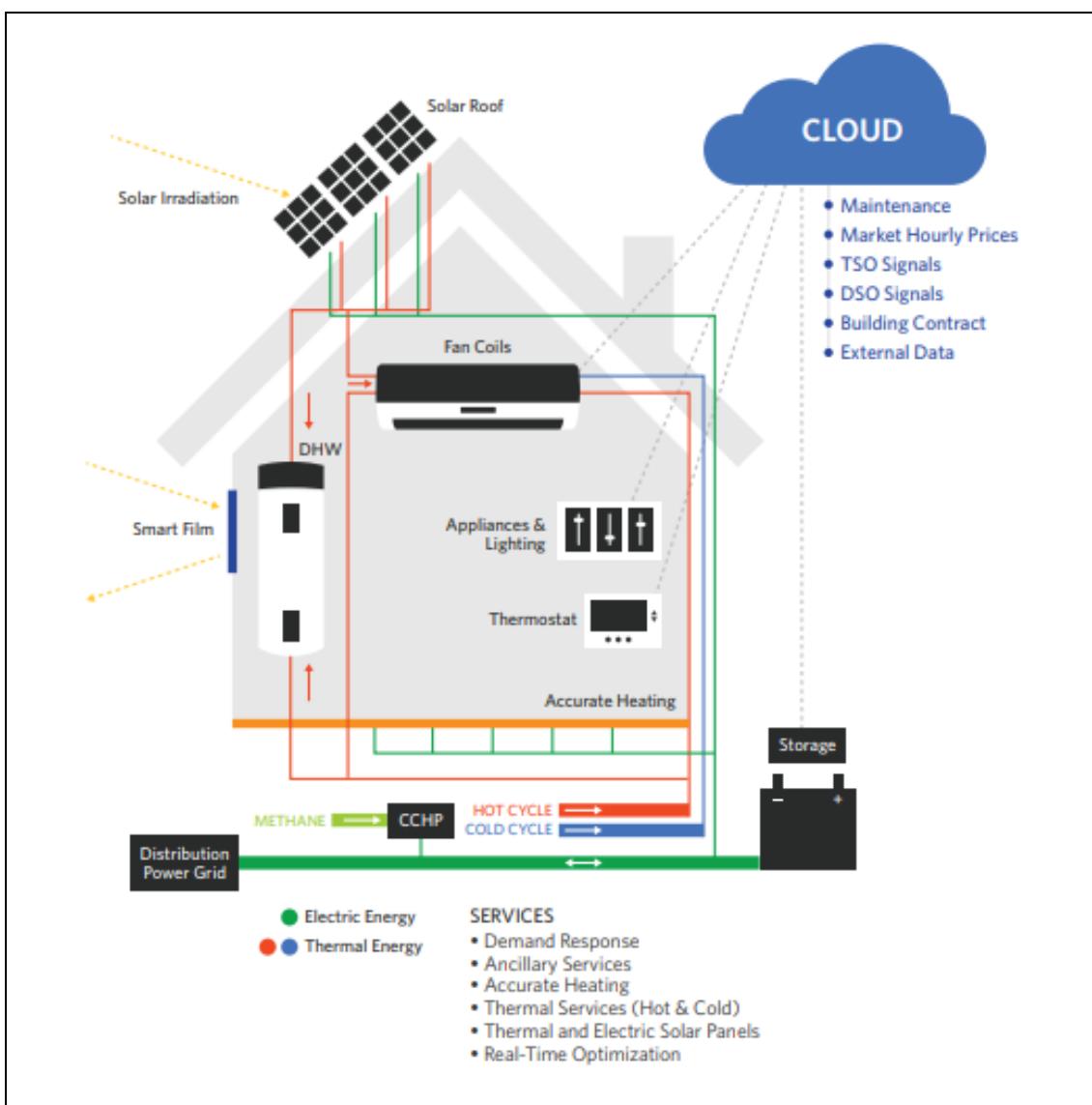
Desde el punto de vista de los consumidores finales de energía pueden identificarse diversos tipos de servicios prestados por terceras partes, incluyendo

comercializadores, agregadores, responsables de balance, etc. –ver *Smart Energy Collective* (2013).

1. Servicios de gestión de la demanda de dispositivos y equipamientos inteligentes en los puntos de consumo.

El nuevo entorno energético dará lugar al desarrollo y a la implantación de dispositivos inteligentes en los puntos de consumo final de energía eléctrica. Estos dispositivos son muy variados y se caracterizan por la posibilidad de controlar su funcionamiento de forma remota y automatizada (mediante algoritmos o aplicaciones de control).

Gráfico 11. Caracterización de un “hogar inteligente”



Fuente: MITei (2016).

Entre ellos se incluyen dispositivos de control y automatización de los equipamientos (e. g., dispositivos de domótica, aplicaciones del “internet de las cosas” o IoT), equipamientos relacionados con la demanda de energía eléctrica para usos térmicos y de climatización o confort, dispositivos de almacenamiento de energía equipamientos de recarga de vehículos eléctricos, instalaciones de generación renovables (p. ej., paneles fotovoltaicos), etc.

En un hogar, por ejemplo (Gráfico 11), los servicios de gestión de la demanda pueden estar asociados al uso inteligente (i.e., en función de incentivos asociados al valor de la energía y teniendo en cuenta las restricciones de consumo que imponga el consumidor) de los dispositivos de generación renovable (e. g., paneles fotovoltaicos) y almacenamiento de energía eléctrica, sistemas de climatización combinados (calefacción y refrigeración o *combined cooling and heating power* o CCHP, en el gráfico), agua caliente, iluminación y otros equipamientos domésticos (electrodomésticos, etc.).

En función de distintas variables (p. ej., los precios de la energía en tiempo real, la temperatura ambiente, el nivel de ocupación en el hogar, etc.) el “hogar inteligente” gestiona, mediante aplicaciones informáticas desarrolladas por los prestadores de servicios, la utilización de todos los dispositivos a partir de señales de información en la “nube” y generadas por algoritmos que optimizan el consumo teniendo en cuenta toda la información disponible, incluyendo la información histórica. Si el hogar está incluido en una agrupación de consumidores, el prestador de servicios podría, incluso, ofrecer servicios de gestión de la demanda (modulación del consumo) a los gestores de las redes de distribución y/o de transporte de electricidad.

2. Servicios de gestión de la demanda de los vehículos eléctricos

Los vehículos equipados con baterías eléctricas son dispositivos móviles (i.e., pueden conectarse a distintos puntos en la red) que, en teoría, pueden funcionar como elementos de consumo de energía desde las redes, para la recarga de las baterías, o bien como dispositivos de almacenamiento que permiten inyectar en las redes parte o toda la energía eléctrica almacenada en las baterías.

Los servicios de carga (y descarga) de baterías son bastante similares a los servicios de gestión de otros recursos distribuidos inteligentes, con la peculiaridad de que pueden prestarse en puntos de conexión diversos (en el hogar, en el trabajo o en otros puntos de recarga públicos).

3. Servicios de gestión de la generación distribuida en un entorno local.

Los activos de generación distribuida pueden aportar flexibilidad a la operación del sistema de distribución, en función de la tecnología y de las señales de incentivos que reciban. La modulación de los niveles de generación, allí donde sea posible, facilita el equilibrio demanda-generación y aporta estabilidad a la operación de la red de distribución. En la práctica, este tipo de servicios de apoyo a la estabilidad de las redes de media y baja tensión será relativamente similar a los servicios auxiliares prestados por las unidades de generación convencionales en la red de transporte de energía eléctrica.

Los servicios de gestión de la generación distribuida consisten en la optimización del valor de la misma en función de las señales de precios (locales) disponibles, que ilustran el valor de la energía y de la flexibilidad en entornos muy localizados de las redes de distribución. Para que este tipo de servicios puedan ponerse en funcionamiento se requiere un conocimiento específico y detallado sobre las características físicas de los activos de generación distribuidas (tiempos de reacción, disponibilidad de los activos, rampas de subida y de bajada, mecanismos de control, etc., y cualquier otro requisito o restricción asociados a la localización concreta del activo en la red).

4. Servicio de gestión del almacenamiento de energía en un entorno local.

Los dispositivos de almacenamiento distribuidos suponen una fuente de flexibilidad operativa adicional para los sistemas de distribución de energía. En la práctica, operan como los activos de generación distribuida, teniendo en cuenta sus características físicas, al igual que en el caso anterior. La ventaja adicional de los dispositivos de almacenamiento de energía es que permiten un nivel de modulación de su uso muy elevado (en términos temporales), por lo que aportan valor al sistema en momentos de exceso de generación (especialmente de la generación renovable no gestionable) o de escasez de generación (p. ej., en puntas muy marcadas de demanda).

5. Servicios de gestión de la energía (*energy management services*).

Por último, los servicios de gestión de la energía consisten en la optimización del consumo de energía eléctrica de los usuarios finales y pueden ser prestados a consumidores o puntos de consumo individuales, a agrupaciones de puntos de consumo (p. ej., hogares dentro de un mismo edificio, edificios residenciales o de oficinas, tiendas, pabellones y fábricas, etc.) o bien a agrupaciones de consumidores.

Entre estos servicios pueden incluirse los orientados a la optimización física de los equipamientos e infraestructuras de los consumidores (p. ej., mediante inversiones que favorezcan el ahorro y la eficiencia energética, incluyendo nuevos activos con menor consumo, dispositivos de monitorización, control y automatización del consumo, etc.) o la optimización del coste del suministro de energía, incluyendo los costes de conexión a las redes y el coste de la energía consumida.

2.3. Cambio en el papel de los distribuidores

2.3.1. El nuevo papel central de las redes eléctricas

La irrupción y el despliegue de nuevos recursos energéticos distribuidos está dando lugar a una nueva visión sobre el papel que jugarán las redes eléctricas en el nuevo sistema eléctrico y, como consecuencia de ello, sobre el rol que deberán adoptar los distribuidores de energía eléctrica, que exploramos en secciones posteriores.

La Comisión Europea identificó en 2011 el rol relevante de las redes inteligentes de suministro de energía en la implementación de "...*la nueva estrategia de crecimiento inteligente, sostenible e integrador, teniendo en cuenta los objetivos propuestos en el marco de la iniciativa emblemática «Una Europa que utilice eficazmente los recursos» y los objetivos de Europa en materia de energía y clima, que son esenciales para el mercado interior de la energía...*" (Comisión Europea, 2011b).

De acuerdo con la visión de la Comisión Europea, los beneficios de las redes inteligentes pueden resumirse de la siguiente manera: (1) son redes más seguras y con menores costes operativos, gracias a la mejora en la gestión y operación de las mismas que inducen la interacción y comunicación entre los agentes y al control directo de las decisiones de consumo y de inyección de energía eléctrica en la red;⁶⁰ (2) son la estructura sobre la que descansará el nuevo sistema eléctrico descarbonizado, facilitando la integración de las tecnologías de energía renovable, el vehículo eléctrico y otros tipos de recursos energéticos distribuidos que aportan flexibilidad al sistema; (3) favorecen el crecimiento de la competitividad y el liderazgo tecnológico de la Unión Europea en industrias como la de la ingeniería

⁶⁰ Las redes eléctricas se convierten en plataformas que, a través de un conjunto completo de activos físicos y procesos operativos y de gestión de la información, facilitan la participación activa de los usuarios de las redes en los mercados de corto plazo de energía, capacidad y servicios de flexibilidad, optimizando de esta manera el valor los recursos energéticos distribuidos y contribuyendo a la operación segura y eficiente del sistema eléctrico.

eléctrica, la electrónica o las telecomunicaciones; y (4) fomentan la innovación en los servicios ofrecidos a los consumidores y usuarios de las redes.

En definitiva, "...[e]sta dinámica debería incrementar la competencia en el sector minorista, ofrecer incentivos a la reducción de gases de efecto invernadero y ofrecer oportunidades para el crecimiento económico..." (Comisión Europea, 2011b).

Futured (2016), resume en su "Documento de Visión Estratégica 2030" el conjunto de características que deberán tener y los objetivos que deberán perseguir las redes de energía eléctrica del futuro, que deberán:

- estar formadas por infraestructuras de transporte y distribución de electricidad eficientes, con funcionalidades avanzadas, que permitan desplazar volúmenes mayores de energía, favoreciendo el ahorro energético y la reducción de pérdidas y con menores costes;
- garantizar una operación de la red segura, fiable y flexible que favorezca la utilización de todos los recursos energéticos y potencie un papel activo de todos los usuarios de la misma;
- contribuir a ofrecer un suministro eléctrico seguro con elevados niveles de fiabilidad y calidad y con un coste asequible tanto en los sectores productivos (industria, servicios) como en el sector residencial;
- integrar en las redes, de forma efectiva, las fuentes de energía renovable y los recursos energéticos distribuidos (generación, almacenamiento, etc.), complementarias de las fuentes de generación convencionales;
- contribuir a integrar los prosumidores y otros agentes del mercado suministradores de energía y prestadores de servicios en el nuevo entorno de mercado;
- favorecer el despliegue de nuevas tecnologías innovadoras en áreas estratégicas como las tecnologías de información y comunicación, la electrónica de potencia, los sensores, nuevos materiales, etc.;
- contribuir a alcanzar un suministro energético que tenga en cuenta los criterios de reducción del impacto medioambiental y de desarrollo sostenible;
- servir de plataforma para la prestación de servicios innovadores a los usuarios; y
- promover un marco regulatorio que favorezca la consecución de todos los objetivos citados.

- Las redes inteligentes se convierten, así, en vehículos y catalizadores esenciales de eficiencia, crecimiento económico, innovación, competencia y mejoras medioambientales.

En este nuevo mundo en el que las redes eléctricas se convierten en elemento central y protagonista del sistema de distribución de energía cambiará de forma significativa el papel que deben jugar las empresas de distribución de energía, como se describe y analiza a continuación.

2.3.2. Gestión y operación de las redes vs. gestión y operación de un sistema inteligente de distribución de energía

Las funciones tradicionales de las empresas de distribución de energía eléctrica consisten en llevar a cabo la planificación, el desarrollo, la operación y el mantenimiento de las redes de distribución en media y baja tensión.

Además, las empresas de distribución se encargan de la conexión de los usuarios a las redes, de mantener determinados niveles de calidad de servicio y de seguridad en el suministro de energía eléctrica, de la gestión de los datos técnicos relativos a la operación de las redes, de la gestión de las pérdidas en las redes y, en muchos países, de la gestión de los contadores y las medidas y de la facturación de las tarifas de acceso a las redes.

Los cambios en el sector eléctrico identificados en las secciones anteriores ponen sobre la mesa retos significativos para las empresas de distribución y para las entidades reguladoras y generan oportunidades para aquellas y para los nuevos agentes que participarán en el mercado de energía y de servicios energéticos.

En la práctica la función principal del distribuidor seguirá siendo ofrecer un servicio eficiente y seguro de distribución de electricidad, pero estamos asistiendo a cambios que obligarán a cambiar la forma de gestionar las redes de distribución, desde una gestión y operación pasiva (o reactiva) de las redes energéticas a una gestión y operación activa de sistemas de distribución de energía inteligentes y con multitud de recursos energéticos distribuidos.⁶¹

Esta visión del distribuidor como gestor activo de un sistema de distribución de energía, u OSD, es compartida por la literatura técnica y académica. Así, MITei (2016) indica que "...el rol de las empresas de distribución está empezando a parecerse al de

⁶¹ La terminología para referirse al distribuidor de energía cambia de Gestor de Redes de Distribución (o *Distribution Network Operator*, en inglés) a Operador del Sistema de Distribución (o *Distribution System Operator*, en inglés).

los operadores de las redes de transporte..." y que las empresas de distribución "...están realizando la transición hacia operadores de sistemas de distribución..." (traducción propia).

Por otra parte, USEF (2015a) indica que *"...resulta óptimo que la flexibilidad que ofrecen los recursos de demanda gestionables pueda ser utilizada por los operadores de red para reducir los niveles de carga en sus redes y evitar inversiones costosas en reforzarlas. Como resultado, el rol del gestor de la red de distribución se transforma en un rol de gestor del sistema de distribución, que necesita gestionar de forma activa la capacidad disponible en sus redes y ofrece servicios de mercado para hacerlo..."* (traducción propia).

Dependiendo de cómo se diseñe el esquema regulatorio de la actividad de distribución, podría aflorar una contradicción entre los incentivos a expandir la base de activos y la capacidad de la red (con el objeto de garantizar con un amplio margen de seguridad el funcionamiento estable de la red y acomodar sin problemas los incrementos de demanda) y los incentivos a gestionar de manera activa y eficiente la capacidad existente de la red. Por ello, uno de los principales objetivos de los esquemas de regulación de la actividad de distribución más innovadores (ver el Capítulo 5) es hacer compatible ambos tipos de incentivos, respetando tanto las preferencias y necesidades de los consumidores en relación con la disponibilidad y calidad del servicio de suministro eléctrico como una planificación y operación eficiente de las redes en un contexto de proliferación de recursos energéticos distribuidos.⁶²

De Martini y Kristov (2015) indican que utilizan el término Operador del Sistema de Distribución para señalar que *"...las actividades de distribución del futuro incluirán funciones más allá de las de los distribuidores de hoy, aunque solo sea para poder planificar y operar el sistema de forma fiable con grandes cantidades de recursos energéticos distribuidos y flujos de energía multidireccionales..."* y que *"...[d]ependiendo de las decisiones regulatorias en cada jurisdicción, el papel del Operador del Sistema de Distribución puede limitarse a las funciones mínimas necesarias para operar la red con una elevada tasa de penetración de recursos energéticos distribuidos o puede adoptar un papel más proactivo y de mayor alcance, planificando el despliegue de recursos distribuidos en función de las necesidades de las redes o facilitando o impulsando*

⁶² Como se indicó anteriormente, en este estudio no se analizan las distintas configuraciones institucionales y regulatorias que podrían implementarse para regular las distintas actividades asociadas a la planificación, gestión y operación de las redes inteligentes de distribución de electricidad.

mercados de transacciones de energía o servicios relacionados en los que participen los prosumidores o los recursos energéticos distribuidos..." (traducción propia).

En definitiva, se espera que el nuevo entorno energético que se desarrollará como consecuencia de la transición hacia una economía con bajas emisiones impulsará un cambio sustancial en el rol tradicional del distribuidor como planificador, gestor y operador de las redes de distribución de energía en media y baja tensión.

Con el desarrollo y despliegue masivo de recursos energéticos distribuidos, la operación de las redes de distribución en media y baja tensión se vuelve más compleja y aparecen nuevas responsabilidades para la empresa de distribución, incluyendo la gestión de la información que se genera en el nuevo entorno de mercado y el despliegue del desarrollo de nuevas tecnologías innovadoras, como los equipamientos de medida y control inteligentes, los sistemas de almacenamiento distribuidos o las infraestructuras relacionadas con la recarga de vehículos eléctricos (MITei, 2016).

El distribuidor añade a su función principal de distribuir energía eléctrica la función de facilitar nuevos sistemas energéticos y modelos de negocio en las redes de distribución, con generación distribuida (especialmente, renovable), con equipamientos de almacenamiento de energía eléctrica y con dispositivos de control inteligente, que permitan poner en valor la flexibilidad de todos estos recursos energéticos distribuidos.

Los distribuidores, por tanto y como se vio anteriormente, operan redes que permiten integrar recursos energéticos más sostenibles, flexibles y diversos y facilitan que los consumidores puedan acceder a un espacio de nuevos servicios en el que la mayor información disponible y las mayores opciones y capacidad de decisión les permiten contribuir activamente, a través de su comportamiento, a la optimización del sistema energético.

Pérez Arriaga y Bharatkumar (2014) adoptan una visión similar sobre las implicaciones de las redes inteligentes, resaltando que la proliferación de nuevas tecnologías (generación distribuida, dispositivos de almacenamiento y control automatizado de las cargas y gestión activa de la demanda) cambia el papel de los distribuidores, que dejan de ser meros constructores y operadores de líneas, subestaciones y transformadores de distribución para convertirse en gestores activos de los activos de distribución que deberán interactuar con frecuencia con los usuarios de las redes. Por ello, los distribuidores deben poder monitorizar con todo detalle lo que ocurre en sus redes, con un mayor nivel de control, y recibir información de los propios usuarios, que dejan de ser simples consumidores de energía.

Los instrumentos de medición, junto con los nuevos esquemas de tarifas dinámicos, se convertirán en un elemento crítico para un funcionamiento adecuado de los nuevos sistemas de distribución de energía, ya que los consumidores podrán dejar de ser simples consumidores para convertirse en prosumidores. En este sentido, la comunicación de señales operativas y señales de precios en tiempo real facilitará la utilización eficiente de la red de distribución, una planificación proactiva de la red que incentive la localización eficiente de los recursos energéticos distribuidos y una operación activa de la red que responda en cada momento a las condiciones físicas de la red de distribución y a una interacción continua entre el operador de la red y los usuarios de la red, que ofrecerán servicios de flexibilidad al distribuidor en función de las necesidades del sistema y de las condiciones del mercado.

Pérez Arriaga y Bharatkumar (2014) también enfatizan la relevancia de los diseños tarifarios para fomentar la eficiencia en el consumo de energía y en el uso de los recursos energéticos distribuidos y de las propias redes energéticas. Las tarifas de acceso deberán incorporar los costes de las redes para cada tipo de consumidor teniendo en cuenta aspectos como los perfiles de utilización de las redes o su contribución a los costes de las mismas, que pueden controlarse con información sobre la localización de los consumos, los consumos en los momentos de máxima demanda (local y del sistema), la capacidad contratada o los perfiles de inyección y consumo en distintos momentos en el tiempo. Principios para la definición de las funciones de un OSD

Por otro lado, CEER (2015) identifica cuatro grandes principios en los que debe encuadrarse las funciones y actividades que lleven a cabo los OSD:

- Deben ejercer sus funciones teniendo en cuenta las expectativas razonables⁶³, presentes y futuras, de los usuarios de red y otros agentes interesados, incluyendo nuevos entrantes y agentes que desarrollen potenciales nuevos modelos de negocio.
- Los OSD, al llevar a cabo sus actividades *core*, deben actuar como facilitadores neutrales de los mercados de energía y servicios energéticos que se desarrollarán en el marco de los sistemas de distribución.
- Los OSD deben actuar atendiendo al interés público, teniendo en cuenta los costes y los beneficios de las distintas actividades.

⁶³ CEER cita entre ellas las expectativas de un suministro energético seguro, con una calidad de servicio elevada, con una garantía de acceso sencillo y no discriminatorio a las redes y acceso transparente a la información.

- Los consumidores son los dueños de los datos que genera su actividad y los OSD deben protegerlos al gestionar la información.

2.3.3. Las nuevas responsabilidades de los distribuidores

El nuevo papel del distribuidor, por tanto, se estructura en torno a un nuevo conjunto de actividades y responsabilidades entre las que pueden señalarse las siguientes:

- Planificación y desarrollo de las infraestructuras de red necesarias para la implementación de redes inteligentes.
- Gestor y operador de un sistema de distribución de energía inteligente.
- Gestor de un *hub* de información y de comunicaciones entre agentes.
- Proveedor de una plataforma de distribución de electricidad que permita la provisión de servicios innovadores a los nuevos consumidores (prosumidores).
- Facilitador de mercados de servicios de flexibilidad.
- Vehículo para el despliegue de tecnologías y procesos innovadores donde sea eficiente hacerlo.⁶⁴

En una línea similar, De Martini y Kristov (2015) clasifican las funciones del nuevo OSD dentro de tres grandes categorías generales:

1. Planificación integrada del sistema de distribución y la interconexión.

Este conjunto de funciones incluye un proceso de planificación continua de la red de distribución, preferiblemente mediante métodos probabilísticos de análisis de escenarios, dada la incertidumbre asociadas al despliegue de los recursos energéticos distribuidos y al comportamiento de la demanda. Además, el OSD deberá establecer procedimientos adecuados de conexión a la red de todos estos recursos distribuidos que sean consistentes con la planificación del sistema de distribución.

Una función especialmente relevante en este contexto es el análisis, la previsión y el seguimiento de la capacidad real de las redes de distribución para integrar las nuevas instalaciones de energías renovables y otros equipamientos y dispositivos

⁶⁴ MITei (2016), p. 53.

distribuidos.⁶⁵ Otras dos funciones relevantes del OSD relacionadas con la planificación del sistema de distribución son (a) el análisis del valor de los recursos energéticos distribuidos vinculado a su localización específica en las redes⁶⁶ y (b) la planificación integrada de los sistemas de transporte y distribución, pues a partir de un determinado nivel de penetración de energías renovables y otros recursos distribuidos puede haber impactos materiales sobre la operación de las redes de transporte y sobre la propia operación del conjunto del sistema eléctrico.

2. Operación del sistema de distribución.

La penetración creciente de recursos energéticos distribuidos y el incremento de flujos energéticos bidireccionales, junto con el desarrollo de microrredes con capacidad para operar en isla, cambiarán los procedimientos clásicos de operación de las redes de distribución.

En el nuevo contexto, además de reconfigurar las redes y aislar elementos como las subestaciones, en caso de mantenimiento de activos o de fallos, y de garantizar que los niveles de tensión, el factor de potencia y la calidad de la onda son adecuados en cada uno de los nodos de la red, los OSD serán responsables de gestionar el sistema de distribución de forma integrada, teniendo en cuenta tanto los intercambios eléctricos, previstos y en tiempo real, en las interconexiones con la red de transporte como el comportamiento de cada uno de los elementos distribuidos con capacidad de gestión (microrredes, dispositivos de almacenamiento, prosumidores, etc.).

3. Mercados y servicios de mercado.

Los OSD jugarán un papel esencial en el desarrollo de mercados de energía y de servicios de flexibilidad en el nivel de las redes de distribución. En una fase inicial, la contribución de los OSD será crítica en la definición de los servicios de flexibilidad, en los requerimientos físicos y operativos asociados a los mismos (p. ej., requerimientos sobre disponibilidad, tiempos de respuesta, rampas, prioridad de

⁶⁵ Esta función no debe limitarse al cálculo de la capacidad adicional disponible en las redes de distribución para nuevos recursos integrados, sino a evaluar tanto las implicaciones de la localización de las nuevas instalaciones sobre la operación de la red.

⁶⁶ Determinadas inversiones en refuerzos y expansión de las redes podrían evitarse bien contratando servicios de flexibilidad provistos por los recursos energéticos distribuidos o bien mediante una planificación adecuada de la localización geográfica de los activos distribuidos.

despacho, etc.) y en los aspectos relativos a las señales económicas que deben definirse para incentivar un uso eficiente de los recursos energéticos distribuidos.⁶⁷

Por otra parte, los OSD podrían prestar otros servicios adicionales ligados al desarrollo de los mercados en las redes de distribución. Entre ellos, pueden destacarse los servicios de agregación (y coordinación del despacho) de servicios complementarios ofrecidos en los mercados gestionados por los operadores de sistema, servicios de *parking* o *loaning* de energía (i.e., gestionando desvíos en el corto o medio plazo a través de dispositivos de almacenamiento de energía) u otros servicios financieros (p. ej., compensación de contratos, gestión de garantías o facturación) ligados a la liquidación de las (micro)transacciones que tendrán lugar en el nivel de distribución una vez se desarrollen los mercados locales de energía y servicios complementarios.

A su vez, van den Oosterkamp et al. (2014) identifican, sobre la base de un análisis de literatura y de entrevistas con más de 30 *stakeholders* cinco grandes grupos de servicios en redes inteligentes, entre los que incluyen los servicios de flexibilidad, la provisión de infraestructuras para el vehículo eléctrico, los servicios relacionados con la eficiencia energética, la propiedad y gestión de los equipamientos de medida y la gestión de la información y los datos generados por estos equipamientos de medida.

Resumiendo todo lo anterior, pueden señalarse tres grandes grupos de funciones del nuevo Operador del Sistema de Distribución:

- a) Gestionar y operar de forma eficiente un sistema de distribución de energía inteligente, adoptando un papel activo en la planificación y el desarrollo de las redes de media y baja tensión y en la gestión de las interconexiones con el sistema de transporte que favorezca la integración de nuevos recursos energéticos distribuidos.
- b) Facilitar el desarrollo de mercados de energía, de productos de flexibilidad y de servicios energéticos para consumidores en el ámbito de las redes de

⁶⁷ Por ejemplo, existe un debate sobre cuál debe ser el nivel de granularidad de las señales de precios en las redes de distribución para desarrollar los mercados de energía en tiempo real y de servicios de flexibilidad. Si la segmentación de las señales económicas llega al nivel de las líneas de alimentación o de los transformadores de baja tensión y a períodos sub-horarios, la excesiva complejidad del sistema de incentivos podría lastrar o incluso impedir el desarrollo de los nuevos mercados. De Martini y Kristov (2015), argumentan que puede resultar más efectivo impulsar estos mercados en una fase inicial a partir de señales más agregadas (p. ej., para el conjunto de las líneas de alimentación o en el nivel de los transformadores de media tensión) y con compensación a los oferentes de flexibilidad basada en precios fijados en contratos, en vez de precios de mercado.

media y baja tensión, adoptando una posición de neutralidad frente a todos los actores intervenientes.

- c) Gestionar de una forma transparente el conjunto de datos e información que se generan en un entorno de redes inteligentes y los flujos de comunicación necesarios para operar el sistema de forma eficiente.

2.3.4. Visión de las actividades de los OSD desde el punto de vista regulatorio

Desde el punto de vista regulatorio, cabe destacar que la definición del papel y las funciones del OSD dependerá, en gran medida, de la naturaleza de las nuevas actividades que pueda desarrollar en el contexto de un sistema de distribución inteligente.

En línea con la legislación de la Unión Europea y de sus Estados miembros, así como con los marcos normativos y regulatorios que se han desarrollado a partir de aquella, CEER (2015) indica que "...[c]uando hay potencial para que se desarrollen nuevas áreas de actividad en competencia, la posición por defecto [del regulador] es bien evitar que los OSD las lleven a cabo o bien permitir que los OSD desarrollen la actividad bajo condiciones especiales impuestas por el regulador..." (traducción propia)⁶⁸.

El principio que subyace tras esta posición es que si existe potencial para que un entorno de competencia dé lugar a resultados eficientes (i.e., que maximicen el bienestar social) en una determinada actividad, entonces debe evitarse la participación de entidades cuya actividad principal se considere un monopolio regulado, como es el caso de la actividad de distribución de electricidad.

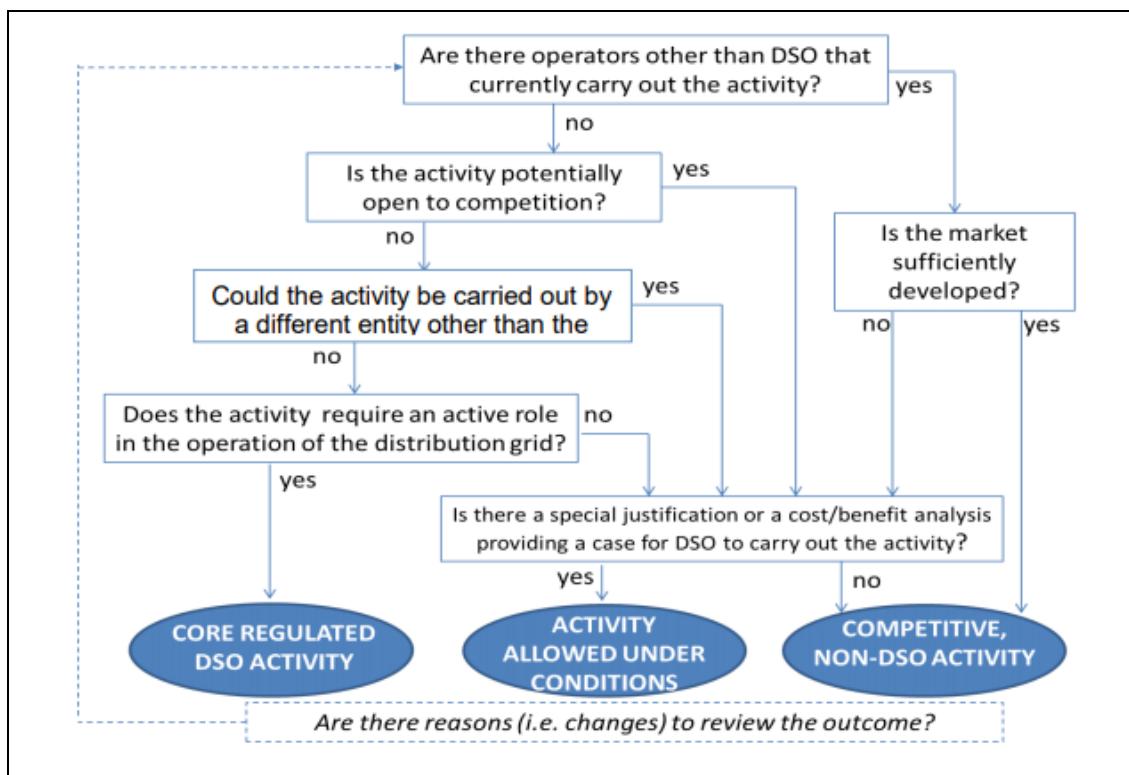
CEER clasifica las actividades que potencialmente puede llevar a cabo un OSD en tres grupos:

- a) actividades reguladas, propias del OSD, caracterizadas por ser monopolios naturales;
- b) actividades permitidas bajo determinadas condiciones y con justificación; y
- c) actividades no permitidas, que deben desarrollarse en competencia.

⁶⁸ Ver CEER (2014, p. 11) y CEER (2015, pp. 9-10). De acuerdo con CEER, incluso en aquellos casos en los que se considere que una actividad que puede generar beneficios netos para los consumidores (preferiblemente validados por análisis coste-beneficio) puede desarrollarse en un entorno de competencia, podría permitirse la participación del OSD bajo determinadas condiciones (transparencia, límites temporales) y un control regulatorio si existe una justificación clara para ello (p. ej., que en un entorno de desarrollo limitado de la competencia en una nueva actividad la participación limitada del OSD pueda ayudar al crecimiento de dicho mercado, creando economías de escala, etc.).

Para ello, ha desarrollado un marco conceptual para valorar cómo deben considerarse, desde el punto de vista regulatorio, las distintas actividades que pueden llevarse a cabo en el entorno de un sistema de distribución de energía inteligente (Gráfico 12).

Gráfico 12. Marco conceptual de CEER para identificar qué actividades puede llevar a cabo un OSD



Fuente: CEER (2015).

La Tabla 6 muestra un listado de las potenciales actividades que puede llevar a cabo un OSD, de acuerdo con CEER, y que fue objeto de una consulta pública en 2014-2015 (CEER, 2015).

Entre las actividades que no son *core* y aquellas en las que potencialmente el OSD no debería involucrarse (por ser de naturaleza competitiva), CEER identifica las siguientes categorías de actividades: (a) relacionadas con la liberalización del segmento minorista, (b) relacionadas con la integración de energías renovables y los requisitos de flexibilidad operativa, (c) relacionadas con las infraestructuras necesarias para el desarrollo de nuevas formas de movilidad sostenible, incluyendo las relacionadas con vehículos eléctricos y vehículos que utilicen como combustible gas natural, (d) relacionadas con los aparatos de medida inteligentes, (e) relacionadas con la eficiencia energética, (f) otras actividades fuera de la cadena de

valor del gas natural y la electricidad y (h) relacionadas con la gestión de datos e información.

Tabla 6. Actividades potenciales de un OSD (electricidad y gas natural)

Actividad	Descripción de la actividad	Categoría⁶⁹		
		I	II/III/IV	V
A	Actividades centrales existentes y en evolución			
A1	Actividades relacionadas con la infraestructura de red (eficiente)	X		
A2	Seguridad del sistema	X		
A3	Control de la calidad del gas natural	X		
A4	Gestión de los datos técnicos	X		
A5	Gestión de las pérdidas en las redes	X		
B	Actividades en las que el OSD no debería estar involucrado			
B1	Generación de energía			X
B2	Comercialización de energía			X
B3	Excepción para permitir la contratación temporal de generación para garantizar la continuidad del suministro		X	
B4	Excepción <i>behind the meter</i> por razones de seguridad del contador de gas natural		X	
B5	Excepción para permitir el suministro de energía como suministrador de último recurso		X	
C	Actividades relacionadas con la comercialización			
C1	Relación con los comercializadores	X		
C2	Actividades relacionadas con la gestión del riesgo de crédito de los clientes finales		X	

(cont.)

⁶⁹ CEER indica que, dado que es necesario más análisis para poder asignar algunas de las actividades entre las categorías II, III y IV, en el informe agrupan dichas categorías.

Tabla 6 (cont.) Actividades potenciales de un OSD (electricidad y gas natural)

Actividad	Descripción de la actividad	Categoría		
		I	II/III/IV	V
#				
C3	Actividades demandadas por los comercializadores, incluyendo las asociadas al cambio de comercializador		X	
C4	Actividades relacionadas con la gestión de datos comerciales		X	
D	Actividades relacionadas con la penetración de renovables y nuevos requerimientos de flexibilidad			
D1	Despacho local de recursos locales		X	
D2	Almacenamiento de energía		X	
E	Actividades relacionadas con la provisión de infraestructura para vehículos eléctricos y de gas natural			
E1	Tratamiento no discriminatorio de otros agentes que sean titulares y operen infraestructuras de recarga	X		
E2	Desarrollo de infraestructuras de recarga (para vehículos eléctricos y de gas natural)		X	
F	Titularidad y gestión de los contadores			
F1	Titularidad y gestión de los equipamientos de medida	X		
F2	Modelo de mercado en el que las actividades relacionadas con la medida las llevan a cabo operadores independientes de medida			X
G	Actividades relacionadas con la eficiencia energética			
G1	Mejora de la eficiencia energética de la red	X		
G2	Actividades <i>behind the meter</i> (p. ej., dentro de los hogares de los clientes)			X
G3	Provisión de equipamientos y dispositivos avanzados y de servicios de valor añadido para mejorar la eficiencia energética		X	
H	Otras actividades fuera de la cadena de suministro de la electricidad y el gas natural			
H1	Servicios a compañías de telecomunicaciones		X	
H2	Otros servicios públicos relacionados con el suministro de electricidad (p. ej., alumbrado público, operación de semáforos, etc.)		X	
H3	Otros servicios relacionados con la energía (p. ej., sistemas de <i>district heating</i> , etc.)		X	
H4	Compartición de infraestructura inteligente de medida		X	

(cont.)

Tabla 6 (cont.) Actividades potenciales de un OSD (electricidad y gas natural)

Actividad	Descripción de la actividad	Categoría⁷⁰		
		I	II/III/IV	V
I	Gestión de los datos			
I1	Gestión de los datos de los clientes		X	
I2	Recogida de datos para la seguridad del sistema	X		

Clasificación de las actividades de un OSD:

I.	Actividad esencial
II.	Actividad permitida bajo determinadas condiciones (si no existe competencia potencial)
III.	Actividad permitida bajo determinadas condiciones (existe competencia potencial, pero puede justificarse la participación del OSD)
IV.	Actividad no permitida (existe competencia potencial y no hay razones que justifiquen la participación del OSD)
V.	Actividad prohibida

Fuente: extraído de CEER (2014b); traducción propia.

CEER reconoce, además, que existe una “zona gris” en la determinación del nivel de competencia potencial en las distintas actividades y, por tanto, de las actividades que puede llevar a cabo un OSD (Tabla 6 y Tabla 7).

Tabla 7. Evaluación de CEER de los distintos grupos de potenciales actividades de un OSD

Actividades reguladas propias del OSD	Zona “gris”	Actividades competitivas no propias del OSD
<ul style="list-style-type: none"> • Planificación y desarrollo de la red • Seguridad, operación y mantenimiento del sistema • Gestión de datos técnicos • Pérdidas en la red 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia energética • Almacenamiento • Relación con los clientes • Flexibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía • Suministro de energía

Fuente: CEER (2016).

⁷⁰ CEER indica que, dado que es necesario más análisis para poder asignar algunas de las actividades entre las categorías II, III y IV, en el informe agrupan dichas categorías.

Dentro de esta zona gris, CEER destaca especialmente las actividades relacionadas con la evaluación de medidas de eficiencia energética, la provisión de servicios de flexibilidad y/o servicios de almacenamiento o en las actividades que tienen que ver con la relación con los consumidores finales en aspectos que van más allá de su rol tradicional como gestor de las redes de distribución.

Así, por ejemplo, en su papel de operador del sistema físico de distribución, el OSD necesariamente deberá tener relación con los consumidores finales en aspectos relacionados con las conexiones a la red, la calidad del servicio (interrupciones, etc.) o la seguridad del servicio de suministro de electricidad.

Como resultado de la consulta pública, CEER señala que resulta inevitable que existan discrepancias y desacuerdos (especialmente por parte de los OSD) sobre qué actividades pueden potencialmente ser llevadas a cabo por los OSD, e insiste en la validez del marco de evaluación de las actividades presentado en CEER (2014) y CEER (2015).

Además, CEER defiende la conveniencia de reevaluar, cada cierto tiempo, hasta qué punto las actividades que se desarrollan en un sistema de distribución de energía inteligente deben caer dentro de los distintos grupos identificados (actividades reguladas, actividades autorizadas a los OSD bajo determinadas condiciones y con suficiente justificación y actividades en competencia y fuera del ámbito de actuación de los OSD).

Van den Oosterkamp et al. (2014) también lleva a cabo un análisis del potencial de provisión de servicios en un entorno competitivo de cada uno los distintos tipos de actividades que pueden desarrollarse en un entorno de redes inteligentes y que identifican en su estudio (Tabla 8).

Para ello, examinan variables relacionadas con servicios monopolísticos, como las características de bien público, las economías de escala y alcance o la existencia de otras externalidades, y otras características más frecuentemente asociadas a los servicios competitivos, como los incentivos a la innovación, la orientación al cliente y otros factores.

Tabla 8. Evaluación de la naturaleza monopolística o competitiva de los distintos grupos de actividades y servicios en redes inteligentes

Servicio	Características monopolísticas			Características competitivas		
	Bien público	Economías de escala y alcance	Otras externalidades	Incentivos a la innovación	Orientación al cliente	Otras
Servicios de flexibilidad	La gestión del sistema y la red de distribución son bienes públicos	Economías de escala elevadas	Otras características de un monopolio natural (no almacenabilidad de la energía eléctrica; rentas de localización; conexiones directas a los clientes)	Potencial elevado para el suministro de flexibilidad: las TIC favorecen la agregación de RED de tamaño pequeño y flexibles		Número creciente de proveedores de flexibilidad; número limitado de categorías de flexibilidad; información sobre precios disponible
Provisión de infraestr. para vehículos eléctricos	Ninguna	Economías de escala limitadas y algunas economías de alcance	"Problema del huevo y la gallina": una mayor penetración aumenta la distancia recorrida por todos los vehículos eléctricos	Número elevado de proveedores de tecnología	Experiencia con la segmentación del mercado y los procesos orientados al cliente por parte de los actores que operan en el ámbito comercial	
Titularidad y gestión de la infraestr. de medición	Ninguna	Algunas economías de escala y alcance	Estimula la oferta de flexibilidad, externalidad positiva (facilitador) para otros segmentos del sistema; posibilidad potencial de una mejor recuperación del sistema con los prosumidores	Número elevado de proveedores de tecnología	Posibilidad de dejar que los clientes elijan si quieren un contador inteligente	

(cont.)

Tabla 8 (cont.). Evaluación de la naturaleza monopolística o competitiva de los distintos grupos de actividades y servicios en redes inteligentes

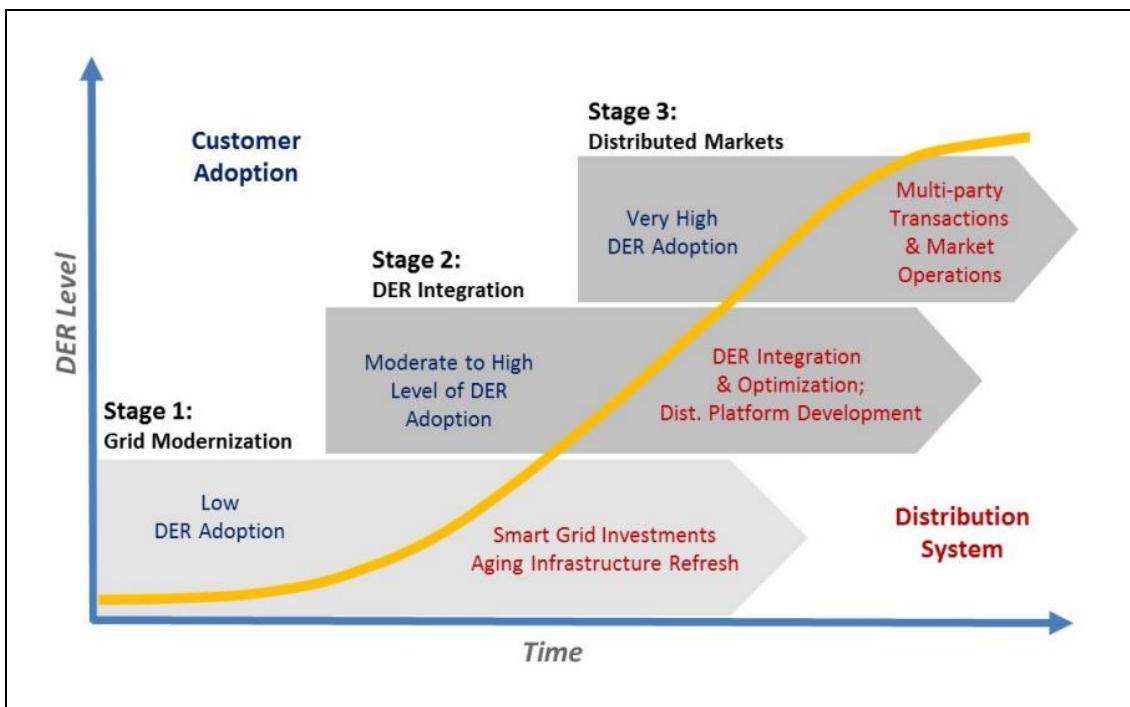
Servicio	Características monopolísticas			Características competitivas		
Servicios de eficiencia energética	Ninguna	Algunas economías de alcance	Baja concienciación sobre los beneficios y costes de la eficiencia energética; externalidades negativas no incluidas en los precios de la energía; incentivos cruzados; costes de transacción elevados de los proyectos EPC	Barreras de entrada y salida limitadas para los proveedores de tecnología		
Gestión de los datos	Sin rivalidad; posibilidad (parcial) de exclusión por la regulación	Economías de alcance significativas	Falta de garantías adecuadas sobre la privacidad y uso de los datos del contador; seguridad de los datos.	Muchos proveedores y clientes; la entrada en el mercado puede fomentar la diversificación de los productos		Costes de transacción bajos

Fuente: reelaborado a partir de Van den Oosterkamp et al. (2014); traducción propia.

2.3.5. Evolución de los sistemas de distribución de energía eléctrica

La implementación práctica de las distintas funciones descritas más arriba dependerá de la fase de desarrollo en la que se encuentre cada sistema de distribución, de la estrategia regulatoria que se elija en cada jurisdicción para el desarrollo de los sistemas energéticos inteligentes y de la propia regulación de detalle de cada una de esas actividades.⁷¹

⁷¹ No todas las funciones descritas deben en los apartados precedentes deben ser necesariamente asumidas por entidades que lleven a cabo actividades reguladas, como las empresas de distribución de energía eléctrica.

Gráfico 13. Fases⁷² en el desarrollo de sistemas de distribución inteligentes

Fuente: De Martini y Kristov (2015).

Además, en cada sistema eléctrico podrá regularse de manera específica la operación del sistema de distribución en conjunto como una actividad separada, o no, del resto de actividades que se incluyen en este estudio dentro de las actividades del OSD.⁷³ El análisis de las distintas configuraciones institucionales y regulatorias que podrían implementarse queda fuera del alcance de este trabajo.

El Gráfico 13 muestra la evolución probable de los sistemas de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con el análisis de Martini y Kristov (2015). En línea con dicha evolución, la Tabla 9, por su parte, ilustra cómo podrían expandirse las funciones de los OSD a medida que va incrementándose la complejidad de los sistemas de distribución de energía.

⁷² Una visión por fases elaborada para este trabajo a partir de diversas fuentes se describe en detalle en el Capítulo 4.

⁷³ En España, por ejemplo, la actividad de operación del sistema eléctrico está separada de la actividad de gestión de la red de transporte. En el ámbito de las redes de transporte de electricidad, la normativa europea permite tres modelos de separación de actividades: TSO (*Transmission System Operator*), ISO (*Independent System Operator*) e ITO (*Independent Transmission Operator*).

Tabla 9. Adopción de las distintas funciones potenciales de un OSD en función del nivel de desarrollo de los sistemas de distribución

Posibles funciones de un OSD	Fase 1	Fase 2	Fase 3
1. Planificación			
A. Análisis del sistema de distribución basado en escenarios probabilísticos	✓	✓	✓
B. Estudio de las conexiones y los procedimientos de conexión de los RED	✓	✓	✓
C. Análisis de la capacidad de integración de RED	✓	✓	✓
D. Análisis del valor de localización de los RED		✓	✓
E. Planificación integrada T+D (junto con el TSO)		✓	✓
2. Operaciones			
A. Diseño, construcción y operación de la red de distribución	✓	✓	✓
B. Reposición del servicio tras fallos y mantenimiento del Sistema de distribución	✓	✓	✓
C. Coordinación física de los programas de los RED		✓	✓
D. Coordinación con el TSO en los puntos de conexión T-D		✓	✓
3. Mercado			
A. Contratación de servicios de red		✓	✓
B. Despacho óptimo de los servicios de red ofrecidos por los RED		✓	✓
C. Agregación de RED para su participación en el mercado mayorista		✓	✓
D. Creación y operación de mercados de energía y de transacciones entre RED en el nivel de la distribución			✓
E. Compensación y liquidación de transacciones entre RED			✓
F. Servicios de facilitación del mercado			✓

Fuente: reelaborado a partir de Martini y Kristov (2015).

En una primera fase, se van modernizando de manera gradual las redes de distribución (p. ej., automatizando poco a poco algunos elementos y procesos de la red en media tensión, implantando de forma masiva equipamientos de medida “inteligentes”), en un contexto de baja penetración de recursos energéticos distribuidos, que pueden ser acomodados en las redes actuales sin que surja la necesidad de modificar de forma sustancial las infraestructuras y los procesos existentes.

En la segunda fase, el nivel de penetración de los recursos energéticos distribuidos aumenta, superando umbrales que obligan a adaptar, de forma significativa, las funciones del OSD y los propios procedimientos operativos y de planificación de las redes, con el objeto de mantener los niveles de seguridad y calidad en el servicio de suministro eléctrico.⁷⁴ Aumentan los flujos energéticos bidireccionales en las redes y los OSD comienzan a desplegar nuevos dispositivos y tecnologías de protección y control con mayores niveles de automatización y a gestionar de forma activa la flexibilidad que ofrecen los recursos distribuidos. Además, se incrementa el nivel de coordinación con los gestores de las redes de transporte aguas arriba, a medida que va a aumentando la capacidad de los recursos energéticos distribuidos de prestar servicios al conjunto del sistema de transporte.

En una tercera fase, con un elevado nivel de penetración de recursos distribuidos, se desarrollan los mercados de energía y de servicios de flexibilidad en el nivel de distribución, abriendo la puerta a la entrada de nuevos tipos de agentes operando en estos mercados (prosumidores, agregadores, responsables de balance, etc.). El sistema de distribución maximiza su potencial de automatización y desarrolla señales de mercado que facilitan la toma de decisiones eficientes por parte de todos los usuarios de la red, y se desarrollan nuevos productos y servicios relacionados con la gestión de energía de los prosumidores y con la optimización de los activos distribuidos.

2.3.6. Modelos operativos e institucionales para la gestión de sistemas inteligentes

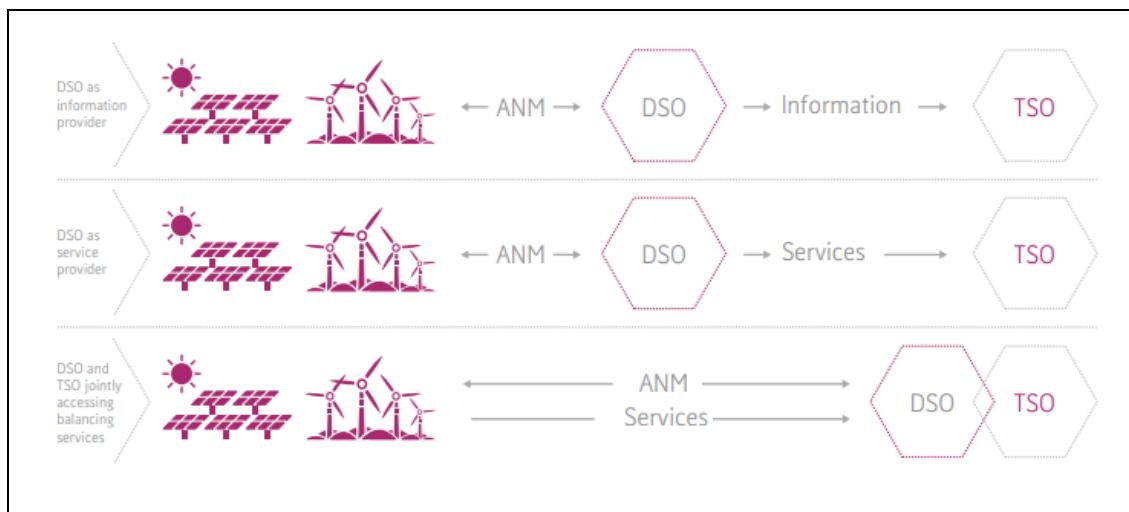
El desarrollo de las redes inteligentes de energía eléctrica dará lugar también a una reconfiguración de la relación entre los OSD (hasta ahora, distribuidores de electricidad, y responsables de la planificación, el desarrollo y la gestión de las redes de distribución), y los operadores de los sistemas de transporte (OST o TSO, en inglés –en muchos sistemas eléctricos, las propias empresas de transporte de electricidad).

Baringa (2016) describe posibles modelos de relación entre el OSD y el OST. En una primera fase, el OSD actúa principalmente como operador del sistema de distribución (*active network management* o ANM en el Gráfico 14) y proveedor de información al OST. En una segunda fase, más avanzada, de desarrollo de las redes

⁷⁴ Según De Martini y Kristov (2015), los sistemas de distribución entran en esta segunda fase de desarrollo cuando la capacidad de los recursos energéticos distribuidos supera el 5% de la punta de demanda en el sistema de distribución en conjunto.

inteligentes, el OSD, al gestionar activamente el sistema de distribución y disponer de múltiples fuentes de flexibilidad operativa procedente de los recursos energéticos distribuidos, puede ofrecer servicios de flexibilidad para el sistema de transporte (p. ej., en forma de servicios complementarios aguas arriba). En la fase de máximo desarrollo de las redes inteligentes, el OSD y el OST gestionan los sistemas de distribución y transporte de forma coordinada e integrada y utilizan de forma óptima todos los recursos de flexibilidad distribuidos en las redes de distribución.

Gráfico 14. Modelos de relación entre el Operador del Sistema de Distribución y el Operador del Sistema de Transporte



Fuente: Baringa (2016).

De Martini y Kristof (2015) también reflejan este reparto de funciones entre el OSD y el OST dependiendo de la fase de desarrollo de las redes inteligentes. La Tabla 10 describe cómo podrían asignarse las distintas funciones relacionadas con la gestión de los sistemas de distribución y transporte de electricidad en función de las fases en el proceso de penetración de recursos energéticos distribuidos.

Los modelos organizativos para la gestión del sistema eléctrico en conjunto, en un entorno de redes inteligentes, pueden variar desde uno en el que el OST tenga un papel preponderante en la integración y coordinación de las redes de transporte y distribución (escenario “Total TSO” en la columna 2 de la Tabla 10) hasta un escenario de involucración mínima del OSD (“Minimal DSO”, columna 3) o un escenario en el que se desarrollan todas las posibles funcionalidades del OSD como proveedor de una plataforma de servicios de flexibilidad, con un desarrollo pleno de los mercados locales de energía y capacidad en los que participan los recursos energéticos distribuidos (“Market DSO”, columna 4).

Tabla 10. Posibles modelos organizativos en sistemas de distribución inteligentes

Funciones de distribución	Escenario "Total TSO"	Escenario "Minimal DSO"	Escenario "Market DSO"
	Fases 1-3	Fases 2-3	Fase 3
1. Planificación			
A. Análisis del sistema de distribución basado en escenarios probabilísticos	D	D	D
B. Estudio de las conexiones y los procedimientos de conexión de los RED	D	D	D
C. Análisis de la capacidad de integración de RED	D	D	D
D. Análisis del valor de localización de los RED	OST	OSD	OSD
E. Planificación integrada T+D (junto con el OST)	OST	OST/OSD	OST/OSD
2. Operaciones			
A. Diseño, construcción y operación de la red de distribución	D	D	D
B. Reposición del servicio tras fallos y mantenimiento del Sistema de distribución	D	D	D
C. Coordinación física de los programas de los RED	D/OST	OSD/OST	OSD
D. Coordinación con el TSO en los puntos de conexión T-D	D/OST	OSD/OST	OSD
3. Mercado			
A. Contratación de servicios de red	OST	OSD	OSD
B. Despacho óptimo de los servicios de red ofrecidos por los RED	OST	OSD	OSD
C. Agregación de RED para su participación en el mercado mayorista	OST	Agregadores	OSD
D. Creación y operación de mercados de energía y de transacciones entre RED en el nivel de la distribución	OST	OST/Otros	OSD
E. Compensación y liquidación de transacciones entre RED	OST	OST/Otros	OSD
F. Servicios de facilitación del mercado	OST	OST/Otros	OSD

Fuente: reelaborado a partir de Martini y Kristov (2015); traducción propia.

En la práctica, los modelos regulatorios que terminen implementándose serán probablemente modelos intermedios entre todas estas alternativas, que sirven como referencias conceptuales, y estarán determinados por la normativa y regulación de detalle de cada sistema eléctrico.

3. LAS REDES INTELIGENTES DE ELECTRICIDAD

3.1. Introducción

En la última década el concepto de redes inteligentes de electricidad ha cobrado protagonismo en todo el mundo, con un desarrollo técnico muy significativo en proyectos concretos de innovación.

Por ejemplo, en la Unión Europea la inversión en redes inteligentes de electricidad ha sido identificada como uno de los factores clave para lograr un sistema eléctrico bajo en emisiones de CO₂. Esta consideración viene de una comunicación de la Comisión Europea titulada *Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050* (Comisión Europea, 2011a), en la que se argumentaba que el desarrollo de redes inteligentes de electricidad facilitaría la eficiencia de la demanda, una cuota mayor de energías renovables en el mix eléctrico y el desarrollo de la generación distribuida, permitiendo asimismo la electrificación del transporte. Por otra parte, la misma Comisión consideró en su mandato M/490 del mismo año que las redes inteligentes tienen un papel esencial en la transformación del sistema de suministro eléctrico de cara a apoyar el cumplimiento de los objetivos 20/20/20 (Comisión Europea, 2011c).

En el caso de España, la importancia de desarrollar las redes inteligentes de energía eléctrica se recoge de una manera similar en el informe de la Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética (MINETAD, 2018), que argumenta que este tipo de redes permitirá combinar los grandes centros de generación de energía eléctrica centralizada con la generación distribuida y con sistemas de almacenamiento⁷⁵.

Por ello, según dicho informe, como consecuencia del desarrollo que alcancen la generación distribuida y las redes de distribución, estas últimas tendrán que evolucionar desde un conjunto de infraestructuras que dan soporte a flujos de energía de carácter unidireccional (desde los centros de generación hasta los consumidores) a uno que dé soporte a flujos bidireccionales (los consumidores pueden convertirse en “prosumidores” y tener la capacidad de inyectar energía en las redes, además de consumirla).

⁷⁵ En caso de gran tamaño, éstos pueden estar conectados a la red de transporte, si bien en muchos casos se prevé que estén conectados a la red de distribución.

Esta evolución supondrá un pilar vertebrador de la participación activa del consumidor en los sistemas de distribución de energía, con gestión activa del consumo de los hogares, y contribuyendo a la penetración de generación renovable y del vehículo eléctrico, así como a la mejora de los procesos de monitorización de las redes y de la eficiencia en general, tanto en lo relativo a la generación como a la distribución y al consumo de energía. Cabe señalar que esta concepción de las redes inteligentes dentro del contexto de la transición energética no se ve como un fin en sí mismo, sino como una herramienta para dicha transformación de los sistemas energéticos.

Además de los retos regulatorios, económicos y tecnológicos a los que se enfrenta el desarrollo de las redes inteligentes, se pueden identificar también oportunidades económicas en este campo. Como se verá más adelante, las redes inteligentes contienen componentes tecnológicos muy diversos, involucrando actividades desde la fabricación de equipos eléctricos y de servicios de telecomunicaciones hasta el montaje, la instalación en campo y el mantenimiento posterior de los equipos. Estas actividades y los posibles nuevos modelos de negocio que se generarán a raíz del desarrollo de las redes inteligentes pueden repercutir en un incremento del producto interior bruto o en la generación de empleo (Bidelek Sareak, 2018).

Por tanto, la relevancia en los programas de gobierno y en las estrategias de las compañías eléctricas parece clara, por lo que todos los agentes que juegan algún tipo de papel en este campo han tratado de llegar a algún tipo de aproximación, con mayor o menor detalle, sobre la definición de las nuevas redes de distribución de energía y sus implicaciones.

Sin embargo, este protagonismo ha ido acompañado de un crecimiento asimétrico en los distintos sistemas eléctricos y programas de investigación sobre redes de distribución en todo el mundo. De esta manera existe una amplia variedad de diseños, formas de implementación y resultados. Como resultado se ha dado lugar a un conjunto de conclusiones abiertas sobre qué son las redes inteligentes y cómo deben implementarse.

En la Sección 3.2 de este capítulo se identifican las definiciones más relevantes de una red inteligente de distribución de energía eléctrica, siguiendo la pista de los orígenes en el ámbito institucional de este concepto, acotando las principales características que la definen e identificando los elementos esenciales que conforman una red inteligente tipo.

A continuación, en la Sección 3.3, se describe y analiza el contexto en el que el concepto de red inteligente se ha ido consolidando, prestándose atención en particular a la conexión entre los desarrollos normativos y prácticos en Estados

Unidos y Europa, y al proceso de estandarización global desarrollado a ambos lados del Atlántico. Además, se identifica la situación actual de desarrollo de proyectos de redes inteligentes, surgida de la experiencia acumulada y del conocimiento sobre las barreras que deberán superarse para desarrollar redes inteligentes de distribución de energía eléctrica.

Dentro de este contexto, se tienen en cuenta las organizaciones e instituciones protagonistas de este proceso de conceptualización y se toman sus consideraciones en cuenta para profundizar en el análisis de las infraestructuras que componen una red inteligente tipo.

En la Sección 3.4 se presenta una caracterización simplificada de una red inteligente, utilizando como base el análisis realizado en las secciones precedentes y se identifican y describen los principales elementos que integran las redes inteligentes. Esta caracterización o modelo sencillo de una red inteligente servirá como punto de partida del ejercicio de valoración de las inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes que se lleva a cabo en el Capítulo 4 del estudio. Además, se analizan con detalle los cinco grandes bloques de equipamientos y sistemas que caracterizan una red inteligente, incluyendo la infraestructura de medición avanzada, los sistemas de comunicaciones, la automatización de la distribución hasta la baja tensión, los centros de transformación inteligentes y las redes de área locales y domésticas.

El capítulo se cierra, en la Sección 3.5, con una revisión de algunas de las iniciativas de desarrollo de redes inteligentes que se han llevado a cabo en los últimos años o se están impulsando en la actualidad en el País Vasco, como los proyectos Bidelek Sareak, Bidelek 4.0 o SegureGrid, entre otros.

3.2. Disparidad en las definiciones de una red inteligente de electricidad

3.2.1. Redes inteligentes y modernización de las redes actuales

Definir las redes inteligentes de forma consistente es importante para evitar divergencias en los análisis de costes y beneficios derivados de las mismas y en su valoración, e incluso para evitar confusión sobre cómo debe definirse el marco normativo que las regule. Por ello, tal como indica Felder (2011), sería deseable una definición precisa, ya que en cuanto a redes inteligentes se ha llegado a un término “elusivo” y definido de forma muy variada (Willrich, 2009).

En los primeros acercamientos al concepto de “red inteligente”, éste se aplicaba a un amplio rango de infraestructuras y de recursos, tales como agua, gas natural e incluso hidrógeno, y no sólo electricidad (IEA, 2011; Dehaeseleer, 2011; GTI, 2010). Sin embargo, lo más habitual desde que se popularizó el término ha sido relacionar de forma clara la expresión “red inteligente” con el sistema eléctrico. Así, y aunque en la documentación oficial de la Unión Europea el tratamiento “inteligente” puede aparecer también ligado a las redes de gas natural, sobre todo en relación con los contadores inteligentes⁷⁶ (CE, 2011a; DOUE, 2013), en general siempre se relaciona el término con la red eléctrica de una u otra manera.

Incluso centrándolo en el ámbito eléctrico por defecto, existe la posibilidad de relacionarla con otros servicios ajenos al suministro de energía eléctrica, ya que a través del contador inteligente podrían integrarse, por ejemplo, señales digitales de los contadores de consumos de gas natural e incluso agua, interaccionando de esta manera los gestores de las redes eléctricas con los de estos servicios (EPRI, 2007; EVE, 2018). De todos modos, si esta posibilidad se considera es porque guarda relación con la capacidad de este nuevo tipo de redes de incorporar distintos elementos y funcionalidades diversas, como se verá en este capítulo.

En cualquier caso, aunque pueda no existir una visión clara sobre qué es (o será) una red inteligente, se puede hablar de un claro consenso en el sector energético sobre el hecho de que la demanda energética prevista en el futuro no podrá ser atendida por las redes actuales (Madrigal, 2017), lo que da lugar a la necesidad de adaptar la red existente e incrementar su flexibilidad y dinamismo (Wolf, 2018).

Aun así, en la búsqueda de avances tecnológicos pueden haberse creado ciertas “expectativas infladas” sobre qué serán las redes inteligentes, que se irán adaptando con el tiempo a las necesidades concretas del sistema eléctrico y a una evaluación económica realista (Wakefield, 2009). En este contexto, la extensión actual de la idea de red inteligente hace que ésta pueda considerarse más como un concepto de marketing que como una definición técnica (IEC, 2018a).

En resumen, si bien no hay un enfoque bien definido y ampliamente aceptado sobre qué es y qué no es “inteligente”, el uso de este término apunta generalmente a la adaptación y modernización de las redes actuales. A modo de ejemplo, Litos Strategic Communication, una de las primeras compañías escogidas por el

⁷⁶ Se verá más adelante que los contadores inteligentes están asociados estrechamente a la red inteligente como uno de sus primeros y más básicos elementos, pero no suficientes para caracterizarla.

Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE, en inglés) para conceptualizar las redes inteligentes (CSRWire, 2008), utiliza en la definición de uno de sus productos relacionados con este campo la expresión “...*la modernización de la red, también conocida como la red inteligente...*” (LitosSC, 2018). El mismo DOE asume que la red inteligente “...*usa la tecnología digital para modernizar el sistema eléctrico...*” (Madrigal et al., 2017). Por tanto, la necesidad de avanzar en la modernización de la red eléctrica, en su sentido más amplio, puede considerarse el primer hilo conductor de una definición de red inteligente.

3.2.2. La definición de red inteligente de la ley EISA de EE.UU.

Puede considerarse que la primera definición oficial del término “red inteligente”, en su formato anglosajón *smart grid*, fue acuñada en 2007 en la Ley de Independencia y Seguridad Energética de Estados Unidos (*Energy Independence and Security Act* o EISA, en inglés).

Según reza esta ley en su título XIII, una *smart grid* o red inteligente se define como una modernización del sistema de transporte y distribución de electricidad con el objetivo de alcanzar una infraestructura fiable y segura que pueda asumir el futuro crecimiento de la demanda y que tenga una serie de características, recogidas en la propia ley (Congreso de Estados Unidos, 2007):

1. Mayor uso de la información digital y de tecnologías de control para mejorar la fiabilidad, seguridad y eficiencia de la red eléctrica.
2. Optimización dinámica de las operaciones y recursos de red, con plena ciberseguridad.
3. Desarrollo e integración de los recursos y generación distribuidos, incluyendo fuentes de energía renovable.
4. Desarrollo e incorporación de mecanismos de gestión de la demanda, recursos en el lado de la demanda y recursos de eficiencia energética.
5. Despliegue de tecnologías “inteligentes” (tecnologías automáticas e interactivas que optimicen la operación física de aparatos y dispositivos de los consumidores en tiempo real,) para la medición, las comunicaciones operativas y la monitorización del estado de la red y la automatización de los procesos de distribución de energía.
6. Integración de aparatos “inteligentes” y dispositivos de consumidores.
7. Despliegue e integración de dispositivos de almacenamiento avanzados de electricidad y tecnologías de modulación de los picos de carga, incluyendo

vehículos eléctricos e híbridos enchufables y sistemas de aire acondicionado con almacenamiento (acumulación) térmico.

8. Provisión de información al momento y opciones de control al consumidor.
9. Desarrollo de estándares de comunicación e interoperabilidad de aparatos y equipamientos conectados a la red eléctrica, incluyendo la infraestructura que sirve a la red.
10. Identificación y reducción de barreras poco razonadas o innecesarias para la adopción de tecnologías, prácticas y servicios de las redes inteligentes.

Bajo la EISA, se encargó al Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de Estados Unidos (*National Institute of Standards and Technology* o NIST, en inglés) la tarea de coordinar el desarrollo de un marco que incluyera protocolos y estándares tipo para la gestión de la información y lograr la interoperabilidad de los dispositivos y sistemas que conforman las redes inteligentes. Para ello, el NIST podía contar con el apoyo y cooperación de instituciones públicas o privadas.

En este contexto, el NIST encargó en 2009 al Instituto de Investigación de Energía Eléctrica o EPRI (*Electric Power Research Institute*, en inglés) que trabajara con los diferentes agentes involucrados en el desarrollo de las redes inteligentes con el objeto de elaborar una hoja de ruta para la estandarización de los principales conceptos relacionados con las redes inteligentes.

El documento resultante de dicha colaboración, titulado “*Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap*” (EPRI, 2009), establece una definición basada en la definición recogida en la EISA, según la cual la red inteligente “...se refiere a una modernización del sistema de suministro eléctrico de manera que monitorice, proteja y optimice automáticamente la operación de sus elementos interconectados, desde la generación centralizada y distribuida, a través de la red de transporte de alta tensión y el sistema de distribución, hasta los usuarios industriales y sistemas de automatización de edificios, instalaciones de almacenamiento de energía y consumidores finales y sus termostatos, vehículos eléctricos, aplicaciones y otros dispositivos domésticos...”.

Siguiendo con la definición de EPRI para el NIST, “...la red inteligente se caracterizará por un flujo bidireccional de electricidad e información para crear una red de suministro de energía automatizada y ampliamente distribuida...”. Esta definición ha sido referenciada por EPRI en sus trabajos posteriores al respecto, en los que profundiza en la caracterización de la arquitectura de las redes inteligentes. Esta definición, por otra parte, resulta relevante por la importancia adquirida por EPRI como referente en este campo, como se verá más adelante.

Por otro lado, la ley EISA estableció la creación de una entidad de carácter federal, llamada *Smart Grids Task Force (SGTF)*, para contribuir al desarrollo y despliegue de las redes inteligentes en Estados Unidos. El SGTF debía informar cada dos años al Congreso de Estados Unidos sobre el estado de los proyectos de implantación de redes inteligentes, incluyendo los niveles de penetración de las distintas tecnologías, la capacidad de las redes de comunicación, los costes de desarrollo y las barreras regulatorias o administrativas que se iban identificando. La ley consideraba adecuado que los informes de la *Smart Grids Task Force* de Estados Unidos tuvieran una perspectiva regional, pudiendo incluir, por tanto, recomendaciones orientadas a los ámbitos federal o estatal.

3.2.3. Definición de red inteligente de la Comisión Europea

De forma paralela⁷⁷, en la Unión Europea, la Comisión Europea creó en 2009 un grupo de trabajo sobre redes inteligentes también bajo el nombre de *Smart Grids Task Force*, que tiene la función de emitir recomendaciones de tipo estratégico y reglamentario para la implantación de redes inteligentes en Europa. Se volverá más adelante sobre este grupo de trabajo europeo, pero es relevante señalar aquí que éste ha definido la red inteligente como “...*aquella que puede integrar de manera eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados (empresas de generación de electricidad, consumidores y agentes que desempeñan ambos papeles) con el fin de brindar sistemas eléctricos económicamente eficientes y sostenibles, con pocas pérdidas y un alto nivel de calidad, garantía de abastecimiento y seguridad...*” (Comisión Europea, 2011b).

Posteriormente, la definición acuñada por la *Smart Grids Task Force* europea adquirió un carácter oficial, al ser recogida completa y literalmente en la legislación comunitaria a través del Artículo 2 del Reglamento 347/2013/UE (DOUE, 2013) y en sucesivos documentos de orden legislativo o institucional.

Sin embargo, aunque estas definiciones tienen cierto carácter oficial o aparecen recogidas en documentos legislativos, lo cierto es que suponen sólo una pequeña fracción de las visiones existentes que se han desarrollado desde múltiples organismos oficiales, instituciones y asociaciones energéticas de relevancia, organizaciones técnicas o compañías eléctricas y consultoras. Esto ha dado lugar a diferentes experiencias, desarrolladas de forma asimétrica en Estados Unidos y

⁷⁷ Se verá más adelante que dentro de la colaboración entre Estados Unidos y la Unión Europea en materia energética se ha dado relevancia a las redes inteligentes.

Europa, así como en otras partes del mundo, especialmente en China⁷⁸, que, como se verá más adelante, lidera la inversión en redes inteligentes y ha realizado el mayor despliegue de contadores inteligentes de la historia.

3.3. El contexto de desarrollo de las redes inteligentes

3.3.1. Análisis de costes, beneficios e inversiones en Estados Unidos

Cuando la ley EISA de 2007 sentó las bases de las redes inteligentes y encargó al NIST su impulso, se generó un contexto en el que el objetivo de lograr una red inteligente plenamente funcional se convirtió en una de las prioridades nacionales en el plano energético en EE.UU. (EPRI, 2010a). Para avanzar en el desarrollo de estándares relativos a las redes inteligentes, el Departamento de Energía (*Department of Energy, DOE*) encargó un total de nueve proyectos de investigación y desarrollo en redes eléctricas en 2008, tan solo un año después de la aprobación de la ley EISA, en los que intervinieron distintos agentes.

La variedad de actores que participaron en estas iniciativas y la falta de experiencia en ese momento dieron lugar a una situación en la que las tecnologías, dispositivos y sistemas implementados diferían de forma significativa entre los distintos proyectos. En esa situación, el DOE optó por iniciar un proyecto para desarrollar un marco metodológico que permitiese estimar los costes y beneficios de dichos proyectos. La creación de esta metodología de análisis coste-beneficio permitió avanzar conceptualmente en la definición de las redes inteligentes y en la identificación de su estructura y sus elementos básicos.

EPRI fue uno de los agentes más relevantes implicados por el NIST en Estados Unidos en el impulso al desarrollo de estándares en respuesta al mandato de la EISA. La participación de EPRI en este proyecto, justificada por su experiencia en el campo eléctrico (EPRI, 2009), fue precedida en 2008 por la creación de la *Smart Grid Demonstration Initiative* (Matz, 2015).

Dentro de esta iniciativa, EPRI se hallaba al mismo tiempo que el DOE involucrada en otros proyectos de investigación y desarrollo paralelos, que, sin ser los mismos

⁷⁸ Ha experimentado un importante impulso a través de la compañía eléctrica nacional: SGCC o *State Grid Corporation of China* en inglés. Este impulso no se aprovecha sólo a escala nacional, sino también en terceros países, como demuestra el memorándum firmado entre IRENA y SGCC en 2017, dentro del contexto de China como líder global en potencia renovable instalada (IRENA, 2017). Este tipo de acciones puede verse como una forma de exportar la tecnología de red inteligente desarrollada por China, como lo hiciera Alemania con su industria renovable (Álvarez et al., 2016), por lo que la influencia de China en redes inteligentes es un factor a tener en cuenta.

que los encargados por el DOE, compartían objetivos y características. En parte por esta razón, EPRI se unió al proyecto de estudio del DOE de crear una metodología común, buscando una sinergia clave en ese momento. La Tabla 11 muestra una lista con los distintos agentes involucrados por una y otra institución en dicho momento, observándose la presencia de las principales compañías eléctricas en EE.UU. y de algún gigante eléctrico extranjero (EDF, por ejemplo).

Tabla 11. Agentes involucrados en 2008 con el DOE y EPRI, respectivamente, en proyectos de demostración

Involucrados con el DOE	Involucrados con EPRI
<ul style="list-style-type: none"> • Allegheny Power • ATK Launch Systems • Chevron Energy Solutions • City of Fort Collins • Consolidated Edison Co. • Illinois Institute of Technology • San Diego Gas and Electric • University of Hawaii • University of Nevada 	<ul style="list-style-type: none"> • American Electric Power Service Corporation (AEP) • Ameren Services Company • Central Hudson Gas & Electric • Con Edison • Duke • Electricité de France • Entergy • ESB Networks • FirstEnergy • KCP&L • PNM Resources • Public Service Enterprise Group • Salt River Project • Southern Company • Southwest Power Pool, Inc. • Tennessee Valley Authority (TVA) • Wisconsin Public Service

Fuente: elaboración propia a partir de EPRI (2010a).

Tras este trabajo pionero, EPRI se ha convertido en uno de los actores más relevantes en la conceptualización de las redes eléctricas inteligentes desde que se empezase a investigar en este campo. Aunque la *Smart Grid Demonstration Initiative* no finalizó hasta 2015, en 2010 EPRI, como resultado de esa sinergia con el DOE, publicó un estudio bajo el título de *Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects* (EPRI, 2010a), con el que el instituto y el NIST daban cumplimiento al mandato de la ley EISA. Más tarde, esta metodología fue revisada y actualizada en una guía posterior de EPRI del año 2012 (EPRI, 2012).

No es objeto de este trabajo entrar en el detalle de los análisis coste-beneficio (ACB) aplicados a las redes inteligentes, pues además otra de las fuentes luego tratadas,

el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, recoge este guante y realiza una adaptación de la metodología desarrollada por EPRI al contexto europeo. Sin embargo, resulta llamativo que ambas versiones de la metodología de EPRI compartan el listado de los activos básicos que componen una red inteligente, si bien ambos estudios subrayan que es una lista abierta a cambios, sin entrar en el detalle de sus funciones concretas.

No obstante, entre una y otra versión, en 2011 EPRI publicó un estudio titulado *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid* (EPRI, 2011) en el que recoge la metodología, las claves y los resultados de un análisis cuantitativo de las inversiones necesarias para el desarrollo e implementación de una red inteligente en todo el sistema eléctrico de Estados Unidos que fuese plenamente funcional. El nivel de desglose por activos de la estructura de la red inteligente y el hecho de que separe tres de las fases de la cadena de suministro eléctrico (transporte, distribución y consumo) hacen de EPRI (2011) una de las fuentes principales empleadas en el presente trabajo.

La descripción técnica de los distintos activos y tecnologías indica cómo algunos de estos activos cobran más importancia que otros y da pistas sobre cómo es posible agrupar dichos activos en categorías más amplias. Es aquí donde aparece la división en cinco grandes grupos de elementos que permiten caracterizar un sistema de distribución de energía eléctrica inteligente. Estos grupos de elementos son los siguientes: (1) infraestructura de medición avanzada (AMI), (2) comunicaciones, (3) automatización de la distribución hasta la baja tensión, (4) transformadores y (5) redes de área local (LAN) y doméstica (HAN).

El desglose de estos cinco grupos es la base de la descripción técnica de los elementos básicos de las redes inteligentes que se hace en la Sección 3.4.

3.3.2. Adaptación de la metodología de análisis coste-beneficio en EE.UU. al contexto europeo

Primeras experiencias con redes inteligentes en Europa

Las primeras experiencias en Europa de redes inteligentes pueden encontrarse en los proyectos CRISP⁷⁹, desarrollado entre 2002 y 2006, y DISPOWER⁸⁰, que tuvo lugar

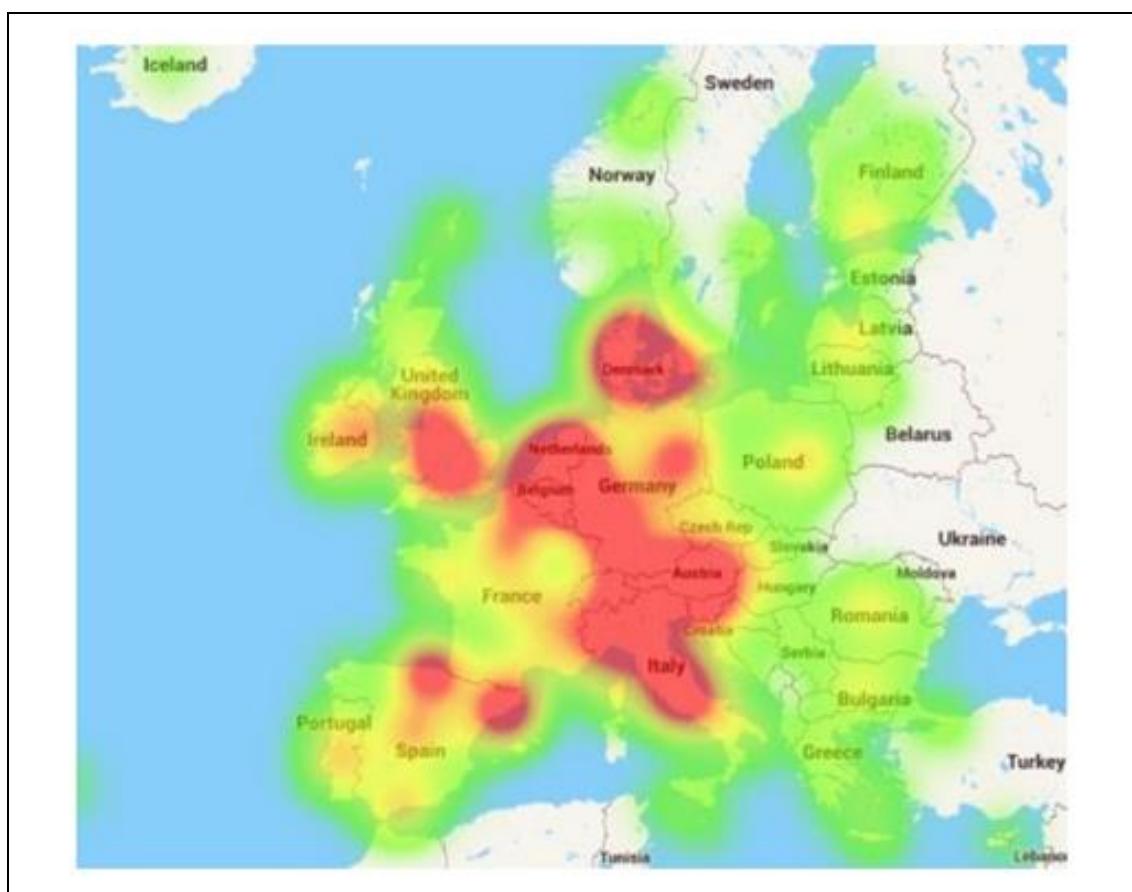
⁷⁹ CRISP = Crisp, Distributed Intelligence in critical infrastructure for Sustainable Power. Más información en: https://cordis.europa.eu/project/rcn/64903_en.html.

⁸⁰ DISPOWER = Distributed generation with high penetration of renewable energy sources. Más información en: https://cordis.europa.eu/project/rcn/60059_es.html.

entre 2002 y 2005 (Sánchez, 2011). Ambos proyectos tenían entre sus características comunes la integración de recursos distribuidos en la red eléctrica de media y baja tensión.

Tras estos desarrollos primigenios se ha llevado a cabo una amplia variedad de proyectos de desarrollo de redes inteligentes en el continente, produciéndose un hito clave en 2007 con la mencionada creación de la *Smart Grid Task Force* europea. El impulso a las redes inteligentes se ha producido de manera generalizada en toda Europa, si bien existen distintos grados de desarrollo de proyectos en los distintos países (Vitiello et al., 2015). En el caso de España, destacaba la concentración de proyectos en la CAPV y en Cataluña (Gráfico 15).

Gráfico 15. Panorama general de las ubicaciones de proyectos de redes inteligentes en Europa en 2015



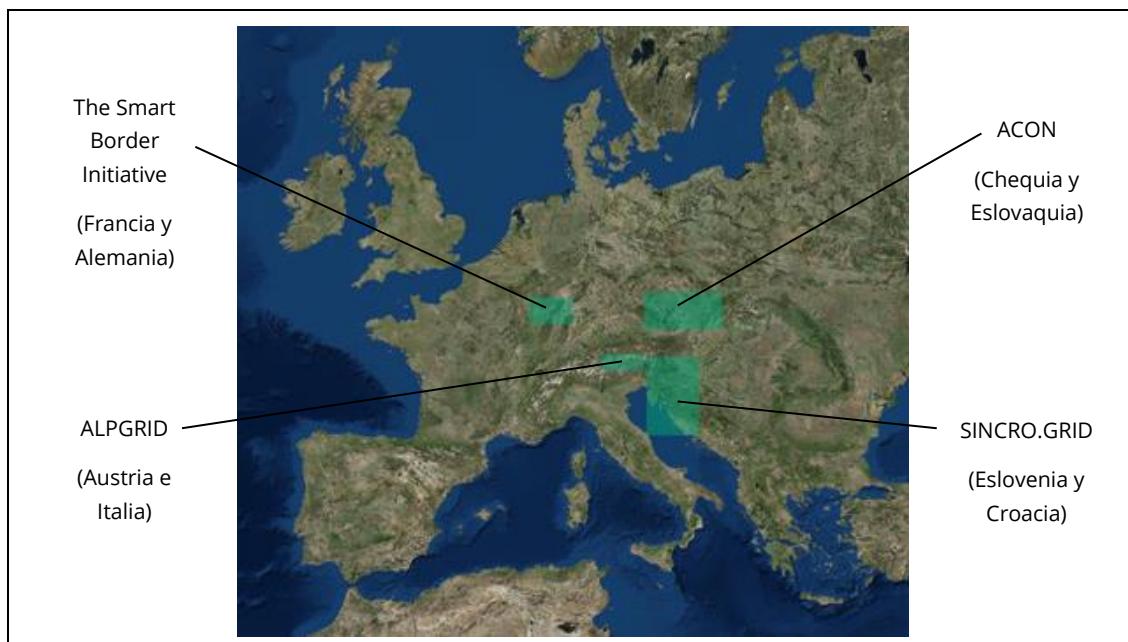
Fuente: Vitiello et al. (2015).

En el camino a la situación actual y posteriormente a la creación de la *Smart Grid Task Force*, se produce el debate de cómo abordar la creciente asimetría (e importancia) en los desarrollos de redes inteligentes en los distintos países

europeos (tal como hizo Estados Unidos al darles prioridad nacional). Como recoge el Reglamento 347/2013/UE en sus consideraciones de partida, el debate sobre la distribución adecuada de los costes de un proyecto de infraestructura, como es el caso de las redes inteligentes, debe estructurarse en torno a un análisis de los costes y beneficios basado en una metodología armonizada, siendo necesario que ésta tenga en cuenta como mínimo diversos elementos de coste, entre los que se incluyen los costes de inversión o costes de capital⁸¹ (DOUE, 2013).

En el artículo 11 de este reglamento se emplaza a la Red Europea de Gestores de la Red de Transporte de Electricidad (ENTSO-E, por sus siglas en inglés) a presentar una metodología que incluya la modelización de la red y del mercado, a efectos de realizar un análisis de la relación de costes y beneficios para los proyectos de interés común (PIC), entre los que se incluyen las redes inteligentes en el nivel de distribución. Su aplicación concreta para las redes eléctricas está circunscrita en la actualidad a cuatro proyectos de redes inteligentes (Gráfico 16).

Gráfico 16. Proyectos de rede inteligentes con categoría de Proyectos de Interés Común



Fuente: elaboración propia a partir de Comisión Europea (2018d).

⁸¹ Otros costes que deben considerarse, como mínimo, son los costes de operación y mantenimiento a lo largo del ciclo de vida técnico del proyecto y los costes de desmantelamiento y de gestión de residuos (si procediese), así como otros costes específicos relacionados con el transporte y almacenamiento de electricidad contemplados en el Anexo V del mencionado reglamento.

En cualquier caso, este impulso a metodologías de ACB en los PIC revela la importancia de este tipo de análisis en el desarrollo de proyectos de redes inteligentes, sean PIC o no, al igual que ocurrió en Estados Unidos.

De hecho, con anterioridad al citado reglamento ya estaba en vigor la Directiva 2009/72/EC, que proponía el empleo de un ACB a largo plazo (DOUE, 2009). Pero lo cierto es que la situación previa a esta armonización de los ACB revelaba una ausencia de metodología establecida para éstos, con literatura al respecto fragmentada y escasos ejemplos de enfoque sistemático de estos análisis para su aplicación en casos reales. Es decir, existían diversas ideas y conceptos relevantes para evaluar los costes y beneficios, pero no aplicados o validados hasta ese momento (Giordano et al., 2012).

Adaptación de la metodología de EPRI al contexto europeo

Por esta razón, dentro de una serie de estudios sobre redes inteligentes del JRC, Giordano et al. (2012) identifican el estudio de EPRI (2010a), mencionado anteriormente, como el trabajo publicado más avanzado relativo al análisis coste-beneficio de redes inteligentes. Este estudio del JRC adapta la metodología de EPRI al contexto europeo. En particular, Giordano et al. (2012) aplica la metodología ACB adaptada a proyectos reales en Portugal e Italia, algo que no se había hecho hasta la fecha (JRC, 2015; JRC, 2018a).

Es relevante que los estudios del JRC, aunque no distinguen explícitamente entre el ámbito de la distribución y el resto de la red inteligente, en realidad están aplicados a proyectos impulsados por las empresas de distribución en Portugal e Italia, por lo que su análisis se puede extrapolar a la red de media y baja tensión. Aun así, Giordano et al. (2012) indican en el enfoque de un análisis ACB debería considerarse toda la cadena de valor, incluyendo los consumidores, por lo que los elementos y dispositivos relacionados éstos parecen difícilmente separables del sistema de distribución en una red inteligente.

Cabe señalar que el ejercicio de Giordano et al. (2012) cobra relevancia en el marco del Consejo de Energía EE.UU.-UE⁸², en base al cual se han desarrollado desde 2009 distintas iniciativas de colaboración entre la Comisión Europea y el DOE de Estados Unidos, relacionadas con diez grandes cuestiones energéticas, siendo uno de ellos el desarrollo de las redes inteligentes (Comisión Europea, 2018; DOE, 2018)⁸³.

⁸² Nombre en castellano del US-UE Energy Council (DSN, 2016).

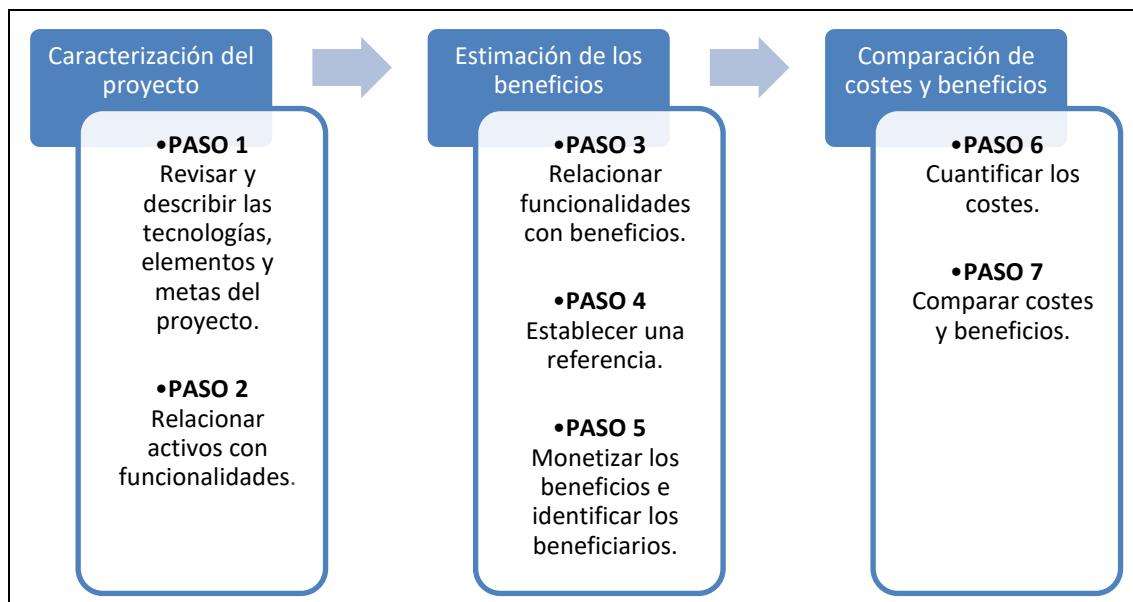
⁸³ Como ejemplo de la relevancia que tienen las redes inteligentes en esta colaboración bilateral, en la celebración de la cuarta reunión de este consejo en diciembre de 2012 (mismo año del estudio de

Descripción de la metodología ACB desarrollada por el Joint Research Center

Como se señaló anteriormente, no es objeto de este trabajo realizar un análisis coste-beneficio de inversiones en redes inteligentes, sino extraer de la metodología identificada por el JRC cuáles son los elementos principales de una red inteligente con el objeto de estimar los costes de inversión asociados al desarrollo de las mismas y, en todo caso, las funciones que han de ser cubiertas por las redes inteligentes.

El procedimiento de análisis coste-beneficio desarrollado por el JRC, relacionado en parte con los trabajos realizados por EPRI en EE.UU. se resume en el Gráfico 17.

Gráfico 17. Fases del análisis coste-beneficio adaptado por el JRC



Fuente: elaboración propia a partir de Giordano et al. (2012).

En breve, la metodología de análisis coste-beneficio desarrollada por el JRC en el estudio de Giordano et al. (2012) aporta un resumen pormenorizado de todos los elementos que intervienen en un proyecto de redes inteligentes, relacionando tres aspectos de los proyectos: (1) la arquitectura del proyecto de redes inteligentes (i.e.,

Giordano et al.) se reconoce la importancia de incrementar la colaboración en redes inteligentes con hechos como la adhesión de la UE a la Red de Acción de Redes Inteligentes (*International Smart Grid Action Network*, ISGAN, por sus siglas en inglés; ver <http://www.iea-isgan.org/>). De hecho, uno de los ámbitos de trabajo de ISGAN es el desarrollo de un marco global y estandarizado para el análisis coste-beneficio de inversiones (ISGAN, 2018). Otro ejemplo en la misma línea se puede encontrar en la séptima reunión de este consejo en mayo de 2016 y el impulso a los centros de interoperabilidad entre el vehículo eléctrico y las redes inteligentes (JRC, 2018a; DOE y Comisión Europea, 2018).

conjunto de elementos y equipamientos), (2) los conceptos detallados de coste y (3) las funcionalidades y servicios que ofrece el proyecto de red inteligente.

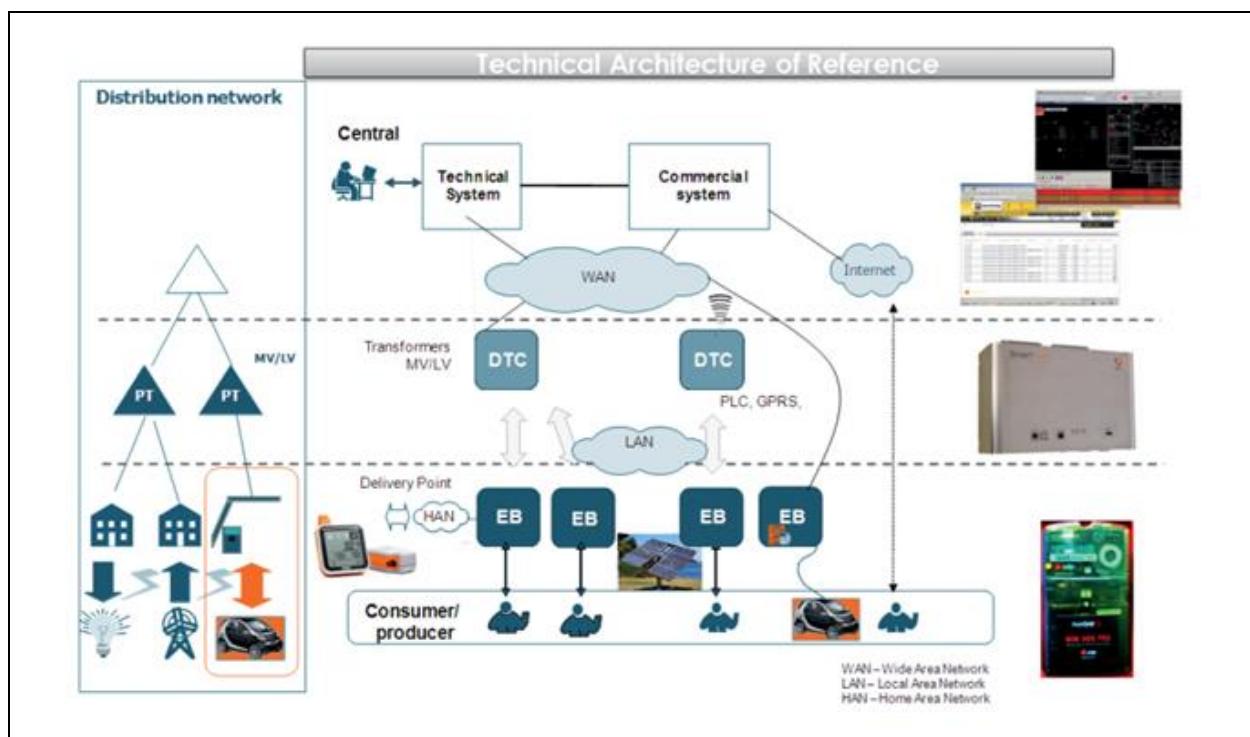
La aplicación de esta metodología ACB a un proyecto concreto implica la utilización de información muy detallada sobre aspectos como los siguientes: (1) la escala y dimensión del proyecto; por ejemplo, en lo relativo al número de consumidores o al consumo anual de energía; (2) elementos de ingeniería, tales como tecnologías adoptadas y funcionalidades de los principales componentes; (3) las características locales de la red (arquitectura, etc.); (4) los principales agentes implicados en el desarrollo, la operación y gestión y el uso de las redes inteligentes; (5) los objetivos del proyecto y el impacto socioeconómico esperado; o (6) el contexto regulatorio y su impacto sobre el proyecto.

A continuación, detallamos los aspectos mencionados anteriormente.

1. Arquitectura técnica de una red inteligente

Giordano et al. (2012) seleccionó entre un conjunto de proyectos existentes en 2011 un proyecto en Portugal (Gráfico 18) para llevar a cabo una caracterización general de la arquitectura de un proyecto de redes inteligentes.

Gráfico 18. Arquitectura técnica del proyecto estudiado por el JRC en Portugal



Fuente: Giordano et al. (2012).

Dado que los resultados de cada proyecto dependen de factores específicos como la geografía, la tipología de los consumidores y la regulación, los autores trataron de extrapolar aquellos elementos básicos que pudiesen ser aplicados a distintos proyectos con circunstancias locales diferentes. Es decir, identifican aquellos aspectos clave que deberían ser considerados en cualquier red inteligente, lo que en cualquier caso no implica que los resultados del trabajo sean aplicables independientemente de las circunstancias en las que se desarrolle una red inteligente y que exigirían una adaptación a los factores concretos que delimitan un proyecto de red inteligente.

Tabla 12. Listado de activos desplegados en la red inteligente de Portugal

Tipo de activo	Activo	Descripción
Infraestructura	Caja de energía (EB)	Dispositivo que incluye un módulo de medición, control y comunicación, instalado éste en la ubicación del consumidor o productor.
	Modulo HAN	Módulo de comunicación y control que permite la lectura de registros de la caja del consumidor/productor local conectándolo a otros dispositivos. Esto puede ofrecer medidas como perfil y cuantificación de consumo, calidad de servicio, entre otros.
	Controlador del transformador de distribución (CTD)	Controla el nivel de tensión y la calidad de onda del flujo eléctrico que llega al consumidor final.
Tecnologías de la información	Infraestructura de gestión de la red inteligente	Incluye todas funciones relacionadas con la ejecución de comandos y colección de datos de la infraestructura del proyecto de red inteligente, con la posibilidad de integrarlo en sistemas comerciales, de gestión y comunicación
	Gestión de datos del contador (MDM)	Almacenamiento de datos recogidos de la infraestructura del proyecto, incluyendo consumo, lecturas, eventos, estado y calidad de los datos de la red. También incluye las principales funciones de validación de los datos recibidos y gestión de los equipos del proyecto (es decir, los CTD y las cajas de consumidor/productor)
	Gestión de datos de energía (EDM)	Incluye las funciones relacionadas con el tratamiento de las cifras de consumo obtenidas, incluyendo estimación de datos ausentes o no válidos, funciones de agregación de datos y publicación de los mismos. También incorpora otras funciones relacionadas.
	Portal web del DSO	Facilita el intercambio de información con todos los actores involucrados en las redes inteligentes, incluyendo los consumidores finales.

Fuente: reelaborado a partir de Giordano et al. (2012). Nota: en el original, siguiendo los nombres propios de la compañía responsable, la caja de consumidor/productor viene referida como "EDP Box" y el sistema de simulación y análisis como "DPlan".

Los activos que se identifican en los primeros pasos del análisis coste-beneficio, en el caso del proyecto de Portugal analizado por el JRC, son los que aparecen en la Tabla 12. Puede observarse una diferencia entre activos o infraestructuras físicas y aquellos que, aunque requieren de infraestructura de comunicaciones, aportan valor por la tecnología de información que representan.

En el entorno del consumidor, los principales elementos de infraestructuras son tres: (1) la caja del consumidor, o dispositivo de medición, registro de datos y comunicación de la información que generan los dispositivos que utiliza el consumidor; (2) el módulo de comunicación y control de la red local del consumidor (HAN), que permite la comunicación bidireccional entre la caja del consumidor/productor y el sistema de gestión de la red inteligente; y (3) el controlador del transformador de distribución, que permite garantizar el nivel de tensión y la calidad de onda del flujo eléctrico que llega al consumidor final.

Estos elementos de infraestructura están acompañados por sistemas informáticos que permiten gestionar toda la información que se genera en la red inteligente y facilitan la ejecución de comandos de control de un conjunto de variables que determinan la operación de la red en cada momento, incluyendo los sistemas de gestión de la red, los sistemas de gestión de los datos de los contadores y los sistemas de gestión de los datos relacionados con los flujos de energía.

2. Conceptos de coste

Por otro lado, la metodología desarrollada por JRC distingue, de forma general, entre los dos grandes grupos de costes (Tabla 13): costes de capital, asociados a las inversiones, y costes de operación y mantenimiento, relacionados con las inversiones en infraestructuras y sistemas descritos en el apartado anterior y con la operación de la red inteligente en sentido amplio.

Entre los costes de inversión pueden distinguirse los asociados a inversiones en nuevos activos y los derivados de inversiones en estructuras ya existentes. Esta distinción está en línea con el ejercicio realizado por EPRI (2011).

Dentro de las inversiones en nuevos activos, las que están orientadas a los servicios y procesos de gestión de la información y las comunicaciones tienen una entidad propia, distinguiéndose de esta manera de las inversiones en otros activos, como los dispositivos domésticos o los transformadores.

Tabla 13. Costes seleccionados en el proyecto elegido por el JRC

Categoría general	Concepto de coste
Costes de inversión	Inversión en la caja del consumidor/productor (incluyendo HAN)
	Inversión en controladores del transformador de distribución
	Inversión en tecnologías de la información
	Inversión en comunicaciones
	Costes perdidos de contadores previamente instalados (tradicionales)
Operación y mantenimiento	Coste de mantenimiento de tecnologías de la información
	Gestión de red y <i>front-end costs</i>
	Coste de las comunicaciones GPRS
	Coste de comunicación o de transferencia de datos
	Costes del escenario de gestión
	Reemplazo o fallo de sistemas de contadores inteligentes
	Reducción de ingresos (debido, por ejemplo, a una mayor eficiencia en el consumo)
	Lectura de contadores
	Central de llamadas telefónicas
	Costes de formación
	Coste de los programas de involucración del consumidor

Fuente: Giordano et al. (2012).

3. Servicios y funcionalidades de una red inteligente

Por otra parte, las funcionalidades que en un análisis coste-beneficio deben ser relacionadas con los activos identificados, según Giordano et al. (2012), se pueden agrupar en función de su aportación a la red inteligente (ver el Anexo 1):

1. Facilitar la integración de los usuarios en las nuevas redes.
2. Mejorar la eficiencia en la operación de la red.
3. Asegurar la seguridad de la red y la calidad del suministro eléctrico.
4. Mejorar la planificación del desarrollo de las redes.
5. Mejorar el funcionamiento del mercado y los servicios a consumidores finales.

6. Fomentar una participación más activa y directa de los consumidores en la gestión de la energía.

3.3.3. Estandarización de conceptos relacionados con las redes inteligentes

El proceso de estandarización en Europa y el Smart Grid Architecture Model

Hasta ahora se ha visto que lo ocurrido desde 2007 de forma paralela en EE.UU. y la UE da prioridad a la homogeneización y estandarización, claves por tanto en la concepción de la red inteligente. Por su importancia, el impulso a la normalización de los sistemas ha involucrado a varias organizaciones comunitarias, a la vez que ha dado el salto al panorama internacional, trascendiendo los ámbitos estadounidense o europeo.

Para entender este proceso en Europa, hay que comprender el papel de los Organismos Europeos de Normalización (*European Standardisation Organisations* o ESO, por sus siglas en inglés). El grupo de los ESO lo conforman tres organizaciones: CEN, CENELEC y ETSI. Las tres cubren áreas que afectan globalmente a las redes inteligentes, aunque se han identificado áreas tratadas de forma específica por cada una de ellas. Las redes inteligentes forman parte del marco particular de actuación de CENELEC (CEN-CENELEC, 2018a).

Los ESO se vuelven especialmente importantes tras los impulsos a la normalización de las instituciones europeas a comienzos de 2011. En febrero de ese año, el Consejo Europeo concluyó que era necesario un impulso a las normas técnicas para las redes y contadores inteligentes, con lo que la adopción de normas europeas empieza a considerarse como urgente. En marzo de ese año, se publica el Mandato M/490 (Comisión Europea, 2011c), que encarga a los ESO el establecimiento de normas técnicas para facilitar la aplicación de servicios y funcionalidades de alto nivel en redes inteligentes. La Comisión basó el mandato en el trabajo previo del primer grupo de expertos del SGTF (Comisión Europea, 2018c).

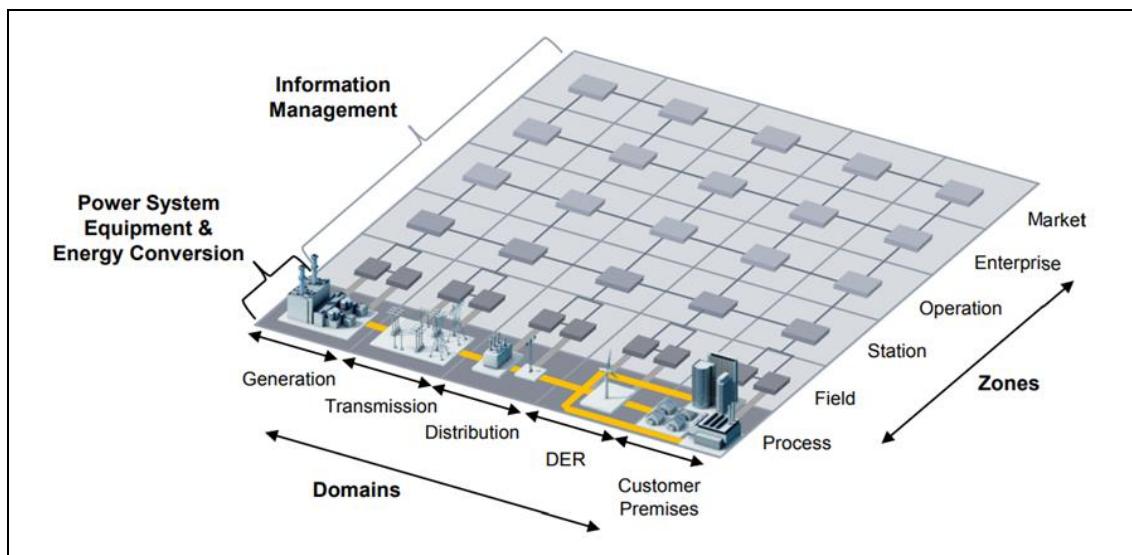
En abril de 2011 se publica la comunicación de la Comisión Europea titulada *Redes inteligentes: de la innovación a la implantación* (Comisión Europea, 2011b), donde se identifican una serie de cinco retos y cinco acciones necesarias para el desarrollo de las redes inteligentes (Sánchez, 2011), incluyendo entre ellos la necesidad de desarrollar estándares.

Para cumplir con el mencionado mandato las ESO crearon el Grupo de Coordinación de la Red Inteligente (*Smart Grid Coordination Group*, SG-CG por sus siglas en inglés). Entre 2012 (año objetivo) y 2014 (año al que se extendió la duración del mandato), este grupo generó una amplia literatura y permitió establecer una metodología

propia de normalización y estandarización respecto de las redes inteligentes. Con el trabajo publicado por el SG-CG en 2014 se dio cumplimiento al mandato M/490 y, desde finales de 2016, el SG-CG cambió de función (ETSI, 2018).

En el trabajo final generado por el SG-CG destaca el diseño del Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (*Smart Grid Architecture Model* o SGAM, por sus siglas en inglés) y la elaboración de un manual de usuario (SG-CG, 2014) para desarrolladores de proyectos de redes inteligentes. El SGAM presenta una primera imagen de red inteligente tipo en la que se visualiza cómo existen áreas o zonas que juegan nuevos papeles respecto a las redes convencionales (Gráfico 19).

Gráfico 19. Mapa de dominios y zonas del SGAM



Fuente: SG-CG (2014).

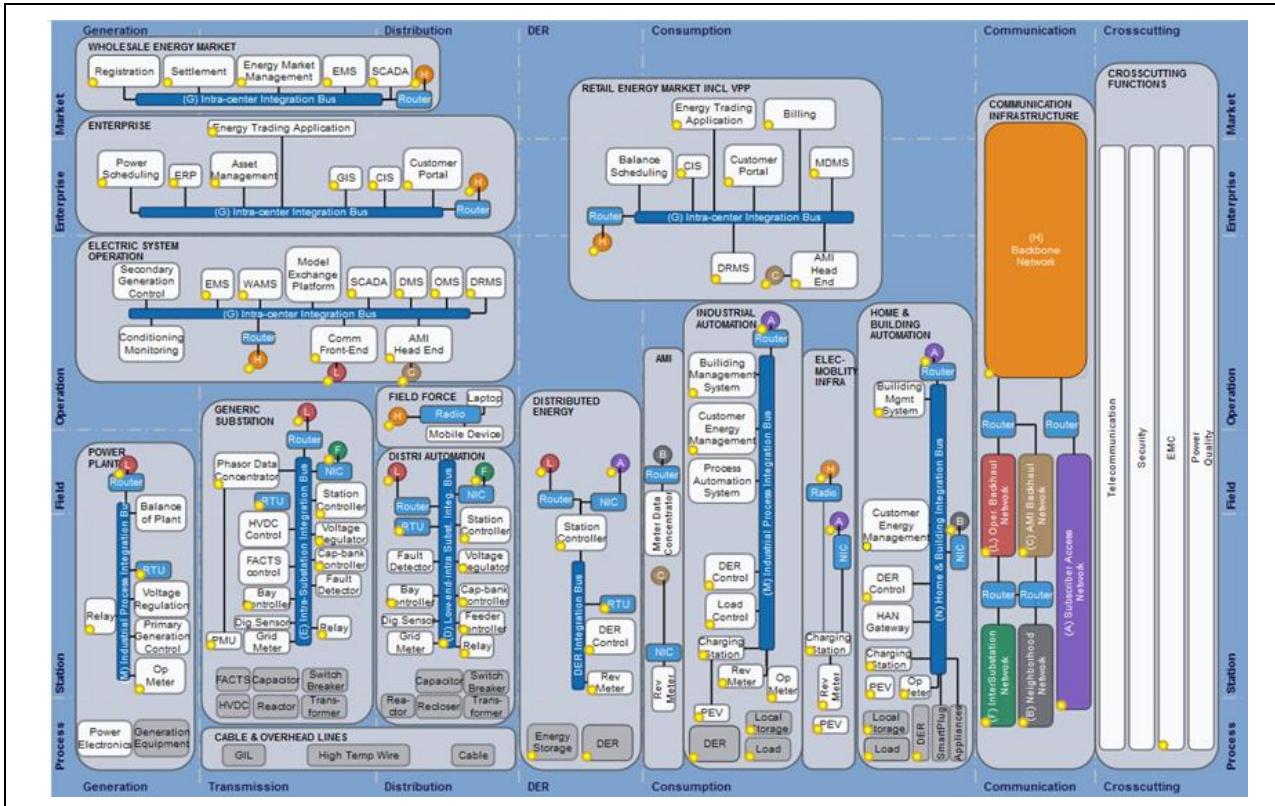
Destacan, dentro de este mapa de ámbitos de una red inteligente, la preponderancia de la gestión de la información, por un lado, y la identificación de una nueva capa en la cadena del suministro eléctrico formada por los recursos energéticos distribuidos (*distributed energy resources* o DER, en inglés).

Convergencia en el ámbito internacional: estándares de la IEC

El mandato M/490 recogía también que el valor del marco para el desarrollo en largo plazo de las redes inteligentes estará en parte en la capacidad de fomentar y desarrollar la convergencia de estándares en el plano internacional. Dicha cooperación se estructura a través de distintos acuerdos internacionales, entre los que cobró importancia el llamado Tratado de Frankfurt, que establece la cooperación entre CENELEC y su homólogo internacional, la Comisión Electrotécnica

Internacional (*International Electrotechnical Commission* o IEC, por sus siglas en inglés).⁸⁴ El Tratado de Frankfurt subraya la prioridad de la estandarización internacional para CENELEC y, como resultado de ello, el 80% de los estándares adoptados por esta última coinciden o son muy similares a los adoptados por la IEC.

Gráfico 20. Vista general del mapa de estándares de la IEC



Fuente: IEC (2018a).

Este contexto es relevante porque la IEC, en calidad de autoridad técnica en cuestiones de electrotecnia a escala global, es uno de los organismos que ha llevado a cabo uno de los análisis más exhaustivos de las redes eléctricas en su *Smart Grids Standards Map* (IEC, 2018a).

Aunque su análisis está orientado hacia la identificación de estándares, el resultado es una herramienta de mapeo muy detallada que define las relaciones entre componentes y estándares de una red inteligente (Gráfico 20). El Anexo 2 recoge un listado de los activos que pueden identificarse para la parte de distribución según el *Smart Grid Standards Map*.

⁸⁴ Ver <http://www.iec.ch/>.

3.4. Infraestructuras incluidas en una red inteligente

3.4.1. Modernización de la red de distribución eléctrica

Al comienzo de este capítulo se presentó una definición de red inteligente tipo y se describieron sus principales características, señalándose que uno de los aspectos clave para su desarrollo es que debe plantearse de forma progresiva o por etapas, incluso sin tener como objetivo final que la red inteligente cubra toda la red existente.

Así, como indica la Agencia Internacional de la Energía, la red inteligente no se implementará mediante un proceso con un comienzo y un final definidos, sino que será el resultado de un amplio conjunto de procesos (IEA, 2011).

El Gráfico 21 y el Gráfico 22 (en las siguientes páginas) ilustran la magnitud del cambio que implicará en las redes de distribución el desarrollo de una red inteligente. Cabe destacar la gran cantidad de elementos ligados a procesos complejos (y en muchos casos, automatizados) de información, comunicación, monitorización y decisión y control que intervienen en una red inteligente y cuya presencia determinará el grado de desarrollo de la misma.

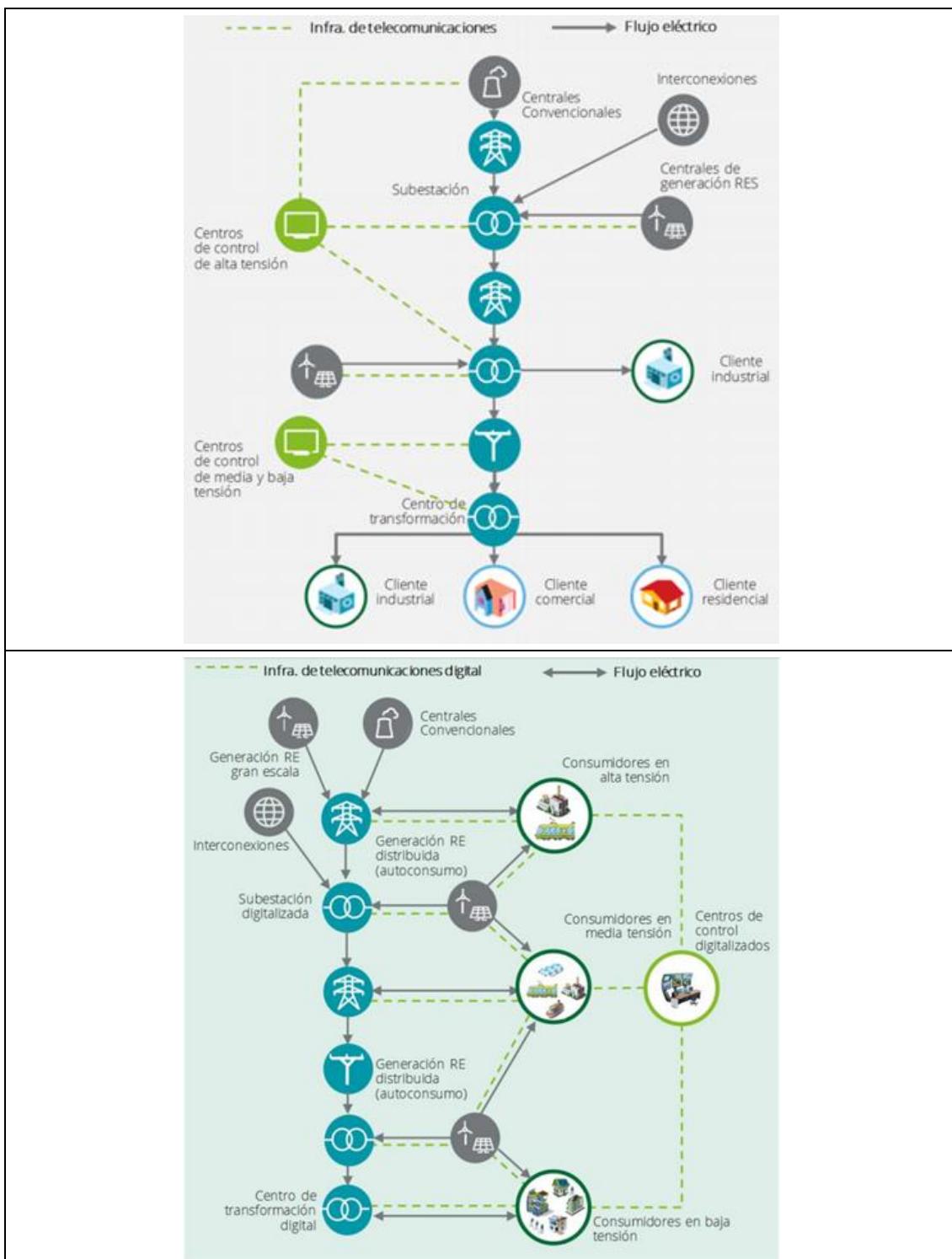
Por otro lado, EPRI (2011) o el Banco Mundial en Madrigal et al. (2017) presentan un análisis de cómo podría ser la evolución de las redes de distribución en los próximos años. En concreto, Madrigal et al. (2017) identifica una secuencia de cuatro fases o niveles en el proceso de modernización del sistema de distribución de energía eléctrica, inspirándose en las experiencias en diversos países (Tabla 14).

Tabla 14. Niveles de modernización de la red

Nivel	Descripción
0	La mayoría de los procesos se realizan de forma manual, con una automatización escasa o nula y limitada al nivel local. Hoy en día es una situación más propia de los países en vías de desarrollo.
1	La automatización de las subestaciones y el control remoto se logran con la incorporación de dispositivos electrónicos inteligentes (<i>intelligent electronic devices</i> , IED).
2	Extensión de la automatización de procesos a las líneas de alimentación.
3	Integración de recursos distribuidos y sistemas de gestión de la demanda.

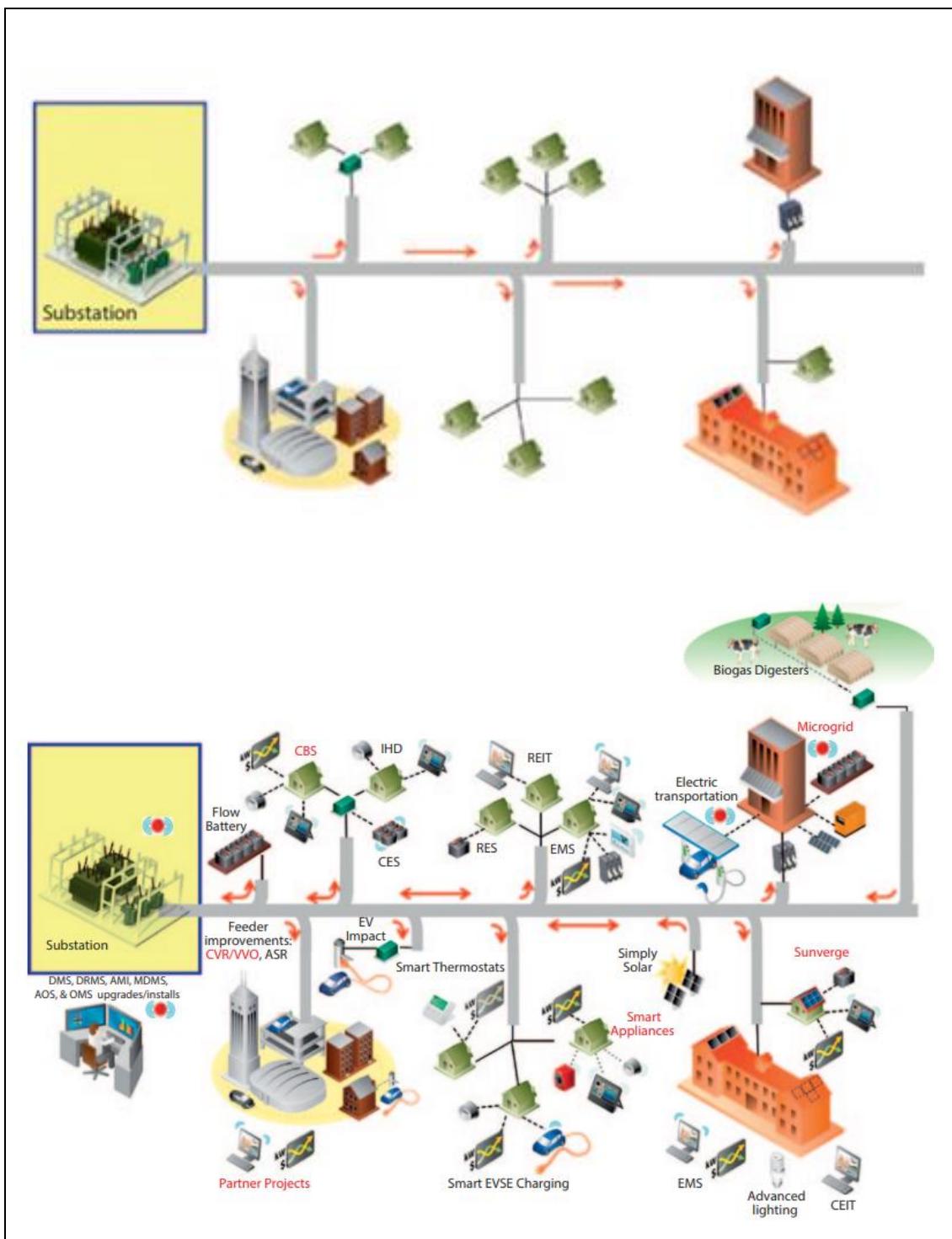
Fuente: elaboración propia a partir de Madrigal et al. (2017).

Gráfico 21. Esquemas simplificados de las redes de distribución de energía eléctrica (convencional vs. inteligente)



Fuente: Monitor Deloitte (2017).

Gráfico 22. Esquemas simplificados de las redes de distribución de energía eléctrica (convencional vs. inteligente)



Fuente: Madrigal (2017).

El análisis de Madrigal et al. (2017)⁸⁵ implica también un avance en tres fases en la introducción de nuevas funcionalidades, en función de los objetivos de alto nivel que se desean alcanzar y que secuencialmente son:

- (1) la mejora de la calidad y la seguridad del suministro;
- (2) la contribución a la consecución de los objetivos medioambientales (lucha contra el cambio climático); y
- (3) el aumento de la satisfacción de los consumidores y usuarios de las redes de energía eléctrica. Esta cuestión en particular cobrará importancia en el Capítulo 4, por lo que se volverá sobre ello más adelante.

Tabla 15. Fases en la ruta de migración a la red inteligente del consorcio ASCR de Viena

Fase	Descripción
1	<p>La primera fase consiste en cubrir los sensores y sistemas de control de los que la red de baja tensión urbana carece en comparación con la red de alta tensión, siguiendo la premisa de que esta red es la de mayor extensión y con mayor actividad. Esta consideración está en línea con otro de los proyectos que se verán más adelante.</p> <p>Se busca así evaluar qué cantidad de sensores, datos y nivel de detalle es necesario disponer según un criterio de mínimos costes para una cobertura suficiente.</p>
2	<p>Tras la primera fase, se considera que los datos disponibles de los sensores pueden usarse para la gestión de la red de baja tensión sin una intervención activa por medios físicos y evitando la planificación según los posibles peores casos, considerada aquí ineficiente. Así es posible llevar a los equipos más cerca de su funcionamiento límite y demuestra su capacidad de alerta en esos umbrales.</p>
3	<p>En la tercera fase se produce la automatización y la gestión activa de la red, que busca incrementar la eficiencia de la misma una vez que los componentes hayan demostrado soportar los fallos de la mejor manera posible con mínimos incrementos de coste.</p>

Fuente: elaboración propia a partir de ASCR (2018).

Cada una de estas fases implica la implementación de infraestructuras y servicios variados. En la primera, se despliegan los contadores inteligentes, se van

⁸⁵ El enfoque del Banco Mundial en este caso sigue el ejemplo del plan para el desarrollo de una red inteligente de la empresa Toronto Hydro Electric System Ltd.

desarrollando nuevos sistemas de gestión de información y de las comunicaciones dentro de la red y comienza a avanzarse en la automatización de los procesos de distribución de energía.

En una segunda fase comienzan a integrarse el vehículo eléctrico (a gran escala) y los dispositivos de almacenamiento y se desarrollan sistemas de gestión inteligente de la distribución y de la energía. En una fase más avanzada, comienzan a desplegarse las redes domésticas de dispositivos inteligentes, que facilitarán la gestión activa de los consumos y de los equipamientos de generación y almacenamiento de energía eléctrica.

Un proyecto desarrollado por el consorcio ASCR en Viena recientemente (véase el apartado 3.4.8) considera una hoja de ruta para la migración a la red inteligente en un entorno urbano real en tres fases (Tabla 15).

3.4.2. Caracterización básica de las redes inteligentes

En los siguientes apartados se realiza un recorrido por las principales activos y tecnologías que conforman las redes inteligentes y por las funcionalidades asociadas a los mismos, utilizando como punto de partida los estudios realizados por EPRI, JRC y la IEC comentados anteriormente, complementados por otras fuentes que recogen los avances más recientes en este campo.

En general, se observa en todas estas fuentes analizadas amplias coincidencias en los elementos o grupos de elementos que son considerados esenciales para el desarrollo de una red inteligente.

Por ejemplo, todas ellas coinciden en que los nuevos elementos de las redes tienen incidencia en toda la cadena de valor del suministro eléctrico, abarcando todo el espacio entre cualquier punto de generación y cualquier punto de consumo, e incluyendo el desarrollo de la generación distribuida y la introducción de nuevos elementos y recursos energéticos, como el vehículo eléctrico o los dispositivos de almacenamiento.

Por otra parte, se identifican como los pilares fundamentales de este proceso de modernización, además de la innovación en tecnologías y procesos operativos, allí donde resulte eficiente, el desarrollo de comunicaciones entre los distintos elementos que conforman las redes inteligentes y los gestores de las redes y la automatización de los procesos de operación y gestión del sistema de distribución de energía. Todos estos cambios dan como resultado un conjunto de flujos de energía e información bidireccionales en las nuevas redes.

A partir de estas características esenciales (modernización e innovación en las redes, desarrollo de generación distribuida, aparición de nuevos dispositivos y recursos energéticos, desarrollo de las comunicaciones y automatización de procesos), existe un amplio espectro de configuraciones posibles de las redes inteligentes, que presentarán en cada caso características diferentes, en función de variables como la geografía, la regulación o el tipo de consumidores implicados.

De forma genérica, la arquitectura de una red inteligente puede dividirse en dos dimensiones diferentes⁸⁶.

La primera dimensión está formada por los elementos que constituyen la red física. Esto incluye la infraestructura eléctrica de generación (convencional y distribuida), transporte y distribución y los elementos al otro lado de los contadores de los consumidores.

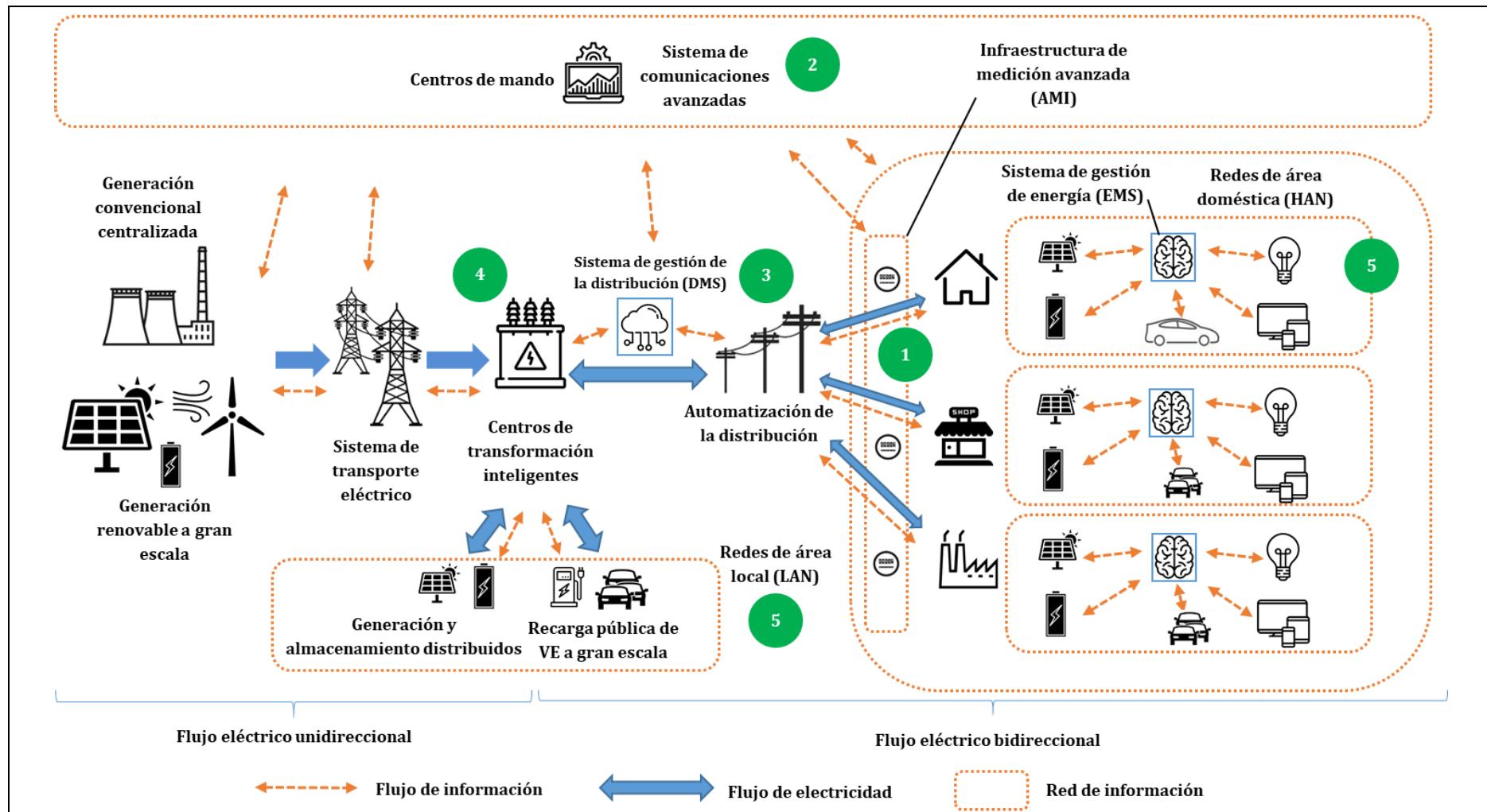
También incluye las infraestructuras físicas de telecomunicaciones que permiten el registro, almacenamiento e intercambio de información entre elementos y dispositivos eléctricos para el seguimiento, protección y control de la red de distribución.

La segunda dimensión incluye todos aquellos elementos y procesos ligados a la generación e intercambio de datos y el conjunto de aplicaciones informáticas para su almacenamiento, administración y gestión, incluyendo la obtención y el procesamiento de conjuntos de datos de gran tamaño (mediante técnicas de *big data*) y el *software* e instrumentos para gestionar esa cantidad de información y lograr una operación eficiente y la optimización de la capacidad de la red eléctrica.

El Gráfico 23 muestra un esquema básico de red inteligente en el que aparecen representados los principales bloques de sistemas, procesos y equipamientos que pueden caracterizar una red inteligente tipo, de acuerdo con la revisión realizada de todas las fuentes de análisis de redes inteligentes descritas en este documento.

⁸⁶ De acuerdo con Madrigal et al. (2017), para el Banco Mundial es posible hacer una descripción superficial de la red inteligente distinguiendo cuatro capas: infraestructura física, telecomunicaciones, datos y aplicaciones.

Gráfico 23. Esquema simplificado de una red inteligente tipo



Fuente: elaboración propia.

Con estos bloques se busca obtener conocimiento sobre cómo se pueden combinar de forma adecuada las tecnologías comunes a las redes inteligentes, aunque esta estructura no es siempre generalizable ya que su aplicación final dependerá de la topología de cada proyecto⁸⁷.

Los bloques en los que se divide la red inteligente son cinco:

1. Infraestructura de medición avanzada.
2. Sistemas de comunicaciones.
3. Automatización de la distribución hasta la baja tensión.
4. Centros de transformación inteligentes.
5. Redes de área locales y domésticas.

El bloque número 1 está integrado por la infraestructura avanzada de medida (conocida como AMI), incluyendo contadores, sensores y dispositivos que permitan obtener y tratar esos datos a través de un sistema de comunicaciones. Estos equipamientos son importantes porque ofrecen información detallada sobre el comportamiento de todos los usuarios de la red (especialmente los “prosumidores”) y facilitan la comunicación entre los distintos elementos y áreas de la red.

El bloque número 2 recoge el sistema de comunicaciones avanzadas. Las comunicaciones son prácticamente sinónimo de la red inteligente, ya que gracias a ella se pueden utilizar grandes conjuntos de datos y de técnicas avanzadas de análisis que facilitan y mejoran la gestión de la red de distribución. Sin estos sistemas no sería posible el correcto funcionamiento del resto de bloques, la organización entre ellos y así sacar partido a sus funciones.

La automatización de las líneas de alimentación (bloque número 3), que en las redes inteligentes es especialmente relevante en baja tensión, permite controlarlas en remoto, detectar fallos y, siempre que sea posible, que los circuitos se corrijan a sí mismos, o por lo menos avisar cuando esto no sea posible.

En este bloque debe destacarse el sistema de gestión de la distribución (conocido como *distribution management system* o DMS). El DMS actúa como punto de unión de varios sistemas o herramientas que permiten conocer en detalle el sistema de distribución y gestionar las incidencias u operar la red a distancia.

⁸⁷ Por ejemplo, el bloque 4, formado por los centros de transformación inteligentes, puede aportar valor en modelos o zonas de red con alta densidad y alta penetración de la generación distribuida en la baja tensión. En áreas con menor densidad de recursos distribuidos y con flujos de energía primordialmente unidireccionales, este bloque resulta menos relevante.

El bloque número 4 engloba los centros de transformación inteligentes y otras infraestructuras (i. e., subestaciones) que modifican la tensión de la red de forma inteligente. Esto es importante, porque dado el nivel de penetración de recursos distribuidos (generación distribuida, sobre todo fotovoltaica, baterías, vehículos eléctricos...) el sistema de distribución tiene que ser capaz de gestionar situaciones operativas muy diversas y cambiantes.

El bloque 5 incluye un conjunto formado por redes de información y sistemas de gestión estrechamente relacionados con el consumidor final de energía. Por un lado, están las redes de información que corresponden a agrupaciones de consumidores (p. ej., un barrio, campus universitario o conjunto de viviendas) y se conocen como redes de área locales o LAN (*local area networks*). En estas también se incluyen elementos de la red que no pertenecen a usuarios particulares, como activos de generación distribuida de potencia media o alta o infraestructura pública de recarga eléctrica.

Por otro lado, las redes de área domésticas o HAN (*home area networks*) están formadas por todos los elementos de consumo conectados, desde dispositivos pequeños (televisores, ordenadores), otros más potentes (electrodomésticos, sistemas de iluminación) e incluye los recursos de cada consumidor (paneles fotovoltaicos, baterías o el vehículo eléctrico conectado en el garaje, etc.).

En el corazón de las LAN y HAN se encuentran los sistemas de gestión de la energía o EMS (*energy management systems*). Se trata de sistemas que coordinan todos los elementos de la HAN y se comunican con el exterior utilizando la información de la LAN y otras señales (económicas o físicas).

Conociendo las circunstancias del sistema eléctrico, los EMS toman decisiones; es decir, son proactivos y buscan gestionar de forma “inteligente” de todos los elementos que controlan (Webel, 2014). De esta manera se convierten en actores activos de la red y de los mercados de energía locales, surgiendo figuras como el “prosumidor”.

En los siguientes apartados se analizan con mayor detalle los aspectos técnicos relacionados con cada uno de estos cinco bloques de elementos.

3.4.3. Infraestructura de medición avanzada

Cuando se habla de redes inteligentes es habitual relacionar estas con el contador inteligente. No en vano, generalmente el primer paso de una compañía eléctrica en el desarrollo de una red inteligente es la instalación de este tipo de contadores⁸⁸.

Sin embargo, los contadores inteligentes son el componente principal de un conjunto más amplio en el que se integran sus funciones. Así, el primer bloque de elementos de una red inteligente a destacar en este trabajo es la infraestructura de medición avanzada o AMI (*advanced metering infrastructure* en inglés)⁸⁹.

La AMI se compone, de acuerdo con EPRI (2007), por un conjunto de dispositivos y *software* que posibilitan medir, registrar y transmitir información detallada y con una alta frecuencia (p. ej., cada pocos segundos o minutos). Además, esta permite que la transmisión de esta información tenga lugar entre distintos puntos de la red, a través de una comunicación bidireccional entre contadores, los dispositivos de los clientes, las bases de datos (o herramientas de almacenamiento de la información) y el centro de control de operación de la red. En esencia, la AMI supone una arquitectura de red para conectar de forma efectiva todos los elementos clave de la red inteligente.

Gracias a esto el operador del sistema de distribución puede operar el sistema eléctrico de una manera más eficiente, ya que los distintos sistemas que afectan al usuario (datos del contador, monitorización de consumo y otras acciones de los usuarios) se ven conectados para la gestión coordinada de la demanda y de la energía generada y almacenada.

De la misma manera, la AMI busca beneficiar a los distintos actores en la cadena de suministro de servicios. En primer lugar, al cliente, pues la combinación de la AMI con el diseño de tarifas dinámicas⁹⁰ facilita que un usuario ajuste su perfil de consumo según sus necesidades y preferencias. De esta manera, el consumidor puede hacer un uso más eficiente de la electricidad y participar en programas de gestión de la demanda. Esto redundaría, por otra parte, en beneficios para los agentes

⁸⁸ La documentación de descripción del proyecto referencia de red inteligente en la CAPV (Bidelek Sareak) menciona que la puesta en marcha de una red inteligente implica la instalación de contadores inteligentes (Bidelek Sareak, 2018). Es por tanto condición necesaria, pero no suficiente, para lograr una red inteligente.

⁸⁹ En ocasiones se puede hablar de infraestructura de medición automática para las mismas siglas. La AMI también puede ser denominada lectura de contadores automatizada, o AMR en inglés (DNV GL, 2018).

⁹⁰ Véase el glosario.

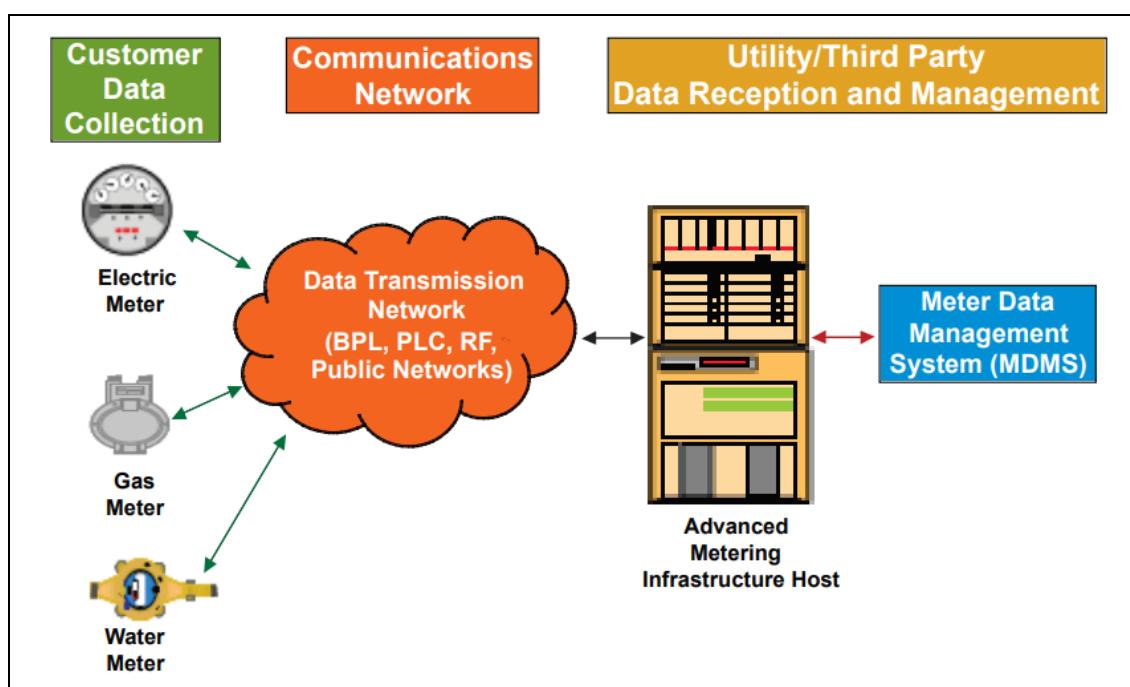
que ofrecen servicios al consumidor final, ya que pueden diseñar servicios que generen valor añadido en función de las preferencias de los clientes.

Por lo tanto, la AMI se compone básicamente por los contadores inteligentes como elemento principal, y en torno a ellos una red de comunicaciones que conecta los diversos elementos comentados y agentes con los que interviene. Por esta razón los sistemas de comunicación están íntimamente ligados a la AMI.

Componentes principales de la AMI

Sin embargo, estas interacciones entre los contadores y las comunicaciones requieren la intervención de otros elementos que son igualmente relevantes para la AMI, como ilustra el Gráfico 24. Así, más allá de la red de comunicaciones se sitúa un tercer conjunto de elementos y herramientas que se ocupa de recibir y gestionar los datos. A continuación, se describe cada uno de estos elementos, para ver después aplicaciones prácticas de la AMI en casos reales.

Gráfico 24. Componentes de la AMI



Fuente: EPRI (2007).

El primer elemento de la AMI es el contador inteligente, punto de origen de los datos de consumo y otras variables como la tensión, incluyendo señales integrables con los procesos de automatización de la distribución (véase el apartado 3.4.5).

Según EPRI (2007), el cliente incorpora en la red inteligente el contador inteligente, que puede ser de varios tipos⁹¹, siempre que sea electrónico y de diseño avanzado. La AMI, por sus características de amplio alcance, puede recibir y enviar información a uno o varios contadores, más allá de los servicios eléctricos, gracias a las múltiples aplicaciones que pueden integrarse en los contadores inteligentes. Esto está en línea con la definición abierta de red inteligente que se mencionaba anteriormente.

Gracias a la recopilación y comunicación de datos de estos contadores, la AMI puede dar soporte a la utilización de precios dinámicos y programas de gestión de la demanda. Los contadores inteligentes posibilitan una comunicación bidireccional de información con otros actores, la programación remota de dispositivos físicos (*firmware*), así como ofrecer servicios de corte de suministro en remoto.

Para el JRC, el módulo de medición que el contador inteligente representa puede ir acoplado a otros módulos de control y medición, dentro de un dispositivo situado en la localización del consumidor. Esto constituiría una “caja de energía” o EB (*energy box*, en inglés), un dispositivo situado en el punto donde se produce el consumo (Giordano et al., 2012).

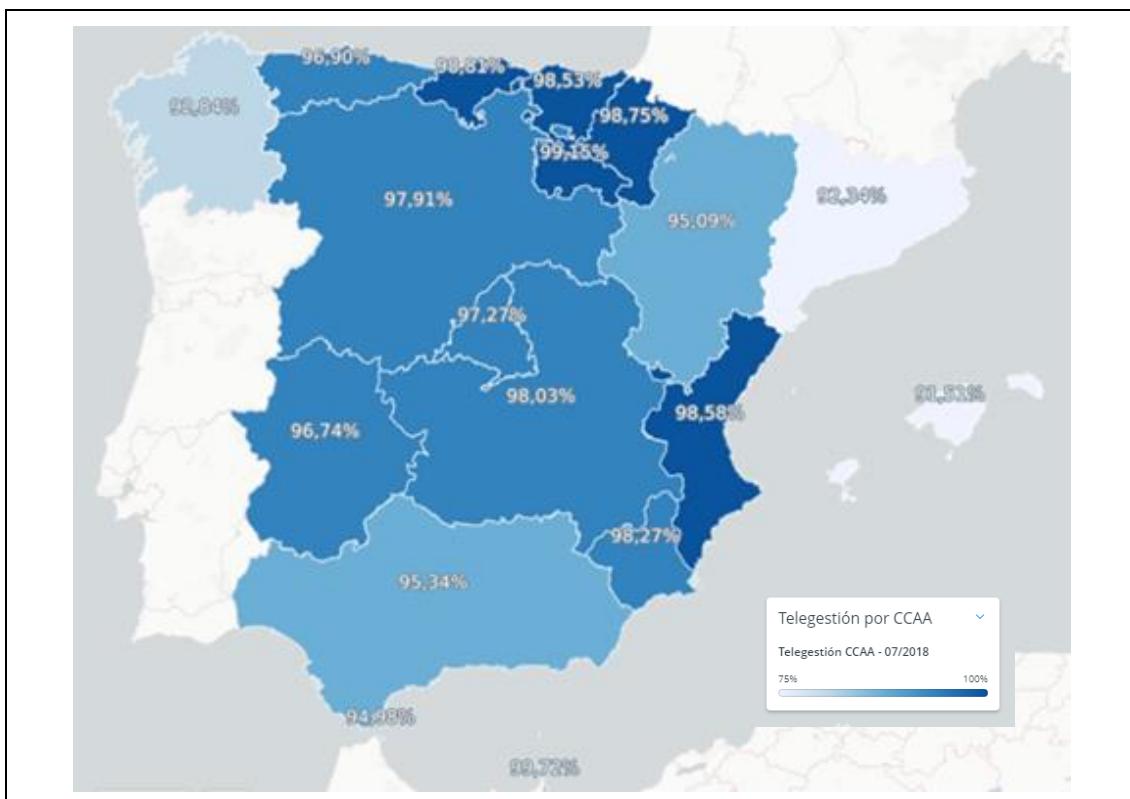
En el momento de elaborar este trabajo, los contadores inteligentes constituyen ya una realidad tanto en el nivel residencial como comercial e industrial para muchos gestores de redes de distribución y han recibido ya un importante impulso legislativo en muchos Estados miembro de la Unión Europea y en otros países.⁹²

⁹¹ Ver, por ejemplo, Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2018) o Uribe-Pérez et al. (2016).

⁹² En España, por ejemplo, se puso en marcha hace muchos años un Plan de Sustitución de Contadores orientado a alcanzar una penetración de los contadores inteligentes del 100% antes de finalizar el año 2018. Así, el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006 estableció que, a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida que debían instalarse para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW (equipos de medida de tipo 5) y los que sustituyeran a equipos más antiguos deberán permitir la discriminación horaria de las medidas, así como la telegestión de la información sobre consumos (p. ej., lecturas en remoto, etc.). Posteriormente, la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, estableció los plazos que las empresas distribuidoras debían cumplir para la sustitución de los contadores de medida, fijando como fecha límite para la sustitución de todos los contadores el 31 de diciembre de 2018. La Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, modificó dichos plazos (sin cambiar la fecha límite para la sustitución total del parque de contadores) quedando establecidos de la siguiente manera: (a) antes del 31 de diciembre de 2014 debía sustituirse un 35% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora, (b) entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016 debía sustituirse otro 35% del total, (c) entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018 deberá sustituirse el 30% restante. A finales de 2016, se habían instalado más de 21 millones de contadores inteligentes, lo que suponía el 74,5% del total del parque de contadores para consumidores con potencia contratada igual o inferior a 15 kW.

En España, en particular, se puede hablar de un estado muy avanzado de desarrollo de este primer elemento de la AMI, con altos porcentajes de penetración de los contadores inteligentes en general, y algunas diferencias entre las CC.AA. La CAPV se encuentra en el grupo con mayor penetración, junto a la Comunidad Valencia, Navarra, La Rioja y Cantabria, si bien todas las autonomías registran valores superiores al 90% (Gráfico 25).

Gráfico 25. Mapa y porcentaje de consumidores domésticos con contador inteligente telegestionado por CC.AA. a fecha de julio de 2018



Fuente: ESIOS (2018).

Sin embargo, aunque su desarrollo es clave para avanzar en el desarrollo de las redes inteligentes, EPRI (2011) subraya que, a pesar de una tradición de décadas en la industria, no fue posible su extensión al sector residencial hasta la caída de los costes de estos dispositivos. El despliegue de los contadores inteligentes representa, por tanto, un elemento necesario, pero no suficiente, para la existencia

de redes inteligentes y tiene lugar en una etapa inicial de un proceso gradual de transformación de las redes⁹³.

El segundo elemento de las AMI es el constituido por los sistemas de comunicaciones, encargados de la recepción y el envío de la información. Aunque ya se ha comentado que están íntimamente integrados en la AMI y juegan en ella una de las tres funciones básicas, estos sistemas forman en realidad parte de una red de comunicaciones avanzada más amplia y que abarca toda la red inteligente. Tal es su importancia que en este trabajo se consideran con entidad propia (véase el apartado 3.4.4).

Una de las tecnologías empleadas es la comunicación de datos a través de los cables eléctricos o PLC (*power-line communication*), radiofrecuencia u otros. Aunque la tecnología PLC es la más utilizada para la AMI, especialmente en Europa (Uribe-Pérez et al., 2017), se verá en adelante cómo los métodos de comunicación pueden ser diversos y dependen de cada caso y de cada empresa de distribución.

La tercera función básica de la AMI tiene lugar tras el paso de la información por el sistema de comunicaciones, cuando la información recibida a través de estos medios es almacenada en un sistema centralizado (*host*). En este momento, los datos recogidos por los contadores llegan al sistema de gestión de datos o MDMS (*meter data management system*, en inglés). Este sistema es el que se encarga de recibir dichos datos, almacenarlos y organizarlos de forma lógica, posibilitando así su consecuente análisis y procesamiento.

Siguiendo al JRC en Giordano et al. (2012), el MDMS es considerado como el depósito principal de los datos que se recogen en un proyecto de red inteligente, incluyendo datos sobre el consumo, sobre eventos y sobre el estado y la calidad de la red. Además, el MDMS permite la validación de los datos recibidos y facilita la gestión de otros equipos integrados en la red inteligente, como el módulo de medición (es decir, el contador inteligente) y otros que se verán más adelante, como los transformadores y otros dispositivos que utilizan los consumidores.

Para EPRI (2007) éste es el elemento que da a los datos un formato útil para el gestor de la red inteligente. Sin embargo, debe decirse que no todas las compañías de distribución utilizan un MDMS (DOE, 2016). En cualquier caso, si este sistema se implementa, integrará los datos de los contadores con los sistemas de información

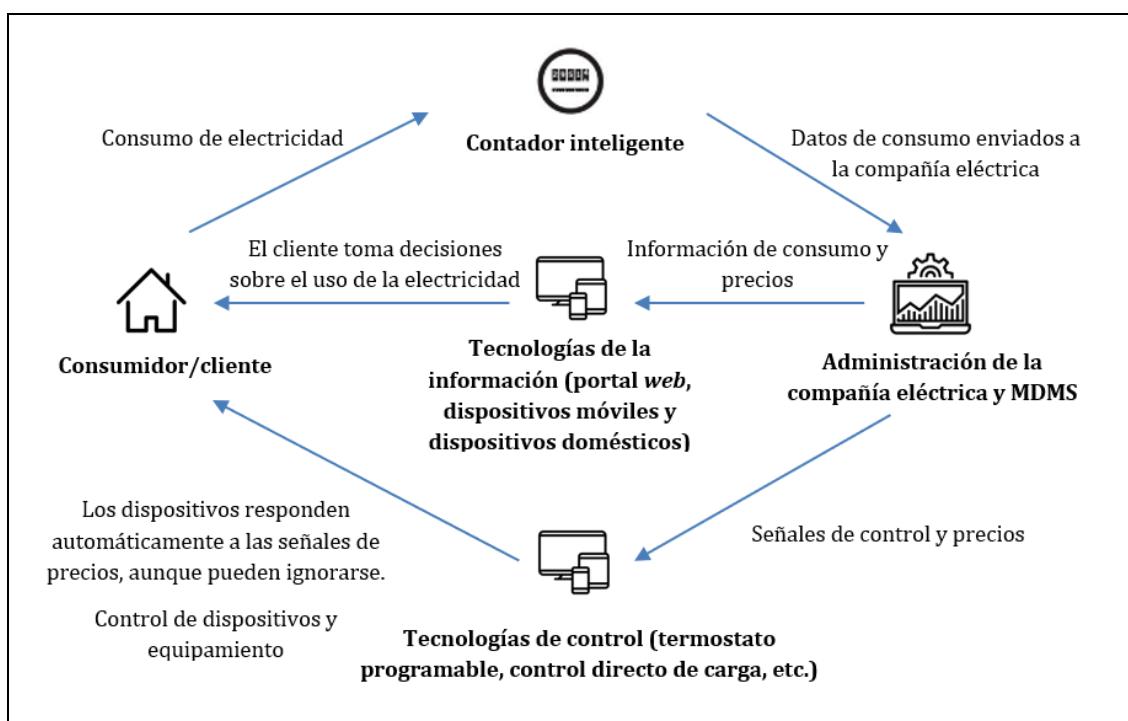
⁹³ En línea con lo descrito en la sección en la que se definió la red inteligente, recuérdese en este sentido que para LCS (2008) “red inteligente” no es sinónimo del despliegue de contadores inteligentes y que para IEA (2011) la cualificación de una red como “inteligente” no ocurre en una única fase de desarrollo.

y gestión esenciales para la operación de la red inteligente, especialmente en lo relacionado con los sistemas y equipamientos que permiten la automatización de la distribución, como los SCADA, GIS, DMS y OMS (descritos más adelante, véase el apartado 3.4.5).

Se puede caracterizar así un funcionamiento conjunto entre la AMI y los sistemas del cliente con el objeto de automatizar las funcionalidades, gestionar el consumo y la demanda de una manera más eficiente u ofrecer flexibilidad (Gráfico 26). A través de estos esquemas y procesos de gestión combinados la AMI permite al cliente modular y gestionar su consumo de energía, en línea con el objetivo mencionado al comienzo del apartado. Los sistemas que interactúan en esta línea del lado del cliente se analizan en el apartado 3.4.7.

Igualmente, la interacción y comunicación rápida y eficiente de toda la información sobre los consumos y sobre la operación de la red recogida por los distintos dispositivos de medida es clave para avanzar en la automatización de los procesos de distribución, como se verá más adelante (apartado 3.4.5).

Gráfico 26. Esquema del funcionamiento conjunto entre AMI y los sistemas del cliente



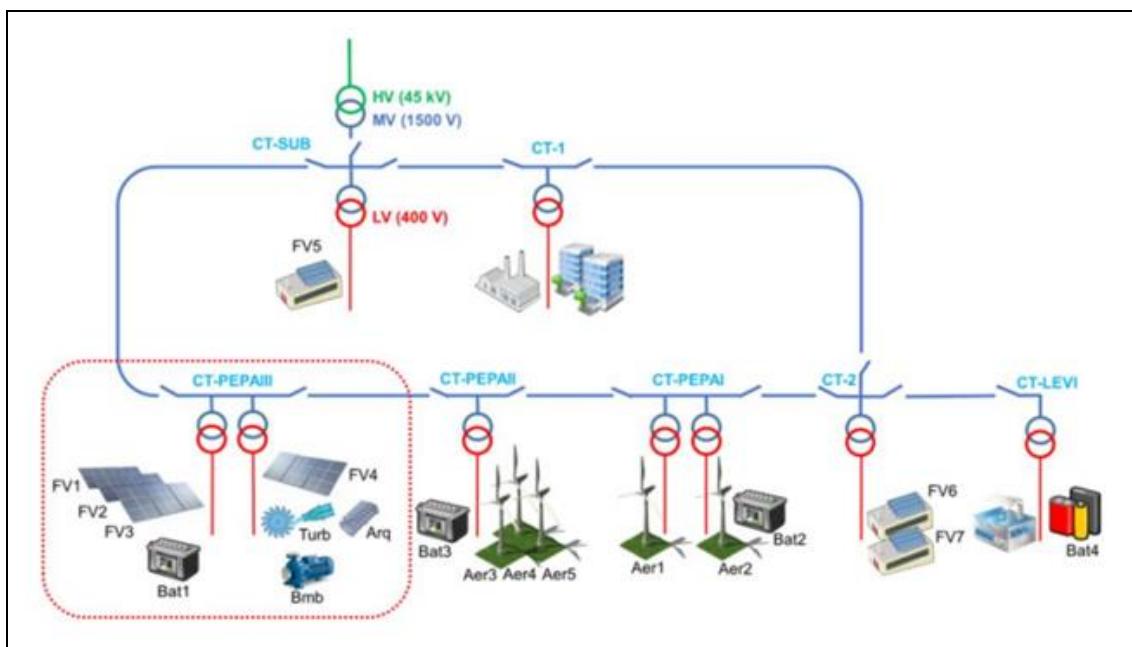
Fuente: reelaborado a partir de DOE (2016).

Casos reales de aplicación de la AMI

El proyecto CEDER-CIEMAT⁹⁴ en Soria ofrece un ejemplo de cómo la AMI juega un papel fundamental en una red eléctrica y, además, de cómo su tecnología puede dar lugar a servicios adicionales. Según describe Uribe-Pérez et al. (2017), este centro dispone de una microrred que cuenta con un conjunto de recursos distribuidos, tanto de generación como de almacenamiento, estructurados en torno a siete centros de transformación (Gráfico 27). Pueden distinguirse paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, baterías, bombas de calor, etc. ramificados a partir de estos centros de transformación.

En esta microrred se optó por instalar una AMI. En primer lugar, se situaron contadores inteligentes con un nodo de comunicaciones asociado a cada uno de los recursos distribuidos. Asimismo, en cada centro de transformación se instaló un concentrador de datos (uno por transformador, en caso de haber más de uno), que juega el papel del *host* antes descrito.

Gráfico 27. Esquema de la microrred del CEDER-CIEMAT



Fuente: Uribe-Pérez et al. (2017). Nota: la zona con puntos señala un centro de transformación donde se realizaron medidas relevantes para demostrar la viabilidad de transmitir datos adicionales sobre la AMI.

⁹⁴ Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

La tecnología⁹⁵ empleada en esta AMI utiliza la comunicación PLC en un rango 40-90 kHz, definiendo una subred de comunicaciones configurada en forma de árbol que tiene dos tipos posibles de nodos.

Existen por un lado unos nodos denominados “de servicio” incluidos en los contadores inteligentes (y por tanto a su vez asociados a los recursos distribuidos) que envían tramas de comunicaciones y mantienen la conectividad de esta subred de comunicaciones.

Por otro lado, estos nodos de servicio se conectan a un nodo en el centro de transformación que se denomina “base”, en el cual se gestiona y mantiene la subred. Ambos tipos de nodos trabajan de forma sincronizada, con un estándar para gestionar las situaciones en las que ambos tipos de nodos transmitan al mismo tiempo.

Puede establecerse un cierto paralelismo, por un lado, entre la transmisión de electricidad entre el centro de transformación a recursos distribuidos, y por otro lado entre el nodo base y los nodos de servicio. Esto se corresponde con la idea de que se produce una “convivencia” entre las infraestructuras eléctricas y los sistemas de telecomunicaciones (véase el apartado 3.4.4).

Por otra parte, uno de los beneficios del estándar empleado para el trabajo sincronizado de los nodos es que define una interfaz entre capas de datos, donde se pueden adaptar formatos de éstos, como el formato IP.

Esto implica que el nodo base puede manejar simultáneamente distintos perfiles de comunicaciones relativos a aplicaciones diferentes que utilizan información proveniente de los contadores inteligentes. El Gráfico 28 muestra una captura de pantalla del software empleado para generar el tráfico IP y medir el rendimiento de la red.

De hecho, este era el objetivo de Uribe-Pérez et al. (2017), demostrar que la AMI puede emplearse para usos distintos a la medida y, por tanto, puede formar parte de una plataforma multiservicio, lo que ejemplifica la transversalidad de los sistemas de comunicación que se verán a continuación.

⁹⁵ Se denomina PRIME por sus siglas en inglés (*PoweRline Intelligent Metering Evolution*). Se trata de un estándar de PLC para medición avanzada (AMI), control de red y monitorización de activos, orientado a establecer una serie de estándares internacionales abiertos. PRIME se ha desarrollado sobre todo en Europa, en 15 países, y se emplea en 18 millones de contadores inteligentes (Prime-Alliance, 2018).

Gráfico 28. Detalle del flujo de datos del software empleado

Fuente: Uribe-Pérez et al. (2017). Nota: Se aprecian el flujo de datos, las tasas de bits obtenidas para cada intervalo y la tasa de bits al final de la sesión (ejecutada en el lado del servidor).

Siguiendo con esta idea de elementos multiservicio, puede verse un ejemplo de aplicación de la AMI operando con sistemas de distribución en la ciudad de Kansas. DOE (2015) recoge que la compañía KCP&L⁹⁶ ha usado la AMI en un proyecto de investigación y desarrollo de una red inteligente, tras comprobar que era económicamente viable la sustitución de los dispositivos de medida existentes. Gracias a la implantación de la AMI, esta compañía pasó a recibir datos sobre el consumo de energía cada 15 minutos, en lugar de una vez al día. Los datos de la AMI son procesados en el MDMS de esta empresa, que es capaz de recibir información en remoto o mediante recolección manual proveniente de contadores ubicados en áreas rurales donde aún no se ha actualizado la red, si bien estos grupos de datos se mantienen en sistemas diferenciados.

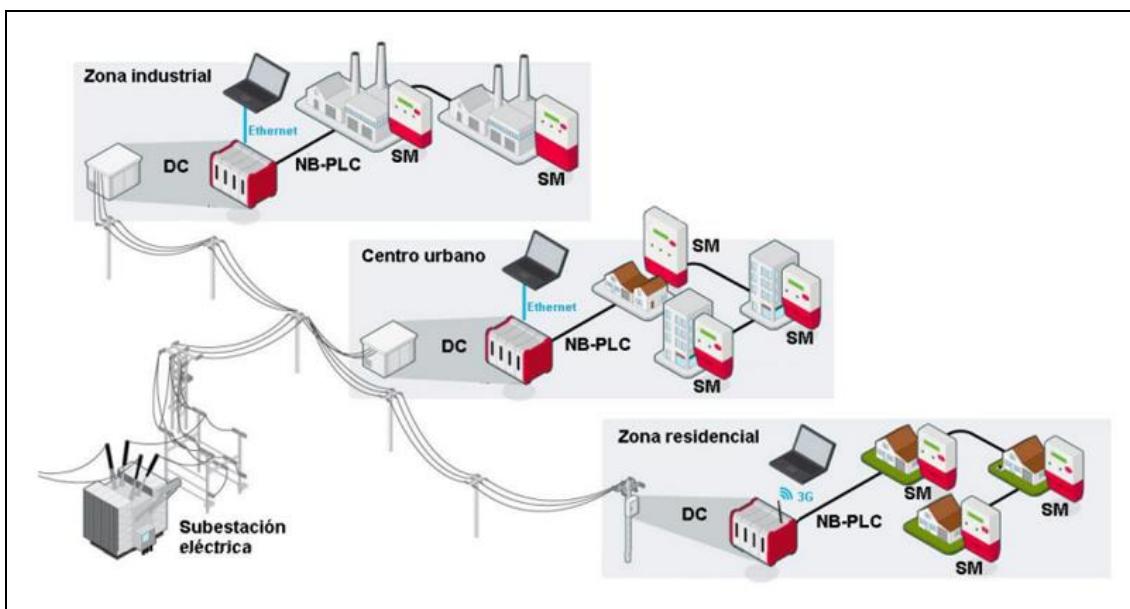
El proyecto de demostración de KCP&L es también un ejemplo de cómo el AMI interacciona con el sistema de gestión de apagones (*outage management system*, OMS), ya que el primero suministra información al segundo, dando lugar a un

⁹⁶ Kansas City Power & Light, en inglés.

sistema proactivo de detección de fallos, con mejoras en los índices de fiabilidad de la compañía.

Por último, debe mencionarse que en el análisis de AMI es importante distinguir entre los diferentes tipos de cliente, como hace EPRI (2011) y muestra el Gráfico 29. Como indica Uribe Pérez (2017), el consumo de los usuarios finales (independientemente de si son industriales, comerciales o residenciales) se consulta de forma remota a través de sus contadores inteligentes asociados. El acceso a dichos contadores se realiza a través de los concentradores de datos mediante la tecnología de AMI empleada (en el caso del Gráfico 29, mediante PLC), mientras que a dichos concentradores se llega por vía inalámbrica o a través de cable.

Gráfico 29. Ejemplos de AMI en distintos entornos



Fuente: Uribe Pérez (2017). Nota: Ejemplos relativos a la aplicación de PLC en sistemas de medición avanzada.

3.4.4. Sistemas de comunicaciones y ciberseguridad

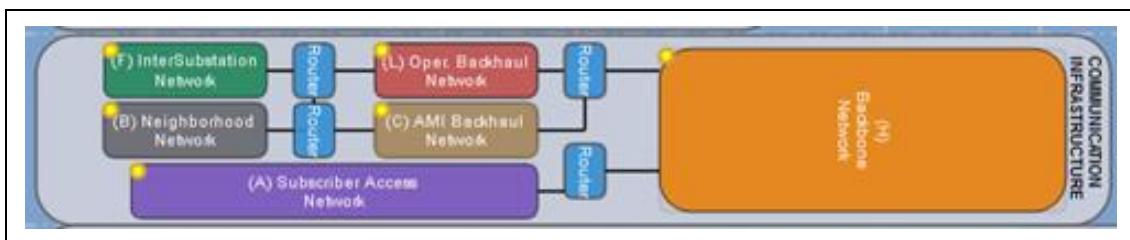
Cada contador inteligente debe poder comunicarse con otros elementos de la red inteligente con el objeto de intercambiar datos de operación y consumo de los dispositivos con el sistema de gestión de información del gestor de la red y los sistemas de control.

Esta comunicación ha de ser multidireccional, a través de la integración de elementos de *hardware* y *software*, entre los mismos contadores y otros sistemas de la AMI, pero también con los agentes que interactúan con esta, como los

consumidores y sus dispositivos, los proveedores de servicios o el operador del sistema de distribución.

Se establece así un punto central en la construcción de una red de comunicaciones avanzadas que abarcará el conjunto del sistema de distribución y el resto de la red inteligente⁹⁷, tal como IEC (2018a) considera (Gráfico 30). Es decir, las comunicaciones deben integrar la automatización de la distribución, las subestaciones o los sistemas de gestión de la energía que forman parte la red inteligente. Esta circunstancia implica para EPRI (2011) que en EE.UU. el 80% de los circuitos existentes y el 100% de las nuevas infraestructuras habrían de incorporar los sistemas de comunicación avanzados para 2030, como elemento central de los circuitos inteligentes de distribución eléctrica.

Gráfico 30. Detalle del mapa de estándares de la IEC sobre comunicaciones



Fuente: IEC (2018a).

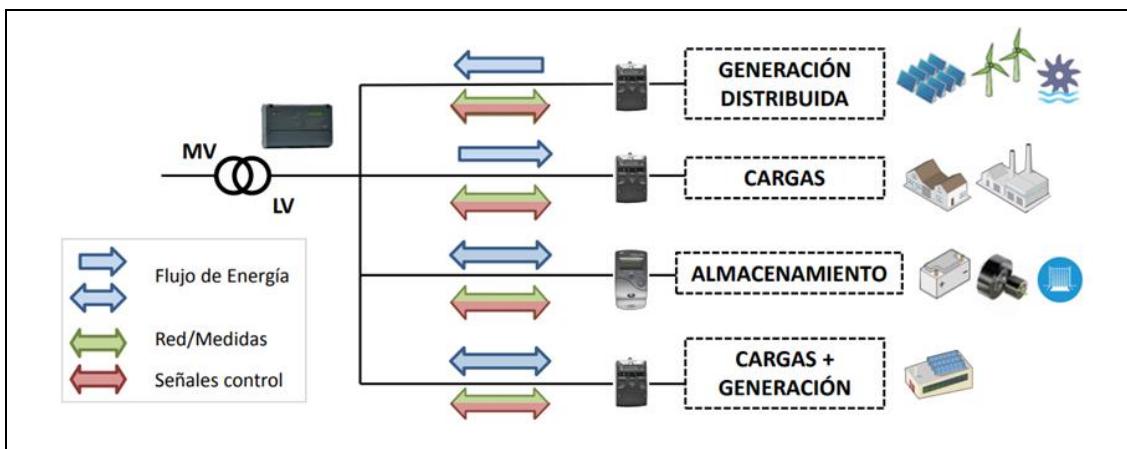
De esta manera, y considerando esta complejidad y sus implicaciones, las comunicaciones avanzadas conforman en sí mismas un bloque que se trata de manera independiente de la AMI y del resto de la red inteligente, siendo trasversal a esta.

En la práctica, los flujos de información orientados tanto a las mediciones como al control de la red conviven con el sistema de flujos eléctricos (Uribe Pérez, 2014), como puede apreciarse en el Gráfico 31.

Además, este entorno de comunicaciones avanzadas constituye el sistema necesario para posibilitar las nuevas actividades y funciones del OSD comentadas en la Sección 2.3.

⁹⁷ Por ejemplo, Wakefield (2009) ilustra para EPRI cómo la infraestructura de información y comunicaciones se desarrolla a lo largo de toda la red eléctrica y el sistema de mercados.

Gráfico 31. Esquema de la convivencia entre el sistema eléctrico y el sistema de comunicaciones



Fuente: Uribe Pérez (2014).

Pese a esta transversalidad y a la importancia de las comunicaciones para integrar la gestión de la demanda y las operaciones de la compañía eléctrica, EPRI (2011) destaca que no existe una tecnología para las comunicaciones considerada óptima para todas las aplicaciones de la red, dada la variedad en los modelos de arquitectura para integrar los dispositivos residenciales con el resto de sistemas de red.

En última instancia cada sistema y tecnología de comunicación de datos presenta ventajas y limitaciones, por lo que su elección dependerá de las necesidades y circunstancias concretas de cada proyecto de red inteligente. Uno de los grandes desafíos identificados por EPRI en este sentido es la limitada interoperabilidad entre dispositivos y sistemas. El documento resultante del acuerdo entre EPRI y NIST mencionado anteriormente y relativo a los estándares de interoperabilidad de las redes inteligentes (EPRI, 2009) trata de dar respuesta a este problema y es capaz de señalar tecnologías que puedan jugar el papel de protocolos de comunicación.

La cuestión de los estándares de interoperabilidad, incluyendo los relativos a las telecomunicaciones, también ha sido identificada como un problema urgente y ha sido abordada a nivel europeo e internacional, como se señaló en la Sección 2.2.

EPRI (2011) destaca que a principios de la presente década la mayoría de los proyectos de redes inteligentes en EE.UU. habían escogido la radiofrecuencia como medio para la transmisión de información, aunque las compañías eléctricas han ido contemplando canales alternativos⁹⁸. Una de estas posibilidades es la tecnología

⁹⁸ Internet o los mismos contadores como puerta de entrada de información son algunas alternativas.

PLC (a través de las líneas eléctricas), una de cuyas aplicaciones se analiza en el apartado 3.4.7.

Un ejemplo de este uso de la radiofrecuencia para la comunicación de dispositivos con un centro de mando integrado en una red inteligente es el que proponen Sanz et al. (2017). La radiofrecuencia puede emplearse para el encendido en remoto de farolas solares, aunque para estos sistemas de telecontrol también puede haber otras alternativas⁹⁹.

El objetivo de esta comunicación es poder integrar la iluminación viaria con recursos distribuidos como paneles solares y baterías, y para ello los mismos autores ponen como ejemplo la ciudad de San Sebastián de los Reyes (Madrid), que usa el “internet de las cosas” o IoT (*Internet of Things*, en inglés) como medio de comunicación para el seguimiento y la telegestión de cada farola (integrados en la gestión de la red).

Otras soluciones de transmisión de datos que pueden proponerse son el NFC (*near field communication* en inglés) o el BLE o *bluetooth* de baja energía (*Bluetooth Low Energy* en inglés). Todas estas tecnologías permitirían, en teoría, que los dispositivos (sensores y actuadores) de un cliente eléctrico se integren en un desarrollo *blockchain*¹⁰⁰ para transacciones seguras.

Estos desarrollos deben cumplir los requisitos relativos a las medidas y que los dispositivos sean capaces de comunicarse con el exterior, en este caso con el objetivo de ofrecer funcionalidades a los dispositivos móviles del usuario. Como describe Monzón (2017), en este tipo de desarrollos, los activos de la red adquieren a través de los dispositivos a los que están asociados funcionalidades *blockchain*. Esto implica avanzar en el desarrollo de aplicaciones de los dispositivos IoT relacionadas la gestión de la energía, contribuyendo de esta manera a la integración activa de los “prosumidores” en la gestión de los sistemas inteligentes de distribución.

El despliegue de este tipo de soluciones de comunicación de datos y de nuevas funcionalidades ligadas a las potencialidad de la integración de la AMI con el IoT o con tecnologías como *blockchain* es la seguridad e integridad de la información. La cuestión de la seguridad lleva a analizar las comunicaciones avanzadas no solo desde el punto de vista de su aportación en términos de funcionalidades, sino de la vulnerabilidad de los sistemas de información en general.

⁹⁹ Estas incluyen RTB o GSM. Al margen del telecontrol se contempla la célula fotoeléctrica o la programación mediante reloj astronómico.

¹⁰⁰ Cadena de bloques.

Es decir, la combinación de redes de comunicaciones cada vez más complejas y el hecho de que los equipos se encuentren cada vez más digitalizados incrementa la demanda de fiabilidad del sistema y de resiliencia ante ataques externos. Los sistemas de comunicaciones deben ser, por tanto, redundantes, disponer de capacidad de autorreparación y, sobre todo, incorporar ciberseguridad; es decir, encriptación y protección de los datos y los sistemas de información.

Gauci et al. (2017) ilustra bien estos nuevos riesgos a los que están expuestos las redes, describiendo casos reales en los que los fallos o la falta de ciberseguridad han comprometido a agentes del sistema eléctrico. Uno de los casos más notables es el del ciberataque sufrido por tres operadores eléctricos en Ucrania (OTAN, 2016).

Tabla 16. Posibles capas de ciberseguridad de una compañía eléctrica

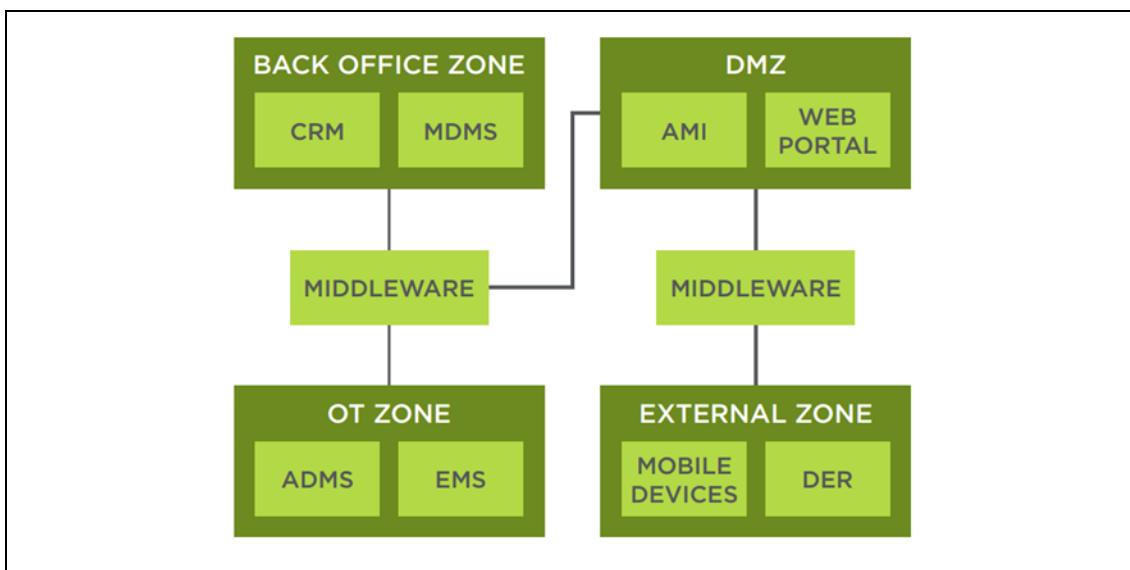
Nivel de profundidad	Capa	Descripción	Componentes
Capa más superficial	Controles de gestión de ciberseguridad	Incluye herramientas y procesos para monitorizar sistemas y redes, asegurar el cumplimiento continuo de los estándares de ciberseguridad y se enfoca en las amenazas potenciales.	SEIM <i>Patch management</i> <i>Log management</i>
Capa intermedia exterior	Controles de red	Busca medidas para gestionar y proteger la transmisión de datos a través de la red. Esto incluye la gestión de la capacidad de los diferentes usuarios para ganar acceso a sistemas delicados. Busca igualmente el cumplimiento de los estándares y el enfoque a las potenciales amenazas.	Firewall NIDS NBAD
Capa intermedia interior	Controles de información	Utiliza la encriptación de datos o de comunicaciones para proteger la información tanto en movimiento como en reposo que provenga de accesos no autorizados.	Encryption PKI SFTP
Capa más profunda	Controles de activos	Formados por medidas que incluyen reforzar servidores o terminales, antivirus, o el empleo de listas de aprobación para mejorar la resiliencia de los sistemas en caso de ser atacados.	Antivirus <i>Whitelisting</i> <i>Hardening</i>

Fuente: adaptado de Morrill y Crawford (2017).

Ante la inevitabilidad de los ataques cibernéticos, las compañías eléctricas, por tanto, deben incorporar a sus controles de *hardware* y *software* prácticas de gestión de la ciberseguridad (Morrill y Crawford, 2017) y establecer planes de contingencia ante ataques exitosos. Uno de los enfoques de ciberseguridad más avanzados consiste en la “defensa en profundidad” (OHS, 2016) mediante diversas “capas” de redundancia en la ciberseguridad (Tabla 16).

Además de la estructura por capas de las herramientas de ciberseguridad, siguiendo con Morrill y Crawford (2017), es recomendable que los sistemas altamente interconectados (como es el caso de las redes inteligentes) se segmenten en zonas de ciberseguridad (Gráfico 32).

Gráfico 32. Zonificación de la ciberseguridad



Fuente: Morrill y Crawford (2017).

Los factores inductores de esta división son las vulnerabilidades comunes que requieran sistemas de control parecidos, de manera que los activos y controles que respondan a esas características se agrupen en una misma zona. Así en el Gráfico 32 pueden verse elementos de la red inteligente que se analizan en este capítulo divididos en cuatro zonas distintas.

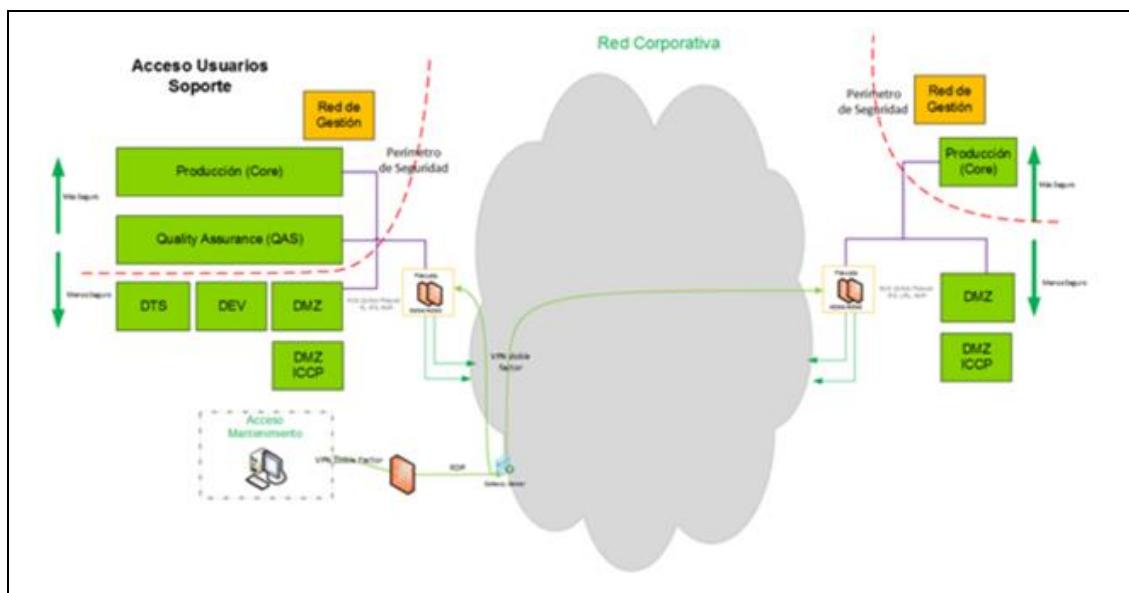
Una primera zona externa contiene los recursos distribuidos y otros dispositivos. Se trata de los elementos físicos y representan los más expuestos en cuanto a nivel de seguridad, aunque son los menos críticos. Entre los elementos de la zona externa y

los siguientes en el nivel de protección se puede hablar de un *software* intermedio o *middleware*¹⁰¹ que actúa como capa de conexión.

Tras el *middleware*, se sitúa la DMZ (*demilitarized zone*, en inglés) o zona perimetral. Esta zona incorpora mayores controles que las adyacentes, al hacer de puente entre los sistemas externos y la red interna de la compañía eléctrica. Aquí se pueden encontrar la AMI o los servicios *web* de la compañía (portales).

Más allá de la DMZ se encuentra la red interna de la compañía eléctrica, separada de aquella por otro *middleware*. Esta se compone por dos zonas, siendo la menos protegida la zona *back-office* o administrativa, donde puede encontrarse el MDMS, separado del resto de la AMI. Al no estar en contacto con la zona externa, la zona administrativa no incorpora tantos elementos de ciberseguridad como la DMZ. La otra zona que puede definirse dentro del dominio de la compañía (tecnología operativa u OT¹⁰², en el Gráfico 32) alberga las infraestructuras más críticas (DMS y EMS) y, por tanto, requiere los mayores controles.

Gráfico 33. Segmentación y medidas de seguridad perimetral para un DMS avanzado



Fuente: Gauci et al. (2017).

¹⁰¹ Software situado entre un sistema operativo y las aplicaciones que se ejecutan en el mismo, funcionando como una capa para permitir la comunicación y la administración de datos. Actúa como una “canalización” al conectar dos aplicaciones para que se puedan transmitir datos y bases de estos con facilidad (Microsoft Azure, 2018).

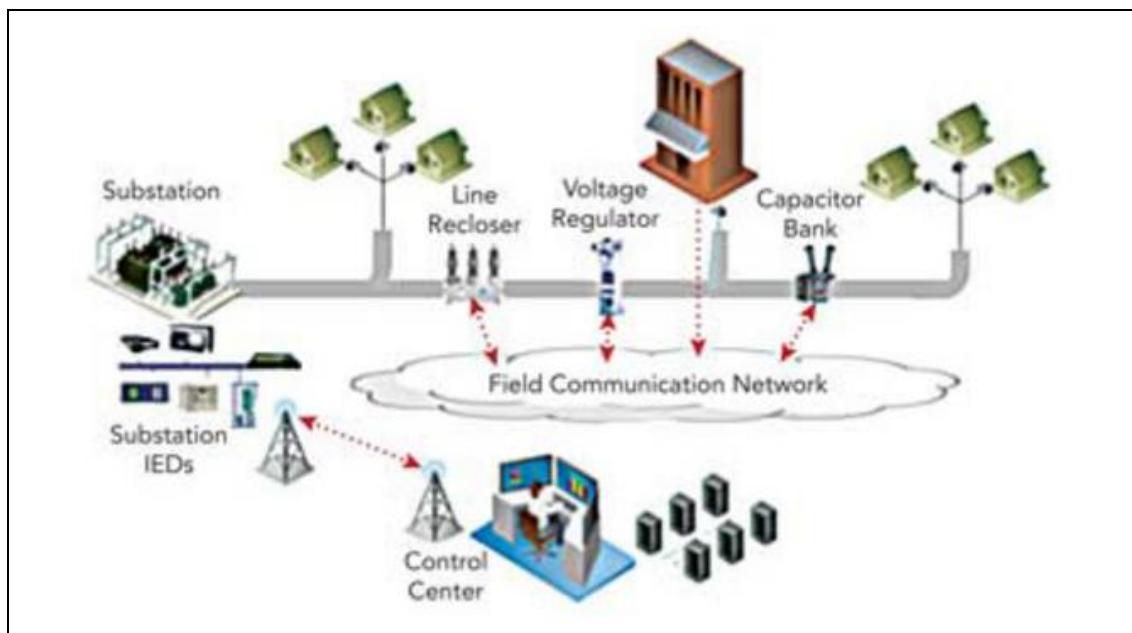
¹⁰² Véanse las estrategias de seguridad en profundidad (DHS, 2016).

Gaucí et al. (2017) consideran que las infraestructuras eléctricas críticas (p. ej., DMS, SCADA y subestaciones eléctricas), en las que puede intervenir en teoría el IoT, requieren una evaluación de riesgos y de la seguridad desde el diseño inicial, que lleve finalmente a la aplicación de medidas adecuadas de ciberseguridad. El Gráfico 33 muestra un ejemplo de seguridad perimetral para un DMS avanzado, en torno a una arquitectura que contempla zonas de seguridad como la DMZ.

3.4.5. Automatización de las líneas de alimentación hasta la baja tensión

La automatización de la distribución, incluyendo la baja tensión, es la parte central de la red inteligente, pues es la que, según asegura EPRI (2011), permitirá la plena funcionalidad del nuevo tipo de red, al generar un contexto de funcionamiento automático de interruptores, reconectores y condensadores, abarcando también el alcance de la automatización una parte importante del funcionamiento de las subestaciones (Gráfico 34).

Gráfico 34. Esquema de un sistema de automatización de la distribución

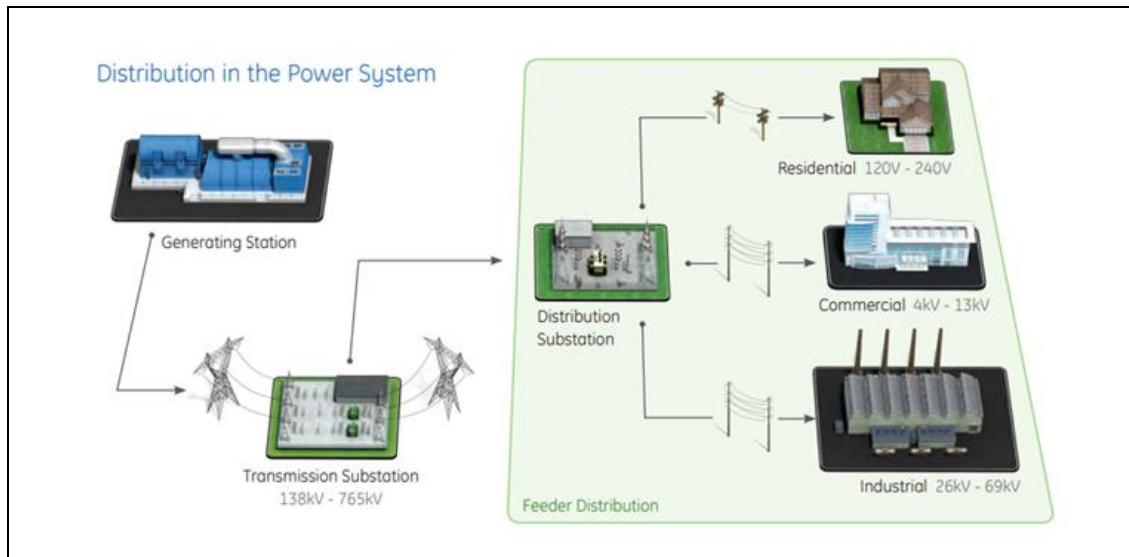


Fuente: Madrigal et al. (2017). Nota: se corresponde con el nivel 2 de modernización de la red (apartado 3.4.1).

Pese a que el conjunto de elementos y sistemas de automatización incluye las subestaciones, estas se tratarán en adelante como un bloque de elementos por separado con entidad propia debido al papel que juegan estos activos en la integración de los recursos energéticos distribuidos.

Según EPRI (2011), el objetivo último de la automatización es que la “inteligencia”¹⁰³ de la red se extienda de las subestaciones y de la AMI en los puntos de consumo a todos los elementos entre ellos (i. e., a lo largo de las líneas de alimentación). Así, la automatización de la baja tensión destaca como una de las características claves de las redes inteligentes. Las líneas de alimentación, por tanto, son los elementos conductores de la automatización de la distribución y, por ello, se analizan en este bloque de elementos, constituyendo además el grupo más complejo de activos, especialmente en lo relativo a la caracterización de los costes de las redes inteligentes (véase la Sección 4.3).

Gráfico 35. Esquema básico de una línea de alimentación (*feeder* en inglés)



Fuente: GE (2018).

Las líneas de alimentación son líneas de distribución que transportan la corriente eléctrica desde las subestaciones hasta los centros de transformación cercanos a los consumidores finales (Gráfico 35). Son, por tanto, vías de suministro de electricidad a aquellos consumidores finales, especialmente los residenciales, aunque también los comerciales y muchos industriales, que no se alimentan directamente de la red de transporte, como pueda ser el caso de algunos consumidores industriales.

¹⁰³ Se entiende por “inteligencia” la autonomía de respuesta de determinados procesos de operación, que se ejecutan de acuerdo con la información de detalle disponible sobre el estado y funcionamiento de la red eléctrica, algoritmos predeterminados, procesos de “aprendizaje”, etc.

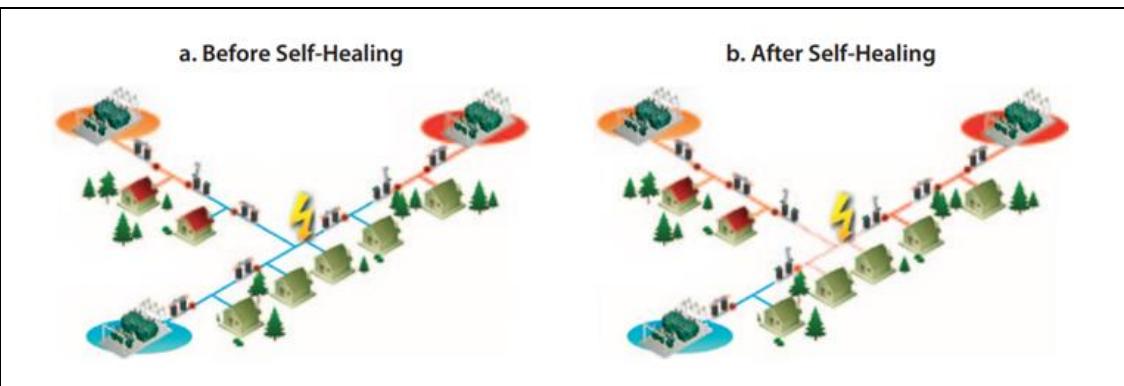
Las líneas de alimentación discurren hasta los nodos de la red donde se centralizan los contadores. Desde una línea de alimentación general puede haber derivaciones a las distintas localizaciones donde se ubican, de forma centralizada, los contadores (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2003) (Gráfico 36).

Gráfico 36. Ejemplos de líneas de alimentación en Estados Unidos



Fuente: EPRI (2012; 2016).

Gráfico 37. Ejemplo de reconfiguración de la distribución



Fuente: Madrigal et al. (2017).

La extensión¹⁰⁴ de la “inteligencia” de la red a las líneas de alimentación busca mejorar la eficiencia del funcionamiento y la operación del sistema de distribución. Por ejemplo, el funcionamiento automático de los interruptores permite que los sistemas de distribución sean capaces de reconfigurarse y protegerse de manera autónoma en distintas situaciones operativas (Gráfico 37).

¹⁰⁴ La automatización de las líneas de alimentación implica aplicar a los sistemas de baja tensión procesos que en parte están ya desarrollados en otros niveles de tensión aguas arriba. Al igual que ocurre en el caso de la AMI y los contadores inteligentes, estos desarrollos descansarán sobre tecnologías parcialmente ya implementadas.

Esta capacidad de adaptación a las condiciones reales de las redes y a los patrones de consumo y generación distribuida¹⁰⁵ permitirá hacer frente a fallos en equipamientos, líneas, etc., y a otras contingencias, realizar labores de mantenimiento preventivo y predictivo e integrar recursos energéticos distribuidos muy diversos mediante controladores de electrónica de potencia y otras tecnologías. El resultado será un incremento de la fiabilidad y el rendimiento del sistema y una reducción de las pérdidas, a través de un mejor control de la tensión y la potencia reactiva, junto con otras mejoras en los procesos operativos.

EPRI (2011) estimó que el 55% de las líneas de alimentación existentes en Estados Unidos llegarían a integrarse en los mecanismos y procesos de automatización de la distribución en 2030 y que para ese año todas las líneas nuevas estarán preparadas por defecto para operar en un contexto de automatización de procesos operativos de gestión de la red inteligente.

Componentes principales de la automatización de las líneas de alimentación hasta la baja tensión

1. El sistema de gestión de la distribución (DMS)

Entre los principales componentes que permiten la automatización de la distribución destaca el llamado sistema de gestión de la distribución o DMS¹⁰⁶ (*distribution management system*, en inglés). Se trata de un sistema de seguimiento y control que emplea dispositivos de recolección en modo remoto de datos y sensores. En la práctica, el DMS es el sistema de gestión de la red que permite una comunicación en tiempo real con las infraestructuras, incluyendo una de las capacidades fundamentales del sistema: la posibilidad de ejecutar acciones de control remotas sobre la red. Por tanto, el DMS representa un elemento central de vital importancia para la obtención de información sobre el estado de la red y para su operación eficiente.

2. El sistema SCADA

Para la implementación del DMS deben coordinarse e integrarse los distintos sistemas de información. En primer lugar, forman parte del avance en la

¹⁰⁵ Los datos recogidos por la AMI en tiempo real jugarán un papel fundamental en este proceso.

¹⁰⁶ El JRC, en Giordano et al. (2012), lo reconoce como uno de los principales elementos de las redes inteligentes.

automatización los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (*supervisory control and data acquisition* o SCADA, en inglés).

El sistema SCADA se emplea para la supervisión, control y operación de la red y permite registrar grandes cantidades de datos para su almacenamiento y procesamiento en un sistema informático centralizado (Castro y Álvarez, 2013). Este sistema se comunica con módulos de control locales, ubicados en distintos dispositivos y nodos de la red, donde se ejecutan los procesos automáticos.

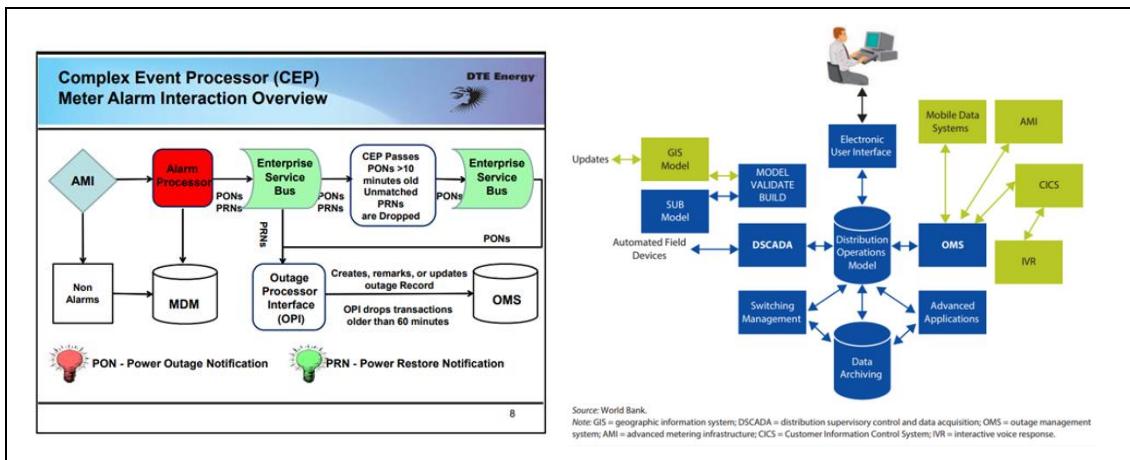
La integración y coordinación de todos los módulos que conforman el sistema SCADA facilita a los operadores de redes inteligentes el control remoto de bancos de condensadores, interruptores, seccionadores y elementos de regulación de la tensión, utilizando la información recogida mediante un conjunto de sensores y otros dispositivos de medición sobre los niveles de tensión, la demanda, la potencia aparente y la potencia reactiva, el estado de los equipos y la secuencia de las operaciones realizadas o un registro de incidencias.

La combinación de los datos almacenados en los sistemas SCADA con información de las subestaciones con capacidad de operar en modo automático, a través del software de red inteligente adecuado (comunicaciones), permitirá a los sistemas de supervisión y control del operador de la red realizar un análisis y establecer recomendaciones sobre cómo realizar reconfiguraciones (automáticas) del sistema ante cambios en las condiciones operativas de la red o ante fallos en dispositivos, líneas, etc., de cara a alcanzar un rendimiento óptimo en la operación del sistema de distribución de energía.

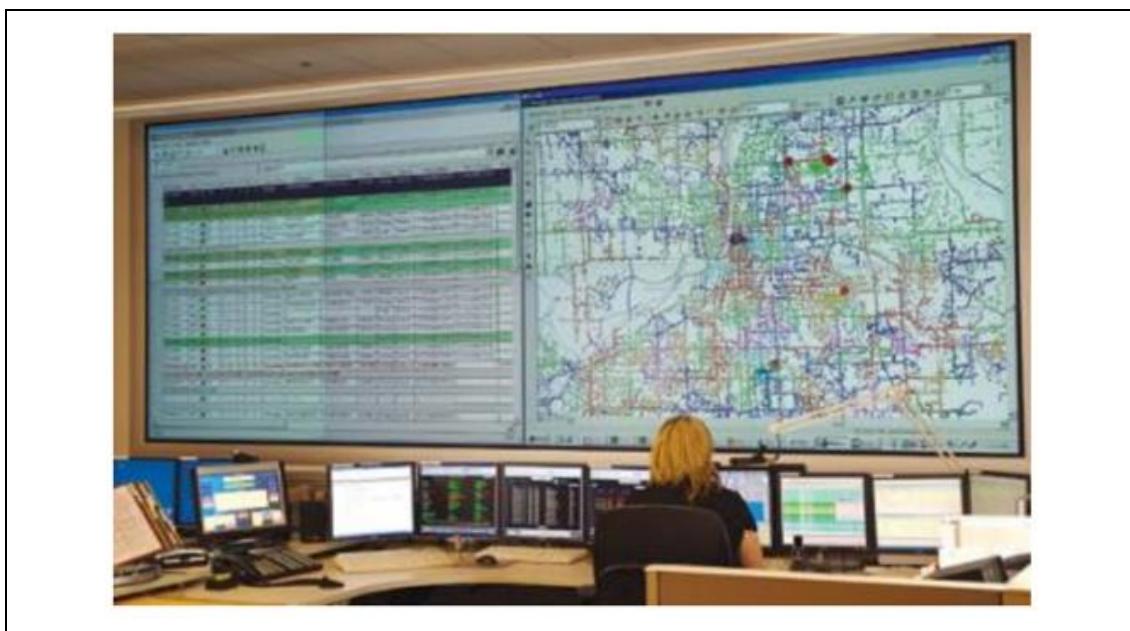
3. Los sistemas de información geográfica (GIS)

El segundo sistema que se requiere combinar para la implementación del DMS es el sistemas de información geográfica (*geographic information system* o GIS, en inglés). Gracias a estos es posible obtener representaciones y datos visuales de la ubicación de todos los equipos, activos y dispositivos de las redes de distribución. Los sistemas GIS integran *hardware, software* y datos que permiten realizar un seguimiento de todos los elementos georreferenciados en la red.

Las funcionalidades de este tipo de sistemas son muy variadas y potentes y permiten evaluar los riesgos de la red (p. ej., riesgos de fallos en líneas o subestaciones, apagones, etc.), valorar potenciales inversiones en nuevos activos, mejorar la comprensión sobre el comportamiento de los consumidores finales, identificar la disposición óptima de los equipamientos y tecnologías (por ejemplo, sensores en las redes o contadores inteligentes, optimizar los procesos de mantenimiento de las redes, etc.)

Gráfico 38. Esquema de un procesador de eventos

Fuente: DOE (2016).

Gráfico 39. Muestra visual de un OMS en Estados Unidos

Fuente: DOE (2016).

4. El sistema de gestión de interrupciones de suministro (OMS)

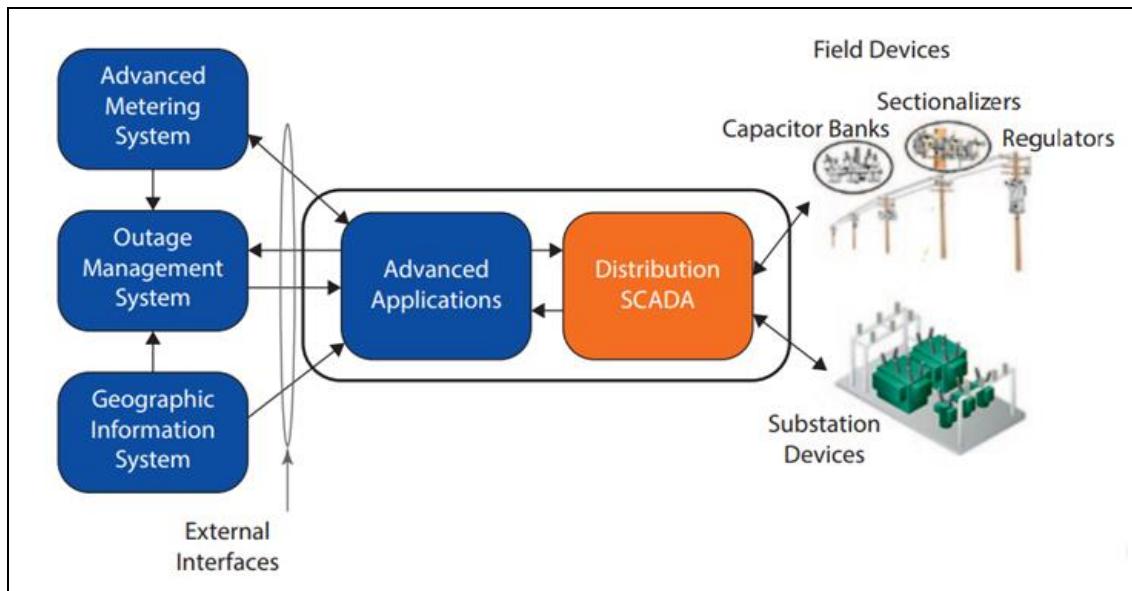
En resumen, la combinación de los sistemas SCADA y GIS es fundamental para la operación del DMS. La integración entre estos tres sistemas posibilita una arquitectura básica de la gestión de la automatización que interactúa con otros sistemas descritos en los apartados precedentes como son la AMI y en concreto el MDMS.

Probablemente la interacción más relevante tiene lugar con el sistema de gestión de interrupciones de suministro u OMS (*outage management system*, en inglés), que básicamente es un procesador de eventos (Gráfico 38 y Gráfico 39).

Funcionamiento del DMS

Como puede verse en el Gráfico 40, el DMS recibe tanto la información dinámica en tiempo real procedente del SCADA, el OMS y la AMI como la información de carácter más estático procedente del GIS.

Gráfico 40. Esquema de la arquitectura de la DMS



Fuente: Madrigal et al. (2017).

El procesamiento de toda esta información permite que el DMS intervenga en la operación de la red, tomando decisiones sobre si debe llevarse a cabo una reconfiguración del sistema de distribución y, en su caso, si debe actuarse de forma automática sobre el mismo mediante comandos enviados a los módulos de control de los distintos activos y dispositivos.

El alcance de la intervención óptima identificada por los algoritmos de valoración y control del DMS dependerá del grado de automatización de las líneas de alimentación y de otros elementos de la red de distribución¹⁰⁷. En caso de que no

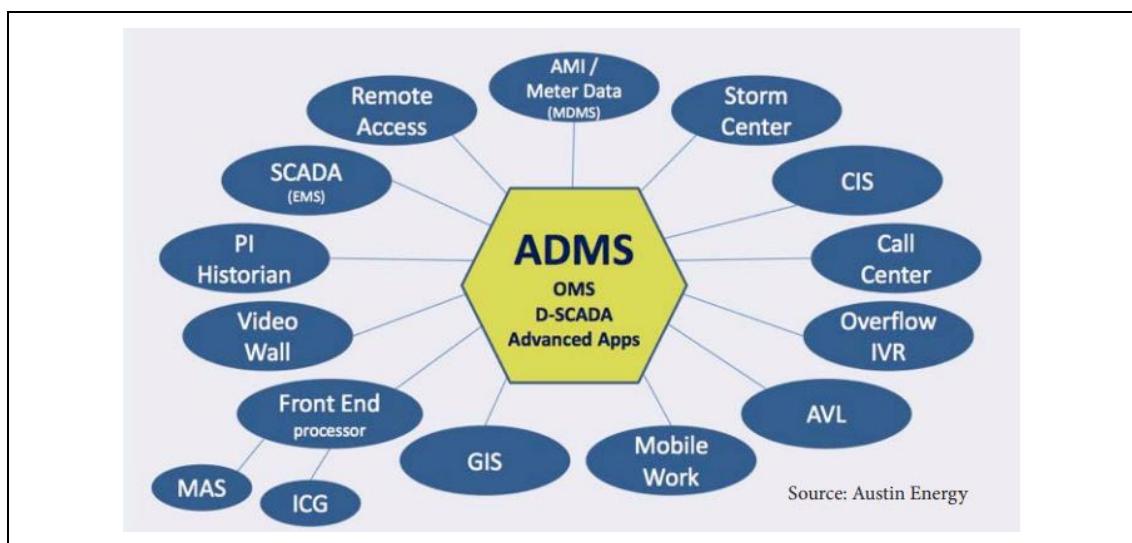
¹⁰⁷ En relación con esta automatización limitada del sistema de distribución, en particular en los centros de transformación, cabe destacar que la existencia de aplicaciones avanzadas que relacionan los sistemas DMS-SCADA-GIS y valoran el estado de la red permiten que, incluso sin disponer de

exista una automatización completa de la cadena de procesos operativos, podría realizarse de forma manual (a través de un equipo de campo).

Lo cierto es que la integración de los sistemas SCADA y GIS es una realidad hoy en día en las redes eléctricas (tanto de transporte como de distribución), aunque se observa una tendencia a la integración con los DMS, debido a la relevancia de este sistema de control en un contexto de automatización creciente de los procesos operativos.

Parte de la literatura sobre estas cuestiones considera que esta integración puede avanzar hacia sistemas de control más desarrollados con un mayor rango de funciones relacionadas con la operación de la red eléctrica, por lo que podría hablarse de un sistema de gestión avanzada de la distribución (*advanced distribution management system* o ADMS, en inglés). El Gráfico 41 muestra el alcance de un ADMS, de acuerdo con el Departamento de Energía del gobierno de los EE.UU.

Gráfico 41. Elementos que intervienen en un ADMS



Fuente: DOE (2016).

La automatización de la distribución implica, como hemos visto, el desarrollo de sistemas DMS-SCADA-GIS integrados, pero también el despliegue de sensores avanzados de distribución y otros dispositivos electrónicos avanzados (IEDs) y la puesta en marcha efectiva de comunicaciones bidireccionales avanzadas.

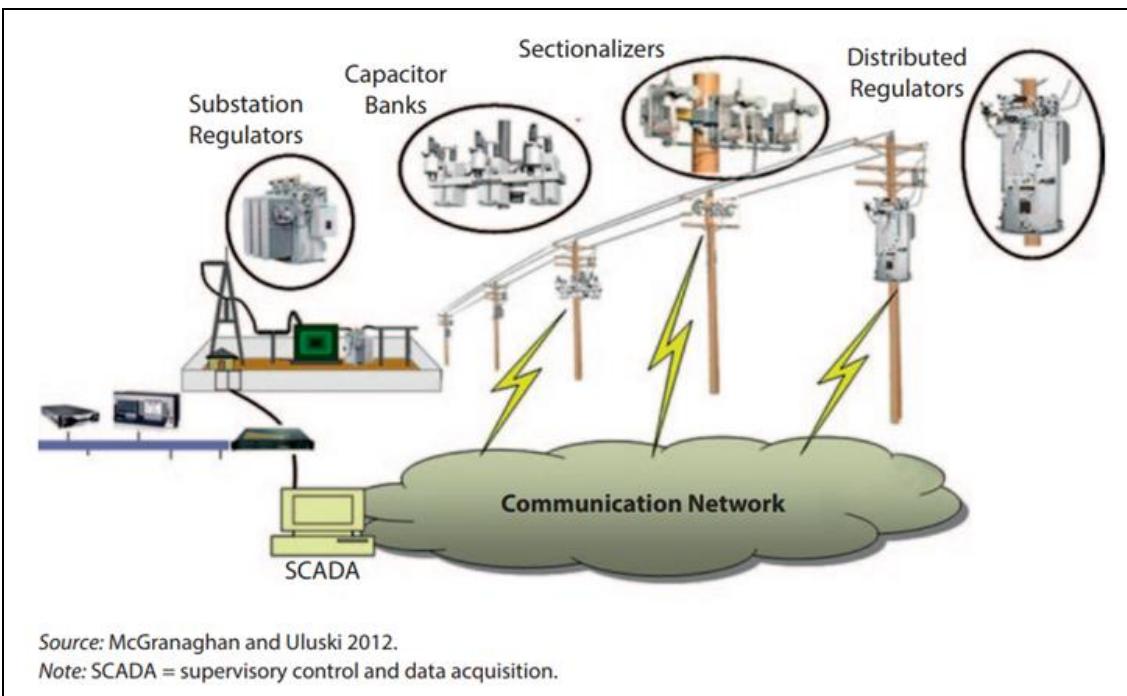
información completa, puedan tomarse igualmente decisiones óptimas desde el punto de vista de la operación de la red inteligente.

Gráfico 42. Interruptor-seccionador en alta tensión de la subestación primaria Raffineria (Roma, Italia)



Fuente: Vitiello et al. (2015).

Gráfico 43. Fundamentos de la modernización de la distribución



Fuente: Madrigal et al. (2017).

Cuando la automatización de la distribución tiene lugar en una red urbana densa puede incluir además otros elementos innovadores, como los transformadores inteligentes y elementos de protección de la integridad de las redes, como los reguladores de las subestaciones, los bancos capacitores, los seccionadores de corriente u otros dispositivos de regulación (Gráfico 42 y Gráfico 43).

Casos reales de aplicación de la automatización en líneas de alimentación

En España se puede ver un caso de aplicación real del DMS en la red de SmartCity Málaga, un proyecto desarrollado en la misma ciudad para, entre otras metas, las pruebas y desarrollo de nuevos modelos de gestión de energía y operación de red (JRC, 2018b).

Dentro del área que ocupa este proyecto¹⁰⁸, se ha llevado a cabo a su vez el proyecto MONICA (siglas de Monitorización y Control Avanzado), de cara a extender la capacidad de diagnóstico de la red de alta tensión a la de media y baja tensión (Endesa, 2016).

El sistema empleado para dicho diagnóstico es el llamado estimador de estado (EE). Estos estimadores sirven para determinar cuál es el estado más probable de un sistema en función de un conjunto de medidas recogidas de forma remota y periódica por un sistema SCADA.

En el caso de MONICA, el EE debe recibir información en tiempo real de una serie de sensores desplegados y de los contadores inteligentes.

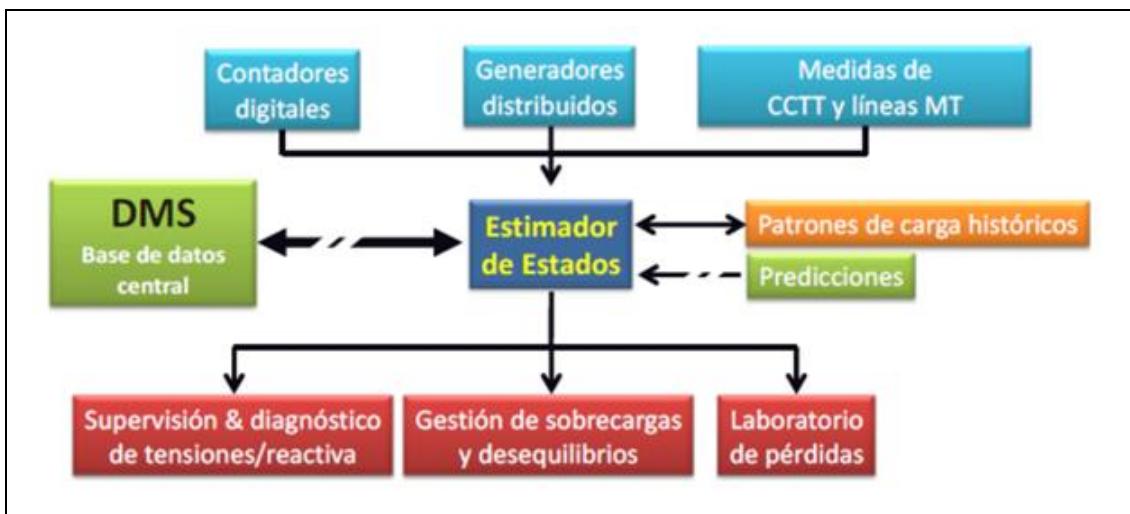
El objetivo con dicha implementación es doble: por un lado, que la operación de la red inteligente pueda mejorarse mediante el uso de la información en tiempo real que recoge el estimador de estado y, por otro lado, que los DMS puedan incorporar aplicaciones para aprovechar de manera óptima la información del estimador (Gómez et al., 2017).

De esta forma ambos elementos se alimentan recíprocamente, permitiendo que el estimador de datos cumpla con diversas funciones (Gráfico 44).

El estimador de estado, gracias a su relación con el DMS, se convierte en el núcleo central de este sistema de diagnóstico, con un potencial para el desarrollo de diversas funcionalidades, como la detección de medidas erróneas, la desagregación de la pérdidas o la optimización de la planificación de la red, entre otras.

¹⁰⁸ El área de SmartCity Málaga incluye, entre otros elementos propios de las redes inteligentes, proyectos relevantes en España para el vehículo eléctrico como son el ZEM2ALL y el Green eMotion. Puede encontrarse más información sobre estos proyectos en Álvarez y Menéndez (2017).

Gráfico 44. Esquema de herramientas de monitorización y diagnóstico en tiempo real propuesto para redes de MT/BT en el proyecto MONICA



Fuente: Gómez et al. (2017).

La implantación de un sistema de estimación de estado ha llevado al establecimiento de los sistemas de gestión de la energía o EMS (Abur y Gómez, 2004), uno de los elementos más importantes en la red inteligente y que se analizará más adelante (apartado 3.4.7).

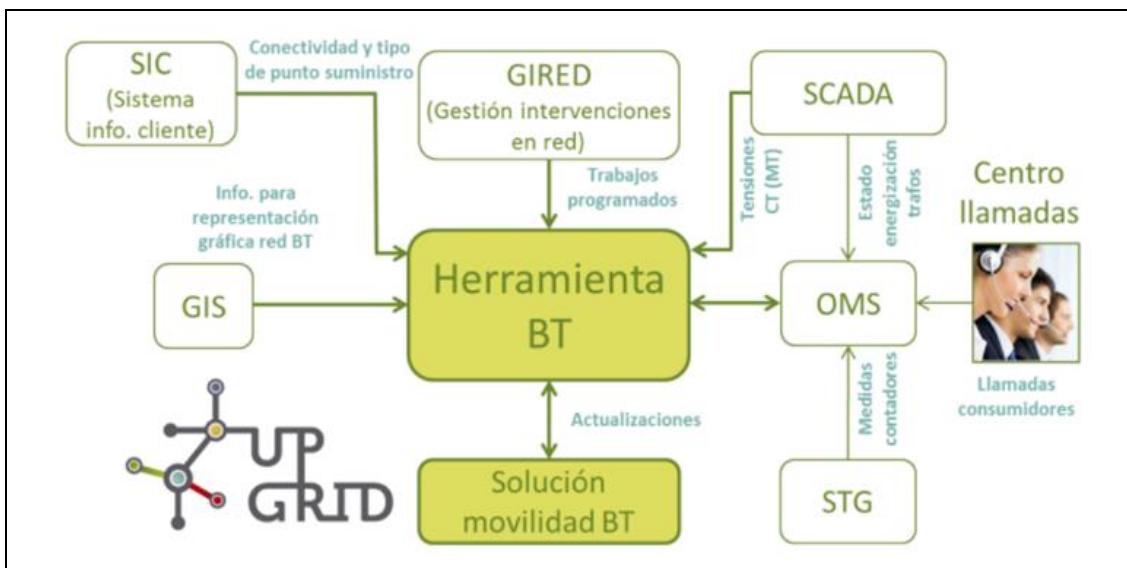
Otro ejemplo de soluciones reales y probadas en cuanto a los elementos de interacción en torno a un DMS puede verse en el proyecto UpGrid de la CAPV (véase más adelante en el apartado 3.5.5).

Aunque en este proyecto no se busca la implementación del DMS como tal, muestra cómo el GIS es parte importante de un proyecto de redes inteligentes, al ofrecer información esquemática de centros de transformación y de las líneas de baja tensión hasta el momento no existente (Bachiller et al., 2017).

La herramienta que incorpora el GIS se integra con sistemas preexistentes, tales como el SCADA y el OMS (Gráfico 45).

Se logra así de identificar incidencias que se resuelven antes incluso de que un cliente sea consciente de la misma, con mejoras obtenidas en el tiempo de resolución medio de las mismas de un 44% (16 minutos sobre 36) y una mejora en la precisión de los informes generados.

Gráfico 45. Esquema simplificado de la integración de la herramienta en baja tensión del proyecto UpGrid y el intercambio de información



Fuente: Bachiller et al. (2017).

3.4.6. Centros de transformación inteligentes

La penetración a gran escala de recursos energéticos distribuidos y todas las funcionalidades que estos aportan, entendiendo en este sentido no una configuración centralizada, sino dispersa por diversos puntos de la red de media y baja tensión, genera nuevas situaciones operativas que alteran el equilibrio de la red, como desequilibrios en la tensión de red o parpadeos lumínicos¹⁰⁹ o armónicos respecto del estado habitual de la red.

La plena y efectiva integración en la red de estos recursos requiere una planificación detallada y nuevas estrategias de operación de la red. En el pasado, las primeras unidades de potencia eran conectadas a la red de distribución sin necesidad de estudio o preparación específica del sistema, pero el incremento de instalaciones de generación distribuida hace que se deba atender a circunstancias que hasta ahora se relacionaban más con grandes plantas generadoras conectadas únicamente a la red de transporte (Siemens AG, 2018).

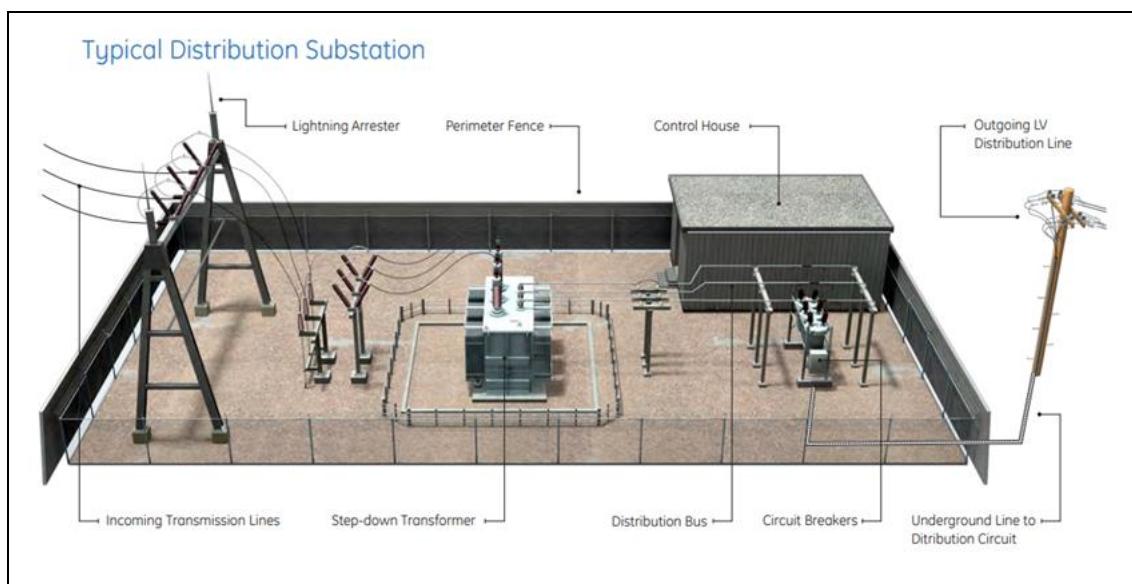
Un aspecto crucial para garantizar una integración eficiente de los recursos energéticos distribuidos es completar la “inteligencia” de los transformadores y las subestaciones de la red de distribución. Se trata de completar los niveles de automatización ya implementados en las líneas de alimentación y en las

¹⁰⁹ Flickers en inglés.

subestaciones con nuevos elementos y procesos que incrementen la “inteligencia” de estos activos.

En este trabajo se habla de centros de transformación inteligentes o CTI, protagonistas por la importancia de la cercanía entre estas infraestructuras y los recursos distribuidos, sobre todo en la media y baja tensión. Junto con los CTI, para desarrollar todos los procesos automatizados necesarios hay que considerar el conjunto de transformadores del sistema de distribución. Este conjunto es el que engloba todas las funcionalidades de los desarrollos reales que se verán a continuación (Gráfico 46).

Gráfico 46. Esquema típico de una subestación de distribución

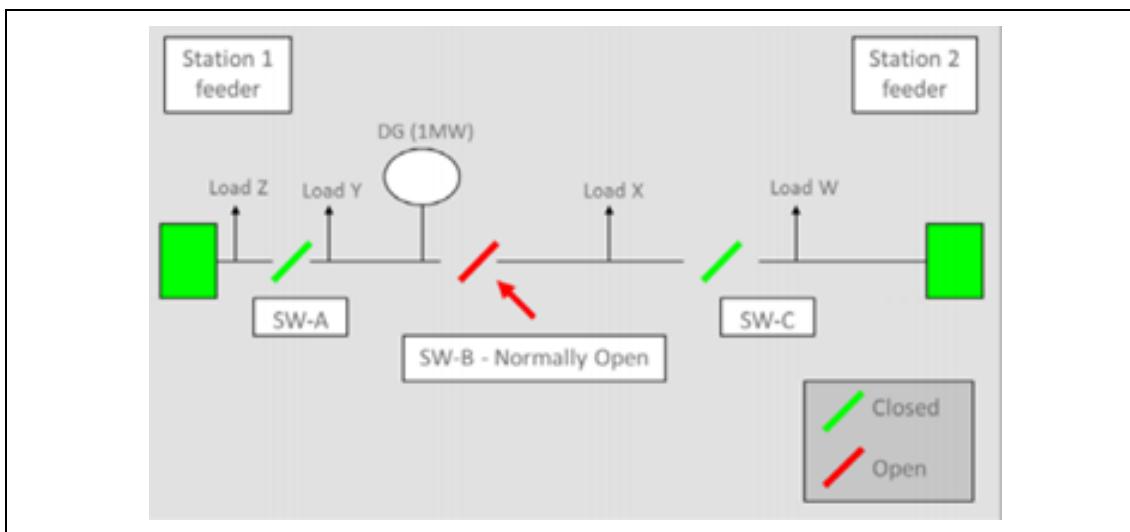


Fuente: GE (2018).

Estos activos de las redes inteligentes de distribución son relevantes, no tanto por su aportación en términos de innovación en los elementos de transformación, sino por su aportación a la hora de integrar los recursos distribuidos a través de tecnología avanzada y de los nuevos sistemas de control y de gestión del sistema de distribución. De hecho, permiten completar la automatización de la distribución más allá de las líneas de alimentación, como se indicó más arriba, ya que facilita la respuesta del sistema ante fallos en la red.

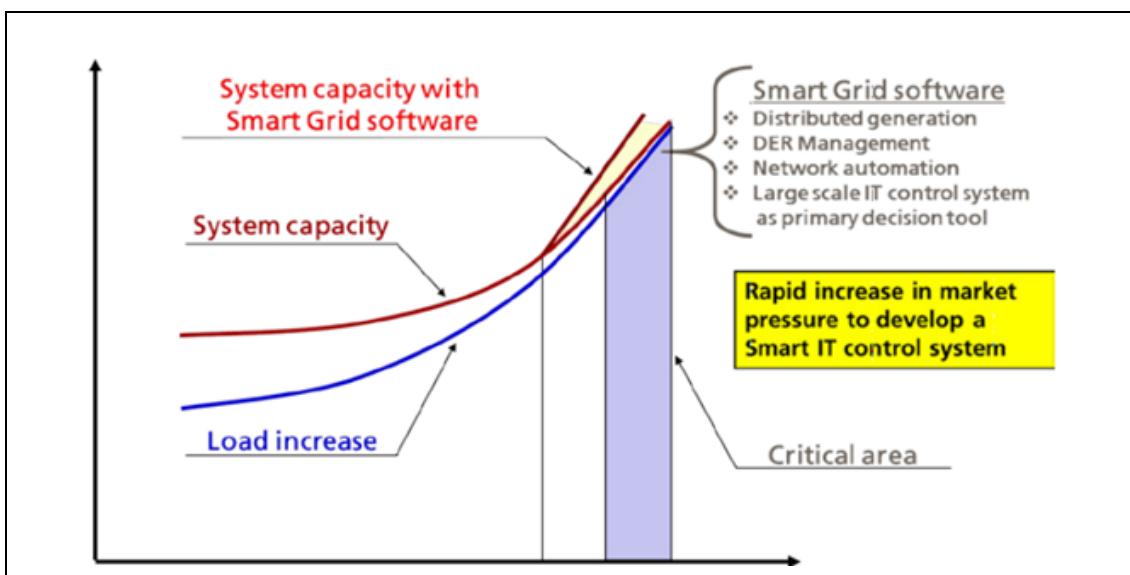
Por ejemplo, en caso de fallo en una línea de alimentación, la existencia de generación distribuida facilita la transferencia de carga con las líneas adyacentes en combinación con la gestión de los interruptores, siempre que tenga lugar una gestión de la fluctuación de carga a raíz de la restauración, como muestra de manera simplificada el Gráfico 47.

Gráfico 47. Esquemas del papel de la generación distribuida y la automatización de la red en la transferencia de carga



Fuente: Schneider Electric (2012).

Gráfico 48. Incremento del margen entre la capacidad del sistema y la absorción del crecimiento de la carga por recursos distribuidos mediante software de red inteligente



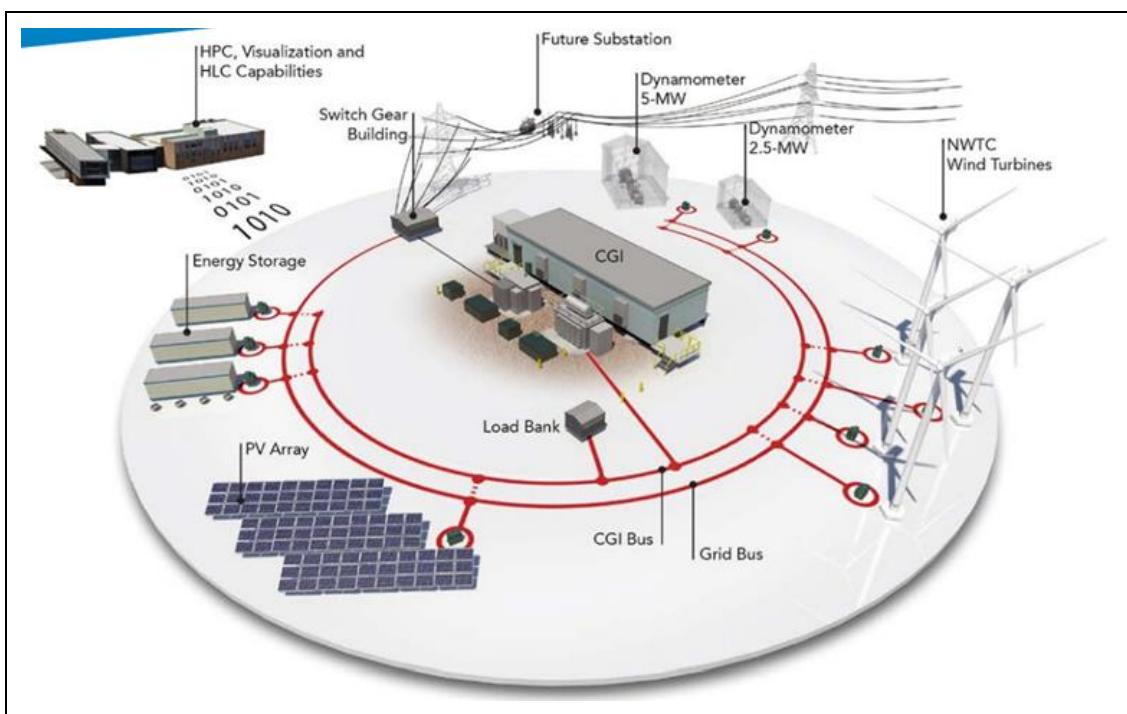
Fuente: Schneider Electric (2012).

La gestión de la carga de manera que se mantenga un margen entre esta y la capacidad del sistema a la hora de integrar los recursos distribuidos y afrontar el crecimiento de la demanda debe realizarse a través del desarrollo de *software* que permita un análisis avanzado de la información existente en tiempo real y modelizar la red de manera que se optimice la operación de la red. Este *software* abarca, como

puede verse en el Gráfico 48, elementos de control para recursos distribuidos, automatización de la red y herramientas de comunicación para mantener el margen necesario entre carga y capacidad.

Con este propósito, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL o *National Renewable Energy Laboratory* en inglés)¹¹⁰ de Estados Unidos ha desarrollado un interfaz de red controlable (CGI o *controllable grid interface* en inglés) que permite que las tecnologías de generación eólica y solar, así como sistemas de almacenamiento, interactúen con la red de forma centralizada, minimizando las implicaciones de la integración de estos recursos energéticos distribuidos sobre la estabilidad de las redes inteligentes (NREL, 2015). El Gráfico 49 muestra un esquema de la interfaz CGI de NREL.

Gráfico 49. Interfaz CGI de pruebas de NREL



Fuente: NREL (2015).

EPRI (2011) ha trabajado también en un concepto similar relacionado con la “transformación inteligente”. Desde el punto de vista de este instituto, un interfaz de energía renovable con la red inteligente (*renewable energy grid interface* o REGI,

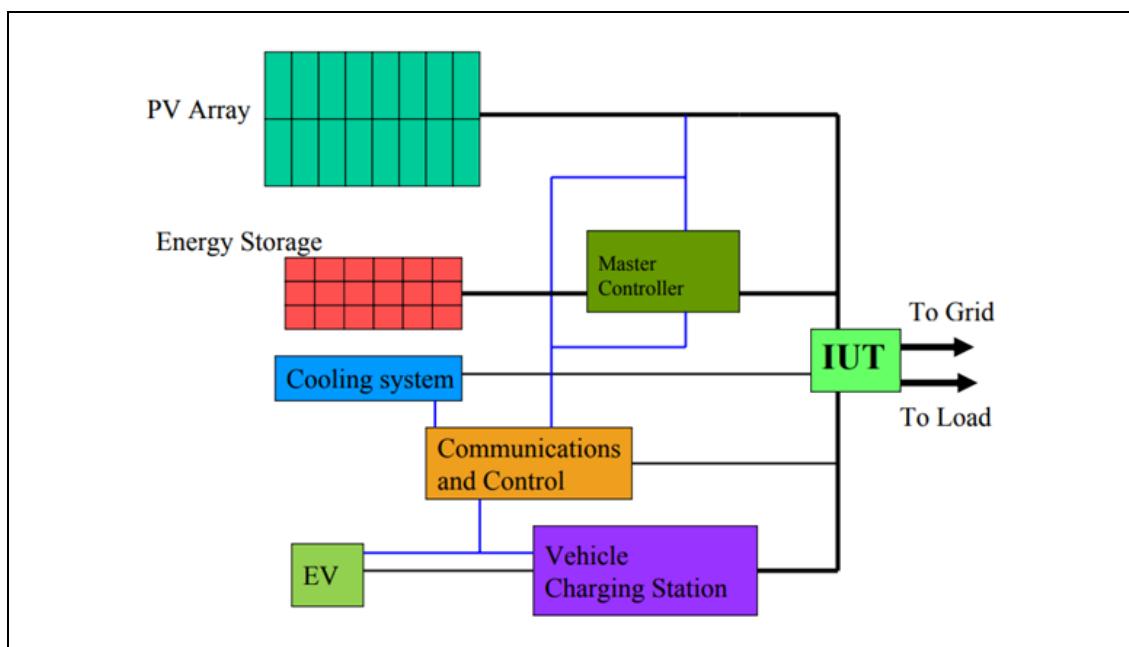
¹¹⁰ Ver <https://www.nrel.gov/>.

por sus siglas en inglés) será una herramienta clave en la estrategia de desarrollo de red inteligente.

Bajo la consideración de que los transformadores de distribución necesitarán también en el futuro, entre otras funciones, servir como punto de interfaz para los recursos distribuidos, incluyendo los dispositivos de almacenamiento y los vehículos enchufables¹¹¹, EPRI sostiene que los transformadores convencionales presentan diversas carencias que requieren una adaptación para facilitar el despliegue de la red inteligente.

Para ello, ha desarrollado el concepto de “transformador universal inteligente” (*intelligent universal transformer* o IUT, en inglés), que pueda integrarse, junto con un REGI, en la red de distribución. Este tipo de transformador incluye un interfaz de energía bidireccional para la integración directa de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento, así como para las instalaciones de recarga de vehículos eléctricos, e incorpora comandos y funciones de control para la integración de sistemas distribuidos y la gestión local y remota de las infraestructuras (Gráfico 50).

Gráfico 50. Esquema del IUT



Fuente: McGranaghan (2009).

¹¹¹ EPRI se refiere específicamente a los vehículos híbridos enchufables (PHEV), pero a fecha de este trabajo el desarrollo de los vehículos eléctricos de batería (BEV) hace más prudente generalizar a vehículos enchufables como término general.

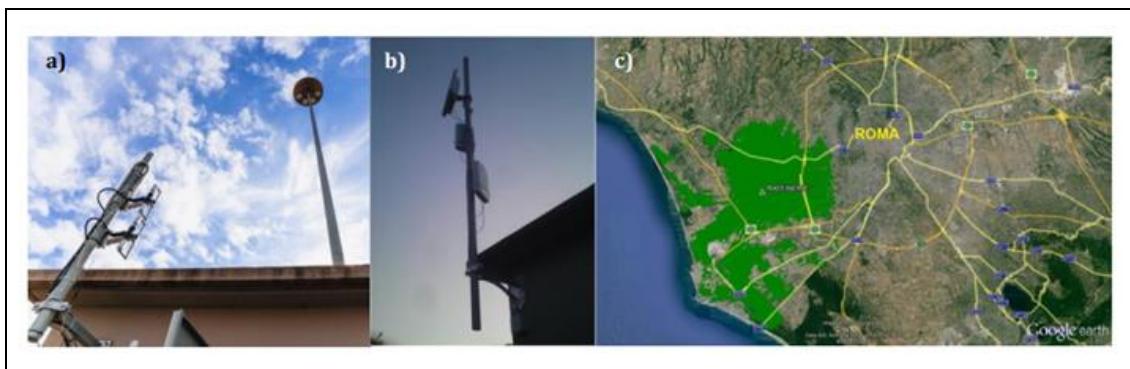
3.4.7. Redes de área local, redes de área domésticas y sistemas de gestión de energía

El último bloque de elementos clave de una red de inteligente se refiere al conjunto de dispositivos que se sitúan en el ámbito físico de los puntos de suministro (y, por tanto, de los consumidores finales) y a la red de control de dichos dispositivos y equipamientos.

Existen dos tipos de redes en torno al consumidor de energía: la red de área local y la red de área doméstica o del hogar. La red de área local o LAN (*local energy network* en inglés)¹¹² es el sistema a través del cual los consumidores de energía pueden involucrarse de forma activa en la gestión de su consumo de electricidad, con la posibilidad de modificar las decisiones sobre su uso con un tiempo y esfuerzo menor y atendiendo a criterios de eficiencia (p. ej., según los precios de la energía en tiempo real o en función de los servicios de flexibilidad que puedan demandar los operadores de los sistemas de distribución).

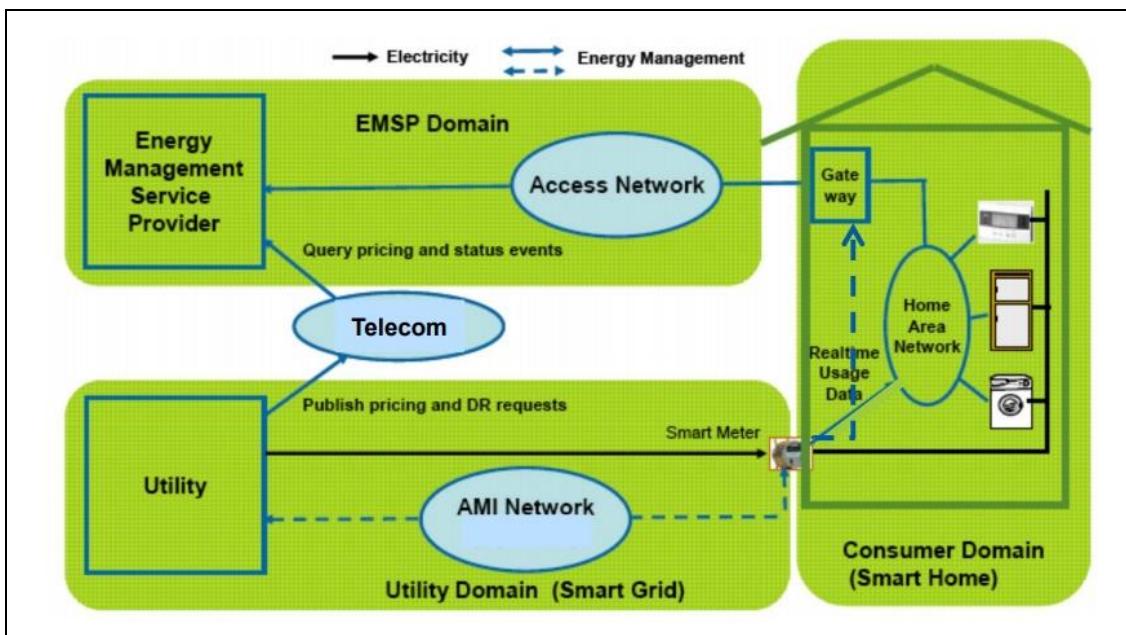
Las redes LAN integran dentro de una red informática a una combinación de dispositivos de uso final de la energía, de generación distribuida y de almacenamiento local de energía y también otras funcionalidades integradas de gestión de la demanda, bien en el ámbito del punto de suministro concreto del consumidor final (p. ej., un hogar) o en ámbitos geográficos más amplios, como edificios, barrios, un campus de universidad o una comunidad de viviendas unifamiliares (Gráfico 51).

Gráfico 51. Ejemplos de dispositivos de una red LAN



Fuente: Vitiello et al. (2015). Nota: a) equipamiento HiperLAN y Tetra instalado en una subestación secundaria del proyecto piloto; b) antena HiperLAN; c) cobertura Tetra del área del proyecto.

¹¹² También denominada red local de energía o LEN (*local energy network*, en inglés).

Gráfico 52. Esquema de una red HAN integrada en una red inteligente

Fuente: Sánchez (2011).

Dentro de una red LAN puede identificarse, en el ámbito geográfico de un hogar, una red informática que engloba e integra todos los elementos o dispositivos del sistema eléctrico y energético de ese hogar. Cada uno de estos dispositivos está asociado a un nodo de dicha red, llamada red de área doméstica (*home area network* o HAN, por sus siglas en inglés) y los flujos de información que genera cada dispositivo circulan a través de ella (Gráfico 52).

La instalación y operación de la red HAN permite a los consumidores utilizar la información recogida, actualizada y procesada proveniente de la LAN (p. ej., sobre precios de la energía en tiempo real o sobre las condiciones de operación de la red física) y de esta manera optimizar las decisiones de consumo (incluyendo la decisión de almacenar energía o de ofrecer energía al sistema), actuando de esta forma como un sistema. Los nodos de esta red pueden estar vinculados a dispositivos con consumos importantes de electricidad, como equipamientos de calefacción, ventilación y aire acondicionado, bombas de piscina o circuitos de iluminación, o dispositivos con menor consumo, como los electrodomésticos o dispositivos electrónicos de entretenimiento (televisión, etc.).

La red HAN está definida y se opera a través de un sistema de comunicaciones que integra y relaciona los distintos dispositivos. De esta forma, el sistema eléctrico de un edificio o de una vivienda puede entenderse como una microrred en la que están conectadas distintas fuentes de consumo (Igualada y Corchero, 2017).

La red HAN que cubre este sistema se comunica también con un sistema exterior que actúa como unidad de control centralizado, denominada sistema de gestión de energía (*energy management system* o EMS, por sus siglas en inglés). El EMS actúa como controlador del HAN; es decir, es el elemento de toma de decisiones que, de acuerdo con una serie de instrucciones y algoritmos predefinidos que utilizan la información externa (proveniente del LAN) que reciben sobre variables como los precios de la energía, los parámetros de los servicios de flexibilidad que pueda demandar el operador del sistema de distribución u otras variables operativas.

Así, mientras la red HAN actúa como un sistema neutral que recoge información del estado de todos los nodos y envía comandos, vigilando su recepción y ejecución (en la práctica, operando como un sistema de información y comunicación dentro del hogar), el EMS es un sistema inteligente de control que actúa como coordinador de todos los dispositivos que componen la red HAN y como ejecutor de decisiones sobre el consumo de energía y el uso de los distintos equipamientos y dispositivos.

El EMS consiste entonces en un procesador de información que, a través de algoritmos de decisión, controla el uso de la energía en el hogar (o en un edificio), organizando la respuesta a los esquemas (contractuales o de mercado) de gestión de la demanda, controlando la generación distribuida (p. ej., paneles fotovoltaicos) y los procesos relacionados con flujos bidireccionales de energía, como los asociados a la recarga de los vehículos eléctricos y a la gestión de los equipamientos de almacenamiento, e incluye la interacción con los mercados minoristas (locales) de energía de muy corto plazo, en los que puede intercambiarse energía o potencia.

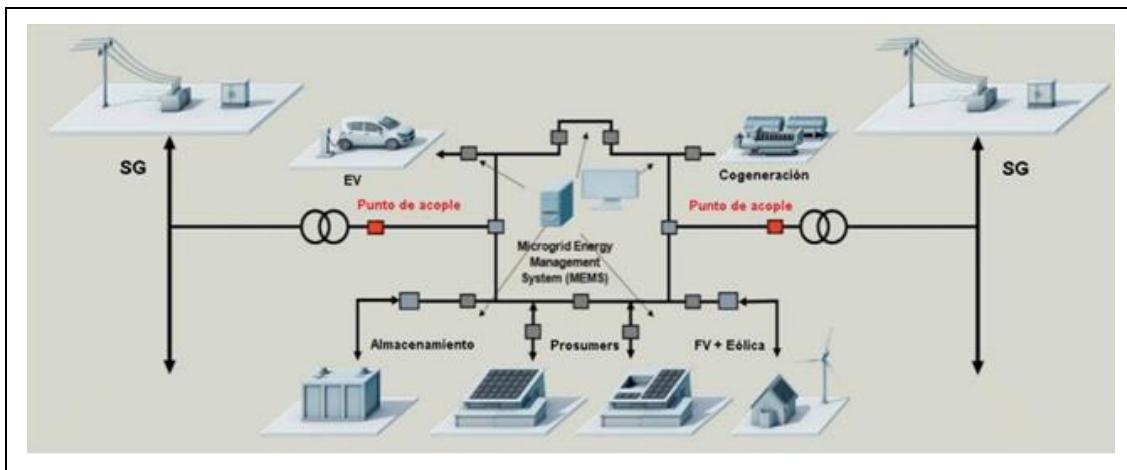
Casos reales de aplicación del EMS

Este amplio alcance de gestión del EMS sobre distintos elementos de la red puede verse en el Gráfico 53. Si se considera una fracción concreta de la red, completa en cuanto a elementos distribuidos (fotovoltaica, vehículos eléctricos, almacenamiento, etc.), con cierta capacidad autónoma y que forme parte de una red inteligente de distribución de energía eléctrica, puede establecerse en su centro el EMS como elemento de gobierno de todos estos elementos y operador de esta fracción del sistema (Uribe-Pérez, 2017).

Para comprender cómo funciona el EMS, puede señalarse una aplicación práctica realizada en el proyecto CEDER-CIEMAT en Soria mencionado en la parte de análisis de la AMI. Siguiendo a Hernández (2018), en este proyecto se utiliza el EMS con el objetivo de gestionar la energía eléctrica de tal manera que se minimicen el consumo y las pérdidas de la red, así como los picos de potencia y la factura eléctrica. Para ello, el EMS hace un seguimiento de la información sobre el estado

de la red y envía órdenes para regular la operación del conjunto de elementos bajo control. Esta regulación produce cambios en el funcionamiento de la red, llevándola a un nuevo estado operativo que vuelve a ser registrado por el EMS.

Gráfico 53. Esquema de microrred en torno a un EMS



Fuente: Uribe Pérez (2017).

El EMS se implementa en el proyecto CEDER-CIEMAT a través de tres componentes principales. La primera parte consiste en un “marco de aprendizaje de gestión de la energía” (EMaT o *Energy Management Training Framework*, en inglés), cuya función es calcular las configuraciones óptimas, denominadas perfiles, para cada situación en la que puede encontrarse la red. Estos perfiles se almacenan en un catálogo y permiten crear reglas de decisión que posteriormente aplicará el EMS.

El proceso para crear dichas reglas es la etapa de aprendizaje o entrenamiento que da nombre a este componente, ya que el EMaT emplea un algoritmo de optimización multiobjetivo (AOM) que busca las soluciones óptimas mediante algoritmos genéticos¹¹³ a su vez, que luego son validadas por un simulador de red eléctrica¹¹⁴.

El segundo componente principal del EMS es el “marco de gestión de la energía” (EMF o *energy management framework*, en inglés), que se encarga de la propia gestión automática de la red y envía órdenes a los elementos controlables de ésta, en

¹¹³ Los algoritmos genéticos son métodos adaptativos, basados en el proceso genético de los organismos vivos, y que pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización. Para más información puede verse el siguiente documento de la Universidad del País Vasco: <http://www.sc.ehu.es/ccwbayes/docencia/mmcc/docs/temageneticos.pdf>

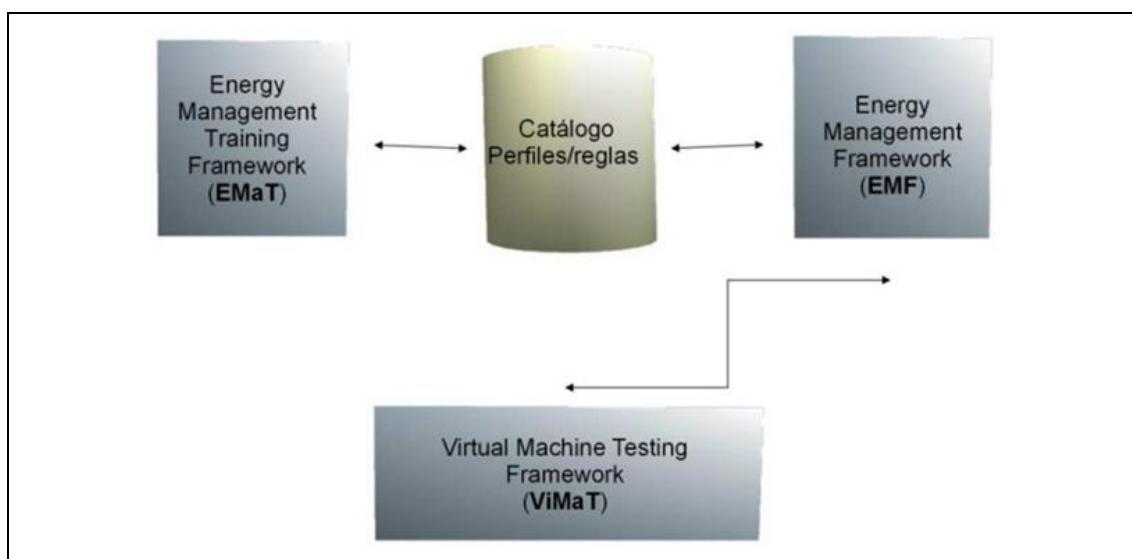
¹¹⁴ En el caso del CEDER-CIEMAT, el EMS emplea el simulador GRIDLAB-D.

función del catálogo de reglas que el EMaT elaboró y que el EMF se encarga de consultar.

Para realizar esta gestión, el EMF puede acceder a los datos de los contadores inteligentes, que se encuentran en los concentradores de datos y que son accesibles desde cualquier centro de transformación, gracias a que cada concentrador tiene una IP asociada. De esta manera, el EMF recibe datos de todos los concentradores de datos y, a través de un componente de monitorización, hace un seguimiento de la red, vigilando también desviaciones y generando señales de alarma en su caso.

Esta información se envía a un componente de decisión que trata de clasificar la situación identificada dentro de un perfil concreto; si esto no fuese posible, el EMaT tendría que volver a intervenir para encontrar una nueva solución. Si, por el contrario, se identifica una regla que pueda aplicarse, se convierte en una orden transmitida al elemento correspondiente. Así, el proceso seguido por el EMF consiste en: 1) identificar la regla existente; 2) ejecutar la regla identificada mediante la orden correspondiente; 3) asignar la orden al nodo de transformación correspondiente.

Gráfico 54. Esquema de un Virtual Machine Testing Framework



Fuente: Hernández (2018).

El tercer componente principal del EMS que interviene aquí es el “marco de pruebas de máquina virtual” (ViMaT o *virtual machine testing framework*, en inglés), que es un simulador que reproduce las condiciones del sistema CEDER-CIEMAT y se utiliza para validar el sistema. Su nombre proviene de las máquinas virtuales que lo forman y que se ocupan de simular las limitaciones informáticas (p. ej., de memoria, disco

duro, tiempo de espera) y también las de otros servicios que coexistirán cuando el ViMaT se implemente en la electrónica de red (*hardware*) de los centros de transformación. Sin embargo, el ViMaT sólo se usa para pruebas de laboratorio. El funcionamiento de estos tres componentes está descrito en el Gráfico 54.

En la práctica, el EMS actúa como elemento proactivo que toma decisiones óptimas que previamente ha identificado a través de un proceso de aprendizaje. Por tanto, se puede considerar que el EMS es uno de los componentes más avanzados de la “inteligencia” de la red.

Otro ejemplo de aplicación de un EMS con carácter local para la gestión de recursos distribuidos es un proyecto desarrollado en las Islas Feroe descrito en Sánchez (2017). Dentro de un programa de introducción de energía eólica a gran escala, con el objetivo de dar cobertura a 50.000 habitantes y evitar los efectos negativos derivados de la variabilidad de este sistema de generación, la solución ideada fue la de un sistema de almacenamiento basado en baterías de ion de litio.

En el EMS confluye la gestión de tres sistemas: por un lado, la del propio sistema de almacenamiento, y, por otro lado, la de los recursos de generación disponibles y la de la operación de la red. Por tanto, se produce de manera constante una actuación del EMS sobre la capacidad de absorción o entrega de potencia de la batería y al mismo tiempo sobre la generación eólica y sobre el flujo de energía en el punto de conexión.

Como se puede observarse en el Gráfico 55, el conjunto del sistema de almacenamiento de energía con batería (que incluye inversores de potencia y transformador, es decir, BESS¹¹⁵, en inglés) se comunica constantemente con el EMS local, enviando información sobre los recursos energéticos disponibles (entrega y absorción de potencia) y ejecutando así uno de sus modos de operación (en una respuesta en tiempo real inferior a 70 ms).

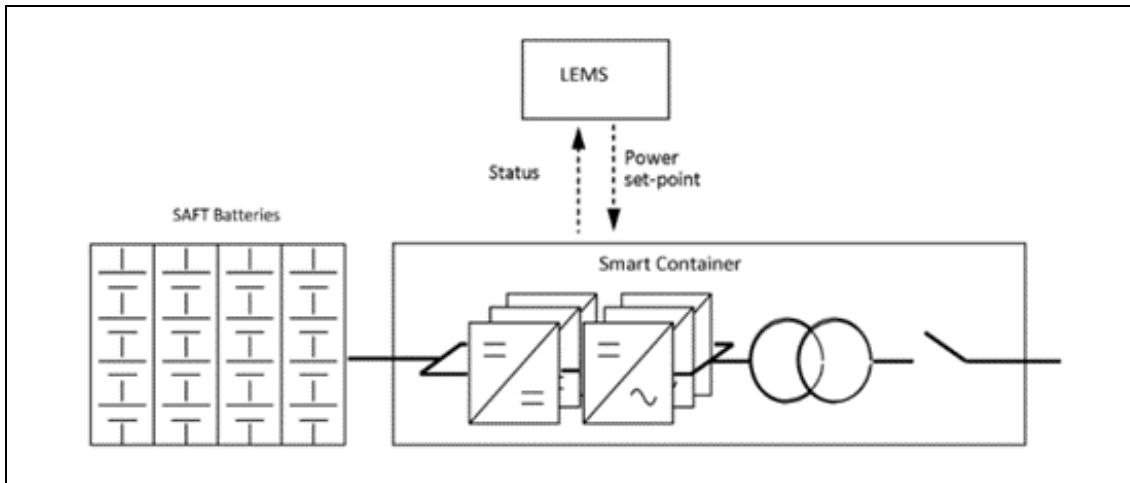
Estos modos de operación pueden ser de dos tipos. El primer modo es el control de gradiente (control de energía y limitación de capacidad eólica). Consiste en monitorizar la generación eólica y, de cara a regular la inyección a la red del conjunto de la planta, absorber el gradiente inverso desde el sistema de almacenamiento.

En caso de fluctuaciones extremas del viento, el EMS local puede evitar la potencia inyectada en estos episodios, ya que tiene la opción de limitar la producción eólica en caso de que las baterías no puedan absorber el exceso de energía. El segundo modo es el control de frecuencia, cuyo objetivo es operar el conjunto de la planta

¹¹⁵ *Battery Energy Storage System*.

según una función (curva) determinada por el sistema de almacenamiento y dando simultáneamente soporte a la red.

Gráfico 55. Esquema del conjunto del BESS con EMS local en Hushagi (Islas Feroe)



Fuente: Hernández (2018).

Sin embargo, el sistema EMS, aunque busca esa gestión proactiva e inteligente de los recursos distribuidos, puede tener alcance no solo en el ámbito de la red de distribución, sino que también puede usarse para la optimización supervisión y control a lo largo del sistema de transporte y también de los activos de generación. Esto puede conseguirse mediante la integración en el EMS de un sistema SCADA, o bien de forma paralela entre ambos (Siemens, 2018).

Su aplicación en las redes de transporte, principales y secundarias, puede servir para minimizar las pérdidas en las líneas y eliminar sobrecargas u, opcionalmente, para integrarse con el sistema de gestión del sistema de distribución DMS (Schneider Electric, 2018).

En la misma línea, IEC (2018) identifica la actuación del EMS, junto con el SCADA, como clave dentro de dos grandes sistemas que actúan transversalmente a la generación, el transporte y la distribución: por un lado, el mercado de energía mayorista, y, por otro, la operación del sistema.

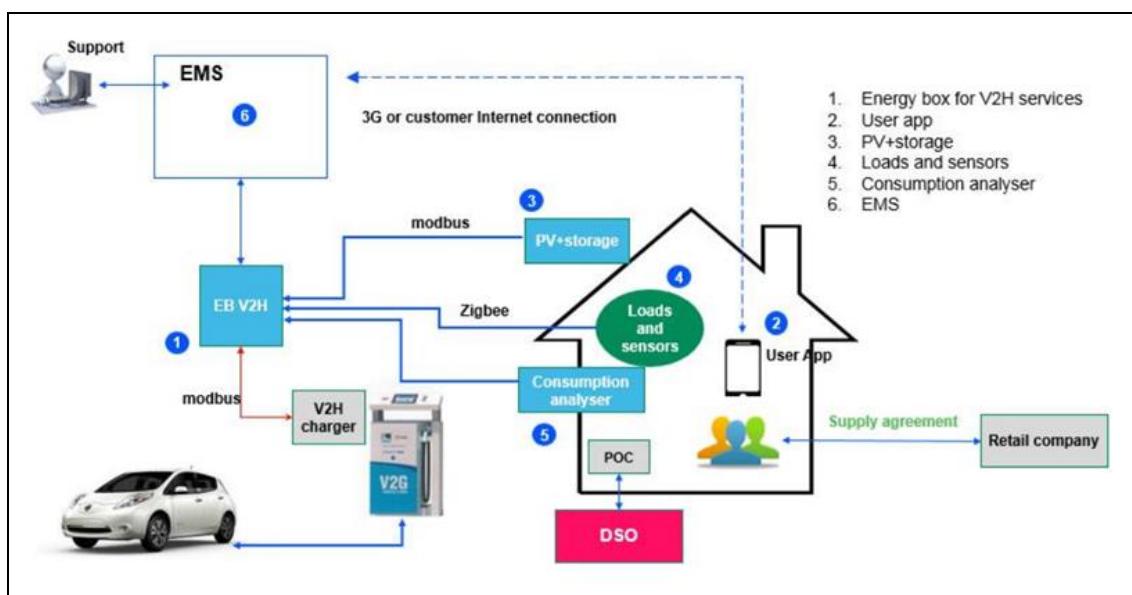
Por todo lo anterior, aunque en la representación de la red inteligente que aparece en el Gráfico 1 el EMS se representa dentro de la LAN, donde confluyen la HAN y los recursos distribuidos, puede también considerarse que juega un papel relevante en el lado del sistema de transporte de electricidad.

Atendiendo a otro caso diferente, si en el uso del DMS se había hecho una demostración dentro del conjunto Smart City Málaga, puede observarse también una aplicación del EMS y otros sistemas dentro de un ecosistema de vivienda inteligente en el proyecto Flexiciency (Gráfico 56 y Gráfico 57). Este proyecto utiliza información generada por distintos tipos de sensores para medir el consumo, temperatura o luminosidad dentro de una vivienda. El proceso de integración de los sistemas es como sigue.

Cada equipo instalado se integra con un concentrador o caja de energía¹¹⁶ (EB, *energy box* en inglés) que realiza una labor de gestión local. La información recogida proviene tanto de los sensores dentro de la vivienda como de otros recursos energéticos distribuidos (energía solar, almacenamiento, vehículo eléctrico) a disposición del usuario.

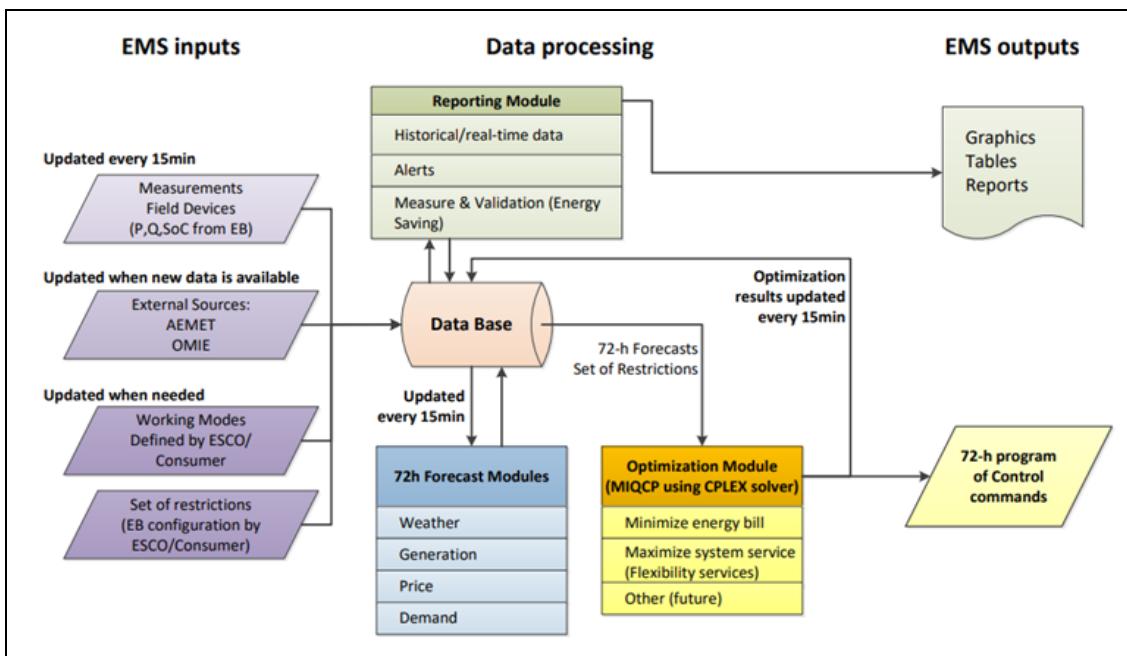
A su vez, el EB se comunica con el EMS, que actúa como gestor de alto nivel o centro de control sobre todo el conjunto. En el Gráfico 56 puede verse cómo el EB establece una comunicación bidireccional con el usuario a través de sus dispositivos y, a la vez, establece un puente con el proveedor (apoyo).

Gráfico 56. Esquema de vivienda inteligente piloto del proyecto Flexiciency



Fuente: Muñoz et al. (2017).

¹¹⁶ Nótese que Giordano et al. (2012) reconocía la caja de energía o EB como uno de los activos básicos de la red inteligente, donde se incluye el módulo de medición (véase apartado 3.3.2).

Gráfico 57. Esquema de flujos de información en el proyecto Flexiciency

Fuente: Muñoz et al. (2017).

Muñoz et al. (2017) destacan que cada EB está gestionado por el EMS de forma individual. Los datos que llegan desde el conjunto de dispositivos se combinan con datos periódicos de precios de la electricidad y meteorología en una base de datos que utiliza algoritmos y una interfaz de usuario adaptados a cada caso particular. El EMS podría controlar también múltiples conjuntos de recursos energéticos distribuidos con un objetivo de optimización global (p. ej., a través de servicios de agregación).

El uso de este demostrador está orientado a agregar hasta 1.800 puntos de suministro, cuyas aplicaciones pueden ser tanto residenciales como comerciales (oficinas), buscando asegurar que los servicios provistos por un potencial agregador de recursos energéticos se ejecuten correctamente (Flexiciency, 2018).

El autoconsumo presenta otra oportunidad para aplicar en la práctica un desarrollo de un EMS. Por ejemplo, el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC¹¹⁷) ha desarrollado un sistema de gestión de la energía basado en modelos de optimización que se está validando en demostraciones con *kits*¹¹⁸ de autoconsumo.

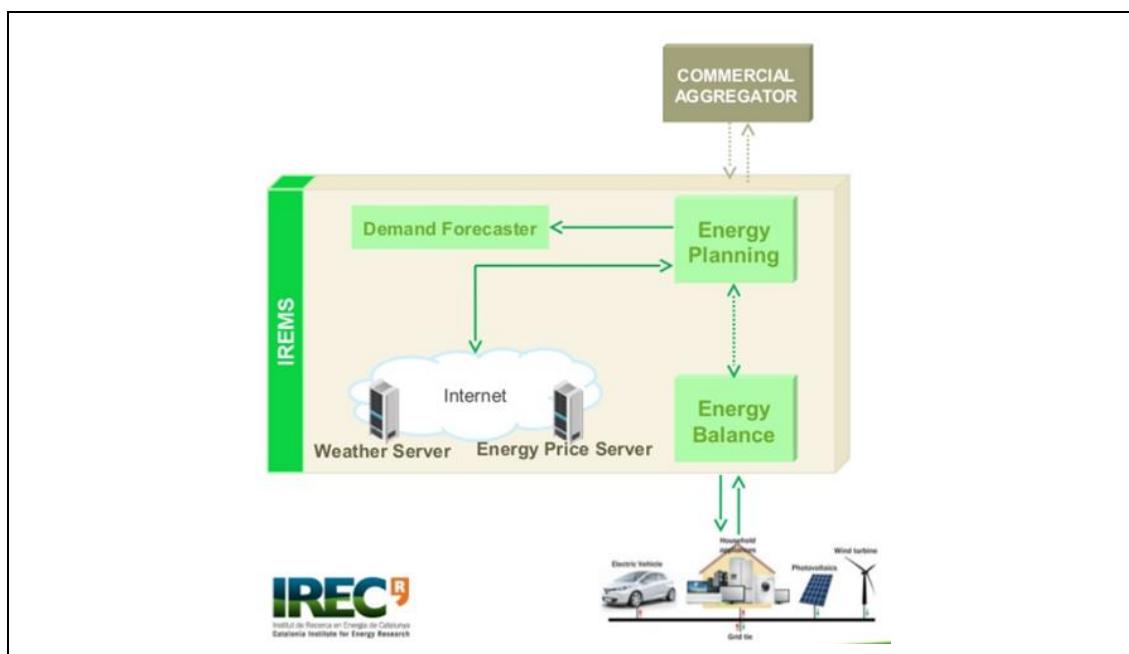
¹¹⁷ Institut de Recerca en Energia de Catalunya en catalán.

¹¹⁸ Se entiende por *kit* el compuesto por panel fotovoltaico, batería de ion-litio y un sistema de gestión; según Igualada y Corchero (2017) este último requiere una optimización que permita el aprovechamiento pleno de las funcionalidades del *kit* en un entorno de red inteligente.

El EMS¹¹⁹ del IREC consiste principalmente en establecer una lógica de control basada en horizontes temporales amplios de manera que se puedan tomar decisiones sobre el presente, pero considerando el pronóstico sobre los estados futuros del conjunto de la instalación. El valor aportado reside en sustituir las lógicas basadas únicamente en decisiones instantáneas.

De esta forma se crean y resuelven problemas de asignación de unidades cada quince minutos en un módulo de optimización del mismo EMS que, una vez ha resuelto el problema, envía las decisiones optimizadas a un módulo de gestión en tiempo real que actúa sobre los elementos controlables del sistema y asegura el balance de potencia del sistema cada cinco segundos, dentro de un horizonte de 24 horas (Igualada y Corchero, 2017).

Gráfico 58. Esquema de EMS aplicado a una instalación de autoconsumo



Fuente: Sanmarti (2016).

Este EMS también incorpora un módulo de aprendizaje o *machine learning* para mejorar las predicciones y actúa como puerta de comunicación entre el sistema gestionado¹²⁰ y los agentes externos como el agregador comercial (Sanmarti, 2016), como muestra el Gráfico 58.

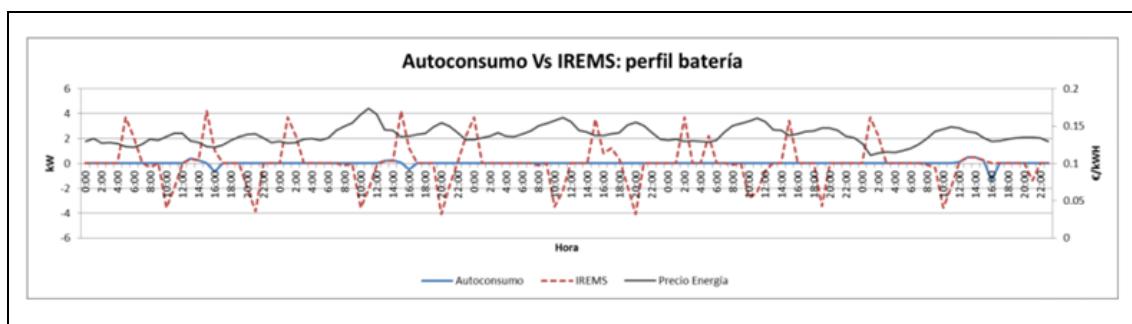
¹¹⁹ Este desarrollo concreto de un EMS es identificado como IREMS por el IREC (Sanmarti, 2016).

¹²⁰ Entendiéndose este como microrred.

Igualada y Corchero (2017) estudian la aplicación de este EMS del IREC en el contexto de una instalación de autoconsumo en una comunidad de vecinos de Barcelona, usando datos reales de la misma en el año 2015. Durante cinco días consecutivos se compararon los resultados de decisiones de autoconsumo no gestionado frente a la optimización del mismo mediante el EMS.

Como se muestra el Gráfico 59, cuando el precio de la energía (línea negra) está más bajo, el uso del EMS (línea roja) lleva a activar la carga de la batería. Por otro lado, coincidiendo con precios más elevados, se procede a la descarga de la energía almacenada con el objetivo de cubrir el consumo requerido.

Gráfico 59. Comparación de perfiles de uso de batería entre autoconsumo no gestionado y el optimizado a través del EMS

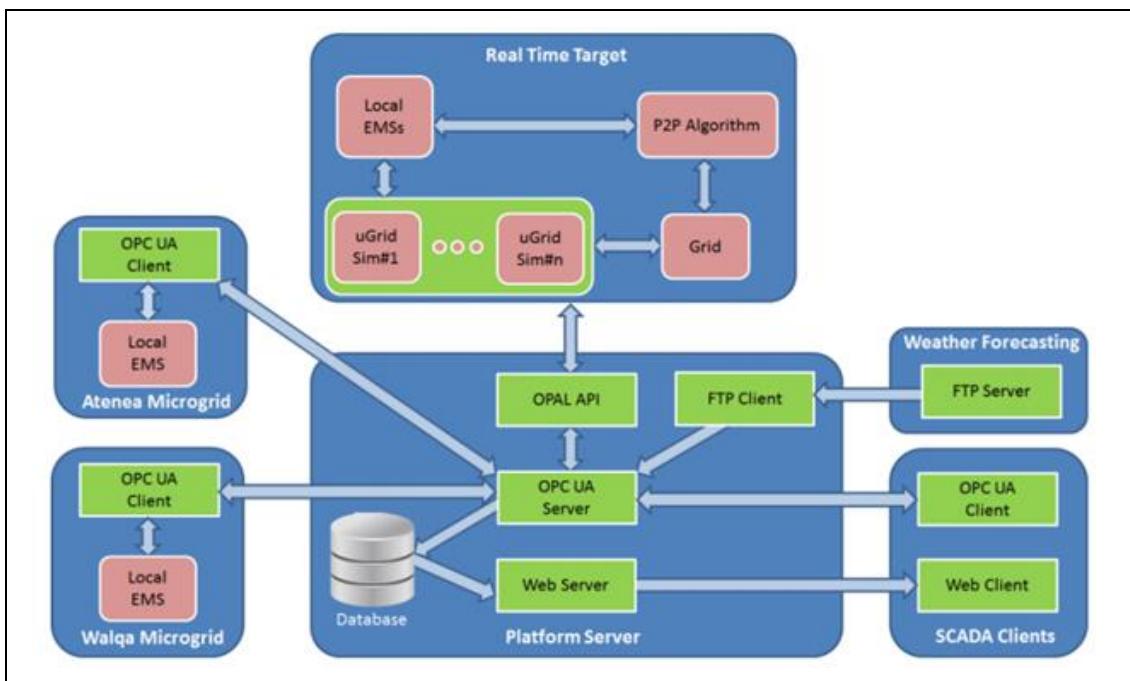


Fuente: Igualada y Corchero (2017).

Sin embargo, bajo una configuración de autoconsumo no gestionado (línea azul), la descarga de la batería para cubrir costes se produce en tres ocasiones y sin alinearse con los momentos más rentables desde el punto de vista de los precios de la energía. Esto lleva a ahorros al usuario entre el 3,41% y el 6,13% en este caso, aunque como contrapartida aumenta el número de ciclos de carga y descarga de la batería.

Puede verse otro ejemplo de EMS aplicados en casos reales en dos CC.AA. de España descritos en Kalms et al. (2017): una microrred en Sangüesa (Navarra) llamada ATENEA y otra en el Parque Tecnológico Walqa (Huesca, Aragón). Valiéndose de un servidor SCADA, se crea una plataforma entre las dos microrredes reales que, a su vez, se comunica en tiempo real con otra plataforma en la que se alojan varias microrredes simuladas. Cada uno de estos conjuntos está equipado con su EMS correspondiente. A través de estas plataformas, los EMS se comunican con un algoritmo P2P, de manera que, tomando los datos de curvas de coste, previsión de recursos y disponibilidad de generación y demanda, se calculan los flujos de potencia necesarios en cada ejecución de la plataforma (Gráfico 60).

Gráfico 60. Arquitectura de la plataforma desarrollada entre microrredes donde se encuentran comunicados los EMS de cada una



Fuente: Kalms et al. (2017).

Estos casos reales de aplicación del EMS muestran que la incorporación de distintos sistemas de comunicación, con tecnologías variadas, ayuda a la utilización colaborativa de los recursos distribuidos, que en la práctica alcanzan una integración efectiva.

Es decir, los sistemas locales de energía donde operan los EMS complementan y mejoran las funcionalidades que realizan otros bloques de elementos, pero su correcta implementación descansa sobre el efectivo desarrollo del resto de la red inteligente. Esto guarda relación con la distinción entre prioridades y fases en la construcción de una red inteligente tipo que se verá en el capítulo siguiente de este documento.

3.4.8. Interrelación/interoperaabilidad entre componentes de los cinco grupos

Hasta ahora, se han descrito cinco grandes bloques de elementos, tratados por separado y, en cierta manera, como si los elementos que los integran formasen grupos estancos, a pesar de que se adivinan las interacciones entre todos ellos y que conforman en conjunto la red inteligente.

Resulta importante entender que las fronteras entre estos bloques se difuminan una vez se estudia la interoperabilidad entre todos los componentes de los mismos,

formando una red de flujo de energía, y sobre todo de información, que puede resultar compleja.

En definitiva, los elementos que conforman cada bloque deben ser capaces de integrarse entre sí y operar de forma paralela, cada uno en su campo de actuación, para ser capaces de lograr la red inteligente funcional.

Como se analizó en secciones precedentes, la interoperabilidad entre todos estos sistemas y elementos se ha considerado como uno de los factores críticos para el éxito de las tecnologías de red inteligente desde que se sentaran las bases de las mismas.

El paso dado por EPRI (2009), tras el encargo por parte del NIST, implicó un primer impulso para que este último desarrollase su propia hoja de ruta en este ámbito (EPRI, 2011). En la elaboración de dicho marco de interoperabilidad, NIST (2012) identifica ocho áreas prioritarias que deben estandarizarse.

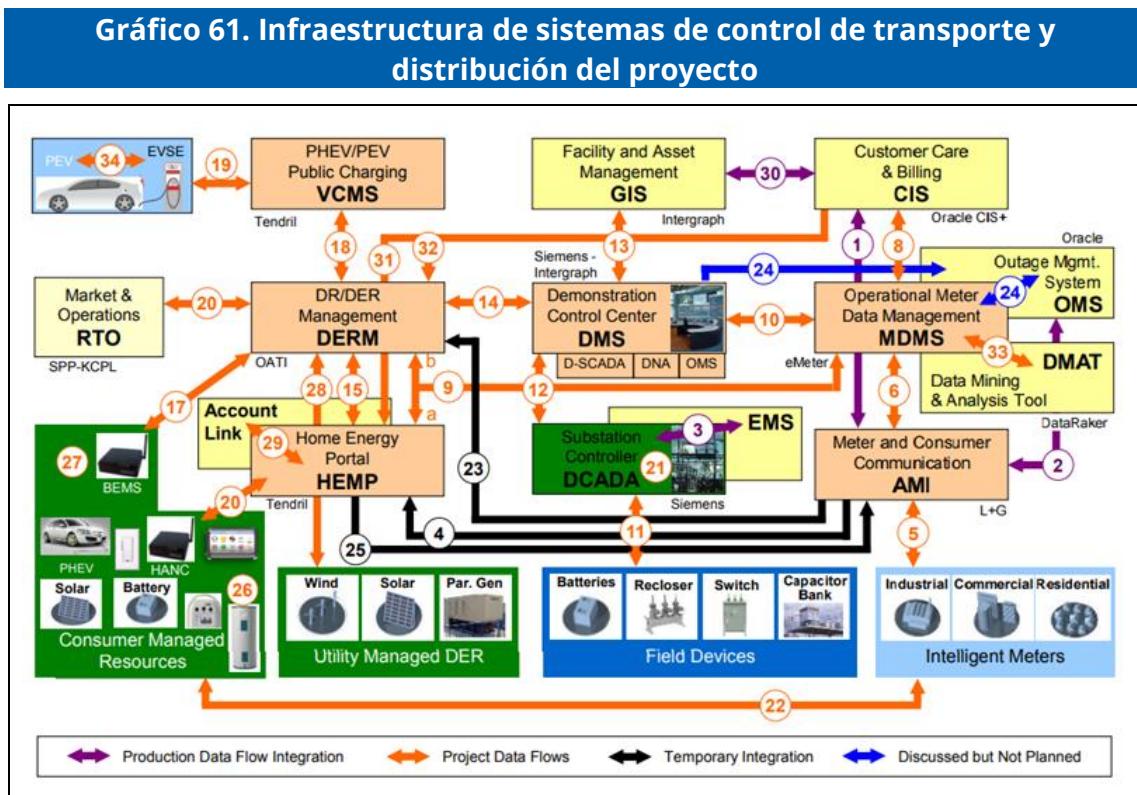
La interrelación entre todos estos elementos puede estudiarse en un caso real desarrollado en la ciudad estadounidense de Kansas. Se trata de un proyecto de demostración de red inteligente llamado Zona de Impacto Verde (*Green Impact Zone SmartGrid Demonstration Project*, en inglés), impulsado por el DOE con carácter cooperativo y que ha llevado una inversión de 58 millones de dólares. La cooperación público-privada ha sido considerada clave para dicho proyecto, con la participación de diferentes agentes, incluido EPRI.

El objetivo de la Zona de Impacto Verde es el desarrollo de una red inteligente integral; es decir, totalmente desarrollada desde la generación al consumo final, en un área urbana de aproximadamente 13 km² y con una cobertura de 14.000 clientes residenciales y comerciales. Uno de los objetivos prioritarios de este proyecto es demostrar la viabilidad de combinar e integrar las distintas tecnologías asociadas a la red inteligente.

El Gráfico 61 presenta la infraestructura piloto del proyecto, como si se tratase del “ecosistema” de la red inteligente (KCP&L, 2011). Esta infraestructura incluye un sistema de control de la distribución formado por cinco componentes principales. Aunque la infraestructura de control es un sistema autónomo propio del proyecto, está integrado con las operaciones diarias convencionales de la red en el área de estudio.

Los cinco elementos principales de esta infraestructura se apoyan sobre otra serie de elementos ya existentes pero que son propios de las redes inteligentes. Se dan cuatro puntos de integración con dichos elementos anteriores. La interrelación

entre estos elementos principales y los elementos ya existentes dan lugar a un total 33 flujos de información potenciales (Gráfico 61).



Fuente: KCP&L (2015).

Por un lado, sistema DMS interactúa directamente con el sistema GIS y el SCADA propio de la distribución (DCADA) y, a la vez, establece flujos de información con la gestión de recursos distribuidos (*distributed energy resources management*, DERM) y el MDMS.

Otro flujo de información relevante es el que se establece entre el DMS y el DCADA. Aquí entran en juego las funciones de control de la infraestructura inteligente de transformación, por lo que es en esta combinación donde se vuelve posible la integración de los diversos recursos distribuidos y la automatización de dispositivos de campo como reconectores, bancos de condensadores, interruptores, etc. El DCADA también establece la integración con uno de los sistemas existentes: el EMS.

Por su parte, la AMI recibe y emite flujos de datos respecto a los contadores inteligentes y luego al MDMS, como se comentó en su descripción. También se dan aquí las otras integraciones con sistemas existentes como el OMS, de forma directa, o el GIS, de forma indirecta.

Un ejemplo de sistema de red inteligente integrada en un entorno urbano en Europa es el concepto de “enclave urbano inteligente”¹²¹ de Aspern Seestadt Wien, un proyecto piloto en el 22º distrito de Viena¹²² (Austria). Al igual que el proyecto de Kansas, el proyecto de Viena cubre una extensión determinada (aunque mucho más reducida en este caso: 2,4 km²), dando cobertura a 8.500 viviendas y a un total de 20.000 consumidores (ASCR, 2018). El proyecto tiene un enfoque integrador, de manera que puedan evaluarse las relaciones complejas entre los distintos elementos (Smart City Wien, 2018).

El consorcio empresarial que lo desarrolla, ASCR¹²³, pretende que el papel que juegue la red inteligente en este proyecto es el de plataforma entre edificios para la comunicación y distribución de la energía, consumida, almacenada o producida en función de las previsiones sobre la evolución de las distintas variables consideradas.

La infraestructura básica implementada por ASCR para los ensayos está compuesta por 12 subestaciones secundarias y 24 transformadores, con una red de sensores que van desde las subestaciones a las líneas de suministro, junto con el despliegue de contadores inteligentes. A esto han de añadirse cinco sistemas de almacenamiento en las subestaciones. Así, la red inteligente permite que todos estos elementos se comuniquen entre sí para la optimización de la gestión del conjunto.

3.5. Experiencias de desarrollos de redes inteligentes en la CAPV

3.5.1. El proyecto Bidelek Sareak

En el caso concreto de la CAPV, existe experiencia en el campo de las redes inteligentes gracias a proyectos de I+D+i ejecutados en los últimos años a través de iniciativas público-privadas y a una relevante presencia de la industria vasca a lo largo de la cadena de valor asociada a las redes energéticas.¹²⁴

¹²¹ El conjunto del proyecto está en la línea de “ciudad inteligente” (*smart city*, en inglés).

¹²² 14 kilómetros de distancia respecto a la ciudad.

¹²³ *Aspern Smart City Research*, en inglés.

¹²⁴ Ver más información sobre el posicionamiento de la industria vasca en la cadena de valor de las redes energéticas en Clúster de Energía (2018a), “Smart Grids Basque Country”. Las empresas vascas dedicadas a las redes inteligentes (incluida Iberdrola) facturan un total de más de 15.000 M€ y emplean a unas 20.000 personas. La tecnología desarrollada en el ámbito de redes eléctricas se exporta a países

Una de las principales iniciativas de desarrollo de redes inteligentes tuvo lugar entre los años 2011 y 2016. El proyecto denominado Bidelek Sareak, impulsado por el Gobierno Vasco (a través del Ente Vasco de la Energía) e Iberdrola Distribución, consistía en desplegar elementos de red inteligente de distribución de electricidad dentro del territorio autonómico, con alcance tanto a zonas urbanas como rurales.

El objetivo de Bidelek Sareak era iniciar un proceso de modernización de la red de distribución de electricidad,¹²⁵ a través de la digitalización de equipamientos y la automatización de procesos, para incrementar la eficiencia en la operación de la misma y la capacidad de detectar, aislar y resolver problemas relacionados con la fiabilidad y la calidad del suministro de energía.

Un objetivo estratégico adicional del proyecto era contribuir a que la industria eléctrica vasca consolidara su posicionamiento en el sector de los suministros y componentes eléctricos, dando un salto tecnológico e impulsando el entramado empresarial en este campo (como ya tratase la Zona de Impacto Verde de Kansas antes vista).

Dos características conductoras del proyecto han sido situar el foco en las redes de distribución de energía eléctrica y la intención de sentar un precedente con aplicación más allá de la CAPV (Bidelek Sareak, 2018). Además, se buscaba avanzar en el conocimiento práctico sobre cómo integrar de manera eficiente en las redes de distribución las energías renovables, la cogeneración y el vehículo eléctrico.

La Tabla 17 resume el alcance de las principales actuaciones previstas en el proyecto Bidelek Sareak, que supuso una inversión total de más de 60 M€.

El proyecto Bidelek Sareak ha fomentado la innovación en equipamientos y procesos en áreas como las siguientes (Bidelek Sareak, 2017):

1. equipamientos electrónicos y sensores en la red de media tensión;
2. captura de información orientada a la detección de incidentes y la toma de decisiones operativas

como Francia, Holanda, México, Emiratos Árabes y se suministra a otras empresas eléctricas que operan en España.

¹²⁵ El proyecto toma como punto de partida las infraestructuras actuales, considerándose la digitalización y automatización de procesos una evolución del sistema de distribución actual, más que una ruptura tecnológica. De acuerdo con EVE e Iberdrola Distribución, ver Bidelek Sareak (2017), “...[La red eléctrica inteligente es la evolución tecnológica del actual sistema de distribución de energía eléctrica. Combina las instalaciones tradicionales con moderna tecnología digital [sistemas de información y telecomunicaciones] que permite monitorizarla y controlarla de forma exhaustiva...].”

3. automatización de sistemas para restaurar el suministro en caso de fallos y reconfigurar las redes;
4. comunicaciones a través de cables eléctricos (PLC) y fibra óptica;
5. desarrollo de un despacho de gestión de la baja tensión, utilizando información sobre las líneas de alimentación; o
6. aplicaciones web para fomentar la eficiencia en el consumo.

Tabla 17. Actuaciones desarrolladas en el proyecto Bidelek Sareak

Actuación	Descripción
Contadores inteligentes	Sustitución de contadores tradicionales por contadores inteligentes, con capacidad de telegestión y lectura remota.
Centros de transformación inteligentes	Configuración de todos los centros de transformación en áreas urbanas con servicios de telegestión, supervisión y automatización.
Subestaciones de última generación y automatización de procesos	En el área rural, implantación de una subestación eléctrica modular y compacta en los municipios de Aulesti y Lekeitio-Gardata y de nuevas funciones de subestación y red inteligente en Ondarroa.
Integración de generación distribuida	Integración en la red plantas de cogeneración en media tensión y plantas de generación en baja tensión.
Nuevas herramientas de gestión del sistema de distribución	Aplicaciones para la gestión de información y la reconfiguración automática de la red.
Desarrollo y puesta en marcha de nuevos servicios	Desarrollo de herramientas de información que faciliten una mejor gestión del consumo de los usuarios. El portal de Bidelek Sareak, p. ej., ofrece a los usuarios información sobre sus perfiles de consumo de energía y sobre las posibilidades de optimizarlo.

Fuente: Elaborado a partir de Bidelek Sareak (2018).

El despliegue de redes inteligentes dentro del proyecto Bidelek Sareak tuvo lugar en tres fases (Bidelek Sareak, 2017). La primera fase se centró en la digitalización (cambio de contadores, actualización de centros de transformación e integración de interruptores) de las redes de 13 kV y 30kV en las áreas urbanas de Bilbao y Portugalete, en Bizkaia. En el ámbito rural, se instalaron dos subestaciones “inteligentes” en la comarca de Lea-Artibai y en Lekeitio (Bizkaia) y se actualizó la subestación ya existente en Ondarroa (Bizkaia).

Tabla 18. Actuaciones desarrolladas en el proyecto Bidelek Sareak

Territorio	Tecnologías		
	Contadores inteligentes	Centros de transformación	Órganos de corte en red
Bizkaia	327.438	1.834	72
Gipuzkoa	79.741	472	60
Total	407.179	2.306	132

Fuente: Bidelek Sareak (2017).

En septiembre de 2013 se extendió el alcance del proyecto en Bizkaia, hasta alcanzar 13 municipios e incluyendo más de 250.000 nuevos contadores inteligentes y casi 1.300 centros de transformación. En septiembre de 2014 se inició el despliegue de elementos inteligentes en la red de distribución de Gipuzkoa, abarcando 9 municipios y con el resultado de 80.000 nuevos contadores y 500 centros de transformación. La Tabla 18 resume todas las actuaciones realizadas en el ámbito del proyecto Bidelek Sareak.

3.5.2. El proyecto Bidelek 4.0

En febrero de 2018, la empresa Iberdrola, junto con el Ente Vasco de la Energía (EVE) y la Diputación Foral de Bizkaia firmaron un protocolo de colaboración para seguir impulsando la transformación digital de la red de distribución eléctrica del País Vasco a través del proyecto “Bidelek 4.0-Digitalización de la red eléctrica”, con una inversión esperada de unos 31 millones de euros en el trienio 2018-2020.

El proyecto Bidelek 4.0 recoge el testigo del proyecto Bidelek Sareak y se desarrollará bajo una forma de financiación público-privada y será ejecutado por una empresa participada por Iberdrola y el Ente Vasco de la Energía. La participación del Gobierno Vasco, a través del Ente Vasco de la Energía, en el proyecto Bidelek 4.0 forma parte de las líneas de acción para fomentar el desarrollo de las redes energéticas del futuro incluidas en el Plan de Industrialización y en la Estrategia Energética 3E2030 del País Vasco.

Esta iniciativa entra dentro de la “Iniciativa Estratégica de Smart Grids – Plataforma integral para la transformación digital de la oferta de productos y servicios en Smart Grids”, parte de EnergiBasque (Estrategia de Desarrollo Tecnológico e Industrial en Energía de Euskadi). En la definición del alcance técnico y económico de dicha iniciativa estratégica participaron, junto con Iberdrola, más de 20 empresas que

operan dentro de la cadena de valor de las redes eléctricas, bajo la coordinación del Clúster de Energía.¹²⁶

Algunos de los objetivos estratégicos del proyecto Bidelek 4.0 son los siguientes:¹²⁷

1. Facilitar, a través de un mayor nivel de digitalización, la penetración e integración eficiente en la red de distintos recursos energéticos distribuidos, incluyendo generación distribuida.
2. Desarrollar e implementar nuevas soluciones tecnológicas que incrementen la calidad del servicio y faciliten la prestación de servicios de valor añadido a los consumidores.
3. Servir como campo de pruebas de algunas de las funciones que los actuales distribuidores de electricidad asumirán en el futuro como Operadores de Sistemas de Distribución.
4. Contribuir a mantener la posición de liderazgo tecnológico de la industria vasca de bienes de equipo en el sector de la energía.

3.5.3. El proyecto SecureGrid

El proyecto SecureGrid nace como un consorcio de empresas vascas (Gráfico 62), coordinado por el Clúster de Energía, con el objetivo de desarrollar conocimiento y soluciones para mitigar los riesgos de ciberseguridad derivados de las vulnerabilidades de las redes de comunicaciones y de los sistemas de información en el contexto de las redes inteligentes de distribución de energía eléctrica.

En concreto, uno de los principales objetivos del proyecto es generar conocimiento en el campo de la ciberseguridad en torno a dispositivos electrónicos inteligentes (*intelligent electronic devices, IEDs*)¹²⁸ y subestaciones eléctricas.

Entre otros objetivos de este proyecto se incluyen los siguientes: (a) categorizar y modelizar la información que se intercambia en el ámbito de las subestaciones, analizando la criticidad de la misma; (b) definir los niveles de seguridad a los que puede llegar un IED en áreas como el control de accesos, la disponibilidad, la

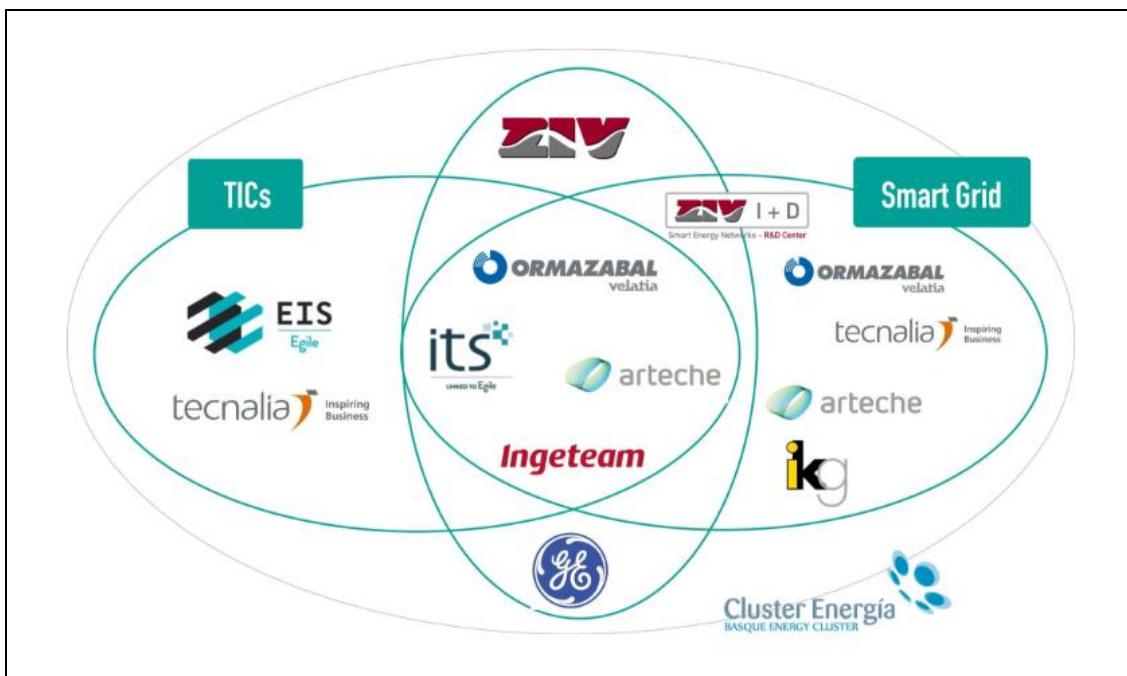
¹²⁶ Fuente: Clúster de Energía.

¹²⁷ Fuente: www.iberdrola.com.

¹²⁸ Entre los IEDs se incluyen, en este contexto, equipos electrónicos instalados en instalaciones eléctricas con el objetivo de monitorizar, controlar y proteger equipamientos como los interruptores, transformadores o bancos de condensadores dotados con capacidad de comunicación. Entre los IEDs se incluyen, por ejemplo, los relés de protección, control y medida y otros dispositivos (Angulo y López, 2017).

integridad, la confidencialidad, etc.; (c) desarrollar técnicas de análisis de datos que permitan detectar ataques, sobre todo los coordinados; (d) definir una arquitectura de referencia para la seguridad en una subestación; (e) definir y desarrollar un sistema centralizado de gestión de la seguridad en subestaciones; (f) investigar las capacidades de seguridad en un conjunto de IEDs; y (g) construir un entorno de pruebas (en el Parque Científico y Tecnológico de Bizkaia) que permita reproducir ataques, recoger datos y analizar riesgos.

Gráfico 62. Empresas participantes en el proyecto SecureGrid



Fuente: Clúster de Energía (2018b).

El proyecto SecureGrid se puso en marcha en junio de 2016 y se está desarrollando en tres fases (Angulo y López, 2017): (1) en una primera, hasta marzo de 2017, se definió el modelo de seguridad SecureGrid y se estableció una arquitectura de referencia para proteger las subestaciones; (2) en una segunda, hasta diciembre de 2017, se desarrollaron las funcionalidades básicas de seguridad en los IEDs y se desarrolló una versión inicial del sistema de detección de ataques; y (3) en la tercera fase, con finalización en el último trimestre de 2018, se completaron las funcionalidades de seguridad de los IEDs y la versión avanzada del sistema de detección de ciberataques.

3.5.4. El proyecto InGRID

InGRID es el nombre de una infraestructura dedicada al ensayo y la investigación de productos innovadores para redes inteligentes. Situada en el Parque Tecnológico de Zamudio (Bizkaia), está formada por una serie de laboratorios orientados a toda la cadena de la red eléctrica e impulsados por Tecnalia dentro de una alianza entre empresas vascas¹²⁹ de equipos eléctricos. Entre los diversos laboratorios con los que cuenta, se puede hablar del mayor laboratorio de potencia independiente en España y Portugal, con conexión a la red de transporte a 220 kV y capacidades de cortocircuito de 150 kA (Bonilla, 2015). El conjunto de laboratorios, según su dedicación, aparece descrito en la Tabla 19.

Tabla 19. Laboratorios incluidos en la infraestructura de InGRID

Actuación	Descripción
Laboratorios de potencia	Además de las mencionadas conexión a la red de transporte y capacidades de cortocircuito, incorpora bancos de ensayo, en media tensión (72,5 kV) y alta tensión (362 kV), así como ensayos de baja tensión y de tipo climático y mecánico. El conjunto está orientado a la mejora y automatización de la operación, mantenimiento, calidad y seguridad del suministro.
Laboratorio de electrónica de potencia y conversión de energía	Busca la integración y el aumento de la eficiencia de las principales aplicaciones y sistemas energéticos ¹³⁰ , disponiendo para ello de un convertidor <i>back to back</i> con topología NPC multinivel. Incluye certificación de inversores de pequeña y gran potencia.
Plataforma microrred y de generación distribuida	Enfoque en arquitecturas avanzadas y sistemas de gestión de la energía para la integración de generación distribuida y recursos distribuidos. Orientado a la gestión de la demanda, AMI, uso final optimizado de la energía, patrones de consumo, flexibilidad de la demanda y modelos y análisis económicos que contemplan en conjunto la cadena de valor, ciberseguridad y privacidad de datos.
Laboratorio de compatibilidad electromagnética	Ensayos de inmunidad y productos eléctricos y electrónicos de baja tensión y de comunicaciones; se obtienen medidas de aceptación radioeléctrica de equipos de telecomunicaciones.

(cont.)

¹²⁹ Además de la propia Tecnalia, participan en el consorcio Ormazabal, Arteche y Alkargo.

¹³⁰ Estos pueden ser inversores fotovoltaicos, convertidores eólicos o filtros activos para redes inteligentes, además de almacenamiento de energía y vehículos eléctricos.

Tabla 19 (cont.). Laboratorios incluidos en la infraestructura de InGRID

Actuación	Descripción
Laboratorio de contadores inteligentes y laboratorio de comunicaciones	Dos laboratorios orientados a la certificación de contadores inteligentes y de concentradores de datos, incluyendo desarrollo de algoritmos y sistemas de comunicaciones para el análisis de <i>big data</i> . Atiende al concepto de flexibilización de la demanda a través de la participación del consumidor y la gestión de la demanda. Incluye también automatización y control de centros de transformación.
Laboratorio de sistemas eléctricos para la generación de energías renovables	Desarrollos y ensayos para la generación renovable a pequeña escala, con investigación en nuevas estrategias para el control de generadores, la mejora de algoritmos para el uso óptimo de la energía generada, superconductividad en máquinas eléctricas, convertidores de alta y baja tensión para fotovoltaica, nuevos algoritmos MPPT ¹³¹ y el desarrollo de interfaces para conexión a la red.
Laboratorios de almacenamiento de energía	Búsqueda de mejoras en coste y eficiencia del almacenamiento de energía para todos los agentes de la cadena de valor. Para ello se desarrollan materiales, módulos (de tipo eléctrico, térmico y mecánico), sistemas que incluyen gestión de baterías (BMS), electrónica de control y potencia y análisis económicos.
Centro de interoperabilidad para vehículo eléctrico	Enfoque orientado a la integración de la recarga del vehículo eléctrico en un conjunto necesariamente formado por la combinación de sistema energético complejo, comunicaciones e información.
Laboratorio móvil de ensayos de campo	Orientado a ensayos <i>in situ</i> y con una trayectoria de veinte años. Ha permitido, por un lado, el diagnóstico y mantenimiento predictivo de activos en más de 70 centrales eléctricas o plantas industriales. Por otro lado, dispone de un sistema resonante de frecuencia variable para cables de alta tensión incluyendo tendidos submarinos.

Fuente: elaboración propia a partir de Bonilla (2015).

3.5.5. El proyecto UpGrid

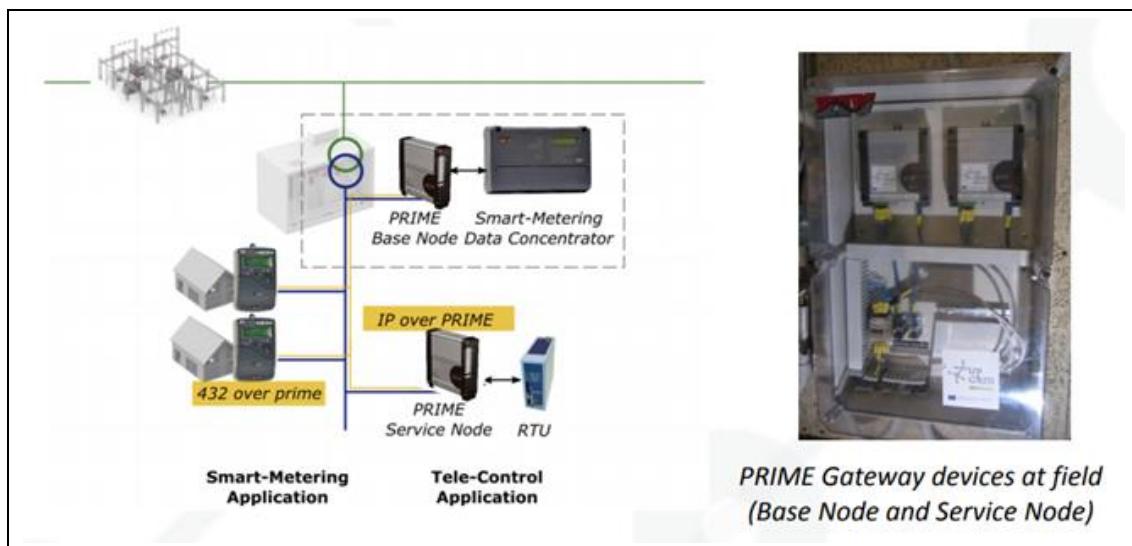
Tras la experiencia del proyecto Bidelek Sareak, se han aprovechado parcialmente los desarrollos y despliegues del mismo para apoyar con un demostrador en la CAPV un proyecto de dimensión europea. Este se denomina UpGrid y se trata de uno de los proyectos de innovación financiados en el programa HORIZON2020 de la Unión Europea.

Este proyecto tiene escala continental, al contar con 19 socios de 7 países europeos, aunque gracias al hecho de que parte del Bidelek Sareak (uno de sus principales

¹³¹ MPPT es el acrónimo de “seguimiento del pico de potencia máximo” (*maximum power point tracker*, en inglés).

ejes) está situado en la CAPV uno de los cuatro desarrollos de demostración del conjunto del proyectos se ubica en Bilbao¹³² (Gráfico 63), con un alcance aproximado de 2.150 centros de transformación y 400.000 consumidores. El proyecto está liderado por el gestor de la red de distribución¹³³ de la CAPV (Iberdrola) e incluye empresas y entidades de la región¹³⁴.

Gráfico 63. Detalle de los dispositivos PRIME del proyecto UpGRID



Fuente: UpGRID (2018).

El proyecto en Bilbao incorpora herramientas para la operación y el mantenimiento de la red de baja tensión, desde un sistema de gestión de la red (compuesto por un centro de control y un equipo de campo), hasta multiservicios de medición y control con subredes PRIME gestionables, incluyendo análisis de eventos de contadores inteligentes.

¹³² Los demás se hallan en Lisboa, Åmål (Suecia) y Gdynia (Polonia).

¹³³ Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.

¹³⁴ Por ejemplo, ZIV, Tecnalia, el EVE y GE.

4. INVERSIONES NECESARIAS PARA DESARROLLAR REDES INTELIGENTES DE ELECTRICIDAD EN LA CAPV

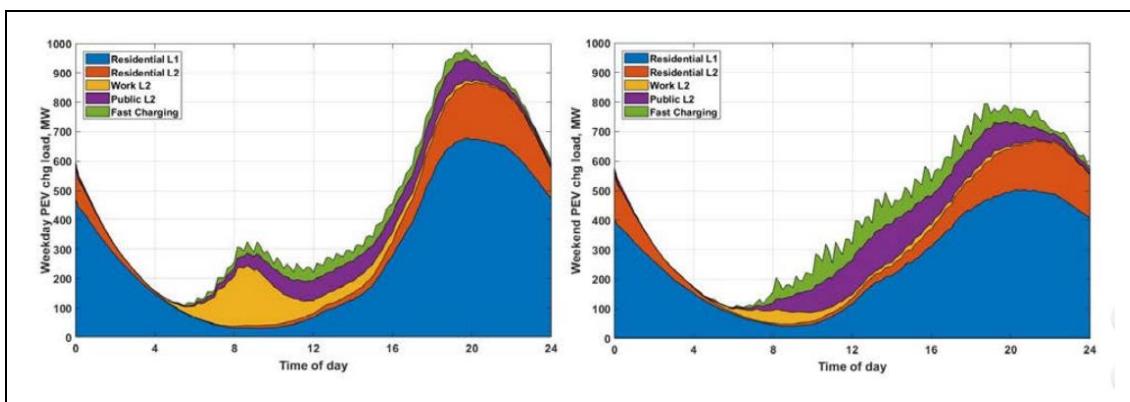
4.1. Introducción

La transformación de las redes eléctricas actuales en redes inteligentes requerirá un significativo volumen de inversiones en nuevos equipamientos eléctricos y en nuevos sistemas de comunicación y control de las redes, descritos todos ellos en el capítulo anterior.

Como se ha mencionado, entre los principales drivers de los requerimientos de nuevas infraestructuras se encuentran los siguientes, entre otros: (1) nivel de penetración de energías renovables, generación distribuida y tecnologías y dispositivos de almacenamiento, (2) nivel y variabilidad de la carga en las redes de distribución en un entorno de elevada penetración del VE, (3) desarrollo de nuevos usos de la electricidad (vehículos eléctricos, bombas de calor para producción de ACS, baterías en edificios, etc.) y demanda de nuevos servicios por parte de los consumidores.

El Gráfico 64 muestra, por ejemplo, cómo se espera que varíe la curva de carga de energía eléctrica en California con la entrada de vehículos eléctricos en el horizonte 2025.

Gráfico 64. Nivel y variabilidad estimados de la demanda de electricidad asociada a la recarga de vehículos eléctricos en California en 2025



Fuente: California Energy Commission (2018).

El objetivo de este capítulo es intentar cuantificar los requerimientos de inversión en nuevas infraestructuras teniendo en cuenta las distintas fases de desarrollo de las redes inteligentes. Para ello, se toma como punto de partida el estudio realizado por EPRI (2011) y comentado en secciones precedentes.

En la Sección 4.2 se analiza en qué situación se encuentran en la actualidad las inversiones en redes inteligentes en todo el mundo.

La Sección 4.3 presenta un marco sencillo, basado en el trabajo realizado por EPRI (2011) para la estimación de las inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes, identificándose los principales inductores de costes y diseñándose fases para el desarrollo de las redes inteligentes.

Finalmente, se realizan estimaciones del valor de las inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes de distribución de energía eléctrica en la CAPV teniendo en cuenta las fases desarrolladas en dicha sección y otros factores, como (a) la configuración de los elementos de las redes inteligentes que utilizan en su estudio (i.e., ratios de número de elementos por consumidor); (b) los costes actualizados de los elementos (utilizando diversas fuentes y datos provenientes de empresas fabricantes y/o suministradoras de dichos elementos); y (c) la configuración actual de las redes en España (p. ej., número de contadores inteligentes ya instalados, puntos de recarga de vehículos eléctricos, etc.).

4.2. Panorama general de las inversiones en redes inteligentes en la actualidad

Como se ha visto, las redes inteligentes engloban la modernización de las redes eléctricas existente en su conjunto. Por ello, su implementación está estrechamente ligada a las inversiones que se produzcan en este sentido en el sector eléctrico. Para comprender las circunstancias actuales en cuanto a inversiones en redes eléctricas y en concreto en las inteligentes, puede verse lo siguiente.

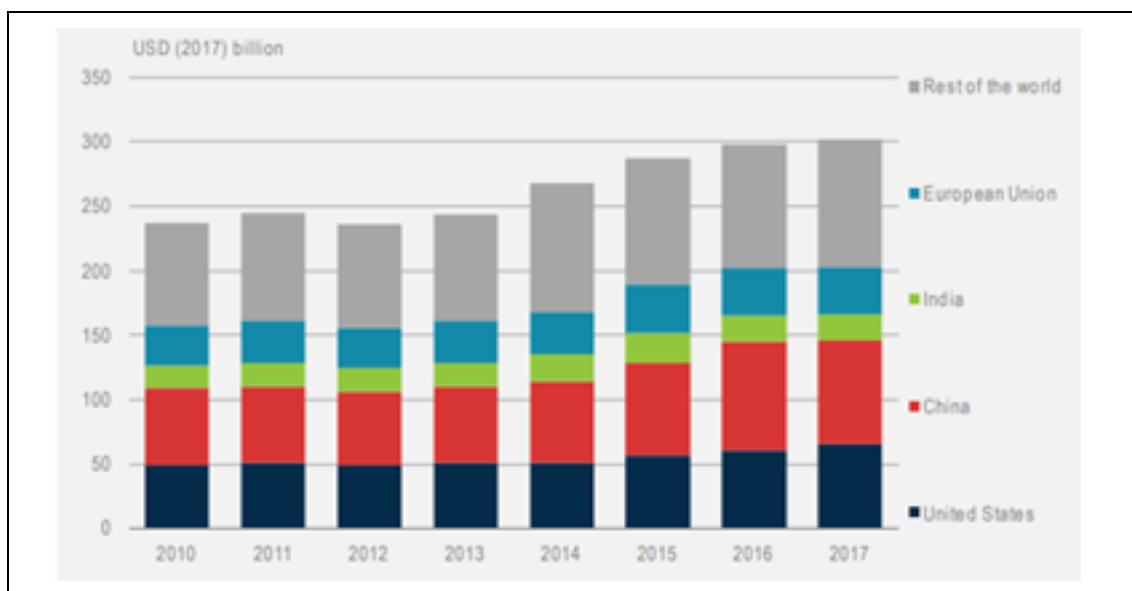
La Agencia Internacional de la Energía (IEA, en inglés), en su informe *World Energy Investment 2018* (IEA, 2018), recoge un panorama global de inversiones en redes de electricidad en el que éstas están experimentando un crecimiento para implementar tecnologías de cara a una mayor flexibilidad de los sistemas de energía y apoyar la integración de energías renovables y nuevas fuentes de demanda, aspectos que en general trata de cubrir la red inteligente.

En conjunto, el gasto de capital en redes de electricidad ha crecido de forma continuada durante los cinco últimos años alcanzando los 300.000 millones de

dólares (un 1% más que en 2016), siendo la inversión en tecnologías digitales uno de los principales componentes gracias a un marco de apoyo favorable tanto en Estados Unidos como en China, siendo las nuevas líneas de transporte en estos países las que experimentaron los mayores crecimientos en gasto en 2017.

En concreto, la distribución ha representado casi tres cuartas partes, aunque en este sector y en general se puede afirmar que se ha producido una ralentización de la inversión en los últimos años (Gráfico 65).

Gráfico 65. Inversión en redes de electricidad (transporte y distribución) por regiones del mundo



Fuente: IEA (2018).

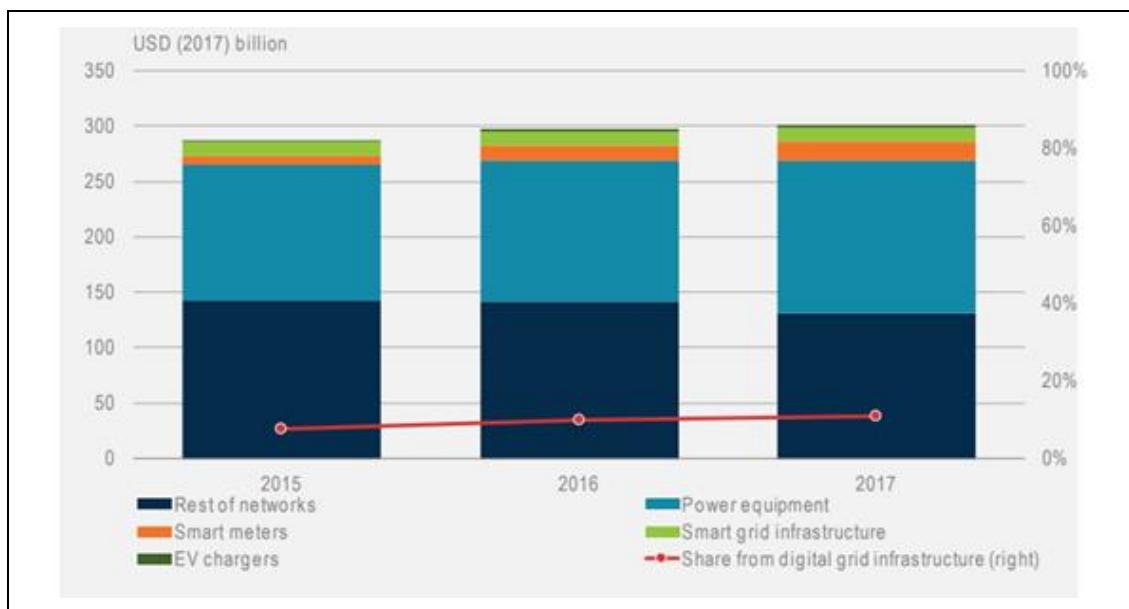
Dentro de este contexto, el gasto de las compañías eléctricas para modernizar el sistema eléctrico a través de las redes inteligentes¹³⁵ representa entre un 10 y un 11%, aunque el gasto en equipos convencionales (cables, transformadores, conmutadores y otros equipos de subestación) siguen suponiendo la mayor parte de las inversiones totales.

En particular, esta inversión en redes inteligentes, por su papel en la introducción de la generación distribuida, cobra importancia por el crecimiento de la inversión en este tipo de generación. De los 300.000 millones de inversión en redes alcanzados en 2017, 33.000 (el 11%) fueron a parar a estos recursos distribuidos,

¹³⁵ Para la IEA esta inversión incluye contadores inteligentes, equipos de distribución avanzada y recarga de vehículos eléctricos.

tras un crecimiento del 13% respecto a 2016. El reparto de inversiones en la red eléctrica en los últimos años puede verse en el Gráfico 66.

Gráfico 66. Reparto del gasto en equipos de redes de electricidad por tipo



Fuente: IEA (2018). Nota: no se incluyen las estaciones de recarga de vehículos eléctricos de dos o tres ruedas.

Otro indicador de las implicaciones económicas de las redes inteligentes puede ser el gasto en I+D de las compañías eléctricas, ya que el proceso de evolución de un concepto tan versátil como la red inteligente requerirá una I+D constante (EPRI, 2011).

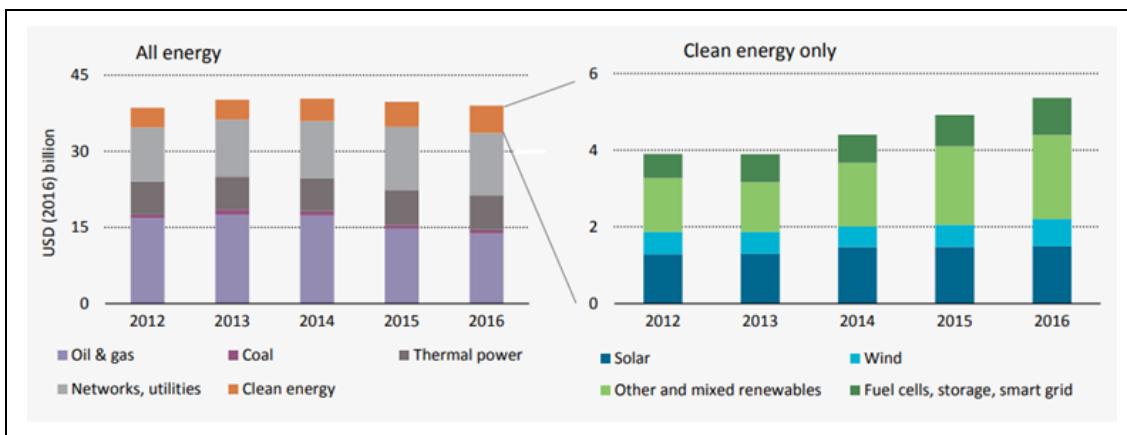
Según recoge la IEA (2017), si se atiende globalmente a las empresas de los grandes sectores tradicionales de energía, la inversión en I+D se ha estancado en los últimos años, con un descenso¹³⁶ incluso del 2% en 2015 y 2016¹³⁷ (Gráfico 67).

A pesar de ello, si se atiende a las empresas de energías limpias, grupo en el que en este caso la IEA incluye las renovables, el almacenamiento y las redes inteligentes, la tendencia es de crecimiento. Así, aunque es este tipo de compañías suponen aun una fracción minoritaria en cuanto a I+D, el peso de este tipo de compañías ha ido creciendo del 10% al 14%¹³⁸ en el periodo al que hace referencia el gráfico.

¹³⁶ Puede ser atribuible a una caída en los beneficios del sector *oil & gas* más que una tendencia de la industria en general.

¹³⁷ Resultados iniciales según datos en 2017.

¹³⁸ Debido en gran parte al mencionado descenso en el sector *oil & gas*.

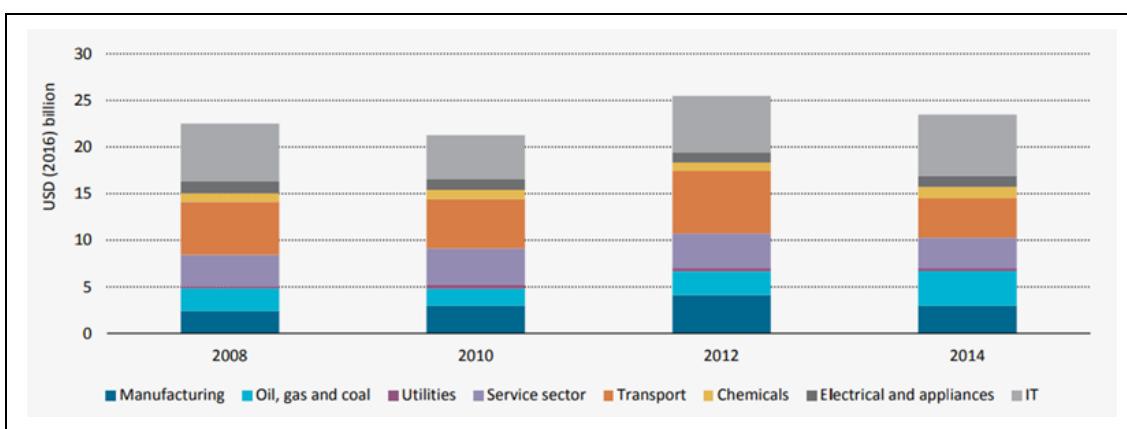
Gráfico 67. Gasto en I+D de las compañías por sectores energéticos

Fuente: IEA (2017).

Esto es relevante si se tiene en cuenta que las compañías de sectores tradicionales (*oil & gas* y eléctricas) dedican de media un 0,25% de su beneficio anual al I+D, mientras que dichas compañías dedicadas a energías limpias aportan el 2,5%, es decir, una proporción diez veces mayor.

En cualquier caso, el peso de estas inversiones puede estar infravalorado, ya que parte de las inversiones de estas tecnologías pueden estar recogidas en sectores tradicionales, siendo el caso de las redes inteligentes, donde como se ha visto sus inversiones van ligadas al sector de las redes eléctricas.

Por otra parte, no se incluyen en estas estimaciones la investigación en otros sectores distintos al energético, tales como tecnologías de la información, fabricación de bienes de equipo e iniciativas en eficiencia energética en general, lo cual apunta a un ecosistema de gasto en I+D amplio y variado y que está en aumento en torno a las redes inteligentes.

Gráfico 68. Gasto en I+D orientado a la energía por sector en Estados Unidos

Fuente: IEA (2017).

Por ejemplo, en Estados Unidos las estadísticas¹³⁹ sobre I+D en energía muestran que ésta se produce en una diversidad de compañías no necesariamente operan en los sectores tradicionales¹⁴⁰ de energía (Gráfico 68). EPRI (2011) muestra cómo esto ocurre a través de colaboraciones de la industria, como esfuerzos concertados para desarrollar el control avanzado en el transporte de electricidad o la implicación de la industria del automóvil en el desarrollo de estas tecnologías.

La IEA destaca que la I+D en estos sectores puede ser vulnerable si se trata de mercados con precios volátiles, mientras que otro factor de peso que puede limitar los avances técnicos en cuanto a costes, especialmente en el sector privado, es la fuente para financiar los programas de innovación. Por ello, las políticas públicas en este sentido pueden jugar un papel relevante a la hora de alinear los costes de financiación con objetivos a largo plazo.

Yendo más allá de las inversiones en I+D y atendiendo a los avances en los principales países, China ejerce el liderazgo en el campo de las redes inteligentes si se trata de capital invertido, con más de 3.000 millones de dólares dedicados en 2017 a automatización de las redes y sobre todo a un despliegue masivo de contadores inteligentes de más de 400 millones en todo el país. Sin embargo, si en lugar de atender la inversión por países se incluyen conjuntos como la Unión Europea, la inversión total de ésta en redes inteligentes supera a la de China al situarse en 10.000 millones de dólares (70% dedicado a contadores inteligentes).

Dentro de Europa destaca, siempre según la IEA (2018), el liderazgo actual de España en el despliegue de contadores inteligentes (penetración del 85% en 2017 y pretensión de completar la penetración hacia 2018). Otros países como Suecia e Italia están experimentando nuevos impulsos, mientras que otros como Francia y especialmente Reino Unido presentan más complicaciones en el despliegue nacional. Puede verse por tanto un panorama desigual en las inversiones de los países europeos.

Junto a China y Europa se sitúa Estados Unidos como el segundo inversor individual en redes inteligentes con aproximadamente 2.000 millones de dólares, dentro de la cual se incluye un despliegue de 75 millones de contadores inteligentes a fecha de finales de 2017 (de los cuales más de 12 fueron en California y 5 en Florida).

¹³⁹ Es reseñable que es obligatorio comunicar la información sobre el gasto en I+D relativo a tecnologías de la energía en Estados Unidos, a través del envío de datos desde las empresas a la *Business R&D Survey* de Estados Unidos.

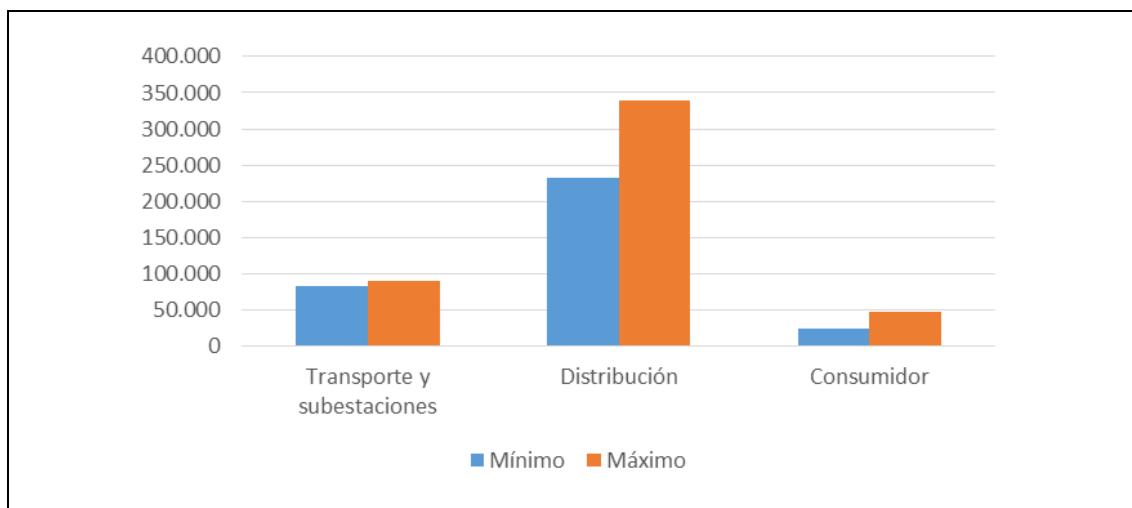
¹⁴⁰ Se refiere a sectores no involucrados directamente en la producción de energía como las TIC o los servicios. Pueden verse comentarios sobre flujos de inversión a nuevas compañías tecnológicas de energía en Bennett (2018).

4.3. Un marco sencillo para el análisis de inversiones necesarias para desarrollar redes inteligentes

Siguiendo con lo descrito en el capítulo anterior, EPRI (2011) realizó un análisis del coste estimado de actualizar las redes eléctricas en los EE.UU. para convertirlas en “inteligentes”, de acuerdo con el esquema de bloques de elementos antes visto.

Aunque para el instituto estadounidense la red inteligente también abarca toda la cadena de valor de la generación y el suministro eléctrico, el análisis realizado indica que la distribución es la parte que mayor coste puede suponer dentro de las inversiones necesarias para la transformación de las redes de los EE.UU. Dichas estimaciones supondrían entre unos 225.000 y unos 340.000 millones de dólares (Gráfico 69), dado que la mayoría de los clientes se conectan a la red de distribución.

Gráfico 69. Costes de una red inteligente plenamente funcional (M\$)



Fuente: reelaborado a partir de EPRI (2011).

Para poder realizar una estimación similar para un sistema de distribución concreto (como el de la CAPV), lo primero que se necesita es conocer qué influye en los costes, es decir, qué variables existen que, por tener más presencia en el sistema (clientes, líneas eléctricas, potencia instalada, etc.) van a determinar que los requerimientos de inversión sean mayores o menores. Estas variables, denominadas aquí inductores de costes, se describen en el apartado 4.3.1.

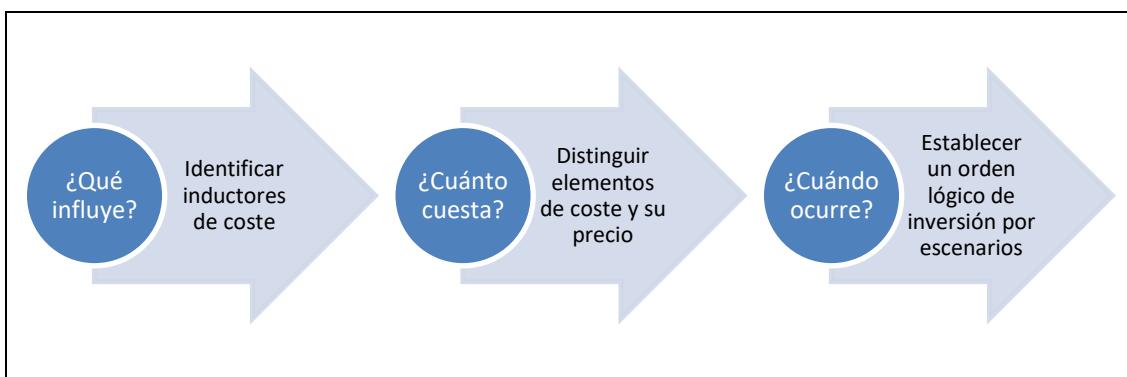
Una vez conocidos los inductores a los que hay que atender para calcular los costes, el siguiente paso consiste en relacionarlos con los elementos de la red en los cuales dichos inductores influyen y que darán lugar a inversiones. Asimismo, es fundamental poder situarlos dentro de la red según el bloque al que pertenecen,

entre los definidos en el capítulo anterior. Para ello se presenta una fotografía general de la distribución de estos elementos, y su relación con los inductores y bloques, en el apartado 4.3.2.

Sin embargo, tanto esa fotografía de los elementos de coste como la de la red eléctrica inteligente general del capítulo anterior son estados finales de la red, resultado de una evolución progresiva, ya que la construcción de la red inteligente tendrá lugar por fases. Las fases de desarrollo de la red y su descripción se exponen en el apartado 4.3.3, donde se explica cómo la red inteligente va “creciendo” a medida que van surgiendo las necesidades de inversión. Un supuesto implícito importante del ejercicio realizado es que se asume que el crecimiento gradual que se plantea de la red inteligente permitirá mantener relativamente estables los niveles de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

En definitiva, en los siguientes apartados se hace una descripción de inductores, elementos de coste y fases de cara a entender cómo se pueden estimar las inversiones necesarias para implantar una red inteligente plenamente funcional y que permita garantizar un suministro eléctrico con los niveles de calidad y seguridad que se observan en la actualidad. Este proceso se resume en la siguiente figura antes de entrar en detalle.

Gráfico 70. Esquema del proceso para estimar costes de la red inteligente



Fuente: elaboración propia.

Para calcular el coste de inversión en cada elemento (C) hay que tener en cuenta tres factores: el valor del inductor de coste correspondiente (I); el precio individual de cada elemento de coste (P); y, en su caso, ordenar las inversiones por fases (cada inversión tiene su lugar en el tiempo).

Existe además una tercera variable a tener en cuenta: el nivel de automatización (NAut). Este es un valor particular de cada elemento de coste, y representa el porcentaje de penetración¹⁴¹ en la red de la tecnología en cuestión.

Como valor de referencia en una red inteligente de distribución, puede considerarse un nivel de automatización en torno al 25%¹⁴² de los activos, pero como se verá más adelante, este varía en función de cada caso concreto y de las necesidades de operación del sistema de distribución inteligente.

Una vez se conozcan estas tres variables, se estima el coste final incurrido en cada elemento como el producto de las mismas:

$$C = I \times P \times NAut$$

Algunos de estos valores se han corregido o adaptado¹⁴³ para aplicarlos en el caso de la CAPV, como por ejemplo el nivel de penetración de los contadores inteligentes, que en España se encuentra en un estado más avanzado que en otros países, incluyendo Estados Unidos, o el tipo de redes de distribución, con un carácter menos rural que en el país americano.

Esto se irá viendo en detalle en los siguientes apartados, pero, en cualquier caso, ha de recordarse que el ejercicio de valoración se basa en una aproximación a los sistemas eléctricos europeos y, por tanto, puede aplicarse en otras geografías, como otras CC.AA. o a nivel del Estado.

Es importante tener en cuenta que, aunque esta configuración es aplicable en estos entornos, puede no ser la más idónea en otros lugares. Como ya se ha mencionado en el apartado 3.4.2, la adaptación a la topología de la red es importante.

Resulta relevante tener en cuenta qué condiciones de contorno específicas se definen en este marco de análisis. Aunque las especificaciones de datos de tensión, potencia, configuración, etc. se irán señalando donde sea oportuno, algunas características globales del ejercicio son las que aparecen descritas en Tabla 20.

¹⁴¹ *Saturation percentage*, en el original.

¹⁴² Implica el valor óptimo de automatización de la red, a partir del cual una mayor inversión en incrementar dicho porcentaje no tiene por qué traducirse en un incremento de beneficios de operación. No obstante, dicho valor es la referencia desde la perspectiva del estado actual de la red, por lo que en un estado avanzado de la red inteligente puede considerarse que es beneficioso alcanzar niveles superiores.

¹⁴³ Algunos valores se han recalculado para ajustar los resultados lo máximo posible a la metodología de la fuente original.

Tabla 20. Características globales del marco de análisis de los costes de la red inteligente objeto de este trabajo

Grupos de elementos de una red inteligente	Inductores de costes
Tensión	Redes siempre por debajo de 36 kV.
Caracterización de precios de industria de equipos eléctricos	Precios ligados a la presencia o ausencia de elementos en configuraciones concretas. Influye el nivel de cortocircuito de la red analizada, entre otros factores.
Qué se excluye	Para los precios de la industria de equipos eléctricos no se incluyen costes como el transporte, la instalación, la conexión (en media y en baja tensión), puesta en marcha, administración (permisos o legalizaciones de proyectos), obra civil. EPRI especifica que en sus costes no se incluyen cuestiones como la renovación de plantillas de trabajadores con personas con nuevas cualificaciones (digitales, por ejemplo) o la actualización de equipos una vez instalados.
Año correspondiente de los precios	Los precios dados por EPRI corresponden al mismo año del estudio. Los precios manejados por la industria de equipos eléctricos corresponden al año 2019.
Actualización de precios	Se considera un IAPC promedio del 1,7% y un factor de eficiencia o productividad total de los factores en distribución de energía eléctrica igual al 2,2% ¹⁴⁴ .

Fuente: elaboración propia.

Asimismo, el cálculo total de los costes de desarrollo de la red se basará en el valor actual de los inductores de costes y el de los nuevos inductores en el periodo 2020-2050, teniendo en cuenta el previsible crecimiento de las infraestructuras con la electrificación de la economía.

Siguiendo en este sentido las estimaciones de crecimiento de la demanda eléctrica de ENTSO-E (2018), se espera que esta crezca en España un 12% hasta 2030 desde

¹⁴⁴ El ejercicio asume que la actualización de los precios a lo largo del tiempo se llevará a cabo con un factor ($1+IPC-X$), donde IPC es la tasa de inflación y X es un factor de eficiencia, que puede estimarse sobre la base de la productividad total de los factores en el sector de la distribución de energía eléctrica –ver Machek e Hnilica (2012). Se aplica un valor $X=2,2\%$ utilizando las estimaciones realizadas por Ajayi, Anaya y Pollitt (2018) para la actividad de distribución de energía eléctrica en el Reino Unido y teniendo en cuenta la visión de EPRI (2011), que postula que la reducción esperada de los costes de los componentes de las redes inteligentes será mayor, en el horizonte de desarrollo de las mismas, que las reducciones de costes en los componentes y tecnologías, ya maduros, de las redes tradicionales.

el comienzo del mencionado periodo¹⁴⁵. Este porcentaje está en línea con los crecimientos de los valores de EPRI (2011) a 2030, por lo que se aplicará de manera general a los valores de cada inductor para establecer su incremento a 2030. También durante el periodo 2020-2050 un incremento (acumulado) del 18% hasta 2040 y del 72% hasta 2050¹⁴⁶, aun teniendo en cuenta la incertidumbre propia de periodos tan a largo plazo.

Debe mencionarse que algunas de estas inversiones son catalogadas como “costes relacionados con el cliente” por EPRI (2011), como pueden ser los elementos facilitadores de la generación distribuida para autoconsumo, la conexión de vehículos eléctricos o los EMS. No obstante, el mismo instituto subraya que esta categoría no tiene implicaciones sobre quién debe soportar estos costes, aspecto que dependerá del marco regulatorio aplicable a cada sistema. No obstante, estudios como Monitor Deloitte (2018) prevén que, en promedio, en España el 75% las inversiones en redes eléctricas a 2030 sean realizadas por los operadores de las redes.

4.3.1. Principales inductores de los costes de desarrollo de las redes inteligentes para la CAPV

De acuerdo con EPRI (2011), pueden asociarse a los grandes grupos de elementos que conforman las redes inteligentes de distribución de energía eléctrica un conjunto de inductores de costes que permiten estimar los costes de desarrollo de las nuevas redes (Tabla 21).

Estos inductores son las principales variables que caracterizan el tipo de red objetivo (hasta qué punto abarca la integración de recursos energéticos distribuidos, qué demanda cubre, etc.) y por ello se deben adaptar sus valores a las características concretas de la red prevista.

¹⁴⁵ El ejercicio realizado toma como punto de partida el año 2020, pero se toma el dato de la demanda eléctrica en el último Informe del Sistema Eléctrico Español completo disponible, correspondiente a 2017 (REE, 2018a).

¹⁴⁶ El uso de estas previsiones de la demanda sigue las consideraciones de la Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética (MINETAD, 2018). Así, los escenarios de referencia son los elaborados por ENTSO-E y ENTSO-G, asumiendo que estas fuentes permiten incluir las circunstancias ajenas a España y relacionadas con el sistema eléctrico europeo. Tomando los resultados concretos para España, se parte de los escenarios EU (menor crecimiento), ST (crecimiento intermedio) y DG (mayor crecimiento) en 2030 y 2040, estableciéndose un crecimiento promedio entre ellos. Para 2050 se toma el valor indicado por el mismo Comité respecto a las mismas previsiones (página 61 de su informe), que supone el de mayor crecimiento (DG), pero entendido como escenario base (véase razonamiento en la página 19 de su informe).

Tabla 21. Grupos de elementos de una red inteligente y principales inductores de costes en el nivel de distribución

Grupos de elementos de una red inteligente	Inductores de costes
Infraestructura de medición avanzada	<ul style="list-style-type: none"> • Número de clientes
Automatización de la distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Líneas de alimentación • Subestaciones
Centros de transformación inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> • Número de transformadores • Potencia distribuida • Potencia de almacenamiento • Número de vehículos eléctricos
Redes de área locales y domésticas y sistemas de gestión de la energía	<ul style="list-style-type: none"> • Número de clientes

Fuente: elaboración propia a partir de EPRI (2011).

En el caso que ocupa a lo largo de este capítulo (red inteligente de distribución en la CAPV), la Tabla 20 en las páginas anteriores contenía características globales de la red vasca que suponen condiciones de base para el ejercicio que se realiza y que podrían cambiar en el caso de otra red, pero que no son propiamente inductores de costes. Su modificación implicaría en todo caso cambios en los costes de los distintos elementos de la red (ver el apartado 4.3.2).

Los inductores de costes, por el contrario, implican características de la red inteligente más concretas (por ejemplo, ligadas a la topología de la misma). Modificando estos inductores y, por tanto, definiendo redes distintas, sería posible obtener diferentes resultados en términos de calidad de suministro, introducción de renovables, gestión de la energía y la demanda, etc.

En el ejercicio realizado en este estudio no se ha optado por desarrollar diferentes escenarios, sino por aplicar objetivos para la red que se consideran plausibles para la CAPV, en particular, y para España, en general. Para lograr la máxima aproximación a la realidad de la red vasca, se han priorizado los valores de las distintas variables consideradas que se refieren a la CAPV donde era posible. En los casos en los que no existían datos concretos, se han aplicado valores incluidos en documentos relevantes en el ámbito estatal, como el PNIEC¹⁴⁷, calculando valores equivalentes para la CAPV. Donde no era posible seguir ninguna de estas vías, se

¹⁴⁷ Como se señaló anteriormente, se han empleado también los escenarios de demanda eléctrica desarrollados por la Comisión de Expertos de Transición Energética.

optó por establecer una equivalencia con los valores del modelo de EPRI (2011). Un resumen de todo esto puede verse en la Tabla 22.

Tabla 22. Resumen de los valores de los inductores empleados

Inductores	Valor de partida	Origen del dato	Horizonte temporal
Número de clientes	1.298.981	CNMC	Último dato disponible como punto de partida del ejercicio
Líneas de alimentación	1.857	Equivalencia con EPRI	
Subestaciones	158	Sistema de distribución principal en la CC.AA. ¹⁴⁸	
Número de transformadores inteligentes	8.169	Equivalencia con EPRI	Valor de referencia objetivo en el año 2030
Potencia distribuida (kW)	293.030	Estrategia Energética 3E-2030 del País Vasco ¹⁴⁹	
Potencia de almacenamiento (kW)	52.500	Equivalencia con PNIEC ¹⁵⁰	
Número de vehículos eléctricos	260.000	Estudios previos de Orkestra	

Fuente: elaboración propia.

En caso de buscarse un escenario con objetivos distintos a los planteados en este estudio, o bien su aplicación a una red eléctrica distinta a la de la CAPV, con otras

¹⁴⁸ Fuente: Landa (2012).

¹⁴⁹ Las consideraciones respecto a la generación distribuida en la Estrategia 3E-2030 del País Vasco, en consonancia con el Plan de Autoconsumo 2017-2020 —ver Marqués (2017)—, fueron publicados antes que el PNIEC y, por tanto, la alineación de objetivos relativos a electrificación e instalación de renovables puede diferir: los objetivos en la 3E-2030 para la CAPV pueden resultar por debajo de la proporción correspondiente a la CAPV respecto al Estado en el PNIEC. Aunque se aplica el criterio mencionado de primar los valores disponibles en el nivel regional, no se considera que este aspecto vaya en detrimento de los objetivos del PNIEC, representado este solo uno de los posibles escenarios de contribución de la CAPV a los objetivos globales del PNIEC u otras estrategias en el ámbito estatal.

¹⁵⁰ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. El Gobierno de España envió un borrador del mismo a la Comisión Europea a principios de 2019.

particularidades, la modificación de los inductores y las características correspondientes permitirían adecuar el ejercicio al caso deseado.

A continuación, se describen cada uno de estos inductores para la CAPV en mayor detalle, con algunas de sus implicaciones o situaciones de contexto.

Número de clientes

El número de clientes es una de las variables inductoras de costes más relevantes, en especial lo relativo a las inversiones en AMI. Asimismo, el número de clientes influye en las inversiones relacionadas con la automatización de la distribución (p. ej., en lo que se refiere al control directo de carga de los clientes ya existentes).

También es un inductor relevante de los costes de desarrollo de las LAN y, ya en el ámbito geográfico del cliente, de otros dispositivos y elementos como el portal EMS, los dispositivos de acceso a la energía, los electrodomésticos y otros dispositivos y otros costes asociados a la automatización de decisiones relacionadas con la gestión de la energía.

Como se comentó en apartados anteriores, las infraestructuras y correspondientes inversiones en AMI son distintas en función del tipo de cliente (residencial, comercial o industrial). Por tanto, para trasladar el análisis de costes a la CAPV, es necesario conocer el número de clientes (entendiéndose en este sentido puntos de consumo donde se producen mediciones de contador) y su distribución por sectores.

El dato de clientes para España y por CC.AA. más actualizado puede verse en los informes sobre cambio de comercializador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

El Gráfico 71 muestra la distribución geográfica actual¹⁵¹ del consumo en el sistema eléctrico en España, formado por un total de 29.221.512 puntos de suministro, de los que la CAPV representa en concreto 1.298.981¹⁵² (CNMC, 2018), es decir, un 4,4%.

La CNMC distingue los puntos de suministro por segmentos de mercado, de acuerdo con tres categorías: doméstico, pequeña y mediana empresa (PYME) e industrial. Teniendo en cuenta esta distinción, se desarrolla una clasificación similar a la de EPRI (2011) para España, uniendo los sectores PYME e industria para equipararlo como el conjunto “comercio e industria” de EPRI, siendo por otra parte

¹⁵¹ Los últimos datos disponibles son a 30 de septiembre de 2017 (tercer trimestre).

¹⁵² 3.700 clientes están conectados en alta tensión (Gobierno Vasco, 2016).

“doméstico” sinónimo de “residencial”. Una comparación de ambos y los porcentajes que representan sobre el total puede verse en la Tabla 23.

Gráfico 71. Distribución geográfica de puntos de suministro para el sector eléctrico



Fuente: CNMC (2018).

Tabla 23. Comparación de clientes por sectores entre España y EE.UU.

País	Sector	Número de consumidores	% sobre el total
España	Residencial	28.353.679	97%
	Comercial e industrial	867.833	3%
	Total	29.221.512	100%
Estados Unidos	Residencial	123.949.916	87%
	Comercial e industrial	18.170.986	13%
	Total	142.120.902	100%

Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2018), EPRI (2011).

Una de las primeras diferencias apreciables entre la situación de Estados Unidos y España es el porcentaje de consumidores por sectores, siendo en el caso de Estados Unidos superior el peso del sector comercial e industrial en diez puntos porcentuales respecto del caso español.

Para hallar el desglose de los consumidores por sector para la CAPV, se aplica a los 1.298.981 puntos de suministro de la CAPV que registra CNMC (2018) los porcentajes que definen la estructura de consumidores por sector para el conjunto de España (el 3% de los consumidores son del tipo comercial o industrial) (Tabla 24).

Tabla 24. Número de clientes por sectores en la CAPV

País	Sector	Número de consumidores
Existentes	Residencial	1.260.403
	Comercial e industrial	38.578
	Total	1.298.981
Nuevos a 2030	Residencial	151.248
	Comercial e industrial	4.629
	Total	155.878

Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2018).

Líneas de alimentación

Junto a los clientes, las líneas de alimentación constituyen la variable más importante para determinar los costes de desarrollo de las redes, ya que la automatización de la distribución hasta la baja tensión es uno de los dos grandes grupos de costes junto a la AMI, e incluyen además las comunicaciones y otros activos, como los controladores de las LAN. Es por tanto la variable más transversal a los grandes grupos de elementos de la red inteligente que se han descrito en el capítulo 3.

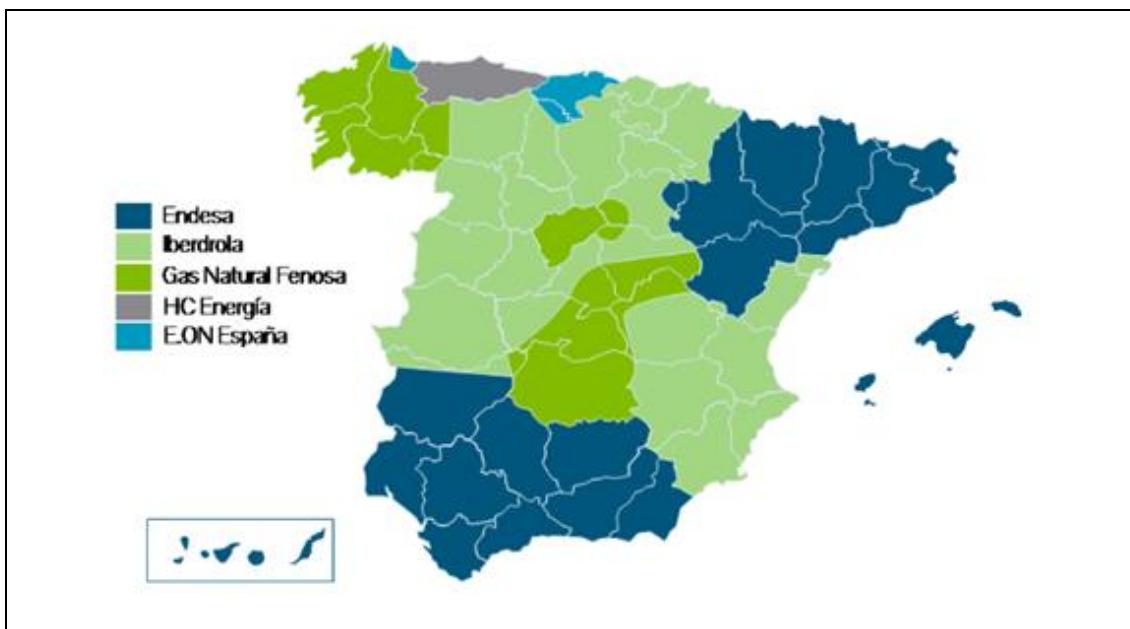
Para estudiar las líneas de alimentación que existen en la CAPV, es necesario conocer qué OSD está involucrado en cada sistema de distribución. Para España se pueden encontrar cinco grandes divisiones según el distribuidor principal (Gráfico 72). Puede apreciarse que la CAPV se encuentra dentro de la zona correspondiente a Iberdrola Distribución.

Así, puede considerarse que el área de distribución de Iberdrola en el CAPV incluye el 99% de las líneas de alimentación, pues existen pequeñas distribuidoras locales que cubren el restante 1% del sistema, correspondiendo las dos mayores a Oñati y Tolosa (Gobierno Vasco, 2016)

Sin embargo, el total de líneas de alimentación en la CAPV no está disponible. Para utilizar un dato adaptado a la CAPV, se ha optado por relacionar la demanda eléctrica entre Estados Unidos y la CAPV (entendiéndose que cuanto mayor sea la

demandas, mayor volumen de infraestructura de alimentación se requerirá), teniendo en cuenta la ratio de líneas de alimentación por unidad de demanda en EE.UU.

Gráfico 72. Mapa de las zonas de distribución de electricidad en España

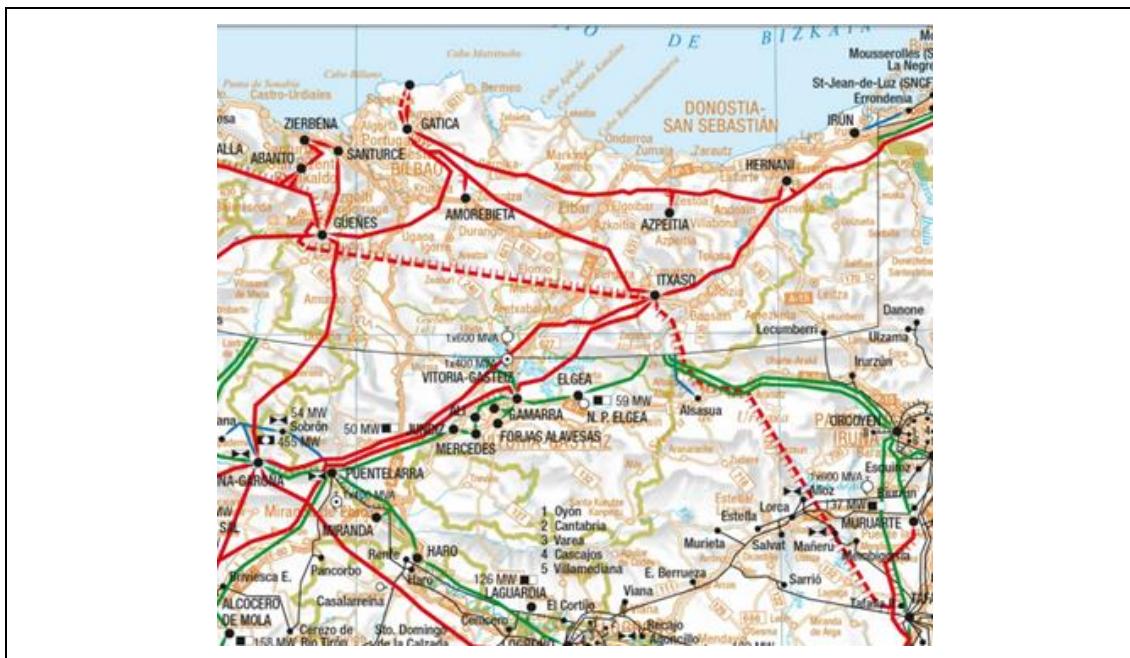


Fuente: Energía y Sociedad (2018). Nota: la zona de distribución de E.ON España es en la actualidad la zona de Viesgo Distribución.

Así, si se tiene en cuenta una demanda actual en la CAPV de 16.543 GWh en 2017 (REE, 2018a), frente a la demanda que había en Estados Unidos en el año de realización del estudio de EPRI (2011), que era de 3.749.846 GWh (EIA, 2018a), se puede considerar que la CAPV representa el 0,4% de la situación eléctrica a emular, de manera que la CAPV requerirá para ello el 0,4% correspondiente en infraestructuras de alimentación. Esto da lugar a un indicador de referencia para la CAPV igual a 1.857 líneas de alimentación.

Subestaciones y transformadores

El número de subestaciones es una variable que en los cálculos de EPRI (2011) interviene en la definición de los elementos de electrónica de potencia que deben desplegarse, por lo que sus implicaciones sobre los costes están relacionadas, sobre todo, con la automatización de la distribución. El número total de subestaciones en la CAPV es de aproximadamente 158 (Landa, 2012) (Gráfico 73).

Gráfico 73. Detalle del mapa del sistema eléctrico de la CAPV

Fuente: REE (2018b).

Los centros de transformación inteligentes (CTI) se relacionan de forma estrecha con el número de subestaciones. Sin embargo, los CTI van más allá de las subestaciones y transformadores, abarcando una interfaz amplia que permite la integración de los recursos distribuidos.

EPRI (2011) estima en tres millones de unidades el volumen de este bloque de activos en el horizonte 2030, divididos a partes iguales entre dos tipos: aquellas unidades que hacen efectiva la integración de la generación distribuida y aquellas relacionadas con el almacenamiento energético. Asimismo, EPRI (2011) considera que el 50% estarán ubicadas en las líneas de alimentación existentes y el otro 50% en las nuevas que se desplegarán en el horizonte 2030.

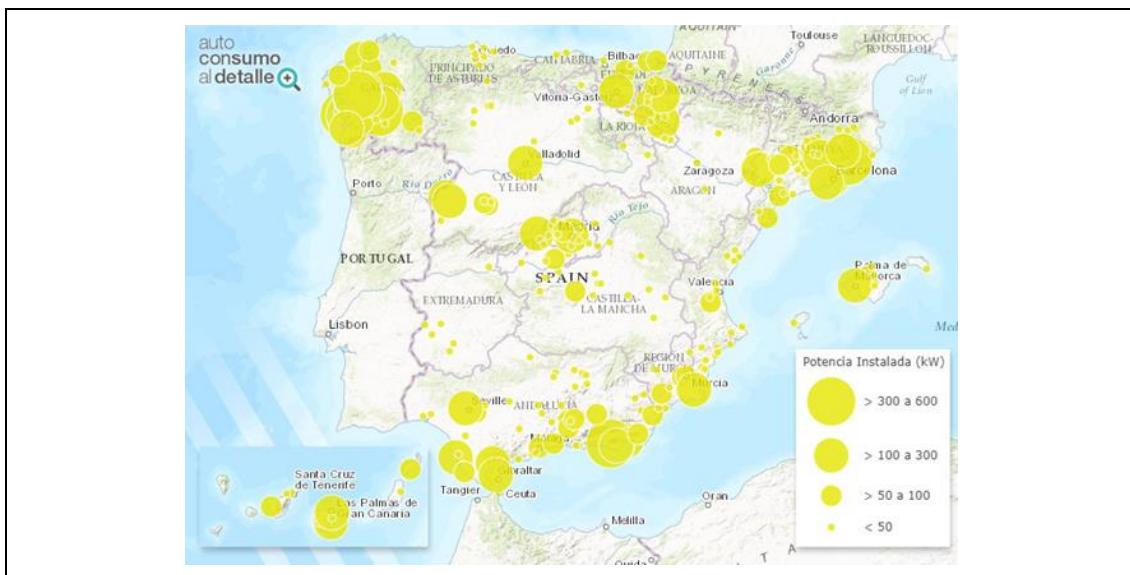
Teniendo en cuenta que, según EPRI (2011), se trata de un inductor de costes en sí mismo y que a día de hoy no se trata de una infraestructura plenamente implementada, no es posible obtener en número de unidades de elementos de CTI para la CAPV (como tampoco lo hace EPRI en su caso).

No obstante, buscando una relación entre el número de subestaciones en cada área geográfica y la estimación de unidades de CTI que realiza EPRI para EE.UU., la proporción resultante para la CAPV es de 8.168.

Recursos energéticos distribuidos

El volumen de recursos energéticos distribuidos es otra de las variables que determinan los costes de desarrollo de las redes inteligentes. El estudio de EPRI (2011) incidió especialmente en el impacto de la generación fotovoltaica. En la actualidad, se puede hablar de una capacidad instalada en la CAPV de 445 kW (EnerAgen, 2018).

Gráfico 74. Generación fotovoltaica para autoconsumo en España



Fuente: EnerAgen (2018).

No obstante, la estrategia energética del Gobierno Vasco 3E-2030 marca como uno de los objetivos promocionar el desarrollo de pequeñas instalaciones renovables de generación eléctrica distribuida, como la fotovoltaica, impulsando así el autoconsumo.

El Plan de Autoconsumo 2017-2020 desarrollado por el Gobierno Vasco está centrado en la generación solar fotovoltaica, aunque descarta el desarrollo de otras tecnologías, como la minieólica. Teniendo en cuenta las previsiones del Gobierno Vasco en el horizonte 2030, se puede establecer una capacidad de generación distribuida renovable de referencia igual a 293.030 kW (Marqués, 2017)¹⁵³.

¹⁵³ Como ya se mencionaba al describir los inductores, aunque esta previsión de la CAPV se hizo antes de que se redactase el PNIEC, se considera uno de los escenarios posibles dentro de la contribución de la CAPV a los objetivos conjuntos del Estado, pudiéndose establecer otros escenarios más o menos ambiciosos.

Los otros recursos distribuidos relevantes son, por un lado, los dispositivos de almacenamiento, y, por otro lado, los vehículos eléctricos. En el primero de los casos, el inductor y el elemento de coste coinciden: la potencia de almacenamiento, medida en kW. Para estimar la capacidad de almacenamiento para clientes residenciales, comerciales e industriales en la CAPV se tiene en cuenta la previsión del PNIEC¹⁵⁴ de instalación en España de hasta 2,5 GW de baterías en el año 2030. Teniendo en cuenta que la CAPV representa un 2,1% de la demanda eléctrica (REE, 2018a), un valor posible de este inductor podría ser 52.500 kW a partir de 2030.

El tercer inductor de costes relacionado con la penetración de recursos energéticos distribuidos es el número de vehículos eléctricos. En especial, tiene impacto sobre los costes de desarrollo a través de los conversores V2G (del vehículo a la red) necesarios para que el flujo energético relacionado con los vehículos sea bidireccional y estos puedan actuar como baterías móviles. Para estimar el inductor correspondiente en el horizonte 2030, se toma como referencia un escenario basado en el análisis de Álvarez y Menéndez (2017) de distintas posibilidades de penetración de energías alternativas en el transporte de pasajeros para la CAPV y que implicaría una flota de 260.000 vehículos eléctricos en 2030 en la CAPV.

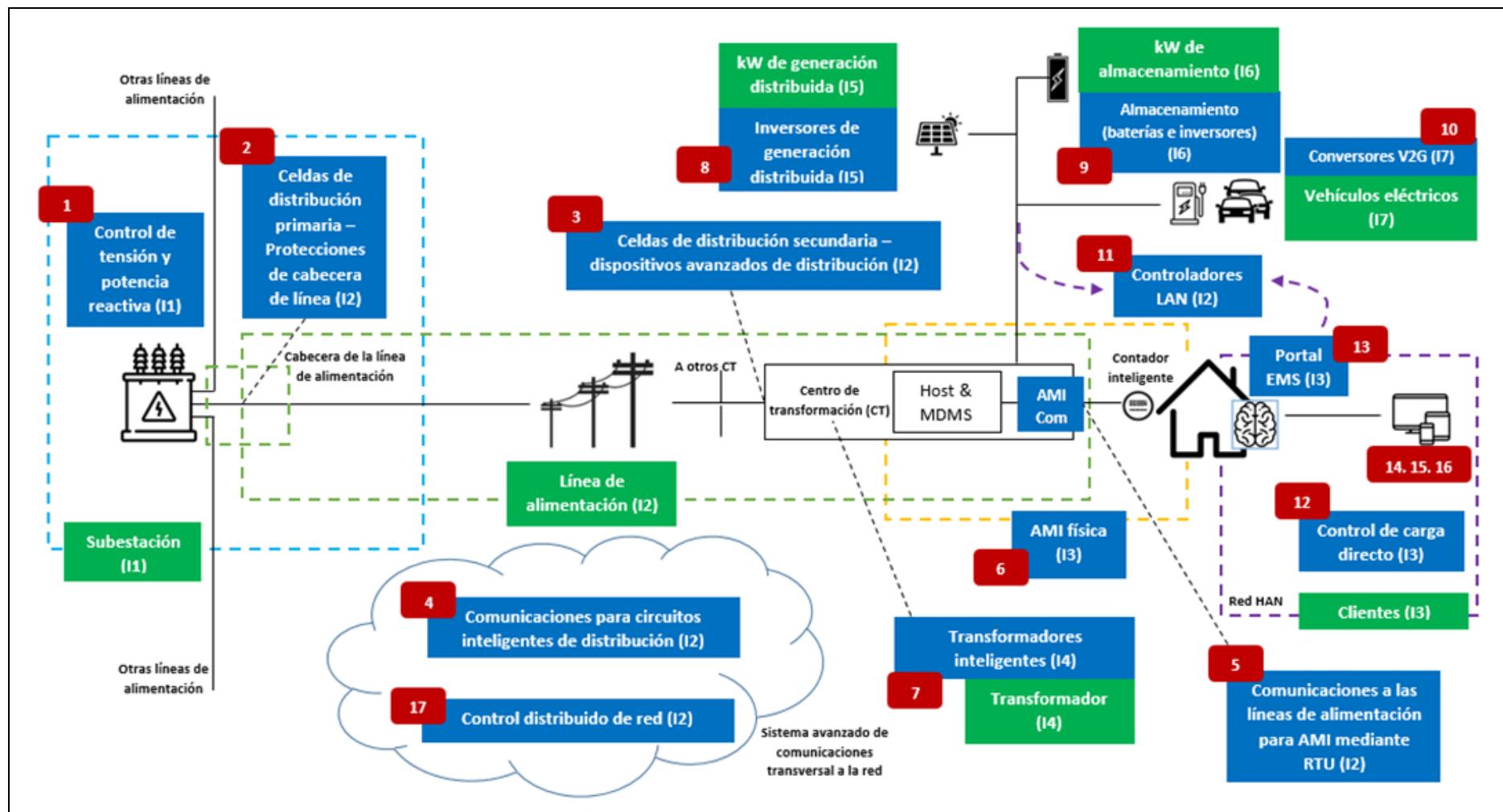
4.3.2. Elementos de coste para el desarrollo de las redes inteligentes para la CAPV

Para poder entender el encaje de los elementos de coste, los inductores y las fases en el desarrollo final de la red inteligente, se realiza aquí un ejercicio adicional de síntesis de los elementos más relevantes que estarán en el desarrollo final de la red inteligente y que determinarán las inversiones a realizar, junto con los principales inductores de los costes de inversión, y las fases correspondientes.

Como resultado, en el Gráfico 75 y en la Tabla 25 se identifican 17 elementos principales de costes y se asocia, cada uno de ellos, a uno de los siete inductores de costes: (1) el número de subestaciones (inductor I1 en la figura siguiente); (2) el número de líneas de alimentación o *feeders* (I2); (3) el número de clientes (I3); (4) el número de transformadores (I4); (5) la capacidad de las instalaciones de generación renovable (solar y eólica) distribuida (I5); (6) la capacidad de los dispositivos de almacenamiento distribuidos (I6); y (7) el número de vehículos eléctricos (I7).

¹⁵⁴ No ha sido posible encontrar una previsión equivalente para la CAPV.

Gráfico 75. Distribución simplificada de los elementos de coste



Fuente: elaboración propia.

Elemento de coste

Inductor

Tabla 25. Relación de los elementos de coste con inductores, bloques, y fases

Núm. en la figura	Elemento de coste	Coste (\$)	Inductor	Bloque al que pertenece	Fase de desarrollo
1	Control de tensión y potencia reactiva	159.000	Subestaciones: 158 <i>Inductor 1 (I1)</i>	Automatización de la distribución hasta la baja tensión Líneas de alimentación: 1.857 <i>Inductor 2 (I2)</i>	Fase I (hasta 2030)
2	Celdas de distribución primaria – Protecciones de cabecera de línea	51.500*			
3	Celdas de distribución secundaria – dispositivos avanzados de distribución	26.000*			
4	Comunicaciones para circuitos inteligentes de distribución mediante métodos varios	10.000			
5	Comunicaciones a las líneas de alimentación para AMI mediante RTU	10.000			
6	AMI física	230	Clientes: 1.298.981 <i>Inductor 3 (I3)</i>		
7	Transformadores inteligentes	27.500*	Transformadores: 8.168 <i>Inductor 4 (I4)</i>	Centros de transformación inteligentes	
8	Inversores de generación distribuida	900	kW de generación distribuida: 293.030 <i>Inductor 5 (I5)</i>	Recursos distribuidos	Fase II (hasta 2040)

(cont.) (*) Valores en euros (€).

Tabla 25 (cont.). Relación de los elementos de coste con inductores, bloques, y fases

Núm. en la figura	Elemento de coste	Coste (\$)	Inductor	Bloque al que pertenece	Escenario
9	Almacenamiento (baterías e inversores)	2.300	kW de almacenamiento: 52.500 <i>Inductor 6 (I6)</i>	Recursos distribuidos	Fase II (hasta 2040)
10	Conversores V2G	400	Vehículos eléctricos: 260.000 <i>Inductor 7 (I7)</i>		
11	Controladores LAN	75.000	Líneas de alimentación: 1.852 <i>Inductor 2 (I2)</i>	Redes de área y gestión de la energía	Fase III (hasta 2050)
12	Control de carga directo	100			
13	Portales EMS	225	Clientes: 1.298.981 <i>Inductor 3 (I3)</i>	Automatización de la distribución hasta la baja tensión	
14	Dispositivos domésticos de acceso a información sobre energía	75			
15	Electrodomésticos y dispositivos preparados para la red	15	Líneas de alimentación: 1.857 <i>Inductor 2 (I2)</i>		
16	Actualizaciones de comunicación para automatización de edificios	12.500			
17	Control distribuido de red	75.000	Líneas de alimentación: 1.857 <i>Inductor 2 (I2)</i>		

Fuente : elaboración propia.

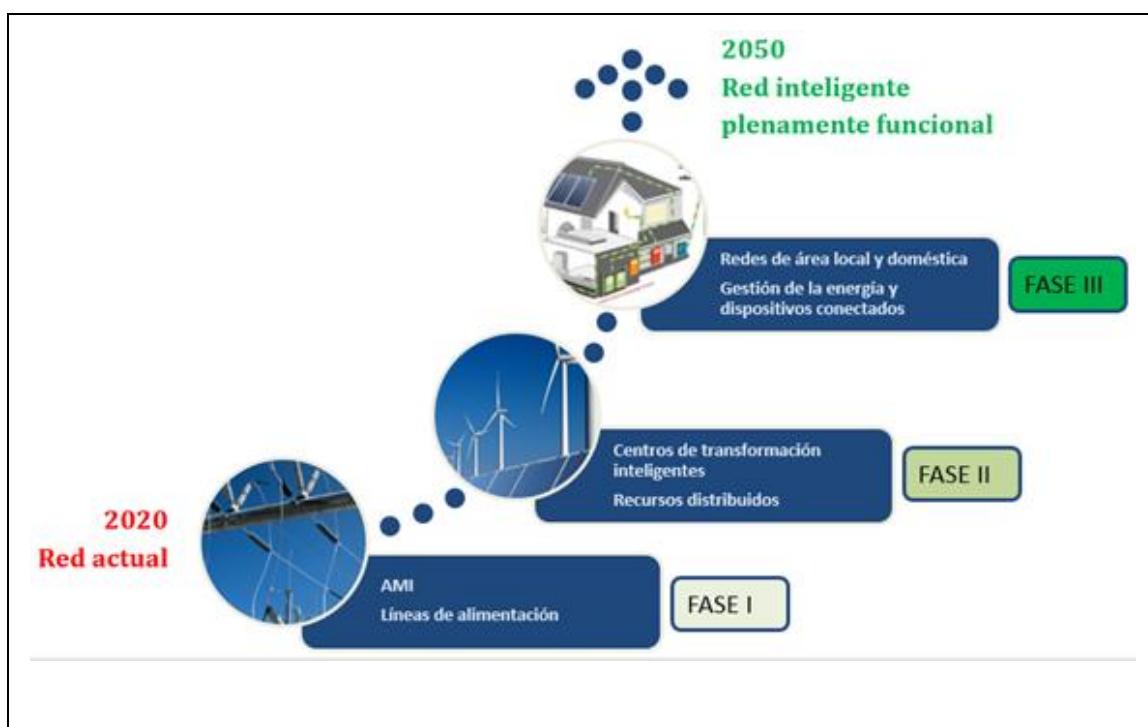
4.3.3. Estimación de los costes de desarrollo de redes inteligentes en la CAPV por fases

Para alcanzar el objetivo de desarrollar una red inteligente como la descrita en el capítulo anterior debe tenerse en cuenta que los distintos elementos que la componen tienen diferente desarrollo tecnológico a fecha de hoy, que su introducción en la red puede tener distinta prioridad según las funciones que aportan y que la implementación de unos puede requerir la introducción previa de otros.

Por otra parte, en función de los objetivos que se persiga, puede ser deseable llegar a un estado final de desarrollo más o menos avanzado de esa red inteligente.

Por todas estas razones hay inversiones con mayor potencial de ser realizadas antes. Esto implica que el proceso de implementación de las redes inteligentes solo puede llevarse a cabo de manera progresiva, por lo que es necesario distinguir fases en las que la red inteligente alcanza un determinado grado de madurez según se van introduciéndose unos bloques de elementos u otros.

Gráfico 76. Esquema de fases de inversión progresivas para una red inteligente tipo en la CAPV



Fuente: elaboración propia.

El Gráfico 76 presenta las tres fases de desarrollo progresivo y escalonado de redes inteligentes en la CAPV que se adoptan como referencia para el ejercicio de valoración

del despliegue de una red plenamente funcional a lo largo de un periodo de unos 30 años¹⁵⁵.

Se considera para ello el periodo orientativo 2020-2050, teniendo en cuenta que lograr un estado avanzado de estas fases antes del año 2030 probablemente resulta excesivamente optimista¹⁵⁶.

Tabla 26. Pasos que componen cada una de las fases

Fases	Pasos	Descripción
Fase I	Paso 1	Desarrollo de la AMI
	Paso 2	Automatización de líneas de alimentación (aguas arriba)
	Paso 3	Automatización de líneas de alimentación (aguas abajo)
	Paso 4	Comunicaciones para circuitos de distribución
Fase II	Paso 1	Centros de transformación inteligentes. Preparación de la red para los recursos distribuidos
	Paso 2	Penetración a gran escala de recursos distribuidos: generación distribuida y almacenamiento
	Paso 3	Extensión adicional de recursos distribuidos: V2G
	Paso 4	Bases del DMS
Fase III	Paso 1	Habilitación de redes locales
	Paso 2	Involucración del consumidor
	Paso 3	Desarrollo del control de carga directo
	Paso 4	Desarrollo del control distribuido de red

Fuente: elaboración propia.

¹⁵⁵ EPRI (2011) adoptaba un periodo de desarrollo de unos 20 años, hasta 2030. Dado que algunas de las previsiones tecnológicas de EPRI deben aún ser desarrolladas y hay incertidumbre en el recorrido del mercado de las mismas, con el objeto de evitar una perspectiva excesivamente optimista se sitúa el punto de llegada del desarrollo de la red inteligente en el año 2050.

¹⁵⁶ Por el contrario, EPRI (2011) sí consideraba 2030 como un horizonte probable para el desarrollo de una red avanzada, estimando un periodo de implementación de unos 20 años.

Esta distinción en tres fases, agrupando los bloques de elementos y sus inductores, coincide aproximadamente con los desarrollos por fases vistos en el Capítulo 3 y, por tanto, está apoyada en experiencias reales, como las descritas en Madrigal et al. (2017) o el caso de la red inteligente urbana que se está desarrollando en Viena¹⁵⁷.

Igualmente, es consistente también con el enfoque aplicado al caso español por Cansino et al. (2017)¹⁵⁸, que distingue como pilares básicos de la red inteligente las que denominan 3S: *smart metering*, *self-consumption* y *smart management*; es decir, contadores inteligentes (AMI), autoconsumo (generación distribuida) y gestión inteligente (EMS).

Es importante señalar que el objetivo final del desarrollo es lograr una red eléctrica que sea capaz de dar soporte a la descarbonización del sistema eléctrico e incorporar las tecnologías que caracterizan a una red inteligente plenamente funcional. Es decir, este concepto de red inteligente incorpora los elementos necesarios para que tenga el potencial de alcanzar distintos objetivos (calidad de suministro, introducción de renovables, gestión de la energía y la demanda, etc.). Sin embargo, esto no significa que esa capacidad se traduzca necesariamente en el cumplimiento de todos ellos, lo que dependerá de distintos factores.

Así, en la definición de los escenarios de análisis se han seguido las consideraciones de la Estrategia 3E-2030 del País Vasco, del PNIEC y de otras estrategias relativas a la electrificación de la generación o al desarrollo de la capacidad de almacenamiento en el horizonte 2030, pero las distintas fases de desarrollo no se definen estrictamente según los valores contemplados en cada una de ellas, sino combinándolos.

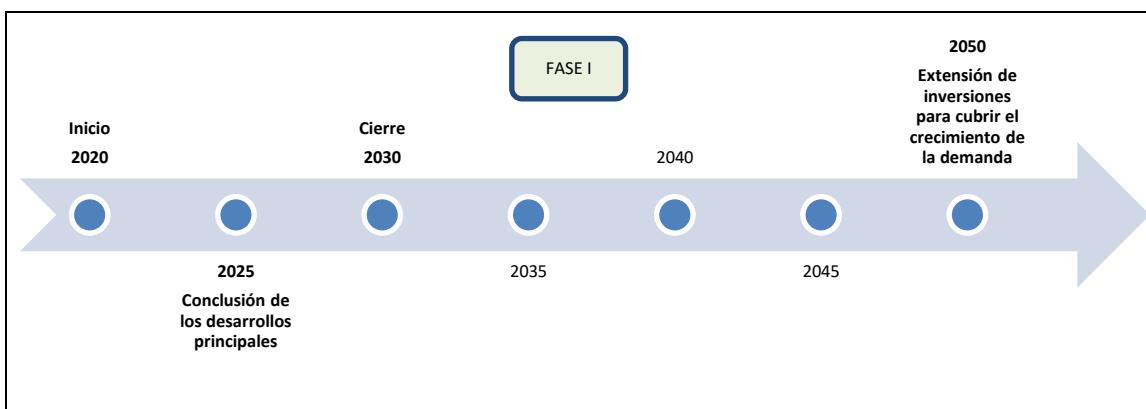
Siguiendo con lo expuesto, las fases de desarrollo separan los elementos de la red inteligente por prioridad y funcionalidad, por lo que agrupan los elementos que presentan similitudes según esas características. A su vez, estas agrupaciones dentro de las fases de desarrollo están compuestas por elementos distintos entre sí, para los que es conveniente distinguir un orden lógico de implementación.

Dentro de cada fase se han distinguido cuatro pasos que permiten entender el desarrollo del despliegue de una manera ordenada, como se puede ver en la Tabla 26.

¹⁵⁷ Puede considerarse también la referencia a la evolución probable de los sistemas de distribución de energía eléctrica que aparece en el análisis de Martini y Kristov (2015).

¹⁵⁸ Cansino, J. M., Román, R. y Colinet, M. J. *Two smart energy management models for the Spanish electricity system*. Utilities Policy, octubre de 2017.

Gráfico 77. Evolución por años de la Fase I de inversión para una red inteligente tipo en la CAPV



Fuente: elaboración propia.

Fase I: pleno desarrollo de la AMI y extensión de la automatización a las líneas de alimentación

Esta fase representa el desarrollo de la red inteligente más probable en el corto-medio plazo, al implicar la actualización y modernización de infraestructuras ya existentes (sistemas de medición y líneas eléctricas). El comienzo de esta fase es en realidad el inicio del desarrollo del conjunto de la red inteligente, y hay que tener aquí en cuenta que, en la actualidad, según se vio en los capítulos anteriores, la situación de partida es muy favorable en España y, en concreto, en la CAPV.

La primera piedra en el camino de construir una red inteligente plenamente funcional es la instalación de los contadores inteligentes. Este es un proceso que en la UE en general, y en particular en España, está muy avanzado. Por tanto, la situación de partida de la primera fase de desarrollo es de una penetración completa de contadores inteligentes.

Además, en el sistema de distribución se han ido introduciendo elementos de sensorización y procesos automáticos a lo largo de los últimos años, por lo que este ya presenta un nivel de automatización en media y baja tensión avanzado respecto al estado del arte en los ámbitos europeo o mundial. Esta automatización, sin embargo, requerirá mayor profundización en la fracción de la red más compleja de cara a lograr una mayor seguridad de suministro y flexibilidad de operación.

El periodo orientativo para un desarrollo adecuado de esta fase es 2020-2030, aunque debido al estado avanzado de la misma no es descartable que esta fase se pueda completar antes de 2030, por lo que se considera aquí que al menos los

principales desarrollos¹⁵⁹ podrían concluirse a mitad del periodo (año 2025), representando el grueso de las inversiones necesarias en esta fase.

1. Paso 1. Desarrollo de la AMI

Los contadores inteligentes no funcionarán de manera aislada en la red inteligente. En torno a ellos se instalarán sistemas de *host* y MDMS que completen la AMI en los ámbitos residencial, comercial e industrial. Es posible también que sea necesaria una nueva generación de contadores inteligentes más avanzados para ello¹⁶⁰.

Pero esto representa únicamente la parte física de la AMI (dispositivos) y el *software*. Para cumplir sus funciones, la AMI requiere un sistema de comunicaciones con las líneas eléctricas de alimentación. Esto, que generalmente se podría llevar a cabo mediante RTUs¹⁶¹, ha de ser integrado en las líneas de alimentación y constituye uno de los primeros pilares de la red avanzada de comunicaciones del sistema eléctrico.

Tabla 27. Estimación de costes para la AMI en la CAPV (horizonte 2030)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (\$)	% saturación	Coste medio (M€)
AMI física	Clientes totales	1.298.981	230	100	325
Comunicaciones a las líneas de alimentación para AMI mediante RTU	Clientes totales	1.298.981	10.0000	100	17
Total					342

Fuente: elaboración propia.

¹⁵⁹ Se entiende aquí por primeros desarrollos la adaptación de las infraestructuras e inductores existentes al comienzo de la fase. EPRI (2011) solo considera los inductores “existentes” (frente a “nuevos” por crecimiento de la demanda) en los elementos de coste que en este estudio se asocian a la Fase I, mientras que los costes de los elementos de las Fases II y III son estimados directamente para los nuevos inductores por parte de EPRI.

¹⁶⁰ En el cálculo de los costes totales de la AMI solo se ha tenido en cuenta la diferencia entre los costes estimados por EPRI (2011) y el coste de los contadores inteligentes, valorados en 90 € por unidad (Cansino et al., 2017), asumiendo que ya están instalados y a falta de la implementación de dicha segunda generación de contadores.

¹⁶¹ Unidad terminal remota (*remote terminal unit*, en inglés). Término empleado para referirse al control remoto y la monitorización de otros dispositivos o sistemas automatizados.

2. Paso 2. Automatización de las líneas de alimentación (aguas arriba)

El segundo paso consiste en dotar de la automatización propia de las redes inteligentes a las líneas de alimentación, que son la fracción más compleja y mallada de la red distribución (esencialmente, la media y baja tensión).

Esto puede ocurrir en varios niveles. En este segundo paso corresponde implementar la automatización en el nivel más superficial, el que hay entre la subestación y los centros de transformación (es decir, aguas arriba). Es relevante señalar aquí que este ejercicio se realiza para niveles de tensión por debajo de 36 kV en esta parte de la red, teniendo en cuenta que una tensión superior implicaría otros equipamientos y costes distintos.

De forma específica, en la subestación pueden encontrarse equipamientos para el control de tensión y potencia reactiva¹⁶², por un lado, y las celdas de distribución primaria¹⁶³, por otro lado. La estimación de costes correspondiente aparece en la Tabla 28.

Tabla 28. Estimación de costes para la automatización (aguas arriba) de las líneas de alimentación en la CAPV (horizonte 2030)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (\$)	% saturac.	Coste medio (M€)
Control de tensión y potencia reactiva	Número de subestac.	158	159.000	55	16
Celdas de distribución primaria - Protecciones de cabecera de línea	Número de líneas de alimentación ¹⁶⁴	1.857	50.000	70	77
Total					94

Fuente: elaboración propia.

¹⁶² No presenta modificaciones respecto a EPRI (2011).

¹⁶³ Los precios y costes aquí presentados corresponden a celdas sin cajón de control.

¹⁶⁴ Aquí el inductor es la línea de alimentación, en línea con EPRI (2011), aunque otra posibilidad es considerar el coste total de todas las celdas de distribución primaria en una subestación. En ese caso, el inductor de costes sería el número de subestaciones y el rango de precios estaría en 320-350 k€ para una subestación con configuración de barra simple y en 900-1.200 k€ para la de doble barra. Usando un promedio de estos valores (como en el caso de la celda individual) el resultado es similar, por lo que puede usarse un inductor u otro indistintamente.

Para este último elemento, el de las celdas de distribución primaria, el precio señalado es fruto de un promedio de precios de mercado actuales en la industria vasca de equipos eléctricos, ya que este elemento puede presentar diferentes tipos¹⁶⁵. Una de las variaciones más relevantes sería diferenciar entre la configuración de simple barra frente a la de doble barra. Aunque ambos tipos de soluciones estarán presentes en los equipos en el futuro, dependiendo de la red, de cara a simplificar el ejercicio se ha optado por utilizar un promedio de los precios de ambas configuraciones.

3. Paso 3. Automatización de las líneas de alimentación (aguas abajo)

La automatización de los sistemas más superficiales de las líneas de alimentación en el paso 2 permitirá ir avanzando en el nivel de detalle y en la capilaridad de la red hasta los circuitos que parten de los centros de transformación. Es importante especificar aquí que los precios que se aplican en el ejercicio de valoración corresponden a una tensión de 24 kV.

Tabla 29. Estimación de costes para la automatización (aguas abajo) de las líneas de alimentación en la CAPV (horizonte 2030)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturac.	Coste medio (M€)
Celdas de distribución secundaria - Dispositivos avanzados de distribución	Líneas de alimentación	1.857	26.000	55	191

Fuente: elaboración propia.

Así, para el elemento de coste correspondiente a esta parte de la automatización, es decir, los dispositivos avanzados de distribución en las celdas de distribución secundarias, el precio y el coste que implica se refleja en la Tabla 29. Al igual que con

¹⁶⁵ En cualquier caso, cabe aclarar aquí que se trata de una celda individual, mientras que una subestación presenta varias de estas unidades. La diferencia de precios contemplados entre la configuración de simple barra y la de doble barra es que los de la primera está en un rango de 36-40 k€ y la segunda entre 60 y 70 k€ para una unidad individual. Además, una subestación presenta otros elementos físicos como el transformador, otras protecciones, comunicaciones, etc., que no se incluyen en este precio.

las celdas de distribución primaria, los costes aquí reflejados recogen también un promedio de precios manejados en la industria de equipos eléctricos en la CAPV¹⁶⁶.

4. Paso 4. Comunicaciones de circuitos

El cuarto paso en la primera fase de implementación de la red avanzada de distribución consiste en el desarrollo de los sistemas de comunicaciones para los circuitos inteligentes de distribución, cuyos costes están relacionados con el número de líneas de alimentación. La Tabla 30 muestra los costes estimados correspondientes.

Tabla 30. Estimación de costes para el desarrollo de comunicaciones para circuitos inteligentes de distribución en la CAPV (horizonte 2030)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturac.	Coste medio (M€)
Comunicaciones para circuitos inteligentes de distribución	Líneas de alimentación	1.857	10.000	80	17

Fuente: elaboración propia.

5. Cierre de la Fase I

Los cuatro pasos de la primera fase permiten alcanzar un primer estadio de desarrollo de la red inteligente, cubriendo desde la medición hasta la automatización en detalle de la distribución, con un sistema de comunicación avanzado.

La Fase I se completará en el corto-medio plazo, aunque a largo plazo se espera un crecimiento de la demanda eléctrica y esto se traducirá en un incremento en el valor de los inductores de costes en el horizonte 2050 (clientes, subestaciones y líneas de alimentación) y, por tanto, en un incremento del coste total.

Las estimaciones realizadas indican que el coste se incrementará en 165 millones adicionales en el horizonte 2050 (en el Paso 1) y en 226 millones para el mismo año en los pasos relativos a la automatización de la distribución. El coste total previsto,

¹⁶⁶ La configuración aquí considerada es 2LP, es decir, 2 funciones de línea y una de protección, siendo un único dispositivo que integra las tres funciones. Por un lado, esto incluye: un relé de control integrado, indicadores de presencia de tensión y sensores de tensión e intensidad; por otro lado, no incluye: cuadro de baja tensión, armario de telegestión, envolvente, transformador, u otros elementos típicos de un centro de transformación.

teniendo en cuenta las estimaciones de esta fase y los incrementos esperados en el año 2050 es de 1.035 millones de euros (véanse los costes totales tras la Fase III).

Fase II: extensión de la automatización a las infraestructuras de transformación y penetración de recursos distribuidos

En la segunda fase, que se desarrollaría, de forma orientativa, en el periodo desde 2020 hasta 2040, se prepara la red para un desarrollo a gran escala de los recursos energéticos distribuidos, dotando para ello a las infraestructuras de transformación (subestaciones y, sobre todo, los centros de transformación) de equipamientos inteligentes y procesos automáticos para asumir los flujos intermitentes de estos recursos. Es decir, se adapta la red mediante el desarrollo de centros inteligentes de transformación, principalmente, y la mejora de las subestaciones, con el objeto de posibilitar la integración de los recursos distribuidos.

El borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (o PNIEC) enviado a la Comisión Europea por el Gobierno de España en 2019¹⁶⁷ contempla para 2030, año intermedio del proceso de transición hacia una economía con cero emisiones netas, haber alcanzado un 74% de energía renovable en la generación eléctrica y 2,5 GW adicionales de almacenamiento con baterías¹⁶⁸ (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019a), por lo que se espera un gran crecimiento de este tipo de recursos distribuidos en el corto-medio plazo.

La Fase II se desarrolla, de forma orientativa, en 2020-2040, periodo más amplio que la Fase I (2020-2030) debido al mayor número de intervenciones e inversiones necesarias para adaptar los activos existentes. El esperado crecimiento antes de 2030 de los recursos distribuidos según los escenarios del PNIEC implica la necesidad de comenzar a adaptar cuanto antes los centros de transformación, para evitar que su ausencia se convierta en una barrera para este crecimiento.

Se consideran para la Fase II dos partes diferenciadas. En la primera parte, entre 2020 y 2030, al ser paralela a la Fase I, el desarrollo de centros de transformación inteligentes no representaría la primera prioridad en los desarrollos en la red, pero su despliegue progresivo es necesario para alcanzar la situación deseada en 2030.

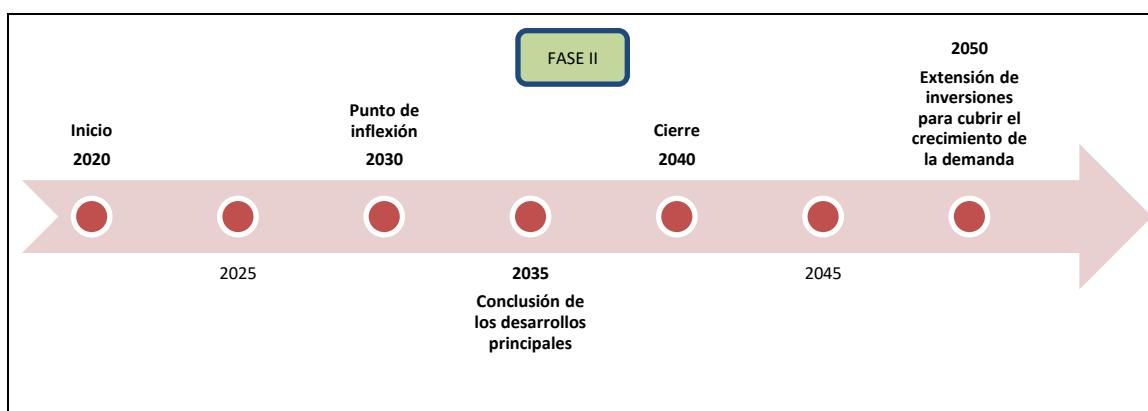
En dicho año, como punto de inflexión al finalizar la Fase I y en caso de alcanzarse cuotas próximas al 74% de renovables en generación eléctrica, comenzaría la segunda parte de la Fase II, con máxima prioridad de desarrollo de los equipamientos

¹⁶⁷ Versión vigente en el momento de preparar este trabajo.

¹⁶⁸ El almacenamiento adicional previsto completo es de 6 GW, si se incluyen 3,5 GW de bombeo.

previstos entre 2030 y 2040. En esta segunda parte de la fase, el grueso de los desarrollos e inversiones se producen entre este año y 2035 para posibilitar la adecuada adaptación de la red. Posteriormente, hasta 2040 tienen lugar el resto de inversiones hasta completar la Fase II. Junto a esto se produciría hasta 2050 la inversión adecuada para acomodar el crecimiento esperado de la demanda a 2050 y el incremento esperado de energías renovables que contempla el PNIEC (100% en ese año).

Gráfico 78. Evolución por años de la Fase II de inversión para una red inteligente tipo en la CAPV



Fuente: elaboración propia.

El despliegue de las tecnologías inteligentes de transformación se puede acelerar si se constata, gracias a la información proporcionada por los contadores inteligentes, que existen zonas donde no se cumple la normativa vigente en lo relativo a los niveles de sobretensión y subtensión. El cumplimiento de la legislación vigente determina en parte, por tanto, las prioridades en las decisiones de inversión¹⁶⁹.

1. Paso 1. Centros de transformación inteligentes y preparación de la red para la integración de recursos distribuidos

La capacidad de autorregulación adquirida por los transformadores en subestaciones y centros de transformación (CT) permite que la red sea capaz de incorporar un

¹⁶⁹ Un ejemplo de detección de problemas de tensión puede verse en García et al. (2017). Por otra parte, algunas compañías pueden optar por instalar exclusivamente transformadores y subestaciones digitales a partir de cierto momento, como es el caso de E.ON, que planea seguir esta estrategia tras una instalación inicial de 2.500 subestaciones en las áreas de suministro de sus cuatro operadores de redes de distribución (E.ON, 2019).

elevado número de recursos energéticos distribuidos, que van desde la generación a los dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica y los vehículos eléctricos.

Tabla 31. Estimación de costes para los centros de transformación inteligentes para la CAPV (horizonte 2040)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturac.	Coste medio (M€)
Transformadores inteligentes	Número de transform.	4.084	27.500	21	60

Fuente: elaboración propia.

El ejercicio aquí realizado asume, como se indicó anteriormente, una tensión de 24 Kv, considerando asimismo una potencia de 630 kVA. La Tabla 31 muestra los costes estimados, cuyo inductor es el número de transformadores, aunque puede haber variaciones en función de las características de los equipamientos de control y de las comunicaciones.

2. Paso 2. Penetración a gran escala de recursos distribuidos

A pesar del crecimiento progresivo que los recursos distribuidos puedan haber tenido antes de la adaptación de la infraestructura de transformación, será a partir de dicha adaptación cuando la red de distribución presente nuevas capacidades para asumir los flujos intermitentes de los recursos distribuidos, por lo que estos podrán experimentar un crecimiento significativo en su nivel de penetración. Es aquí donde la generación distribuida (especialmente la fotovoltaica) experimentaría su mayor desarrollo, complementada con los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (baterías estacionarias).

Esta extensión se produce especialmente en el entorno del cliente final, que comienza a incorporar sus propios recursos de manera habitual, aunque la penetración de recursos distribuidos tendrá lugar a lo largo de todo el sistema de distribución.

Nótese que el almacenamiento viene caracterizado en el estudio de EPRI (2011) en kW y no en kWh, como es habitual a la hora de referenciar los costes del mismo. Para mantener esta misma estimación, se ha tomado un precio de 500 \$/kWh como coste de almacenamiento medio manejado en la industria de equipos eléctricos; valor que por otra parte viene señalado en el estudio de EPRI¹⁷⁰. La equivalencia de este valor

¹⁷⁰ En las especificaciones de la transformación inteligente (Capítulo 6, página 10).

medido en kW puede estimarse en la comparación que realiza EIA (2018b)¹⁷¹, según la cual a un valor aproximado de 500 \$/kWh le corresponde un valor aproximado de 2.500 \$/kW. De esta manera puede establecerse una relación entre el precio promedio de 2.500 \$/kW que EPRI contempla y el coste considerado para la industria europea (2.300 €/kW) (Tabla 32).

Tabla 32. Estimación de costes para la penetración a gran escala de recursos distribuidos (horizonte 2040)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturac.	Coste medio (M€)
Inversores de generación distribuida	kW de generación distribuida	293.030	900	100	334
Almacenamiento	kW almac.	32.294	2.300	100	158
Total					492

Fuente: elaboración propia.

3. Paso 3. Extensión adicional de los recursos distribuidos

En el paso 2 lo más probable es que se desarrollen antes las tecnologías de generación distribuida y las baterías estacionarias que los acompañen, por su mayor madurez tecnológica y su aplicabilidad directa por el consumidor final. Sin embargo, los recursos distribuidos se completan con los vehículos eléctricos, que se integrarán en la red a través de la tecnología V2G y actuarán como baterías móviles.

Tabla 33. Estimación de costes para la extensión adicional de los recursos distribuidos (horizonte 2040)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturac.	Coste medio (M€)
Conversores V2G	Vehículos eléctricos	260.000	400	50	66

Fuente: elaboración propia.

¹⁷¹ Dicha comparación se realiza para baterías de gran escala, cuya propiedad en EE.UU. según el mismo documento corresponde minoritariamente al cliente comercial o industrial (6%) frente a una mayoría de productores independientes (56%). A pesar de estos porcentajes, entre los que no figura específicamente el cliente residencial, se ha optado por aprovechar la equivalencia desde un punto de vista técnico para convertir el valor de 500 \$/kW a un valor expresado en kWh.

4. Paso 4. Bases del DMS

La automatización de las líneas de alimentación desarrollada en la fase anterior, junto con el despliegue de los centros de transformación inteligentes y la integración de nuevos recursos en esta fase, dará lugar al desarrollo de los sistemas de gestión de la distribución (DMS) que coordinen todos estos procesos entre sí.

EPRI (2011) no identifica elementos de costes en sí para el DMS, ya que supone la existencia conjunta de distintos elementos que se implementan en fases tempranas (durante las Fases I y II). Tal como indican Morales et al. (2018), la aparición del DMS¹⁷² se ve favorecida por la instalación de contadores inteligentes y de sistemas de monitorización y telemundo en los CTs. No obstante, la plena funcionalidad del DMS requeriría una capacidad de operación global e integrada de la red cuyo desarrollo no se espera hasta más adelante (véase la Fase III, paso 4).

5. Cierre de la Fase II

En la Fase II la red eléctrica está preparada para una penetración a gran escala de los recursos distribuidos, incluyendo todo el abanico de este tipo de recursos (generación, almacenamiento y vehículos eléctricos).

Aunque completar esta fase en 2040 supone ya un estado muy avanzado de desarrollo de la red inteligente, al igual que ocurría en el caso descrito en la Fase I, el recorrido completo debe tener en cuenta la previsión de crecimiento de la demanda eléctrica, que supondría inversiones adicionales que situarían la suma total en el horizonte 2050 en 680 millones de euros (véanse los costes totales tras la Fase III).

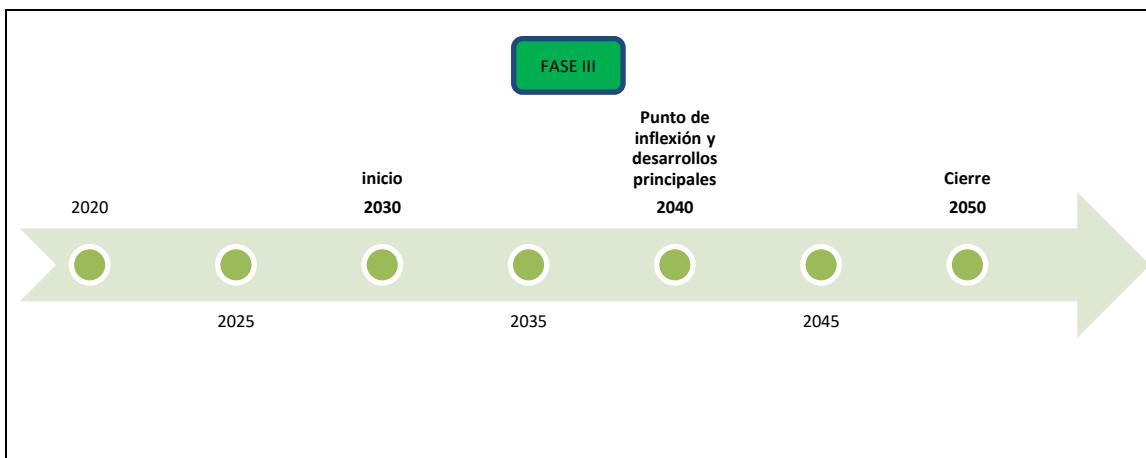
Fase III: desarrollo de redes y sistemas orientados a la gestión de la demanda

La tercera fase de desarrollo representa el estadio de implementación final de una red inteligente plenamente funcional (con finalización en el horizonte 2050), e implica la involucración activa del consumidor final en el sistema energético, que adquiere nuevas funcionalidades y la capacidad de intervenir de forma directa en la gestión de su consumo y en la puesta en valor de la flexibilidad que aportan los nuevos recursos distribuidos.

Esta fase implica dos grandes grupos de costes: por un lado, los ligados al desarrollo de las LAN y los EMS, como infraestructura en sí misma, en el lado de la distribución y, por otro lado, los costes de los elementos asociados al EMS en el lado del cliente.

¹⁷² En el original se refiere a un DMS avanzado (ADMS). Véase apartado 3.4.5.

Gráfico 79. Evolución de la Fase III de desarrollo de una red inteligente tipo en la CAPV



Fuente: elaboración propia.

Es reseñable aquí que en este grupo se podrían incluir algunos de los recursos distribuidos que se han descrito en la Fase II, como hace EPRI (2011). No obstante, diferenciando funciones (generación y almacenamiento frente a consumo y gestión) se ha optado por situarlos en fases distintas.

Como punto de partida de la Fase III se puede hablar de una situación en la que, gracias a una red capacitada para introducir de manera generalizada recursos distribuidos, los consumidores se encuentran ante un nuevo contexto en el que son capaces de implementar plenamente sus propios sistemas de autoconsumo (generación y almacenamiento), así como una creciente integración de la red y los vehículos eléctricos (V2G).

Asimismo, previamente la red había ganado en capacidad de medición y de automatización (Fase I), por lo que es lógico que consumidores y otros actores del sistema eléctrico quieran ir un paso más allá en el uso de la nueva suma de capacidades de la red.

Por la disponibilidad tecnológica y las prioridades establecidas en la Fase I (hasta 2030) y en la Fase II (hasta 2040), la Fase III representa los últimos desarrollos de una red inteligente plenamente funcional. En 2050 el PNIEC contempla un *mix* de generación eléctrica 100% renovable.

De aproximarse el sistema eléctrico a esos valores, especialmente a través de instrumentos que también contempla el mismo plan como son el autoconsumo, las comunidades energéticas, etc., es probable que los desarrollos de esta tercera y última fase deban comenzar a implementarse antes de que finalice la Fase II.

Dadas estas consideraciones, la Fase III cubriría el periodo entre 2030 y 2050, teniendo lugar los principales desarrollos en torno al año 2040. A partir de ese año, finalizada la Fase II, en la Fase III se centrarían los esfuerzos de inversión el desarrollo de las redes de área locales.

1. Paso 1. Habilitación de redes locales

Para poder hacer uso de los sistemas de gestión activa de la energía, es necesario organizar la información y las comunicaciones por redes de áreas locales (LAN). La Tabla 34 muestra el coste estimado de los controladores de los EMS en las LAN.

Tabla 34. Estimación de costes para el desarrollo de LAN en la CAPV (horizonte 2050)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturación	Coste medio (M€)
Controladores EMS para LAN	Líneas de alimentación	1.857	75.000	25	53

Fuente: elaboración propia.

2. Paso 2. Involucración del consumidor

Los sistemas de información, comunicaciones y gestión de la energía (EMS) se integran para coordinar y optimizar el consumo de los dispositivos domésticos (mientras estén preparados para ello).

Tras la red LAN, se conforma la red de área doméstica (HAN) para extender la red de comunicaciones avanzada a los puntos de consumo y abarcar todos los dispositivos que sea posible.

El cliente, al disponer de información acerca del uso de la energía en tiempo real y de la integración de sus recursos, tanto de consumo como de generación, obtiene valor a partir de la gestión de la flexibilidad en sus decisiones de consumo, almacenamiento y generación y de su capacidad de interactuar con la red.

La Tabla 35 muestra las estimaciones de costes realizadas para este conjunto de equipamientos.

Tabla 35. Estimación de costes para el desarrollo de elementos para la involucración del consumidor en la CAPV (horizonte 2050)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturación	Coste medio (M€)
Portales EMS	Clientes totales	1.298.981	225	10	44
Dispositivos domésticos de acceso a información sobre energía	Clientes totales	1.298.981	75	20	30
Electrodomésticos y dispositivos preparados para la red	Clientes totales	1.298.981	15	38	11
Actualizaciones de comunicación para automatización de edificios	Clientes comerciales	38.577	12.500	5	160
Total					245

Fuente: elaboración propia.

3. Paso 3. Desarrollo del control directo de carga

La conexión de los elementos de consumo y su coordinación a través del entramado de flujos de información que conforman las LAN, HAN y EMS permitirá actuar sobre cada uno de los dispositivos del cliente de una manera optimizada según los patrones deseados en función de la información disponible, aunque esta capacidad de la red supone ya un estado muy avanzado de la red inteligente y la disposición de los consumidores para implementar equipamientos y poner en marcha programas de gestión de la demanda.

Para EPRI (2010b) el control directo de carga puede estar vinculado o no a soluciones de gestión de la demanda, dependiendo del caso. Pueden existir varias configuraciones posibles para implementar dicho control, pero su denominador común es que se actúa directamente sobre los dispositivos de la HAN; es decir, en el lado del cliente. En el caso de la configuración descrita por EPRI, en particular, esto se hace a través del EMS.

Aunque EPRI sitúa el control directo de carga como un elemento más dentro de la automatización de las líneas de alimentación existentes, en este ejercicio se mantendrá la vinculación con los dispositivos del cliente y con los desarrollos en fases más avanzadas de la red inteligente, como el EMS (Tabla 36).

Tabla 36. Estimación de costes para el desarrollo del control directo de carga en la CAPV (horizonte 2050)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturación	Coste medio (M€)
Control de carga directo	Líneas de alimentación	1.857	100	15	0,04

Fuente: elaboración propia.

4. Paso 4. Desarrollo del control distribuido de red

Este desarrollo se puede interpretar como un paso adicional o ir más allá de la mera suma de partes de la red. La plena funcionalidad de la red eléctrica llegará a su punto culminante cuando se puedan operar todos sus sistemas de manera global e integrada. De hecho, aportaría a la red la capacidad adecuada para que el DMS sea plenamente funcional (véase Fase II, paso 4).

El control distribuido de la red es un sistema cuyo desarrollo se espera muy a largo plazo, tanto por el desarrollo tecnológico actual como por requerir el despliegue de elementos descritos en las Fases II y III. Así, esta faceta de la red inteligente deberá posponerse más allá del periodo orientativo y, de implementarse, representaría el estado más avanzado de la red inteligente, en el horizonte 2050 o después.

Tabla 37. Estimación de costes para el desarrollo de control distribuido de red en la CAPV (horizonte 2050)

Elemento de coste	Inductor de coste	Valor del inductor	Precio medio (€)	% saturación	Coste medio (M€)
Controladores para el control distribuido de red	Líneas de alimentación	1.857	75.000	10	21

Fuente: elaboración propia.

Costes totales de inversión

Los valores totales de inversión estimados para el despliegue de una red inteligente plenamente funcional en la CAPV en el horizonte 2050 se resumen en la Tabla 38, que incluye todos los elementos descritos en los apartados precedentes.

Tabla 38. Inversiones necesarias totales en la CAPV para una red inteligente plenamente funcional desde 2020 hasta 2050

Fase	Coste promedio (M€)
Fase I	1.035
Fase II	680
Fase III	319
Total	2.034

Fuente: elaboración propia.

El valor promedio que se obtiene para el desarrollo de una red inteligente plenamente funcional en la CAPV es de 68 M€/año en el periodo 2020-2050. Como comparación, la inversión que las cinco grandes empresas de distribución en España (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico y Viesgo) realizaron en el periodo 2013-2016 supuso, en media, un incremento de 1.050 M€/año en el inmovilizado material agregado relacionado con la actividad de distribución (CNMC, 2017).

El gestor de la red de distribución en la CAPV (Iberdrola) invirtió el periodo 2013-2016 unos 2.000 millones de euro en la red de distribución de 25 provincias (10 CC.AA.) y con cobertura a 11 millones de puntos de suministro. De esa inversión total, 128 millones se destinaron al proyecto de redes inteligentes que Iberdrola ha desarrollado en varios puntos de la geografía española.

5. ESQUEMAS DE REGULACIÓN Y REDES INTELIGENTES

5.1. Introducción

Este capítulo se centra en el análisis del modelo de regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica RIIO (*Revenues=Incentives+Innovation+Output*)¹⁷³, desarrollado por el regulador británico Ofgem y en vigor desde 2013. El esquema de regulación RIIO define los ingresos reconocidos a las empresas de distribución de energía eléctrica en función de los resultados que obtienen, medidos según un conjunto de indicadores financieros, de calidad de servicio, medioambientales, etc.

Los esquemas tradicionales de regulación de actividades como el transporte o la distribución de electricidad (p. ej., el modelo de regulación basada en costes o *cost plus*, los modelos de *benchmarking*, los modelos basados en incentivos, como los modelos *price cap* o *revenue cap*, o modelos mixtos, como los *profit-sharing schemes* – ver el Anexo 3) se desarrollaron teniendo en cuenta una visión clásica sobre la naturaleza de las actividades reguladas y las actividades liberalizadas y a partir de conceptos como monopolio natural, contestabilidad de mercados, etc., que servían como base para justificar la necesidad de regular los esquemas de ingresos en actividades como la distribución de energía eléctrica.

Estos modelos tradicionales de regulación se han aplicado, hasta recientemente, en un marco de una cierta estabilidad tecnológica y de desarrollo del mercado, ofreciendo incentivos a las empresas reguladas para ir acompañando el desarrollo de las redes (en términos del número de conexiones, los km de líneas, la capacidad de transformación, etc.) al crecimiento de la demanda de electricidad.

Sin embargo, la inclusión de objetivos medioambientales y de eficiencia energética en las políticas energéticas de los Estados miembros de la Unión Europea, estrechamente ligados al crecimiento de los recursos energéticos distribuidos, las energías renovables y al desarrollo de las redes inteligentes de energía, pone de relieve las limitaciones de los modelos de regulación tradicionales. Estos modelos no están necesariamente diseñados para fomentar la innovación y la inversión en nuevas tecnologías a un coste razonable para los consumidores.

¹⁷³ Ingresos = Incentivos + Innovación + Resultados.

La dificultad a la que se enfrentan los reguladores energéticos a la hora de identificar cuáles son las inversiones eficientes en un entorno de elevada incertidumbre sobre la tecnología y sobre el comportamiento y las preferencias de los consumidores (p. ej., frente a nuevos usos de la energía eléctrica) sesga los resultados de la aplicación de los modelos regulatorios vigentes, generando ineficiencia bien por bajos niveles de inversión en tecnologías y procesos innovadores --p. ej., porque los costes no se reconocen— o bien porque las empresas reguladas tienen incentivos a continuar invirtiendo en activos tradicionales para incrementar el valor de la base de activos reconocida por el modelo.

En los nuevos sistemas energéticos, por tanto, surge la necesidad de adaptar los modelos de regulación para responder de forma adecuada a los retos que implica el desarrollo de nuevas formas de generar y consumir energía eléctrica. En este contexto surgen los modelos de regulación basados en resultados, que ponen el énfasis en el *output* o desempeño de las empresas reguladas y en esquemas de incentivos a la inversión y a la operación eficiente de las redes que permitan repartir de una manera justa los riesgos ligados al desarrollo de infraestructuras y a la innovación entre las empresas reguladas y los consumidores.

Como se describe en los siguientes apartados, el modelo RIIO es un ejemplo de un esquema regulatorio novedoso que determina los ingresos reconocidos regulados en función de los resultados de las empresas, teniendo en cuenta diversos tipos de incentivos a alcanzar eficiencia en la operación de las redes y en las decisiones de inversión en tecnologías, sistemas y procesos innovadores que conformarán las redes inteligentes, garantizando un coste razonable de desarrollo de las nuevas redes, por un lado, y la recuperación de los costes en los que incurran, de forma prudente, las empresas de distribución de energía eléctrica.

5.2. El modelo RIIO en el Reino Unido

5.2.1. Introducción

El modelo RIIO es un esquema regulatorio desarrollado por el regulador británico Ofgem, aplicado desde el 1 de abril de 2015 a la actividad de distribución de electricidad. Con anterioridad, había comenzado a aplicarse en 2013 una versión

inicial del modelo RIIO a las actividades de transporte de electricidad (RIIO-T1) y de distribución de gas natural (RIIO-GD1)¹⁷⁴.

El modelo RIIO-ED1¹⁷⁵ sustituye al anterior modelo de regulación de las actividades de redes, en el caso de la distribución de energía eléctrica conocido como DPCR (Distribution Price Control Review) y cuyo último periodo regulatorio (DPCR5) finalizó el 31 de marzo de 2015 (Ofgem, 2015a).

El principal reto que pretende superar el modelo RIIO es, en palabras de Ofgem, “...alcanzar los objetivos de emisiones [de Gran Bretaña], manteniendo a la vez la fiabilidad de la red y unos precios razonables para los consumidores...” (Ofgem, 2017a).¹⁷⁶

Para ello, el marco regulatorio de la actividad de distribución debe ser suficientemente flexible e innovador como para adaptarse a un nuevo entorno de las redes en el que los OSD adoptan un papel más activo en la gestión de la oferta y la demanda de energía en sus redes e interactúan de forma distinta con el operador del sistema (*National Grid*, en el caso de Gran Bretaña). Además, el marco regulatorio debe fomentar, a través de incentivos adecuados, esquemas de conexión a las redes y de gestión de las mismas eficientes, en un entorno en el que ya se observa un significativa los recursos energéticos distribuidos, y la adopción de tecnologías de redes inteligentes innovadoras que permitan a todos los agentes involucrados en el suministro de energía (OSD, comercializadores, gestores de redes de transporte o GRT y el operador del sistema, etc.) extraer el máximo valor de la flexibilidad de los recursos energéticos de generación y demanda.

Resulta especialmente relevante que el marco regulatorio fomente la “inversión estratégica” por parte de los OSD; es decir, que permita expandir las redes anticipándose a las necesidades de los usuarios y asignando de forma eficiente el riesgo (coste) de inversiones que podrían no recuperarse en caso de que no se materialice la demanda. Finalmente, el marco regulatorio de la actividad de distribución debe, por un lado, incentivar mejoras en la calidad del servicio al usuario y en la fiabilidad de la red y asignar de forma eficiente los costes derivados del

¹⁷⁴ T1 y GD1 hacen referencia al primer periodo regulatorio definido para las actividades de transporte de electricidad y de distribución de gas natural.

¹⁷⁵ ED1 hace referencia al primer periodo regulatorio para la actividad de distribución de electricidad.

¹⁷⁶ El capítulo 4 de Ofgem (2017a) ofrece una descripción de los retos que afronta el nuevo marco regulatorio de las actividades de red.

desarrollo de las redes.¹⁷⁷ La Tabla 39 resume las principales herramientas y esquemas de incentivos dentro del modelo de regulación RIIO-ED1.

Tabla 39. Objetivos de los distintos esquemas de incentivos y mecanismos regulatorios dentro del RIIO-ED1

Mecanismo de incentivos	Objetivos
Esquema de incentivos relativo a las interrupciones	Anticipar los incrementos de demanda ligados a tecnologías de bajas emisiones.
Incentivo a la eficiencia	Evitar situaciones de sobreinversión. Implementar la solución más eficiente.
Incentivos relacionados con las conexiones a la red	Adaptar los procesos de conexión a la red a las necesidades de usuarios que conectan tecnologías limpias y de generación distribuida.
Estímulos a la innovación	Adopción de nuevos procedimientos y soluciones operativas, técnicas, comerciales y contractuales.
Mecanismo de revisión de ingresos (<i>re-openers</i>)	Facilitar la gestión de la incertidumbre asociada al ritmo y el volumen de incorporación de tecnologías con bajas emisiones.
Valoración de costes y beneficios de las redes inteligentes en los planes de negocio	La consideración de los beneficios (además de los costes) en la definición de los resultados financieros de las empresas genera incentivos a la adopción de soluciones que permitan avanzar en el desarrollo de redes inteligentes.

Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017a).

El modelo RIIO es esencialmente un modelo de techo de ingresos reconocidos (*revenue cap*), o monto máximo que puede recaudar una empresa a través de las tarifas de uso de las redes, con algunas diferencias significativas en relación con este tipo de modelos de regulación tradicionales:

1. En primer lugar, los ingresos reconocidos reflejan un monto de costes totales estimados por las empresas y considerados suficientes ofrecer los servicios de

¹⁷⁷ Ofgem es especialmente sensible al problema de la asignación de los costes derivados de extensiones de la red de distribución. En los casos en los que no puede identificarse quiénes son los usuarios que generan los costes incrementales, Ofgem ha resuelto que, en el corto plazo, se recuperen dichos costes a través de las tarifas por uso de las redes (*Distribution Use of System* o *DUoS charges*), hasta que se disponga de información suficiente proveniente de contadores inteligentes que permita poner en marcha esquemas de incentivos que fomenten la gestión eficiente de la demanda por parte de todos los consumidores en los períodos punta.

distribución de electricidad requeridos por los consumidores de manera eficiente durante un periodo regulatorio largo, de 8 años de duración.¹⁷⁸

2. Por otra parte, cada año se ajustan los ingresos reconocidos en función de los resultados globales obtenidos por las empresas, teniendo en cuenta una amplia serie de indicadores de desempeño de la actividad de distribución e incluyendo penalizaciones y primas (financieras) asociadas a diversos esquemas de incentivos.
3. El modelo de regulación permite además ajustar los ingresos reconocidos cada año para tener en cuenta costes inesperado e incluye esquemas específicamente diseñados para fomentar la innovación en la actividad de distribución.

En resumen, el modelo de regulación RIIO determina los ingresos reconocidos de las empresas en gran medida en función de los resultados de su actividad, teniendo en cuenta diversos esquemas de incentivos basados en múltiples indicadores cuantitativos explícitos de los resultados de su actividad y orientados a alcanzar la máxima eficiencia en el desarrollo, la operación y el mantenimiento de las redes y a optimizar la planificación y las decisiones de inversión en las mismas.

5.2.2. Elementos del modelo de regulación RIIO (I): El proceso regulatorio

El proceso regulatorio bajo el esquema de regulación RIIO consta de las siguientes fases dentro de cada periodo regulatorio de 8 años:

1. **Presentación de un plan de negocio al regulador (Ofgem).** Unos 18 meses antes del inicio de cada periodo regulatorio, cada empresa presenta al regulador un plan de negocio detallado que abarque el siguiente periodo regulatorio de 8 años. El plan de negocio debe cubrir aspectos muy diversos, como las propuestas en materia de innovación y nuevas tecnologías, los procesos y procedimientos planteados o los resultados esperados, previsiones detalladas de costes o los planes para la financiación del gasto y de las inversiones.¹⁷⁹ Además, la carga de

¹⁷⁸ Hasta la implantación del modelo RIIO, la duración de los periodos regulatorios era de 5 años. Esta forma de regulación se conoce como regulación *ex ante*, pues fija (en gran medida) los ingresos reconocidos antes del inicio de cada periodo regulatorio. La regulación *ex post*, por el contrario, no fija ingresos reconocidos antes de cada periodo regulatorio y define los ingresos *ex post*, utilizando diversos mecanismos de control para evitar que las tarifas de uso de las redes de distribución varíen de forma no prevista o excesiva.

¹⁷⁹ En concreto, las áreas en las que se dividen los planes de negocios son las siguientes: 1) compromiso de todos los actores y partes interesadas, 2) incentivos, 3) innovación, redes inteligentes, contadores inteligentes, pérdidas y adaptación al cambio climático, 4) resultados, 5) gastos, 6) incertidumbre, 7)

la prueba sobre la eficiencia de los costes previstos en el plan de negocio recae sobre las empresas.¹⁸⁰

2. **Valoración del plan de negocio por parte del regulador.** Una vez recibidos los planes de negocio, Ofgem realiza una valoración detallada de los mismos, a través de un procedimiento de consulta con las empresas (ver Ofgem, 2013). Además de evaluar la calidad y el valor que aporta a los usuarios de la red cada plan de negocio en conjunto, Ofgem analiza con detalle aspectos como los procesos, los resultados esperados, los niveles de gasto, las propuestas de financiación y el riesgo y la incertidumbre asociados a cada uno de ellos.
 - La valoración de Ofgem clasifica los planes de negocio en dos categorías: a) aquellos que, por su calidad y por el valor que aportan a priori a los consumidores, pueden ser incluidos en el procedimiento de fijación de ingresos reconocidos por la vía rápida (*fast track*) y b) aquellos que requieren iteraciones adicionales con el regulador para avanzar en el proceso de determinación de los ingresos reconocidos (*slow track*). En teoría, la posibilidad de que el regulador apruebe el plan de negocio por la vía rápida genera incentivos a que las compañías presenten previsiones de costes, en función de sus planes de negocio, más cercanas a los niveles de costes que son considerados eficientes.
 - Las empresas preparan una revisión de sus planes de negocio teniendo en cuenta los comentarios del regulador. Una vez recibidos los planes revisados por las empresas, Ofgem decide, para cada empresa, si su plan es elegible para entrar en el proceso de fijación de ingresos reconocidos por la “vía rápida” o si se abre un proceso por la “vía lenta” de evaluación detallada del plan de negocio.
 - La valoración *slow track* de los planes de negocio incluye una evaluación por parte de Ofgem de los costes eficientes de cada empresa, utilizando los modelos financieros elaborados por el regulador y otras herramientas analíticas, incluyendo el análisis estadístico de los costes, la valoración detallada de cada concepto de coste y la comparación de los costes propuestos por cada empresa.

financiación del plan, 8) desempeño del negocio, eficiencia y *benchmarking* y 9) calidad y disponibilidad de datos. Ver, por ejemplo, Western Power (2014), el plan propuesto por la empresa Western Power Distribution en enero de 2013 (actualizado en abril de 2014).

¹⁸⁰ Las previsiones de costes deben tener en cuenta la información histórica e incluir, donde sea posible, análisis coste-beneficio de las medidas y gastos propuestos. Además, las empresas deben detallar las metodologías que utilizarán para valorar la eficiencia de los costes en el corto y largo plazo, incluyendo el uso de comparadores (*benchmarking*) e información de mercado.

- El proceso *slow track* es lento, complicado y costoso tanto para el regulador como para las empresas. Para evitar, en la medida de lo posible, incurrir en este “coste regulatorio”, el esquema RIIO-ED1 incluye un mecanismo de incentivos a la calidad de la información (IQI) para que las empresas desarrollen planes de negocio que reflejen la mejor información sobre los costes futuros.
 - Bajo el incentivo IQI (*Information Quality Incentive*), las empresas reciben una prima o son penalizadas en función de cómo se comparan sus costes previstos respecto de los costes eficientes estimados por el regulador. Así, aquellas empresas que entregan mejores previsiones de costes (i.e., más cercanas a las previsiones de costes eficientes de Ofgem) reciben un incentivo o tasa de eficiencia (de los costes totales) mayor. El incentivo IQI se aplica a cada empresa teniendo en cuenta los costes del grupo empresarial al que pertenece en conjunto, para evitar una utilización interesada del mecanismo.
3. **Determinación de los ingresos reconocidos para el año t.** La aprobación del plan de negocio (tanto por la vía rápida como por la vía lenta) implica la aprobación de los Ingresos Reconocidos (*Allowed Revenue*) para el primer año del periodo regulatorio. En el caso de los planes de negocio *fast track*, los costes reconocidos se basan en las propuestas de las empresas, mientras que, en el caso de los planes de negocio evaluados por la vía lenta, los ingresos reconocidos se calculan como una ponderación de los costes eficientes estimados por Ofgem (con un peso del 75%) y los costes propuestos por las empresas (25%).
 4. **Determinación de las tarifas de uso de las redes de distribución.** Una vez determinados los Ingresos Reconocidos, las empresas de distribución fijan un conjunto de tarifas de uso de las redes que les permitirán recaudar la cantidad de fondos reconocida bajo el esquema RIIO-ED1.
 5. **Actualización anual de los ingresos reconocidos.** Los ingresos reconocidos se actualizan cada año a través de un proceso de interacción entre el regulador Ofgem y las empresas de distribución y consta de elementos de actualización automáticos y elementos de actualización de ingresos basada en la evaluación de costes esperados.
- Para llevar a cabo dicha actualización anual, Ofgem utiliza un modelo financiero para cada empresa¹⁸¹ que permite tener en cuenta ajustes automáticos a los

¹⁸¹ Se trata de un modelo (en Excel) desarrollado por Ofgem y disponible en el siguiente enlace: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/11/ed1_pcfn_november_2017.xlsx. La metodología que utiliza Ofgem para definir y calibrar dicho modelo aparece descrita en los documentos titulados

ingresos base (p. ej., ligados a los resultados en términos de costes totales) y recalcula, cada año, el valor de la base de activos regulados (RAV) de cada empresa y el monto total de impuestos derivados de su actividad.

Los Ingresos Reconocidos para cada año t y para cada empresa se calculan como la suma de la Remuneración Base Inicial y de un término de ajuste que se estima a partir del modelo financiero de Ofgem:

$$\text{Ingresos Reconocidos (t)} = \text{Remuneración Base Inicial (t)} + \text{Ajuste (t)}.$$

6. **Periodo de revisión de los controles de precios e ingresos.** A lo largo del séptimo año de cada periodo regulatorio, se da comienzo a un periodo de revisión de los ingresos reconocidos conocido como *price control review*, iniciándose de nuevo el procedimiento descrito en este apartado.

5.2.3. Elementos del modelo de regulación RIIO (II): Ingresos e incentivos

Determinación de los costes totales eficientes (totex).

La determinación de los ingresos regulados de las empresas de distribución de electricidad bajo el modelo RIIO se basa, cada año, en el cálculo de una Remuneración Base Inicial (*Opening Base Revenue*)¹⁸² ajustada por un conjunto de factores entre los que se incluye una valoración del rendimiento en términos del coste total (*totex*)¹⁸³, la inflación, diversos incentivos, financiación de actividades de innovación y otras variables.

"ED1 Price Control Financial Handbook" (existe uno para las empresas *fast-track* y otro para las empresas *slow-track*).

¹⁸² La Remuneración Base Inicial es una estimación inicial de los ingresos necesarios para que el distribuidor recupere el nivel de costes eficientes para llevar a cabo todas sus actividades reguladas. Se calcula realizando proyecciones *ex ante* realizadas por el distribuidor y Ofgem con anterioridad al inicio de un periodo regulatorio.

¹⁸³ Bajo el modelo RIIO, los distribuidores tienen incentivos a mejorar (*outperform*) sus niveles de ingresos totales reconocidos, teniendo en cuenta únicamente los costes controlables. Aquellas empresas que entreguen mejores previsiones de costes totales en los planes de negocio entregados al regulador (en el sentido de que se acerquen más a las previsiones de costes eficientes de Ofgem) reciben un mayor incentivo relativo al coste total (es decir, pueden retener un porcentaje mayor de las reducciones de costes totales que consigan al final del periodo regulatorio). En caso de que se superen los costes totales previstos, también se comparten con los consumidores (a través de las tarifas reguladas).

Ligar los ingresos reconocidos al resultado de las empresas en términos del coste total pretende evitar que se produzca un sesgo entre las asignaciones de costes entre costes de operación (*opex*) y costes de inversión (*capex*), ya que históricamente las empresas reguladas preferían asignar costes al *capex* porque se capitalizaban, incrementando el valor de la base de activos (*regulatory asset value* o RAV). Bajo el modelo RIIO, se aplica un mismo porcentaje de capitalización a todas las inversiones y gastos y los incentivos se aplican al coste total, independientemente del porcentaje real de *opex* y *capex*.

Los costes totales (*totex*) derivados de la prestación de los servicios de distribución de electricidad se determinan al inicio de cada periodo regulatorio y dentro de los planes de negocio enviados a Ofgem y aprobados por el regulador tras un análisis detallado de los mismos.

Determinación de la Remuneración Base Inicial de cada año.

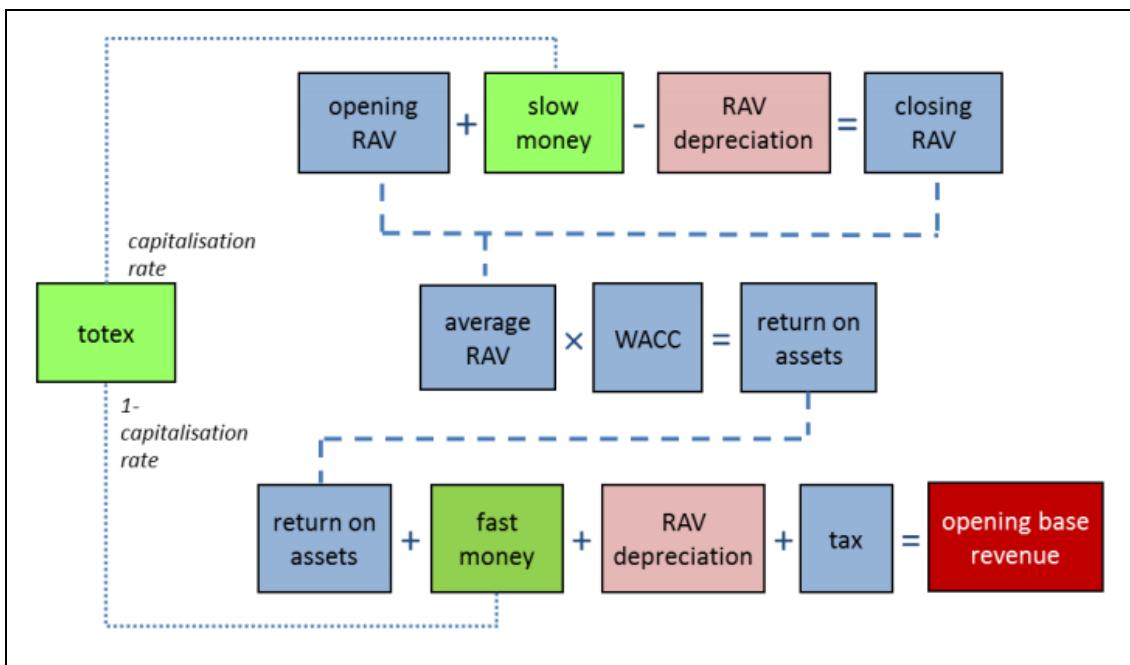
La Remuneración Base Inicial se calcula como la suma de cuatro componentes (Gráfico 80):

- (a) Proporción de los costes totales (*totex*) no capitalizable (*fast money*). Este término incluye costes que se financian dentro del año en el que se incurren, similares a los costes operativos (*opex*) en esquemas regulatorios previos, y la parte de los costes de inversión que no se capitaliza.

La tasa de capitalización de los costes totales de cada empresa, fijada por el regulador antes del inicio de cada periodo regulatorio, es generalmente constante a lo largo del mismo¹⁸⁴ y es aplicada de forma indistinta a todas las inversiones, para evitar incentivos no deseados a incrementar de forma excesiva el valor de los activos regulados.

¹⁸⁴ En el caso del periodo RIIO-ED1, las empresas de distribución presentaron propuestas de tasas capitalización, aprobadas por Ofgem, que variaban entre el 68% y el 80% de los costes totales. Según Ofgem, estos niveles de capitalización de costes permiten alcanzar un equilibrio, a la hora de financiar los costes de las inversiones, entre los consumidores actuales y los futuros. En el caso de la empresa SNSS, la tasa de capitalización de los costes totales varía durante el periodo regulatorio, con el objetivo de evitar efectos sobre el coste total de determinados costes de suministro en las Islas Shetland (Escocia) que previamente se trataban como costes operativos.

Gráfico 80. Componentes de la Remuneración Base Inicial de las empresas de distribución (*Opening Base Revenue*)



Fuente: Ofgem (2017f).

- (b) Rentabilidad de la base de activos regulados (*regulatory asset value* o RAV). La rentabilidad de los activos regulados se calcula multiplicando el valor medio del RAV en el año en cuestión por el valor estimado del coste de capital medio ponderado (WACC)¹⁸⁵.
- (c) Depreciación de la base de activos regulados. Una vez calculado el RAV, se aplica un esquema de depreciación (lineal) de 20 años para los activos existentes y de 45 años para los nuevos activos de distribución.
- (d) Impuestos. El monto de ingresos que se incluye en la Remuneración Base Inicial de cada año y ligada a las obligaciones fiscales de las empresas se calcula utilizando un modelo, aplicado a todas las empresas, que asume

¹⁸⁵ El valor del coste de capital medio ponderado (WACC) se calcula utilizando un nivel de apalancamiento del capital del 65% (i.e., 65% deuda y 35% fondos propios); un coste de la deuda igual a una media móvil que varía, un año cada año del periodo regulatorio, desde 10 años hasta 20 años de un índice de deuda corporativa de empresas no financieras (índice *iBoxx non-financials* con rating A y BBB) --la media móvil entre 10 y 20 años refleja el horizonte de la deuda que suelen emitir las empresas de distribución de energía eléctrica--; y un coste del capital propio igual al 6,0% para todas las empresas de distribución excepto Western Power Distribution (WPD) a la que se aplicó un 6,4% al ser aceptado su plan de negocio por la vía rápida (*fast track*).

un nivel de apalancamiento de referencia y cómo se asigna el gasto entre los distintos conceptos sujetos a gravamen.¹⁸⁶

Actualización anual de los ingresos anuales.

Cada año, Ofgem pone en marcha, junto con las empresas de distribución, un proceso de revisión de los costes reconocidos (*Annual Iterative Process, AIP*) orientado a realizar ajustes de los costes reconocidos el año anterior en función de diversas variables exógenas (p. ej., inflación) y de los resultados de la actividad de la empresa, medidos en función de un conjunto de indicadores diversos.

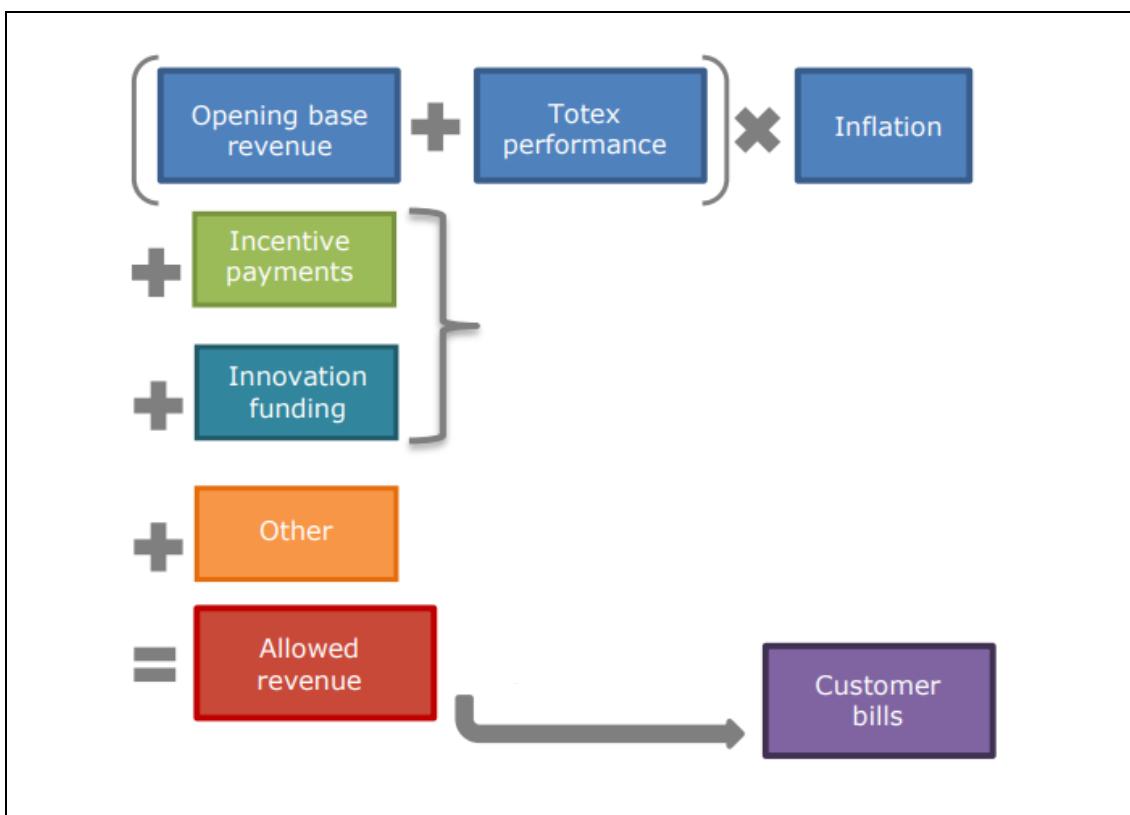
Los Ingresos Reconocidos a partir del segundo año del periodo regulatorio se calculan como la suma de cuatro términos (Gráfico 81):

- (a) Una actualización de la Remuneración Base Inicial que tiene en cuenta los resultados obtenidos en términos de los costes totales (*totex performance*) y un ajuste por inflación.
- (b) Ingresos adicionales (y/o penalizaciones) dentro de distintos esquemas de incentivos ligados al cumplimiento de objetivos relacionados con la fiabilidad y disponibilidad del suministro eléctrico, la eficiencia en la ejecución de nuevas conexiones a la red, la atención al cliente y determinadas obligaciones sociales y el medio ambiente.
- (c) Remuneración asociada a las actividades de innovación, dentro de los esquemas NIA (*Network Innovation Allowance*), NIC (*Network Innovation Competition*) e *Innovation Roll-Out Mechanism*.
- (d) Otros costes adicionales que no pueden determinarse *ex ante* y que se van estimando a lo largo del periodo regulatorio, como costes (no controlables) ligados a la actividad de las empresas¹⁸⁷ y, obligaciones relativas a pensiones y beneficios laborales y otras obligaciones financieras contraídas en el pasado.

¹⁸⁶ En caso de que una empresa obtenga un incremento en las deducciones fiscales debido a un mayor nivel de apalancamiento que el nivel de referencia, se ajustarán sus ingresos de forma correspondiente en la revisión del año siguiente.

¹⁸⁷ Estos costes se calculan a través de los llamados *uncertainty mechanisms*, que incluyen dos categorías de costes: (1) costes actualizables de forma mecánica (factor de indexación a la inflación, coste de la deuda, *pass-through costs* como costes de licencias y otras tarifas y cargos ligados a la actividad, costes de los contadores inteligentes, costes de conexión a las redes de transporte, costes financieros ligados a la segregación de activos –*ringfencing*–, etc., y otros costes ligados al volumen de la actividad, como los costes de despliegue de los contadores inteligentes); y (2) otros costes que deben ser evaluados y estimados con periodicidad anual y de forma *ad hoc* por Ofgem (p. ej., costes de cables submarinos,

Gráfico 81. Proceso simplificado de cálculo de los ingresos reconocidos de las empresas de distribución bajo el esquema RIIO-ED1



Fuente: Ofgem (2017a).

La Tabla 40 muestra los Ingresos Reconocidos para el año regulatorio 2016-2017 y la Remuneración Base Inicial de cada una de las empresas de distribución sujetas al esquema RIIO-ED1.

Incentivo de eficiencia ligado a los costes totales

Cada año, se ajusta la Remuneración Base Inicial de las empresas de distribución de acuerdo con un término que mide la tasa de eficiencia de los costes derivados de su actividad.

El incentivo de eficiencia funciona como un esquema de reparto de sobrecostes y beneficios simétrico que permite compartir los riesgos ligados a la eficiencia en costes entre las empresas y los consumidores.

costes ligados a trabajos en las calles, seguridad de las instalaciones, electrificación del transporte ferroviario, etc., o costes del mecanismo de despliegue de innovaciones (*Innovation Roll-Out Mechanism*).

La empresa de distribución verá incrementados sus ingresos por un porcentaje X% de las ganancias de eficiencia que obtenga en el año (medidas como la diferencia entre los ingresos reconocidos y los costes totales reales), mientras que verá reducidos sus ingresos por una cantidad igual a un X% de los sobrecostes en los que incurra (medidos como la diferencia entre los costes totales reales y los ingresos reconocidos). El resto de las ganancias (o sobrecostes) se imputaría a los consumidores en forma de bajada (o incremento) de las tarifas.

Tabla 40. Remuneración Base Inicial e Ingresos Reconocidos 2016-7

Empresa	Remuneración Base Inicial (M£)	Ingresos Reconocidos (M£)
ENWL	414	414
NPgN	286	295
NPgY	374	384
WMID	479	497
EMID	481	485
SWALES	244	248
SWEST	347	334
LPN	452	436
SPN	395	370
EPN	589	564
SPD	401	422
SPMW	361	349
SSEH	298	297
SSES	549	544
Total	5.672	5.639

Fuente: Ofgem (2017a).

Para el periodo regulatorio RIIO-ED1, el porcentaje X% (la tasa de eficiencia) varía para las 14 empresas de distribución entre el 53% y el 70% (en el caso de las cuatro empresas del grupo Western Power Distribution).¹⁸⁸

Al elaborar el informe anual 2016-2017 correspondiente a la aplicación del esquema RIIO para la actividad de distribución, por ejemplo, Ofgem estimaba que la previsión de costes totales durante todo el periodo regulatorio vigente (hasta 2023) se situaría

¹⁸⁸ Como se explicó anteriormente, el incentivo o tasa de eficiencia tiene en cuenta la aplicación del incentivo IQI sobre la calidad de las previsiones de costes enviadas al regulador por cada empresa.

un 5% por debajo (unos 1.239 M€) de la estimación de costes eficientes, diferencia que se repartiría entre las empresas (incentivo ligado al *totex* del 3% o 683 M€) y los consumidores (un ahorro en las tarifas reguladas de 556 M€) (Tabla 41).

Tabla 41. Costes totales (reconocidos y estimados) de las empresas de distribución en el periodo regulatorio RIIO-ED1 (*totex performance*)

Table 3.1: Totex performance

	Annual (2016-17)			Two year cumulative (2015-16 + 2016-17)			Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23)		
	Allowance £m	Actual £m	Difference £m %	Allowance £m	Actual £m	Difference £m %	Allowance £m	Forecast £m	Difference £m %
ENWL	244	211	-33 -13%	500	461	-40 -8%	1,966	1,909	-57 -3%
NPgN	195	189	-6 -3%	393	381	-12 -3%	1,388	1,398	9 1%
NPgY	246	220	-26 -11%	507	475	-32 -6%	1,853	1,849	-4 -0.2%
WMID	283	320	37 13%	565	638	73 13%	2,282	2,326	44 2%
EMID	302	316	14 5%	610	630	20 3%	2,286	2,249	-36 -2%
SWALES	161	150	-10 -6%	320	295	-24 -8%	1,218	1,160	-57 -5%
SWEST	233	261	27 12%	466	488	23 5%	1,857	1,821	-35 -2%
LPN	263	207	-56 -21%	530	400	-131 -25%	1,917	1,642	-275 -14%
SPN	264	205	-60 -23%	506	382	-124 -25%	1,865	1,601	-264 -14%
EPN	372	311	-62 -17%	733	597	-135 -18%	2,749	2,377	-372 -14%
SPD	221	213	-8 -4%	443	408	-35 -8%	1,650	1,650	-1 0.0%
SPMW	265	257	-9 -3%	520	500	-19 -4%	1,805	1,819	14 1%
SSEH	176	174	-2 -1%	349	327	-21 -6%	1,304	1,215	-88 -7%
SSES	338	309	-29 -9%	670	596	-74 -11%	2,523	2,406	-117 -5%
Total	3,562	3,340	-223 -6%	7,111	6,580	-531 -7%	26,662	25,423	-1,239 -5%

Table 3.2: Totex efficiency incentive rate impact

	Totex efficiency incentive rate	Annual (2016-17) £m			Two year cumulative (2015-16 + 2016-17) £m			Forecast RIIO-ED1 (2015-16 to 2022-23) £m		
		Totex performance	Customer share	DNO share	Totex performance	Customer share	DNO share	Totex performance	Customer share	DNO share
ENWL	58%	-33	-14	-19	-40	-17	-23	-57	-24	-33
NPgN	56%	-6	-3	-3	-12	-5	-7	9	4	5
NPgY	56%	-26	-12	-15	-32	-14	-18	-4	-2	-2
WMID	70%	37	11	26	73	22	51	44	13	31
EMID	70%	14	4	10	20	6	14	-36	-11	-25
SWALES	70%	-10	-3	-7	-24	-7	-17	-57	-17	-40
SWEST	70%	27	8	19	23	7	16	-35	-11	-25
LPN	53%	-56	-26	-30	-131	-61	-70	-275	-128	-146
SPN	53%	-60	-28	-32	-124	-58	-66	-264	-124	-141
EPN	53%	-62	-29	-33	-135	-63	-72	-372	-174	-198
SPD	54%	-8	-4	-4	-35	-16	-18	-1	0	0
SPMW	54%	-9	-4	-5	-19	-9	-10	14	7	8
SSEH	56%	-2	-1	-1	-21	-9	-12	-88	-38	-50
SSES	56%	-29	-13	-16	-74	-32	-42	-117	-51	-66
Total		-223	-112	-111	-531	-257	-274	-1,239	-556	-683

Fuente: Ofgem (2017a).

Tarifas de distribución e ingresos recaudados a los consumidores

Los Ingresos Reconocidos de cada año equivalen a la máxima cantidad de ingresos que puede recaudar una empresa de distribución a través de las tarifas que cobra a sus clientes por los servicios prestados (*distribution use of system charges*).

Además, las empresas de distribución cobran tarifas por determinados servicios específicos para los clientes (p. ej., algunos costes ligados a nuevas conexiones de red, servicios ofrecidos en competencia y relacionados con la lectura de contadores,

etc.) y por otros servicios adicionales (p. ej., servicios administrativos en relación con los contadores, servicios relacionados con esquemas y equipamientos de medida antiguos, operación en áreas remotas o costes asociados a la gestión de robos y actividades orientadas a la recuperación del valor de la energía robada).

5.2.4. Elementos del modelo de regulación RIIO (III): Innovación

La incorporación dentro del esquema RIIO de incentivos financieros ligados a la innovación en tecnologías, procesos, etc., es uno de los principales desarrollos regulatorios respecto de modelos de regulación de la actividad de distribución aplicados previamente.

Aunque Ofgem considera que el esquema RIIO ofrece incentivos a la innovación dentro de las actividades normales de los OSD, reconoce también que existen proyectos sujetos de naturaleza más especulativa y sujetos a incertidumbre, bien sobre sus rendimientos financieros o bien a la dificultad de comercializar y capitalizar los potenciales beneficios medioambientales o en términos de reducción de emisiones contaminantes, por lo que podrían no obtener apoyo por parte de los accionistas y gestores de los OSD (Ofgem, 2017d)

Por esta razón, se incluye en el RIIO una serie de "estímulos a la innovación". En el primer periodo regulatorio bajo el esquema RIIO (RIIO-ED1) se han definido explícitamente los siguientes incentivos: (1) ingresos reconocidos para la financiación de proyectos de innovación en las redes de escala pequeña (*Network Innovation Allowance* o NIA) y (2) una competición anual entre OSD para conseguir financiación para proyectos innovadores y con impacto (*flagship projects*) que generen beneficios medioambientales para los consumidores (*Network Innovation Competition* o NIC) y (3) un incentivo al despliegue de tecnologías probadas (*Innovation Roll-Out Mechanism* o IRM) que contribuyan al desarrollo del sector de la economía con bajas emisiones en el Reino Unido o que tengan beneficios medioambientales.

Network Innovation Allowance (NIA)

El NIA es un programa de incentivos económicos en forma de ingresos reconocidos para las empresas que faciliten la puesta en marcha de proyectos de investigación y desarrollo y proyectos piloto de pequeña escala que impliquen innovación en las redes eléctricas.

Cada año, se define un monto total de fondos para cada OSD que podrían destinarse a la financiación de estos proyectos de innovación, que, en principio, no deben

cumplir con requisitos de contenido concretos (p. ej., pueden referirse al desarrollo de tecnologías, procesos, soluciones comerciales, etc.).

Cada año, las empresas pueden solicitar el incentivo NIA para un conjunto de proyectos indeterminado, siempre que el incentivo agregado ligado a todos los proyectos no supere el monto total destinado para cada una de ellas (Tabla 42).

Tabla 42. Cantidades máximas de financiación bajo el esquema NIA en el periodo RIIO-ED1 (% de la Remuneración Base)

Empresa de distribución	Financiación disponible bajo el esquema NIA (% de la Remuneración Base Inicial)
ENWL	0,7%
NPg	0,6%
WPD	0,5%
UKPN	0,5%
SPEN	0,5%
SSEPD	0,5%

Fuente: Ofgem (2017a).

Los proyectos serán elegibles para recibir el NIA una vez estén correctamente registrados en el portal web de difusión del conocimiento generado (*Smarter Networks Portal*¹⁸⁹) habilitado por los propios OSD en el seno de la Energy Networks Association bajo la supervisión del *Smart Grids Forum*. De esta manera, el proceso de asignación del NIA no implica una aprobación explícita de Ofgem de los proyectos concretos, salvo en algunos casos concretos.¹⁹⁰

Antes del registro en el *Smarter Networks Portal*, los OSD deberán, para cada proyecto, publicar en dicho portal un documento titulado “Evaluación de la Elegibilidad del Proyecto” (*Project Eligibility Assessment*, PEA), firmado por el responsable de implementación de los proyectos NIA del OSD correspondiente, justificando por qué

¹⁸⁹ Ver www.smarternetworks.org. Además de este portal, las empresas de distribución han puesto en marcha otro portal web de difusión de información sobre proyectos de innovación llamado www.nicollaborationportal.org.

¹⁹⁰ Por ejemplo, cuando se solicite la exención de alguno de las condiciones por defecto aplicables a los derechos de propiedad intelectual que deben cumplir los proyectos o cuando un proyecto implique pagos entre unidades dentro de una misma empresa o entre empresas del mismo grupo.

el proyecto cumple con los criterios de elegibilidad del esquema NIA y por qué no se está ejecutando dentro de la actividad normal de la empresa.

La elegibilidad de un proyecto para recibir el incentivo NIA se basa en los siguientes criterios:¹⁹¹

1. Debe tener impacto directo sobre la red o sobre la operación de las redes y referirse a (a) un nuevo equipamiento, (b) un nuevo uso de un equipamiento existente, (c) un proceso o práctica operativa novedoso o (d) una solución comercial innovadora.
2. Debe generar conocimiento que pueda ser compartido con y aplicado por otros OSD.
3. Debe poder, potencialmente, generar beneficios financieros netos para los consumidores.
4. Debe ser innovador, con un plan de negocio cuya viabilidad no esté demostrada y que requiera I+D o un proyecto piloto que permita demostrar su validez.
5. No debe dar lugar a una duplicación ineficiente de equipamientos, procesos, etc.

Para que un proyecto quede correctamente registrado en el *Smarter Networks Portal*, el OSD debe aportar información detallada sobre el proyecto, incluyendo (Ofgem, 2017d): el título del proyecto, el OSD titular del proyecto, una justificación de la elegibilidad para recibir el NIA, una descripción del problema que resuelve el proyecto y del método para resolverlo o investigarlo, los objetivos y el alcance del proyecto, los criterios identificados para evaluar el éxito del proyecto, los socios y la financiación externa del proyecto (si la hay), el potencial de aprendizaje, la escala del proyecto, la zona geográfica y una valoración del ahorro esperado a lo largo del periodo regulatorio como resultado del proyecto o valor del incentivo NIA que se reclama para financiar el proyecto.

La valoración de los gastos que podrán ser recuperados dentro del NIA es otro de los elementos importantes de este esquema de incentivos. Por un lado, pueden incluirse costes relacionados con equipamientos e infraestructuras siempre que estén directamente relacionados con el proyecto de innovación y no estén relacionados con la instalación, operación o desinstalación de equipamientos de medida. Además,

¹⁹¹ La valoración de los beneficios de un proyecto determinado se lleva a cabo utilizando la metodología desarrollada por los OSD en ENA (2015).

pueden incluirse como costes del proyecto de innovación los pagos a consumidores como resultado de esquemas de incentivos dentro del proyecto de innovación siempre que estos esquemas estén aprobados por Ofgem y que ofrezcan las mismas condiciones para conjuntos de consumidores similares. Dentro de cada proyecto de innovación pueden asignarse algunos costes operativos internos (p. ej., salarios) al incentivo NIA, aplicando los criterios que aparecen descritos en la licencia para la actividad de distribución de energía eléctrica¹⁹².

Por otro lado, se consideran no recuperables aquellos gastos dentro de un proyecto NIA ligados a incumplimientos de los requisitos técnicos del proyecto o bien a los costes (p. ej., pagos a consumidores) derivados de un peor nivel de calidad de servicio como consecuencia de la implementación del proyecto. Igualmente, no podrán incluirse entre los costes recuperables a través del incentivo NIA los costes de actividades financiadas por socios en el proyecto de innovación o por terceras partes.

Finalmente, deberán deducirse de los ingresos asociados al incentivo NIA los ahorros en costes reconocidos en el periodo regulatorio que estén directamente ligados a la implementación del proyecto de innovación.

Los ingresos reconocidos dentro del esquema de incentivos NIA se incluirán en los Ingresos Base de la empresa de distribución dentro del esquema RIIO-ED1.

Un aspecto adicional del esquema de incentivos NIA relativo a la protección de los consumidores es que las empresas de distribución no pueden, en el ámbito de un proyecto NIA, organizar visitas a clientes con fines comerciales, ni impedir o dificultar el desarrollo de los proyectos en marcha de despliegue de contadores inteligentes.

Network Innovation Competition (NIC).

El esquema de incentivos NIC consiste en una competición anual entre las empresas para obtener financiación para proyectos de innovación de gran escala y con un mayor grado de innovación que los proyectos NIA. El objetivo principal del esquema NIC es poner en marcha proyectos que generen beneficios para los consumidores en términos medioambientales y/o de descarbonización de la actividad de distribución de energía eléctrica.

A diferencia de los incentivos NIA, el coste de los incentivos NIC no se incluye en los ingresos reconocidos de las empresas dentro del esquema RIIO, sino que se financia como parte de las tarifas de acceso a las redes de transporte (*Transmission Network*

¹⁹² Ver la cláusula "Charge Restriction Condition 2H" de la "Electricity Distribution Licence" en Ofgem (2015b).

Charges). Cada año; Ofgem decide cuál será el volumen total de financiación disponible para proyectos NIC. El monto total de financiación para un proyecto concreto dentro del esquema NIC, a lo largo de su vida útil, es de 70 millones de £.

La asignación de la financiación disponible se lleva a cabo mediante un proceso en dos etapas: (1) un proceso inicial de filtrado de candidaturas y (2) un proceso de evaluación y selección final entre aquellos proyectos que superaron la primera etapa.

En la primera etapa, que debe estar completada antes del final del mes de abril de cada año, las empresas de distribución presentan al regulador proyectos de innovación que deben cumplir con los siguientes requisitos (muchos de ellos similares a los aplicables en el caso del incentivo NIA) para superar esta fase del concurso:¹⁹³

1. Deben tener impacto directo sobre la red o sobre la operación de las redes y referirse a (a) un nuevo equipamiento, (b) un nuevo uso de un equipamiento existente, (c) un proceso o práctica operativa novedoso o (d) una solución comercial innovadora.
2. Deben facilitar el desarrollo de un sector energético bajo en emisiones y generar beneficios medioambientales, a la vez que potenciales beneficios netos financieros a los usuarios presentes y futuros de las redes energéticas.
3. Deben ofrecer una buena relación rentabilidad-coste para los consumidores eléctricos.¹⁹⁴
4. Deben generar conocimiento que pueda ser compartido y aplicado en las redes energéticas en el Reino Unido.
5. Deben ser innovadores, con un plan de negocio cuya viabilidad no esté demostrada y que requiera I+D o un proyecto piloto que permita demostrar su validez.

Los proyectos que cumplan con los criterios descritos anteriormente pasan a la segunda fase del NIC, con la restricción de que cada empresa solo podrá presentar dos proyectos propios a esta segunda fase, pudiendo presentar otros dos proyectos

¹⁹³ La información concreta sobre cada proyecto que debe aportar cada empresa de distribución está descrita en Ofgem (2017b), pp. 23-26.

¹⁹⁴ En la memoria del proyecto los distribuidores deberán, por ejemplo, valorar el impacto directo del proyecto sobre las redes energéticas o la operación del sistema, justificar que el aprendizaje esperado tendrá una magnitud significativa en comparación con la escala del proyecto y los costes, ofrecer garantías de que el proyecto se llevará a cabo con niveles competitivos de costes o que una gran parte de los beneficios del proyecto se localizarán en las redes energéticas.

más, siempre que estén liderados y dirigidos por terceros que no sean empresas de distribución y que la empresa de distribución demuestre (a) que el origen de la/s idea/s es suyo y (b) que tiene la intención de ejecutar el proyecto junto con dicha/s tercera/s parte/s.

En la segunda fase, cada proyecto debe ir acompañado de un conjunto de documentación (*full submission*) entre la que se incluye una descripción detallada del proyecto, información sobre los beneficios y los costes asociados al proyecto y la financiación requerida bajo el esquema NIC¹⁹⁵, la estructura de gestión del proyecto, los entregables previstos, la vía de acceso a los datos y a información para realizar un seguimiento del proyecto, una explicación detallada y justificada con evidencia sobre cómo responde a los criterios de evaluación el método, el proyecto o la solución propuesta y los resultados esperados en términos de aprendizaje.

La evaluación de los proyectos NIC en la segunda parte del proceso se lleva a cabo mediante un panel de expertos nombrados por Ofgem¹⁹⁶ que deberá enviar al regulador una recomendación sobre cuáles son los proyectos que deben recibir financiación ese año.

Entre los criterios de evaluación de los proyectos, además de los criterios 2 a 5 de la lista anterior, se incluyen la participación de distintos socios en el proyecto y la variedad de fuentes de financiación externas, la relevancia y oportunidad del proyecto planteado en términos del conocimiento que se espera generar y de las tecnologías utilizadas y la aportación de evidencia sobre la robustez de la metodología propuesta y sobre que el proyecto está listo para ser implementado.

Antes del 30 de noviembre de cada año, Ofgem hace pública la lista de proyectos que obtienen financiación ese año bajo el esquema NIC, publicándose además el informe del panel de expertos (eliminando la información confidencial). El regulador enviará a la empresa de distribución un documento que enumera todas las condiciones bajo las cuales la empresa acepta la financiación (*Project Direction*).

¹⁹⁵ En particular, en la petición de financiación debe incluirse una estimación detallada de los costes totales del proyecto, de la financiación solicitada inicialmente (costes totales menos la parte financiada por terceros que exceda a la contribución obligatoria de la empresa solicitante, igual al 10% del coste total del proyecto), la contribución obligatoria de la empresa de distribución (un 10% del coste total), el interés derivado de la financiación NIC (para deducirlo del total) y de los costes (recuperables) asociados a la preparación de las propuestas hasta un máximo de 175.000 £ o el 5% de la financiación solicitada. La contribución obligatoria de las empresas (un 10% del coste total del proyecto) puede ser cubierta con los beneficios directos estimados asociados a la implementación del proyecto (calculados como aquellos gastos previstos en el plan de negocio RIIO y en los que se espera no incurrir como consecuencia de la implementación del proyecto).

¹⁹⁶ Ofgem podrá contratar igualmente a empresas de consultoría para que asistan al panel de expertos.

Una vez emitido este documento, la empresa queda obligada a cumplir con dichas condiciones. En caso de incumplimientos, las cantidades aprobadas podrían ser deducidas de los ingresos reconocidos en años posteriores dentro del periodo regulatorio correspondiente del RIIO-ED1.

Una vez en marcha, un proyecto de innovación financiado a través del esquema NIC está sujeto a procedimientos de control e información detallados relacionados con su financiación¹⁹⁷ y con la ejecución del proyecto. Cada año, la empresa de distribución debe entregar a Ofgem un Informe de Avance del Proyecto (*Project Progress Report*).¹⁹⁸

Al igual que en el caso de los proyectos financiados bajo el esquema NIA, las empresas que ejecutan proyectos NIC se comprometen a no organizar visitas comerciales a consumidores en el ámbito de estos proyectos ni a interferir con los proyectos de despliegue de contadores inteligentes.

Un aspecto especialmente destacable en el caso de los proyectos NIC es el esquema de protección de los derechos de propiedad intelectual. Ofgem reconoce que el desarrollo de proyectos ambiciosos de innovación puede dar lugar a áreas de conocimiento que requieran protección bajo la legislación sobre propiedad intelectual.

Aunque uno de los principales objetivos de los esquemas de fomento de la innovación bajo el modelo RIIO es la transferencia de conocimiento entre las

¹⁹⁷ Por ejemplo, todos los fondos de financiación NIC deben depositarse en una cuenta bancaria específica para el proyecto, con el objeto de realizar un seguimiento estrecho de su uso. Antes del inicio del proyecto, los auditores de la empresa de distribución deben confirmar que el receptor del incentivo NIC dispone de sistemas y procesos adecuados para monitorizar el uso de los fondos NIC. Además, la empresa de distribución deberá entregar un informe anual detallado sobre la financiación del proyecto bajo el esquema NIC.

¹⁹⁸ En este informe debe incluir un resumen detallado del estado del proyecto y de los avances realizados a lo largo del año, un informe financiero detallado (evolución del plan de negocio, seguimiento del presupuesto, etc.), un informe sobre los entregables previstos o ya terminados, un informe sobre el conocimiento adquirido o una descripción de aquellos cambios significativos en el ámbito del proyecto (bien relacionados con la tecnología o con la ejecución del proyecto o bien de carácter financiero).

empresas de redes,¹⁹⁹ el esquema NIC permite preservar derechos de propiedad intelectual dentro de proyectos de innovación.²⁰⁰

Innovation Roll-Out Mechanism.

Además de los esquemas de incentivos NIA y NIC, las empresas de distribución pueden recuperar costes derivados de actividades de innovación a través de uno de los mecanismos de ajuste de los ingresos reconocidos: el Mecanismo de Despliegue de Innovación o *Innovation Roll-Out Mechanism* (IRM).

Bajo el esquema IRM, las empresas de distribución pueden solicitar financiación durante dos ventanas temporales a lo largo del periodo regulatorio para cubrir los costes de despliegue de innovaciones probadas con beneficios medioambientales y una buena relación rentabilidad-coste en el largo plazo.

Una de las condiciones que deben cumplir los proyectos que soliciten fondos bajo el esquema IRM es que generen resultados medibles que permitan evaluar el éxito del despliegue de la innovación.

Como ejemplo de propuesta de financiación bajo el esquema IRM puede citarse el proyecto de despliegue, por parte de SP (Scottish Power) Distribution, de un sistema de gestión activa de la red de distribución en el concejo de Dumfries y Galloway en Escocia, que sufre restricciones de exportación a través de una línea de transporte.²⁰¹

¹⁹⁹ Por ejemplo, a través de la publicación de información y conocimiento en el portal web de colaboración entre las empresas de distribución (www.nicollaborationportal.org) o en el portal web en el que se registran los proyectos NIA y NIC *Smarter Networks* (www.smarternetworks.org). Además, todos los años las empresas de redes están obligadas a organizar una conferencia para la diseminación de los nuevos conocimientos generados en el ámbito de los proyectos de innovación. Esta conferencia puede englobar a los proyectos NIA y NIC, ser conjunta para gas y electricidad o incluir proyectos relacionados con el transporte y la distribución de energía.

²⁰⁰ En concreto, el “*Electricity Network Innovation Competition Governance Document*” reconoce dos tipos de derechos de propiedad intelectual en el ámbito de proyectos de innovación: (a) los reconocidos a la empresa antes del inicio del proyecto y (b) los que se podrán generar a lo largo de la vida del proyecto. El esquema de incentivos NIC también recoge la obligación para las empresas de compartir con los consumidores (en proporción con la financiación aportada por éstos) los potenciales “royalties” derivados de la ejecución del proyecto de innovación.

²⁰¹ La propuesta de la empresa SP Distribution implicaba un incremento en los ingresos reconocidos en el periodo RIIO-ED2 (2024-2031) de hasta 9,1 ME. Ver <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/118130>.

El despliegue del nuevo sistema de gestión de la red facilitará la integración de generación distribuida, minimizando además el número de intervenciones de control y de desconexiones de elementos de generación.²⁰²

Como principales elementos de innovación de este proyecto, SP Distribution cita que es el primer proyecto en el Reino Unido de gestión activa de múltiples puntos de la de distribución múltiples puntos de red, el primero en el que se incluyen elementos de generación distribuida y el primero en el que se integra al operador de la red de transporte en el esquema de gestión activa.

5.2.5. Elementos del modelo de regulación RIIO (III): Resultados

La definición de esquemas de incentivos (*profit- y risk-sharing*) basados en los resultados de cada empresa de distribución, en términos de los servicios de distribución de energía eléctrica ofrecidos a los consumidores, es probablemente el elemento central del modelo regulatorio vigente en el Reino Unido.

El modelo RIIO define indicadores del desempeño de la actividad de distribución y del cumplimiento de determinados objetivos dentro de cuatro grandes categorías:

1. fiabilidad y disponibilidad del servicio de suministro de electricidad;
2. conexiones a la red de distribución;
3. servicio de atención al cliente y obligaciones sociales; y
4. medio ambiente.

Fiabilidad y disponibilidad

En esta categoría se incluyen indicadores “clásicos” de calidad del servicio de suministro de energía eléctrica, como el número y la magnitud de las interrupciones en el suministro o el tiempo de reposición del servicio interrumpido en diversas situaciones de la red (p. ej., condiciones normales, condiciones normales con un número elevado de puntos de suministro afectados, condiciones meteorológicas adversas, etc.) y otros indicadores más relacionados con la calidad del servicio al cliente en situaciones en las que el servicio de suministro eléctrico se ve afectado, como la velocidad de respuesta ante reclamaciones relacionadas con aspectos como

²⁰² En octubre de 2017, Ofgem publicó su decisión de aprobar una financiación de 8,01 M£ para este proyecto. Ver Ofgem (2017c).

la desconexión de una instalación de la red por causas ligadas a la operación de las redes, las prenotificaciones (a clientes) de desconexión de la red por motivos autorizados (p. ej., labores de mantenimiento, etc.), los niveles de tensión, el funcionamiento de los equipamientos de medida, los procesos de pago relacionados con el suministro eléctrico o con las penalizaciones a los distribuidores por no cumplir con los estándares de servicio fijados en la normativa, etc.²⁰³

Además, se incluyen dentro de esta categoría otros incentivos, como los orientados a mejorar las condiciones de suministro de aquellos consumidores afectados por interrupciones de forma continuada o los orientados a realizar inversiones de forma proactiva para mejorar la capacidad de adaptación de las redes en caso de situaciones excepcionales de operación de la red (p. ej., apagones debidos a situaciones meteorológicas adversas).

Finalmente, dentro de esta categoría se incluyen otros indicadores de calidad del suministro eléctrico o indicadores sobre activos de red (*Network Asset Indices*) ligados al cumplimiento de un objetivo general de reducción del riesgo (monetizado) asociado a la condición y al uso de los activos de distribución.²⁰⁴

La idea detrás de establecer un incentivo relacionado con estos indicadores es intentar evitar situaciones en las que los OSD no inviertan suficientemente en la renovación y actualización de los activos de distribución y operen las redes con elevados niveles de carga en las subestaciones primarias, lo que incrementaría a medio plazo la probabilidad de eventos críticos en la red, aunque no se hicieran visibles los efectos a corto plazo.

La Tabla 43 resume los incentivos concretos definidos en el esquema RIIO en relación con la confiabilidad y la disponibilidad del servicio de suministro eléctrico.

²⁰³ Una buena parte de estos estándares de calidad de servicio, tanto individuales como comunes para todos los distribuidores de electricidad, se incluyen en *"The Electricity (Standards of Performance) Regulations"*, cuya versión vigente entró en vigor el 1 de abril de 2015 (*Statutory Instrument 2015 No. 699*).

²⁰⁴ En concreto, se definen indicadores como (a) el índice de carga de las subestaciones primarias –este indicador no se ha incluido en el primer periodo regulatorio bajo el modelo RIIO porque Ofgem considera que no se entiende bien aún su relación con las estimaciones de costes eficientes que realiza—; (b) un índice sobre la condición de los activos (índice compuesto que tiene en cuenta la edad, condición general, historia de fallos y probabilidad de fallo de los distintos activos); o (c) un índice de criticalidad de los activos que mide las consecuencias (financieras) de fallos en los mismos.

Tabla 43. Tipos de incentivos para los OSD relacionado con la fiabilidad y la disponibilidad del servicio de suministro eléctrico

Categoría de incentivo	Tipo de incentivo financiero
Incentivo sobre interrupción del servicio (<i>Interruption Incentive Scheme, IIS</i>): Prima o penalización financiera relacionada con el número y la duración de las interrupciones en su red.	Incentivo financiero de hasta 250 puntos base en el indicador de rentabilidad "regulatoria" anual RORE (<i>Return on Regulatory Equity</i>).
Estándares de Desempeño Garantizados (<i>Guaranteed Standards of Performance, GSOP</i>): Pagos a los consumidores de cantidades prefijadas por incumplir los estándares mínimos de servicio.	Penalización en forma de pagos a consumidores por incumplir los estándares.
Consumidores con peores índices de servicio (<i>Worst Served Customers</i>): Los OSD disponen de un fondo para invertir en mejoras en la confiabilidad y disponibilidad de aquellos consumidores que hayan sufrido interrupciones de manera continuada.	Bolsa total de 76,5 M€ a lo largo del periodo regulatorio ED1 que se pierde en caso de no utilizarse (<i>use it or lose it</i>).
Resiliencia de la red: Inversiones en redes ejecutadas de forma proactiva por los OSD para mitigar el impacto de sucesos disruptivos para el suministro de energía eléctrica (p. ej., eventos meteorológicos extremos). ²⁰⁵	Se asocia un incentivo reputacional, no financiero.
Riesgo de red asociado a la condición y la criticidad de los activos de distribución: Los OSD reciben primas o sufren penalizaciones en función de su desempeño en relación con objetivos de reducciones en un indicador (monetizado) de riesgo en las redes que se alcanzan mediante inversiones en sustitución y actualización de activos.	Incremento (reducción) de los ingresos reconocidos en el siguiente periodo regulatorio en función de los costes incrementales (costes evitados) asociados con la superación o el incumplimiento del incentivo. Prima (penalización) financiera adicional igual al 2,5% del valor asociado a la superación (incumplimiento) de los objetivos fijados.

Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017f).

²⁰⁵ Entre estas inversiones se incluyen medidas orientadas a mitigar los riesgos derivados de inundaciones (utilizando como base el estudio llevado a cabo por el gobierno británico en septiembre de 2016 titulado "*National Flood Resilience Review*", ver Gobierno del Reino Unido (2016)), a limitar las consecuencias de apagones totales o parciales generalizados y agilizar la reposición del servicio, y a proteger instalaciones y líneas de distribución mediante la poda y tala del arbolado cercano (p. ej., inversiones en tecnologías láser, como LiDAR –ver www.lidar-uk.com–, para evaluar la distancia entre las líneas y los árboles a su alrededor).

Conexiones a la red

El esquema de regulación RIIO también incluye incentivos financieros para que los OSD ejecuten las acciones relacionadas con la conexión a la red de distribución de nuevos consumidores de forma rápida y eficiente. En concreto, establece cuatro tipos de indicadores relacionados con las conexiones con incentivos económicos asociados, que se resumen en la Tabla 44.

Tabla 44. Tipos de incentivos para los OSD relacionados con las conexiones

Categoría de incentivo	Incentivo financiero
Incentivo relacionado con el tiempo de conexión (Time to Connect, TTC): Prima en forma de mayores ingresos reconocidos por reducir el tiempo medio de conexión para los clientes más pequeños y con conexiones más sencillas.	Prima (incremento de ingresos) potencial de hasta un 0,4% de los Ingresos Base.
Incentivo relacionado con el compromiso con los clientes (Incentive on Connections Engagement, ICE): Penalización cuando los OSD no se involucren de forma efectiva e identifiquen adecuadamente los requerimientos de los consumidores que necesiten conexiones más complejas.	Penalización (reducción de ingresos) de hasta un 0,9% de los Ingresos Base.
Estándares Garantizados sobre Conexiones (Connections Guaranteed Standards of Performance, GSOP): Pagos a los consumidores de cantidades prefijadas por incumplir estándares mínimos de servicio en relación con las conexiones.	Penalización en forma de pagos a consumidores por incumplir los estándares.
Encuesta de satisfacción de los consumidores: Incentivo ligado a las respuestas de consumidores de baja tensión que solicitan una conexión dentro de la encuesta de satisfacción del <i>Broad Measure of Customer Satisfaction</i> .	Prima o penalización financiera de un 0,5% de los Ingresos Base que se incluye en la prima o penalización general Indicador General de Calidad de Servicio (<i>Broad Measure of Customer Service</i> , BMCS) de hasta un +/- 1,5% de los Ingresos Base.

Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017e).

Atención al cliente y “obligaciones sociales”

Otro de los objetivos principales del esquema de regulación RIIO es asegurar una adecuada calidad en los servicios de atención al consumidor. Dependiendo del tipo de consumidor, la percepción sobre la calidad del servicio de un OSD puede estar asociada únicamente a un suministro seguro y fiable, como puede ser el caso de

muchos clientes domésticos o pequeños comercios, o bien a la respuesta del OSD a las necesidades por parte de consumidores con requerimientos más complejos.

Dentro del RIIO, el principal incentivo relacionado con la calidad de la atención a los clientes está estrechamente ligado al Indicador General de Calidad de Servicio (*Broad Measure of Customer Service*, BMCS). Este incentivo consta de tres elementos o incentivos individuales:

- una encuesta de satisfacción con el servicio,
- un indicador relativo a las quejas y reclamaciones, y
- un indicador del compromiso con actores relevantes en relación con actividades dirigidas a los consumidores vulnerables (*Stakeholder Engagement and Consumer Vulnerability*, SECV) (Tabla 45).

Tabla 45. Incentivos asociados a la atención al cliente y a las obligaciones sociales

Incentivo BMCS	Prima/penalización máxima (% del Ingreso Base)
Encuesta de satisfacción del consumidor	Conexiones +0,5% / -0,5%
	Interrupciones +0,3% / -0,3%
	Consultas generales +0,2% / -0,2%
Indicador de quejas y reclamaciones	0% / -0,5%
SECV	+0,5% / 0%
Prima/Penalización máxima	+1,5% / -1,5%

Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017f).

Los OSD están obligados a realizar cada año una encuesta de satisfacción sobre el servicio que ofrecen, que lleva a cabo una empresa independiente. Se realizan encuestas a tres tipos de clientes: consumidores que solicitan conexiones de baja tensión con contador, consumidores que sufren interrupciones y consumidores que realizan consultas generales sobre el servicio.

Al final de la encuesta, se pregunta a los consumidores cuál es su satisfacción (utilizando un indicador de 0 a 10) del servicio ofrecido por el OSD, siendo este indicador de calidad global el que se utiliza para definir el incentivo. Como referencia, se utilizan indicadores medios de satisfacción en distintos sectores (e. g., servicios bancarios, venta al por menor y otros servicios públicos).

En función del resultado obtenido por el OSD y teniendo en cuenta valores máximos y mínimos para el conjunto de sectores,²⁰⁶ se define una prima o una penalización que pueden ser, como máximo, iguales a +1% y -1%, respectivamente, del Ingreso Base.

El indicador relativo a las quejas y reclamaciones es un indicador que pondera las quejas/reclamaciones sobre el servicio de los OSD remitidas al Defensor del Consumidor de Energía²⁰⁷ y no resueltas después de 24 horas (10%), después de 31 días (30%), las quejas/reclamaciones repetidas (50%) y el porcentaje de decisiones del Defensor del Consumidor de Energía sobre disputas en contra del OSD (10%).

En este caso, el objetivo del indicador en 2016-7 era alcanzar, al menos, el indicador de quejas y reclamaciones promedio en 2012-3. Por debajo de este valor, no se premia al OSD, mientras que por encima de ese valor (hasta un valor máximo igual al peor indicador individual de quejas y reclamaciones en ese año) se penaliza al OSD hasta un máximo de un 0,5% del Ingreso Base.

Finalmente, el indicador de compromiso social SECV se calcula mediante la valoración (por parte de un panel de expertos independientes nombrado por Ofgem) de los informes sobre compromiso con actores relevantes en relación con actividades dirigidas a los consumidores vulnerables que deben remitir los OSD a Ofgem cada año. El panel de expertos define un indicador del incentivo SECV que, a su vez, da lugar a una prima entre el 0% y el 0,5% del Ingreso Base.²⁰⁸

La Tabla 45 resume el conjunto de incentivos aplicados a los OSD en relación con la atención al cliente y las obligaciones sociales.

Medio ambiente

Los incentivos ligados a aspectos medioambientales dentro del esquema RIIO-ED1 tienen como objetivo que los OSD gestionen o reduzcan el valor de variables ligadas al diseño, construcción, operación y mantenimiento de las redes y con impacto

²⁰⁶ Por ejemplo, para el ejercicio 2016-2017 se tomaron como valores mínimo, medio y máximo de la referencia de satisfacción de consumidor los siguientes: 6,9/10, 8,2/10 y 8,9/10. Estos valores de referencia se calculan utilizando datos recopilados en el "UK Customer Satisfaction Index", elaborado por *The Institute of Customer Service* (ver <https://www.instituteofcustomerservice.com/research-insight/uk-customer-satisfaction-index>).

²⁰⁷ El *Energy Ombudsman* es una entidad autorizada por Ofgem para resolver, de forma gratuita, las disputas entre empresas y consumidores de energía. Ver <https://www.ombudsman-services.org/sectors/energy>.

²⁰⁸ Los criterios utilizados por el panel de expertos para estimar el indicador que definirá el incentivo SECV aparecen en Ofgem (2016).

medioambiental, como las pérdidas en las redes, el robo de energía, su huella de carbono como empresas, las emisiones de hexafluoruro de azufre (SF_6)²⁰⁹, las fugas de fluidos (aceites) en líneas de distribución enterradas y el ruido que produce el equipamiento.

Tabla 46. Incentivos ligados a aspectos medioambientales en RIIO

Objetivo	Tipo de incentivo
Pérdidas en las redes ²¹⁰	<ul style="list-style-type: none"> • Obligación regulatoria de diseñar, construir y operar redes con el objetivo de minimizar las pérdidas.²¹¹ • Obligación de publicación, en las páginas web, de una estrategia para reducir pérdidas, detallando las acciones propuestas²¹² y justificándolas con un análisis coste-beneficio y en un horizonte de vida total de las instalaciones y equipamientos. Además, los OSD deben publicar, con carácter anual, informes sobre las actividades realizadas relativas a las pérdidas. • Además de lo anterior, existe un incentivo financiero, en forma de prima discrecional,²¹³ para los OSD que lleven a cabo actividades relacionadas con la reducción de pérdidas que vayan más allá de las incluidas en las estrategias de reducción de pérdidas.

(cont.)

²⁰⁹ El SF_6 , gas de efecto invernadero muy potente, se utiliza como gas aislante en equipamientos e instalaciones eléctricas como los cuadros de interruptores (*switchgear*), dispositivos de desconexión (*circuit breakers*), etc.

²¹⁰ Hasta la implantación del esquema RIIO, los incentivos para reducir las pérdidas en las redes de distribución en el Reino Unido se basaban en objetivos cuantitativos concretos. Sin embargo, Ofgem ha descartado incluir este tipo de incentivo en el nuevo esquema regulatorio debido a problemas graves relacionados con los datos. En particular, Ofgem indica que "...*There is currently no reliable source of data common to all DNOs for measuring electricity losses...*". Ver Ofgem (2015c), disponible en www.ofgem.gov.uk.

²¹¹ Como cualquier otra disposición regulatoria incluida en la "licencia de distribución", que, de forma general obliga a los OSDs a desarrollar y mantener sistemas de distribución de forma eficiente, coordinada y económica –ver Ofgem (2017f)— Ofgem tomará las medidas necesarias para garantizar su cumplimiento y, en caso de incumplimientos, llevar a cabo las acciones de investigación y, en su caso, penalización, correspondientes.

²¹² Ofgem indica expresamente en la guía de aplicación del RIIO-ED1 que la obligación de reducción de pérdidas debe ser más ambiciosa que simplemente cumplir con la directiva de diseño ecológico de la UE (Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 21 de octubre de 2009 por la que se instaura un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía) en lo relativo a las pérdidas de los centros de transformación.

²¹³ Las cantidades que se pueden asignar a los OSDs dentro de este capítulo, de forma discrecional, son de 8 M£ (2016-17), 10 M£ (2017-18) y 14 M£ (2018-19). Las condiciones para la obtención de estos incentivos cada año (que se incluirían en los ingresos reconocidos para el año siguiente) se describen en el documento de Ofgem (2015c) "*Losses Discretionary Reward Guidance Document*" (disponible en www.ofgem.gov.uk). Los cuatro criterios que tiene en cuenta Ofgem para asignar estas primas adicionales, tras un proceso de evaluación descrito en el documento guía mencionado anteriormente son: (1) mejora en el entendimiento y conocimiento sobre las pérdidas en las redes; (2) involucramiento y compartición de mejores prácticas relacionadas con las pérdidas con otros actores relevantes

Tabla 46 (cont.). Incentivos ligados a aspectos medioambientales en RIIO

Objetivo	Tipo de incentivo
Robo de electricidad	<ul style="list-style-type: none"> Obligación regulatoria (dentro de la licencia de distribución) de llevar a cabo todas las acciones necesarias, siempre que no supongan un coste desproporcionado, para resolver casos de robo y recuperar el valor de la energía sustraída de las redes. Existen obligaciones de remisión periódica de información al regulador y de dar publicidad a las acciones llevadas a cabo y a establecer equipos internos para evaluar el riesgo de robo de energía.
Huella de carbono	<ul style="list-style-type: none"> Los OSD deben enviar a Ofgem información sobre su huella de carbono (emisiones de CO₂ derivadas de su actividad)²¹⁴ y publicar anualmente un informe detallando los resultados obtenidos y las acciones implementadas en relación con la huella de carbono. Esquema de incentivos reputacional basado en una clasificación pública de los OSD²¹⁵ en función de sus resultados respecto de un valor de referencia para el periodo regulatorio incluido en los Planes de Negocio RIIO-ED1 de cada empresa y de otros indicadores.
Emisiones de hexafluoruro de azufre	<ul style="list-style-type: none"> Esquema de incentivos reputacional basado en una clasificación pública de los OSD²¹⁶ en función de sus resultados respecto de un valor de referencia para el periodo regulatorio incluido en los Planes de Negocio RIIO-ED1 de cada empresa y de otros indicadores.

(cont.)

(operadores de instalaciones de generación distribuida, comercializadores, gestores y operadores de redes de transporte, etc.); (3) desarrollo de procesos y métodos para la gestión de las pérdidas; y (4) acciones innovadoras en la gestión de las pérdidas en el día a día del negocio.

²¹⁴ Para el cálculo de las emisiones totales de CO₂, deben seguir los criterios estandarizados de medición de emisiones desarrollados por el *Greenhouse Gas Protocol* (www.ghgprotocol.org) en colaboración con el *World Resources Institute* y el *World Business Council for Sustainable Development* y otros actores relevantes (gobiernos, ONGs, empresas, asociaciones, etc.). Además de las emisiones ligadas directamente a la actividad de distribución (construcción, operación y mantenimiento de las redes, etc.), los OSDs deben incluir en los informes sobre emisiones información sobre emisiones imputables a otras actividades en su cadena de valor, como viajes de negocios o trabajos con contratistas externos – ver: http://www.wri.org/sites/default/files/pdf/ghgp_corporate_value_chain_scope_3_standard.pdf.

²¹⁵ En el Informe Anual RIIO-ED1, por ejemplo, se publica la siguiente información sobre la huella de carbono de cada empresa: (1) emisiones totales, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂; (2) cambio porcentual respecto del año anterior en las emisiones totales de CO₂; (3) huella de carbono, medida como el porcentaje que suponen las emisiones totales (excluyendo las pérdidas) respecto de una medida proxy del tamaño de cada distribuidor (teniendo en cuenta la longitud de la red y el número de clientes conectados); y (4) su posición en la clasificación total de los 14 OSDs teniendo en cuenta el indicador relativo de huella de carbono mencionado en el apartado (3).

²¹⁶ En el Informe Anual RIIO-ED1 se publica la siguiente información sobre las emisiones de SF₆ de cada empresa: (1) emisiones totales, expresadas en kg/año; (2) cambio porcentual respecto del año anterior en las emisiones totales (3) emisiones en términos relativos, medidas como el porcentaje que suponen las emisiones respecto del total del gas SF₆ utilizado como fluido aislante; y (4) posición en la clasificación total de los 14 OSDs según el indicador relativo de emisiones mencionado en el apartado (3).

Tabla 46 (cont.). Incentivos ligados a aspectos medioambientales en RIIO

Objetivo	Tipo de incentivo
Fugas de aceite	<ul style="list-style-type: none"> En el RIIO-ED1 no se han definido incentivos concretos al respecto. Se aplica en este periodo regulatorio el código operativo²¹⁷ desarrollado por la Agencia de Medio Ambiente británica y la <i>Energy Networks Association</i> sobre la gestión del impacto medioambiental de cables con fluidos. Además, los OSD deben enviar información cada año al regulador Ofgem.
Contaminación acústica	<ul style="list-style-type: none"> En el RIIO-ED1 no se han definido incentivos concretos. Ofgem está recopilando información sobre quejas relativas a contaminación acústica y niveles de ruido para poder definir en el futuro esquemas de gestión de esta variable medioambiental. Los OSD están obligados a enviar información sobre los casos en los que hayan actuado tras recibir quejas concretas al respecto.

Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017f).

Para ello, se define una serie de indicadores detallados que permite establecer incentivos económicos asociados en forma de primas o penalizaciones (Tabla 46).

Adicionalmente, el esquema RIIO ofrece financiación voluntaria (en forma de ingresos reconocidos) para que los OSD entierren líneas de distribución en determinadas zonas (en concreto, áreas de belleza natural excepcional, parques nacionales y áreas en Escocia definidas como pintorescas)²¹⁸.

Para el conjunto de los ocho años del periodo regulatorio RIIO-ED1 se han habilitado dentro de este esquema hasta 103,6 M€ en total entre 13 OSD (con un máximo de 11,4 M€ y un mínimo de 4,7 M€) con el objetivo de soterrar hasta un total de más de 39.350 km de líneas y con impacto esperado sobre más de 29 millones de habitantes.²¹⁹

²¹⁷ Ver más información en el documento “*Guidance on the National Operating Code for the Management of Fluid-Filled Cables*”, elaborado por Energy Networks Association y Environment Agency, disponible en www.energynetworks.org.

²¹⁸ La definición de todas estas áreas aparece, respectivamente, en: (a) www.landscapeforlife.org.uk, (b) www.nationalparks.gov.uk, y (c) www.snh.gov.uk/protecting-scotlands-nature/protected-areas/national-designations/nsa.

²¹⁹ Los OSDs deben realizar propuestas de soterramiento de líneas en las zonas designadas a Ofgem. Además, los OSDs pueden llevar a cabo soterramientos de otras líneas de distribución fuera de estas áreas, financiándolos mediante otras vías alternativas. Pueden realizar los soterramientos en cualquier momento del periodo regulatorio y destinar hasta un 10% de los ingresos reconocidos a soterramientos en zonas limítrofes con las zonas designadas (con el objetivo de fomentar y facilitar la participación en el programa).

5.2.6. Elementos del modelo de regulación RIIO (IV): Seguimiento de los resultados

Ofgem realiza un seguimiento de los resultados de la implementación del modelo regulatorio RIIO-ED1 de forma continua, haciendo pública una evaluación del mismo en un informe que publica todos los años (*RIIO-ED1 Annual Report*).²²⁰

En este informe se revisan estadísticas detalladas relacionadas con los resultados obtenidos por las empresas en la prestación de servicios de distribución de energía eléctrica y los esquemas de incentivos en vigor a lo largo del año de estudio. En 2016-17, por ejemplo, las empresas de distribución obtuvieron, en conjunto, incentivos netos financieros por valor de 220,2 M£ (Tabla 47).

Tabla 47. Desglose de primas y penalizaciones por empresa de distribución y según el esquema de incentivos en 2016-2017 (M£)

Table 2.2: DNO incentive rewards and penalties, 2016-17 (£m)						
Primary output	Reliability & availability		Connections		Customer service and social obligations	Environment
Incentive	Interruptions Incentive Scheme (IIS)	Time to Connect Incentive (TTC)	Incentive on connections engagement (ICE)	Broad measure of customer service (BMCS) ¹	Losses discretionary reward scheme (LDR)	Total incentive payments
ENWL	12.8	1.3	-	1.2	0.8	16.1
NPgN	10.4	0.4	-	2.2	0.2	13.2
NPgY	14.6	0.6	-	2.6	0.2	18.1
WMID	19.2	1.2	-	5.6	0.0	26.0
EMID	18.5	1.4	-	5.9	0.0	25.9
SWALES	5.1	0.7	-	2.7	0.0	8.5
SWEST	3.7	1.0	-	4.1	0.0	8.9
LPN	14.2	0.6	-	2.8	0.3	17.9
SPN	12.2	0.6	-	3.2	0.3	16.4
EPN	21.6	1.1	-	4.0	0.3	27.0
SPD	10.9	0.6	-	2.7	0.4	14.7
SPMW	2.8	0.6	-	3.5	0.4	7.4
SSEH	0.8	0.9	-	1.8	0.5	4.0
SSES	13.1	0.9	-	1.8	0.5	16.2
Total	159.7	-	12.2	44.1	4.1	220.2

1. This reward includes the SECV rewards, which is reflected in the social obligations output.

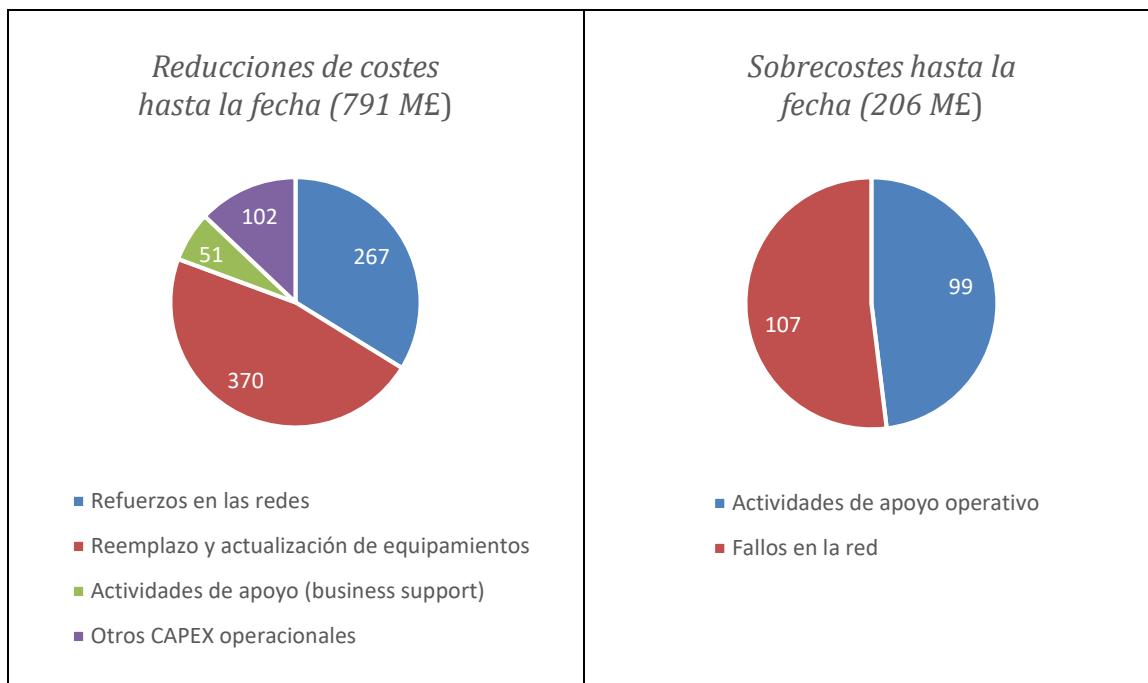
Fuente: extraído de Ofgem (2017a).

Además, Ofgem revisa y evalúa con detalle los resultados financieros de las empresas y, en particular, la aplicación del incentivo de eficiencia sobre los costes totales, y

²²⁰ El informe anual está acompañado de un informe suplementario con los principales datos utilizados en el análisis (en formato Excel).

analiza las principales categorías de costes²²¹, los inductores de sobrecostes y ganancias de eficiencia, los sobrecostes y las ganancias por categoría de coste (Gráfico 82) y el impacto sobre los precios finales que pagan los consumidores.

Gráfico 82. Sobrecostes y ganancias de eficiencia por categoría de costes



Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017a).

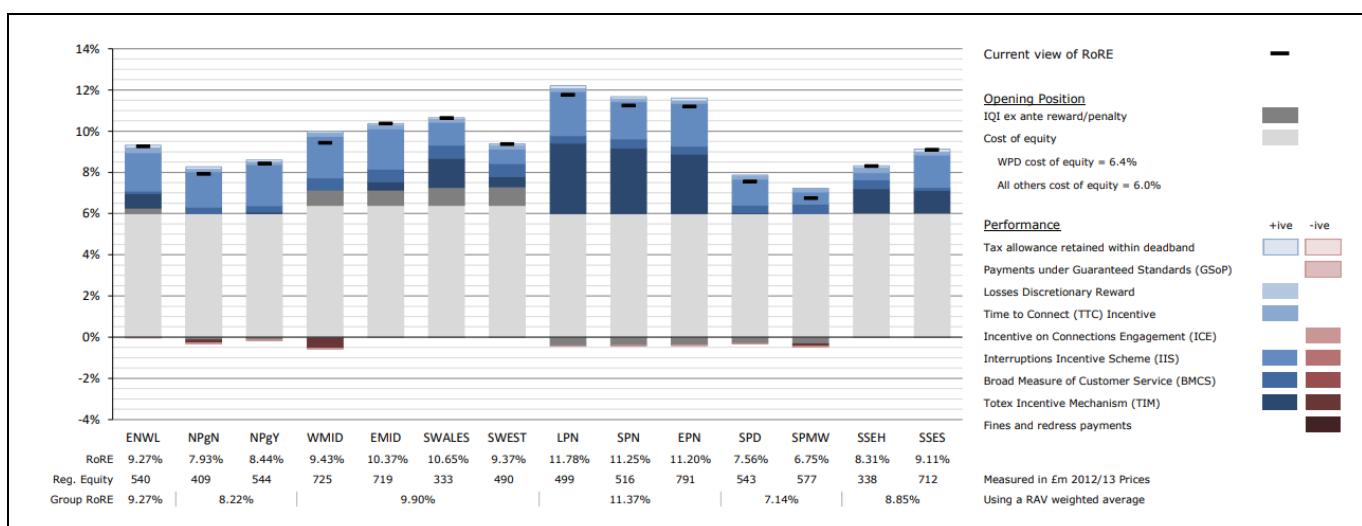
Otro indicador utilizado por Ofgem para realizar un seguimiento de los resultados agregados de las empresas dentro del esquema RIIO-ED1 es la rentabilidad del capital regulatorio (return on regulatory equity o RoRE).

El RoRE es un indicador de la rentabilidad (real, después de impuestos) que obtendría un accionista de una empresa de distribución por sus resultados a lo largo del periodo regulatorio de 8 años y dentro del esquema regulatorio RIIO-ED1.

²²¹ Ofgem identifica hasta 15 categorías de costes, agrupándolas en seis grandes categorías de costes: (1) operaciones (23% de los costes totales en los dos primeros años del periodo RIIO-ED1), (2) reemplazo y actualización de equipamientos (22%), (3) fallos en la red (14%), (4) costes de gestión de la empresa (11%), (5) refuerzos en la red (8% más un 5% adicional de inspección de la red) y (6) otros costes de operación capitalizados (13,4%, incluyendo entre ellos capex ligado a inversiones para incrementar la resiliencia de la red, menos la tala de árboles, costes de seguridad y legales, costes de re-enrutamiento (*rerouting*) y costes de IT, desmantelamiento, calidad de servicio, proyectos de alto valor y medio ambiente).

El RoRE se construye, utilizando un modelo desarrollado por Ofgem y bajo determinados supuestos²²² sobre apalancamiento y sobre el tratamiento de determinados costes, etc., a partir del coste del capital propio de cada empresa, aumentándolo (o disminuyéndolo) en función de los resultados positivos (o negativos) de la empresa en relación con los distintos esquemas de incentivos: IQI (calidad de la información), IIS (interrupciones del servicio), sobrecostes o ganancias de eficiencia en el coste total, calidad de servicio, conexiones, pérdidas en la red, etc.

Gráfico 83. Previsión del RoRE (real, después de impuestos) por empresa para el periodo regulatorio RIIO-ED1



Fuente: Ofgem (2017a).

En el año 2016-2017, el RoRE real después de impuestos previsto para los 8 años del periodo regulatorio 2015-2023 varió entre el 7,14% de Scottish Power Energy Networks y el 11,37% de UK Power Networks.²²³ El Gráfico 83 muestra las estimaciones realizadas por Ofgem del RoRE previsto para el periodo RIIO-ED1 al final del año regulatorio 2016-2017, identificando la contribución (positiva o negativa) de cada fuente de rentabilidad del capital regulatorio.

Los resultados muestran que, al final del segundo año del periodo regulatorio, la rentabilidad del capital regulatorio de ninguna empresa estaba por debajo de su

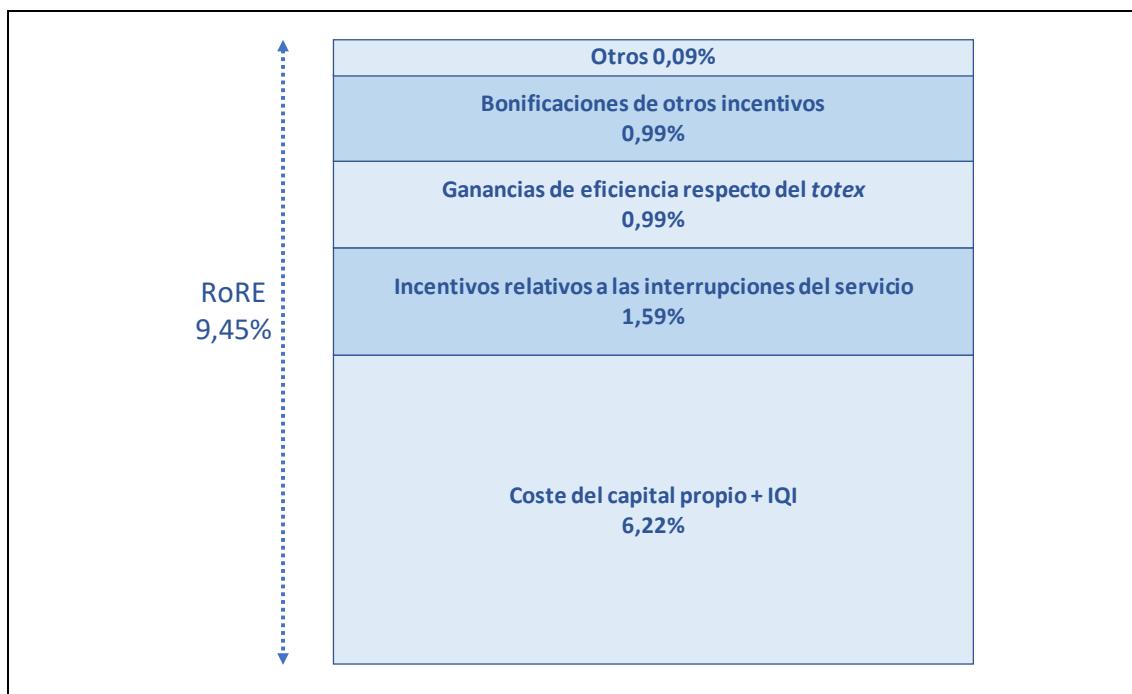
²²² El indicador RoRE no tiene que ser necesariamente igual que la rentabilidad real que obtendrán los accionistas.

²²³ En la estimación del coste de capital medio ponderado a efectos de calcular los ingresos reconocidos se aplicó un coste del capital propio del 6,0% para todas las empresas menos para las cuatro empresas de distribución del grupo Western Power Distribution (6,4%).

coste del capital propio, lo que indica unos resultados positivos (desde el punto de vista de un accionista) dentro del esquema de regulación RIIO-ED1.

Por otro lado, el RoRE real después de impuestos para el conjunto del sector (utilizando una media ponderada por el valor de los activos regulatorios o RAV) se situó en el 9,45% (Gráfico 84). Los principales inductores del incremento en el RoRE por encima de la rentabilidad media del accionista son, al final del año 2016-2017, las primas asociadas al incentivo sobre las interrupciones del servicio (+1,59%) y las ganancias de costes respecto del coste total reconocido (+0,99%).

Gráfico 84. RoRE agregado para el conjunto de las empresas de distribución en 2016-2017



Fuente: elaboración propia a partir de Ofgem (2017a).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aas, D. (2016). Performance Based Regulation. Theory and Applications to California. Report to the California Public Utilities Commission. UC Berkeley Goldman School of Public Policy and Energy & Resources Group, Extraído de:

http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/History/Aas%20PBR%20Paper%20Final_May_16.pdf

Abur, A. y Gómez, A. (2004). Power System State Estimation. Theory and Implementation. Marcel Dekker.

AIE (2011). Technology Roadmap. Smart Grids. Extraído de:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf

AIE (2017). Tracking Clean Energy Progress 2017. Energy Technology Perspectives 2017 Excerpt. Informing Energy Sector Transformations. Extraído de:

<http://www.iea.org/etp/tracking2017/>

Aggarwal, S. y Burgess, E. (2014). New Regulatory Model.

Ajayi, V., Anaya, K. y Pollitt, M. (2018). Productivity growth in electricity and gas networks since 1990. Report prepared for the Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM).

Angulo Redondo, I. y López Sarralde, J. (2017). SecureGrid: Nuevas Tecnologías de Ciberseguridad y Analítica de Datos para Subestaciones Eléctricas. Libro de Comunicaciones del IV Congreso Smart Grids, Madrid, pp 177-181.

Álvarez, E. y Menéndez, J. (2017). Energías alternativas para el transporte de pasajeros. El caso de la CAPV: análisis y recomendaciones para un transporte limpio y sostenible. Cuadernos Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad. Extraído de:

<http://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orkestra/1150-energias-alternativas-transporte-pasajeros>

Álvaro, R. y Larrea, M. (2018). La transición energética en Francia. Cuadernos Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Extraído de:

<https://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orkestra/1642-transicion-energetica-francia>

Arrieta, J. (2017). El alto coste de los vehículos eléctricos frena sus ventas en Bizkaia. El Correo, 4 de septiembre de 2017. Extraído de:

<http://www.elcorreo.com/bizkaia/alto-coste-vehiculos-20170904214229-nt.html>

ASCR (2018). The path to smart grids. Aspern Smart City Research. Extraído de:

<https://www.ascr.at/en/smart-grid/>

Baldwin, R. (2010). Better Regulation: The Search and the Struggle, en The Oxford Handbook of Regulation, editado por Robert Baldwin, Martin Cave, and Martin Lodge, Oxford.

Banco de España (2018). Proyecciones macroeconómicas de la economía española 2018-2021, Dirección General de Economía y Estadística. 14 de diciembre de 2018. Extraído de:

https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/NotasInformativas/Briefing_notes/es/presentacion_proyecciones_diciembre_2018.pdf

Baringa (2016). The Future Role of Network Operators: The Emerging Active DSO Model. GB experience and its relevance to the pending European market redesign. Viewpoint, Insights and opinions from Baringa Partners. Extraído de:

<https://www.baringa.com/getmedia/9174062a-ecc8-4032-9129-04b5573e44f8/The-future-role-of-network-operators-the-emerging-active-DSO-model/>

Baumol, W. J. y Blinder, A. S. (2015). Microeconomics: Principles and Policy, 13^a ed., South-Western Cengage Learning.

Baumol, W. J., Panzar, J. C. y Willig, R. D. (1982). Contestable Markets and the Theory of Industry Structure, Nueva York, Harcourt Brace Jovanovich, Inc.

Baumol, W. J., Panzar, J. C. y Willig, R. D. (1986). Contestability: Developments Since the Book, Oxford Economic Papers 38, supl., pp. 9-36.

Bedir, A., Crisostomo, N., Allen, J., Wood, E. y Rames, C. (2018). California Plug-In Electric Vehicle Infrastructure Projections: 2017-2025. California Energy Commission. Publication Number: CEC-600-2018-001.

BNEF (2018). New Energy Outlook 2018. BNEF's Annual Long-Term Economic Analysis of the World's Power Sector Out to 2050. Extraído de:

<https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.

Burger, S. P. y Luke, M. (2016). Business Models for Distributed Energy Resources: A Review and Empirical Analysis, MIT Energy Initiative WP-2016-02.

California Energy Commission (2018). Staff Report - California Plug-In Electric Vehicle Infrastructure Projections 2017-2025. Future Infrastructure Needs for Reaching the State's ZeroEmission-Vehicle Deployment Goals, 2018-2019 Investment Plan Update

for the Alternative and Renewable Fuel and Vehicle Technology Program, California Energy Commission.

Cambini, C., Meletiou, A., Bompard, E. y Masera, M. (2016). Market and Regulatory Factors Influencing Smart-Grid Investment in Europe: Evidence from Pilot Projects and Implications for Reform, Utilities Policy, 40, pp. 36-47.

Cambini, C. y Rondi, L. (2010). Incentive Regulation and Investment: Evidence from European Energy Utilities. Journal of Regulatory Economics, 38(1), pp 1-26.

Cansino, J. M., Román, R. y Colinet, M. J. (2017). Two smart energy management models for the Spanish electricity system. Utilities Policy, octubre de 2017.

Castro, U. y Álvarez, E. (2013). Redes de distribución eléctrica del futuro. Un análisis para su desarrollo. Cuadernos Orkestra 2013/4. Extraído de:

http://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/cuadernos/redes_de_distribucion_electrica_del_futuro.pdf

CEDEC, EDSO, EURELECTRIC y GODE (2018). Flexibility in the Energy Transition. A Toolbox for Electricity DSOs, febrero.

CEDEC, EUROGAS y GODE (2018). Flexibility in the Energy Transition. A Toolbox for Gas DSOs, febrero.

CEER (2014a). CEER Status Review on European Regulatory Approaches Enabling Smart Grids Solutions ("Smart Regulation"), 18 de febrero.

CEER (2014b). The Future Role of DSOs. A CEER Public Consultation Paper, Ref. C14-DSO-09-03, 16 de diciembre, p. 43.

CEER (2015). The Future Role of DSOs – A CEER Conclusions Paper, Council of European Energy Regulators, Bruselas.

CEER (2016). Roles of DSOs in Facilitating Consumers' Market Participation, presentación de Karin Widegren, Swedish Energy Markets Inspectorate, en el 8th Citizens' Energy Forum, Londres, 23 de febrero.

CEN-CENELEC (2018a). CEN-CENELEC sectors. European Standardization. Extraído de:

<https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/Pages/default.aspx>

CEN-CENELEC (2018b). ISO and IEC. International Cooperation. Extraído de:

<https://www.cencenelec.eu/intcoop/StandardizationOrg/Pages/default.aspx>

CEN-CENELEC (2018c). Smart grids. Energy management & energy efficiency. CEN-CENELEC sectors. European Standardization. Extraído de:

<https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx>

Child, M., Nordling, A. y Breyer, C. (2018). The Impacts of High V2G Participation in a 100% Renewable Åland Energy System. *Energies*, 2018, 11, 2206.

Clúster de Energía (2018a). Smart Grids Basque Country. Extraído de:

<http://www.clusterenergia.com/smart-grids-basque-country-3>

Clúster de Energía (2018b). SecureGrid. Motivación. Extraído de:

<http://www.clusterenergia.com/securegrid/motivacion>

CNMC (2017). Informe de Análisis Económico-Financiero de las Principales Empresas de Distribución del Sector Eléctrico (2013-2016). INF/DE/200/17.

CNMC (2018). Acuerdo por el que se aprueba la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025. Expediente: INF/DE/044/18. Madrid.

CNMC (2018). IS/DE/014/17: IS sobre cambios de comercializador. Informe del Consejo. Tercer trimestre de 2017. 15 de marzo de 2018. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Extraído de:

<https://www.cnmc.es/expedientes/isde01417>

Colthorpe, A. (2018a). German utilities putting batteries on both sides of the meter. *Energy Storage News*, 11 de junio de 2018. Extraído de:

<https://www.energy-storage.news/news/german-utilities-putting-batteries-on-both-sides-of-the-meter>

Colthorpe, A. (2018b). Behind-the-meter energy storage powered Europe's 49% yearly increase in installations. *Energy Storage News*, 5 de julio de 2018. Extraído de:

<https://www.energy-storage.news/news/behind-the-meter-energy-storage-behind-europees-49-yearly-increase-in-instal>

Comisión Europea (2006). European SmartGrids Technology Platform. Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future. Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems. EUR 22040. Extraído de:

https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf

Comisión Europea (2011a). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL

COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. Extraído de:

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52011DC0112>

Comisión Europea (2011b). COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Smart Grids: from innovation to deployment. Extraído de:

<http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2011/ES/1-2011-202-ES-F1-1.Pdf>

Comisión Europea (2011c). Smart Grid Mandate. Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs). To support European Smart Grid deployment. Extraído de:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_03_01_mandate_m49_0_en.pdf

Comisión Europea (2018a). Projects of Common Interest. Extraído de:

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

Comisión Europea (2018b). International cooperation. United States of America. Extraído de:

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/international-cooperation/united-states-america>

Comisión Europea (2018c). Smart Grids Task Force. Extraído de:

<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>

Comisión Europea (2018d). Projects of Common Interest – Interactive Map. Energy. Extraído de:

http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

Comisión Europea (2018e). A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. COM(2018) 773 final, Bruselas.

Congreso de Estados Unidos (2007). H.R.6 - Energy Independence and Security Act of 2007. 110th Congress (2007-2008). Extraído de:

<https://www.congress.gov/bill/110th-congress/house-bill/6>

CSRwire (2008). Litos Strategic Communication Announces Publication of The Smart Grid. Extraído de:

http://www.csrwire.com/press_releases/13786-Litos-Strategic-Communication-Announces-Publication-of-The-Smart-Grid

Dehaeseleer (2011). Extraído de:

<http://www.eurogas.org/uploads/media/DEHAESELEER.pdf>

De Martini, P. y Kristov, L. (2015). Distribution systems in a high distributed energy resources future. Planning, Market Design, Operation and Oversight. Report No. 2, October 2015. Berkeley Lab. Extraído de:

<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-1003797.pdf>

Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2018). Smart Meters Quarterly Report to end June 2018. Great Britain Statistical Release: Experimental National Statistics. Extraído de:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/736406/2018_Q2_Smart_Meters_Report.pdf

DHS (2016). Extraído de:

https://ics-cert.us-cert.gov/sites/default/files/recommended_practices/NCCIC_ICS-CERT_Defense_in_Depth_2016_S508C.pdf

DNV GL (2018). Smart meters and advanced metering infrastructure. Optimizing smart grid enabling technology for enterprise-wide value. Extraído de:

<https://www.dnvg.com/services/smart-meters-and-advanced-metering-infrastructure-6831>

DOE (2008). "The Smart Grid: An Introduction", US Department of Energy.

DOE (2015). Renovating the Grid and Revitalizing a Neighborhood. Successes from Kansas City Power & Light's Smart Grid Demonstration Project. Extraído de:

https://www.smartgrid.gov/files/KCPL_Case_Study_SGDP.PDF

DOE (2016). Advanced Metering Infrastructure and Customer Services. Results from the Smart Grid Investment Grant Program. Extraído de:

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report_09-26-16.pdf

DOE y Comisión Europea (2018). Harmonization of Standards, Technology and Testing. EV-Smart Grid Interoperability Centers in Europe and the U.S. Extraído de:

https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/ES_InteropBroch_0713_v9%5B3%5D.pdf

DOUE (2009). Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE. Extraído de:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=celex%3A32009L0072>

DOUE (2011). Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, "Redes inteligentes: de la innovación a la implantación", COM(2011) 202 final, 11 de abril de 2011.

DOUE (2013). Reglamento (UE) No 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión no 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) no 713/2009, (CE) no 714/2009 y (CE) no 715/2009. Extraído de:

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0347>

DSN (2016). Séptimo Consejo de la Energía Estados Unidos - Unión Europea. Departamento de Seguridad Nacional. Gobierno de España. Extraído de:

<http://www.dsn.gob.es/es/actualidad/sala-prensa/s%C3%A9ptimo-consejo-energ%C3%A9tica-estados-unidos-uni%C3%B3n-europea>

DTE Energy (2012). Advanced Metering Infrastructure (AMI). Information Technology Workshop for Chief information Officers. Extraído de:

http://smartgrid.epri.com/doc/121129Meeting/06.Bob_Sitkaukas_DTE_AMI_Integration.pdf

Edie, J. (2016). The Future of 'Behind-the-Meter' Energy Storage. S&C Electric Company. Extraído de:

<https://www.sandc.com/en/gridtalk/2016/october/5/the-future-of-behind-the-meter-energy-storage/>

EIA (2018a). Table 5.1. Sales of Electricity to Ultimate Customers: Total by End-Use Sector, 2008 - December 2018 (Thousand Megawatthours). Electric Power Monthly. Extraído de:

https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_01

EIA (2018b). U.S. Battery Storage Market Trends. May 2018. Extraído de:

https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf

El-Hawary, M. E. (2014). "The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends", Electric Power Components and Systems Journal, 42(3–4), pp. 239–250.

ENA (2015). "Network Innovation Allowance Project Benefits Guide". Extraído de:

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/09/nia_project_benefits_guide_july_2015_2.pdf

Endesa (2016). El proyecto MONICA de Endesa permitirá controlar en tiempo real las líneas de baja y media tensión. Nota de prensa, 19 de abril de 2016. Extraído de:

<https://www.endesa.com/es/prensa/news/d201604-el-proyecto-monica-de-endesa-permitir-controlar-en-tiempo-real-las-lneas-de-baja-y-media-tensin.html>

EnerAgen (2018). Situamos el Autoconsumo en el mapa. Autoconsumo al Detalle. Extraído de:

<http://www.autoconsumoaldetalle.es/situamos-autoconsumo-en-el-mapa/>

Energía y Sociedad (2018). Distribución. Actividades reguladas en el sector eléctrico. Electricidad. Extraído de:

<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/4-3-distribucion/>

ENTSO-E (2013). ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. Key issues and questions. Extraído de:

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/events/Workshops/CBA/130612_CBA_Methodology - Key_issues.pdf

ENTSO-E (2015a). Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects. FINAL- Approved by the European Commission. Extraído de:

<https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNDP/ENTSO-E%20cost%20benefit%20analysis%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20February%202015.pdf>

ENTSO-E (2015b), "Towards Smarter Grids: Developing TSO and DSO Roles and Interactions for the Benefit of Consumers", marzo.

ENTSO-E (2017), "The Harmonised Electricity Market Role Model. Version 2017-01".

ENTSO-E (2018). TYNDP 2018 - Scenario Report. Annex I – Country Results. Extraído de:

<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/scenario-report/>

E.ON (2019). E.ON to commission 2500 digital transformer stations. Extraído de:

<https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2019/eon-to-commision-2500-digital-transformer-stations.html>.

EPRI (2007). Advanced Metering Infrastructure (AMI). Extraído de:

<https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20070423091846-EPRI%20-%20Advanced%20Metering.pdf>

EPRI (2009). Report to NIST on the Smart Grid Interoperability Standards Roadmap - Post Comment Period Version. Extraído de:

https://www.nist.gov/sites/default/files/documents/smartgrid/Report_to_NIST_August10_2.pdf

EPRI (2010). Methodological Approach for Estimating the Benefits and Costs of Smart Grid Demonstration Projects. Extraído de:

https://www.smartgrid.gov/files/methodological_approach_for_estimating_the_benefits_and_costs_of_sgdp.pdf

EPRI (2011). Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. Extraído de:

https://www.smartgrid.gov/files/Estimating_Costs_Benefits_Smart_Grid_Preliminary_Estimate_In_201103.pdf

EPRI (2014). EPRI Smart Grid Demonstration Initiative Final Update. Extraído de:

<http://smartgrid.epri.com/Demo.aspx>

EPRI (2015). "The Integrated Grid. A Benefit-Cost Framework", febrero.

EPRI (2016). Smart Grid Ready PV Inverters with Utility Communication. Final Technical Report (FTR). Extraído de:

<https://www.osti.gov/servlets/purl/1244268>

ETSI (2018). Smart Grids. Extraído de:

<http://www.etsi.org/technologies-clusters/technologies/internet-of-things/smart-grids>

Eurelectric (2010). "The Role of Distribution System Operators (DSOs) as Information Hubs". Extraído de:

https://www3.eurelectric.org/media/44143/role_of_dso_as_information_hubs_final_draft_10-06-10-2010-200-0001-01-e.pdf

Eurelectric (2011). 10 Steps to Smart Grids. Eurelectric DSOs' Ten-Year Roadmap for Smart Grid Deployment in the EU. Extraído de:

<https://www3.eurelectric.org/10stepstosmartgrids/>

Eurelectric (2018). Vision of the European Electricity Industry. Extraído de:

<https://www.eurelectric.org/media/2189/vision-of-the-european-electricity-industry-02-08-2018.pdf>

European Association for Storage of Energy/Delta Energy & Environment. 2019. European Market Monitor on Energy Storage (EMMES 3.0). Extraído de:

http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2019/03/EASE_Delta-ee-EMMES_3_Marketing_2019.pdf

EVE (2018). Extraído de: <http://www.eve.eus/La-energia/Infografias/Redes-electricas-inteligentes/Redes-electricas-inteligentes.aspx>

Felder, F. (2011). The Equity Implications of Smart Grid: Questioning the Size and Distribution of Smart Grid Costs and Benefits. Extraído de:

<https://books.google.es/books?id=hqkb9WsB-eoC&lpg=PP1&ots=q4fYXWmDW-&dq=Estimating%20the%20Costs%20and%20Benefits%20of%20the%20Smart%20Grid%20epri&lr&pg=PA85#v=snippet&q=best%20thing%20ever&f=false>

FERC (2018). "Distributed Energy Resources. Technical Considerations for the Bulk Power System", Staff Report Docket No. AD18-10-000, febrero.

Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2018). Global Trends in Renewable Energy Investment 2018, Frankfurt am Main, <http://www.fs-unep-centre.org>.

Futured (2016), "Documento de Visión Estratégica 2030".

Gangale, F., Vasiljevska, J., Covrig, F., Mengolini, A. y Fulli, G. (2017). "Smart Grid Projects Outlook 2017: Facts, Figures and Trends in Europe". Extraído de:

<https://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>

García, J., González, A. y Riaño, S. (2017). "Adopting smart meter events as key data for low voltage network operation". CIRED, 24th International Conference on Electricity Distribution. Glasgow, 12-15 de junio de 2017. Paper 0784. Extraído de:

http://cired.net/publications/cired2017/pdfs/CIRED2017_0784_final.pdf

GE (2018). Distribution Feeder Principles. Extraído de:

https://www.gegridsolutions.com/multilin/resource/Feeder/UniFlip_Publication/document.pdf

Giordano, V., Onyeji, I., Fulli, G., Sánchez Jiménez, M. y Filiou, C. (2012). "Guidelines for Conducting a Cost-Benefit Analysis of Smart Grid Projects", JRC Institute for Energy and Transport, Comisión Europea, JRC Reference Reports.

Giordano, V., Meletiou, A., Covrig, C. F., Mengolini, A., Ardelean, M., Fulli, G., Sánchez Jiménez, M. y Filiou, C. (2013). "Smart Grid Projects in Europe: Lessons Learned and Current Developments. 2012 Update", JRC Institute for Energy and Transport, Comisión Europea, JRC Scientific and Policy Series.

Gobierno del Reino Unido (2016). National Flood Resilience Review. Policy paper. Extraído de:

<https://www.gov.uk/government/publications/national-flood-resilience-review>.

Gobierno Vasco (2016). Estrategia Energética de Euskadi 2030. Departamento de Desarrollo Económico e Infraestructuras. Extraído de:

http://www.euskadi.eus/plan_programa_proyecto/estrategia-energetica-de-euskadi-2030/web01-a2energi/es/

Gobierno Vasco (2017). El Departamento de Vivienda actualiza y refunde en un decreto toda la normativa sobre la inspección técnica de edificios (ITE). Departamento de Medio Ambiente, Planificación Territorial y Vivienda. Noticias, 21 de abril de 2017. Extraído de:

<http://www.euskadi.eus/gobierno-vasco/-/noticia/2017/el-departamento-de-vivienda-actualiza-y-refunde-en-un-decreto-toda-la-normativa-sobre-la-inspeccion-tecnica-de-edificios-ite/>

Gómez, A., Morales, D., Carillo, S., De la Villa, A., Romero E., Cruz-Romero, P., Díaz, I., Gastalver, A., Leiva, F. J. (2017). Herramientas avanzadas para monitorización y operación de redes MT/BT. Libro de comunicaciones del IV Congreso Smart Grids, Madrid 23 de noviembre de 2017, páginas 19-23. Extraído de:

<https://www.smartgridsinfo.es/biblioteca/libro-comunicaciones-4-congreso-smart-grids>

Gras, S. (2016). Smart Grid. Projects of Common Interest. European Commission, DG Energy. Unit B1 Internal Market I: Networks and Regional initiatives. Extraído de:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/introductory_presentation_promotion_of_smart_grids_2016.pdf

GTI (2010). Extraído de:

https://www.smartgrid.gov/document/natural_gas_smart_energy_future

Hellwig, M. (2008), "Competition Policy and Sector-Specific Regulation for Network Industries", en Preprints of the Max Planck Institute for Research on Collective Goods, Bonn, 2008/29.

Hernández, L. (2018). Microgeneración/MInigeneración REnovable Distribuida y su COntrol: MIRED-CON. Extraído de:

<http://www.microrredesinteligentes.com/presentaciones2/AT2/MICROGENERACION%20MINIGENERACION%20RENOVABLE%20DISTRIBUIDA%20Y%20SU%20CONTROL%20MIRED-CON.pdf>

Iberdrola (2011). Infraestructuras de Distribución de Iberdrola en Madrid: de un presente en plena evolución a los retos del futuro. Foro Infraestructuras Energéticas del Siglo XXI. 23 de marzo de 2011. Extraído de:

<https://www.fenercom.com/pages/pdf/informacion/Foro/Iberdrola-Distribucion-en-Madrid-de-un-presente-en-plena-evolucion-a-los-retos-del-futuro.pdf>

Iberdrola (2017). Iberdrola ha invertido casi 540 millones de euros en la automatización, desarrollo y mejora de su red eléctrica en España en 2016. Extraído de:

<https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-invertido-casi-millones-euros-automatizacion-desarrollo-mejora-electrica-espana-2016>

IEC (2018a). Smart grid standards map. International Electrotechnical Commission. Extraído de: <http://www.iec.ch/smartgrid/background/>

IEC (2018b). Smart Grid. Optimal electricity delivery. Extraído de:

<http://smartgridstandardsmap.com/>

INEA (2018). CEF Energy. Extraído de:

<https://ec.europa.eu/inea/connecting-europe-facility/cef-energy>

IPCC (2018). "Global Warming of 1.5°C, an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty".

IRENA (2018). Renewable Power Generation Costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2018). Renewable Energy Prospects for the European Union. Executive Summary. Extraído de:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Feb/IRENA_REmap-EU_2018_summary.pdf?la=en&hash=818E3BDBFC16B90E1D0317C5AA5B07C8ED27F9EF

ISGAN (2018). Extraído de: <http://www.iea-isan.org/our-work/>

Jamasb, T. y Pollitt, M. (2007). "Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: Lessons of Experience from Britain", Energy Policy, 35 (12), pp. 6163-6187. CWPE 0709 y EPRG 0701

Joskow, P. (1997). "Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector", Journal of Economic Perspectives, vol. 11 (3), verano, pp. 119-138.

Joskow, P. (2005). "Regulation of natural monopolies", MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper 05-008.

Joskow, P. (2006). Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks, artículo preparado para la Conferencia sobre Regulación Económica del National Bureau of Economic Research, 9 y 10 de septiembre de 2005. Extraído de:

<https://economics.mit.edu/files/1181>.

JRC (2018a). United States of America and its collaboration with the European Commission's in-house science service, Joint Research Centre. Extraído de:

https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/jrc_country_leaflet_us_en.pdf

JRC (2018b). Smartcity Malaga. Smart Electricity Systems and Interoperability, Joint Research Centre. Extraído de:

<https://ses.jrc.ec.europa.eu/smartcity-malaga>

Landa, I. (2012). Ecodiseño de luz en Ordizia. El País, 5 de junio de 2012. Extraído de:

https://elpais.com/ccaa/2012/06/04/paisvasco/1338840003_460939.html

Lazar, J. (2014). "Performance-Based Regulation for EU Distribution System Operators", The Regulatory Assistance Project (RAP), mayo.

Lazar, J. (2016). Electricity Regulation in the US: A Guide. Second Edition. The Regulatory Assistance Project. Montpelier, VT, EE.UU., extraído de:

<https://www.raponline.org/knowledge-center/electricity-regulation-in-the-us-a-guide-2/>

Lazard (2018). Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis 2018 – Version 12.0. Extraído de:

<https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>

Le Baut, J., Leclercq, G., Viganò, G. y Degefa Zenebe, M. (2017). Characterization of flexibility resources and distribution networks. SmartNet Project. Extraído de: http://smartnet-project.eu/wp-content/uploads/2017/05/D1.2_20170522_V1.1.pdf

Lesser, J. A. y Giacchino, L. R. (2007). "Fundamentals of Energy Regulation", Public Utilities Reports, Inc., Virginia (EE.UU.).

LitosSC (2008). The Smart Grid: An Introduction. How a smarter grid works as an enabling engine for our economy, our environment and our future. Extraído de:

<https://www.energy.gov/oe/downloads/smart-grid-introduction-0>

LitosSC (2018). Smart Grid Toolkit. Acceso el 29 de mayo de 2018. Extraído de:

<http://www.litoscsc.com/smart-grid-toolkit/>

Littell, D. y Shipley, J. (2017). "Performance-Based Regulation Options. White Paper for the Michigan Public Services Commission", The Regulatory Assistance Project (RAP).

Lowry, M. N. y Woolf, T. (2016). "Performance-Based Regulation in a High Distributed Energy Resources Future", Lawrence Berkeley National Laboratory Future Electric Utility Regulation Report No. 3, LBNL-1004130.

Machek, O. y Hnilica, J. (2012). "Total Factor Productivity Approach in Competitive and Regulated World". Social and Behavioral Sciences 57, 223-230.

Madrigal, M., Uluski, R. y Mensan Gaba, K. (2017). Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy: The Case of Distribution. Revised Edition. World Bank Studies. Banco Mundial, Washington, DC., extraído de:

<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26256>.

Marqués, J. (2017). "Estrategias y actuaciones del Ente Vasco de la Energía (EVE) para el impulso del autoconsumo". Jornada desarrollo de la fotovoltaica y del autoconsumo en el País Vasco. Casos de éxito (UNEF). 15 de diciembre de 2017. Extraído de:

<https://www.eve.eus/CMSPages/GetFile.aspx?guid=8aca796b-9b8f-4075-8ba7-d0ace1ae4690>

Matz, M. (2015). Top 8 Takeaways of EPRI's 7-Year Demonstration Initiative. Extraído de:

<http://eprijournal.com/epris-7-year-smart-grid-demonstration-initiative-top-8-takeaways/>

McGranaghan, M. (2009). Intelligent Universal Transformer Design and Applications. CIRED. Praga, 8-11 de junio de 2009. Extraído de:

http://www.cired.net/publications/cired2009/main_sessions/Session%201/Main%20Session%201%20pdfs/Block%201/S1%201032.pdf

Microsoft Azure (2018). ¿Qué es middleware? Extraído de:

<https://azure.microsoft.com/es-es/overview/what-is-middleware/>

Ministerio de Ciencia y Tecnología (2003). Guía Técnica de Aplicación.: Instalaciones de Enlace. Línea General de Alimentación. Extraído de:

<http://www.idi.mineco.gob.es/portal/site/MICINN/menuitem.7eeac5cd345b4f34f09dfd1001432ea0/?vgnextoid=f1e81f4368aef110VgnVCM1000001034e20aRCRD>

MINETAD (2018). Comisión de Expertos sobre Escenarios de Transición Energética. Análisis y propuestas para la descarbonización. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Extraído de:

<http://www.minetad.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2018/Paginas/informe-comision-expertos20180402.aspx>

Ministerio para la Transición Ecológica (2019a). Borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Resumen. Extraído de:

https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/documentoresumendelborradorplannacionalintegradoenergiyclima2021-2030_tcm30-487345.pdf

Ministerio para la Transición Ecológica (2019b). La Estrategia de Transición Justa será el marco de actuación para optimizar las oportunidades de la transición ecológica. Extraído de:

<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/la-estrategia-de-transici%C3%B3n-justa-ser%C3%A1-el-marco-de-actuaci%C3%B3n-para-optimizar-las-oportunidades-de-la-transici%C3%B3n-ecol%C3%ADcica-/tcm:30-487299>

MITei (2016). "Utility of the Future: An MIT Energy Initiative Response to an Industry in Transition", MIT Energy Initiative, en colaboración con la U. P. Comillas,

Monitor Deloitte (2018). Hacia la descarbonización de la economía: la contribución de las redes eléctricas a la transición energética. Extraído de:

<https://www2.deloitte.com/es/es/pages/strategy/articles/contribucion-redes-electricas-transicion-energetica.html>

Morales, D., Díaz, I. Gastalver, A., Moreno, L., Señas, D., Gómez, A., de la Villa, A., Romero, E., Carrillo, S., Leiva, F. J. (2018). Herramientas avanzadas para monitorización y operación de redes MT/BT. Libro de comunicaciones del V Congreso Smart Grids, Madrid 13 de diciembre de 2018, páginas 39-44. Extraído de:

<https://static.smartgridsinfo.es/media/2019/01/Libro-Comunicaciones-5-Congreso-Smart-Grids-2018.pdf>

NARUC (2016). Distributed Energy Resources. Rate Design and Compensation. Manual Prepared by the NARUC Staff Subcommittee on Rate Design. Extraído de:

<https://pubs.naruc.org/pub/19FDF48B-AA57-5160-DBA1-BE2E9C2F7EA0>

NARUC (2017). "Staff Subcommittees on Energy Resources & the Environment, Electricity and Electric Reliability", 129th Annual Meeting and Education Conference, noviembre.

NERC (2017). Distributed Energy Resources. Connection Modeling and Reliability Considerations. Extraído de:

https://www.nerc.com/comm/Other/essntlrlbltysrvvcstskfrcDL/Distributed_Energy_Resources_Report.pdf

Nieto, A. y Druce, R. (2016). "Incentive Regulatory Models for Electricity Distributors: A Review of Emerging Reforms", presentación de NERA Economic Consulting, Rutgers University Center for Research in Regulated Industries, 23 de junio.

Pollitt, M. G. (2008), "The Future of Electricity (and Gas) Regulation in a Low-carbon Policy World", The Energy Journal, Special Issue "The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery".

Nissan (2016). Nissan, Enel and Nuvve operate world's first fully commercial vehicle-to-grid hub in Denmark. NISSAN NEWS, 29 de agosto de 2016. Extraído de:

<https://europe.nissannews.com/en-GB/releases/release-149186-nissan-enel-and-nuvve-operate-world-s-first-fully-commercial-vehicle-to-grid-hub-in-denmark#>

NREL (2015). NREL's Controllable Grid Interface Saves Time and Resources, Improves Reliability of Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory. Extraído de:

<https://www.nrel.gov/grid/controllable-grid-interface.html>

Ofgem (2010). "RPI-X@20 Emerging Thinking Consultation Document – Alternative Ex Ante and Ex Post Regulatory Frameworks", 20 de enero.

Ofgem (2013). Assessment of the RIIO-ED1 Business Plans. Supplementary annex, 22 November 2013. Extraído de:

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/84945/assessmentoftheriio-ed1businessplans.pdf>

Ofgem (2015a). Electricity Distribution Company Performance 2010 to 2015. Performance report, 16 December 2015. Extraído de:

https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/electricity_distribution_company_performance_2010-2015.pdf

Ofgem (2015b). Schedule 2A: RIIO-ED1 slowtrack CRC licence changes. Extraído de:

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/92964/crcslowtrackmaster.pdf>

Ofgem (2015c). Losses Discretionary Reward Guidance Document.

Ofgem (2016). Electricity Distribution Stakeholder Engagement and Consumer Vulnerability (SECV) Incentive Guidance. Version 2. 1 April 2016. Extraído de:

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/04/electricity_distribution_secv_guidance_document.pdf

Ofgem (2017a). RIIO-ED1 Annual Report 2016-17.

Ofgem (2017b). Electricity Network Innovation Competition Governance Document.

Ofgem (2017c). Decision on the 2017 Electricity Distribution Innovation Roll-Out Mechanism.

Ofgem (2017d). Electricity Network Innovation Allowance Governance Document.

Ofgem (2017e). RIIO-ED1 Annual Report, Appendix 1, Supplementary Data File.

Ofgem (2017f). Guide to the RIIO-ED1 Electricity Distribution Price Control.

Ofgem (2018). Implications of the Transition to Electric Vehicles. Ofgem's Future Insights Series, No. 5, extraído de:

https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/07/ofg1086_future_insights_series_5_document_master_v5.pdf

Ortega, A. (2018). "Chalecos amarillos": primera revuelta contra la transición ecológica. Real Instituto Elcano. Extraído de:

<https://blog.realinstitutoelcano.org/chalecos-amarillos-primeras-revueltas-contra-la-transicion-ecologica/>

OTAN (2016). What happens when a power plant comes under cyber attack? Extraído de: <https://www.youtube.com/watch?v=bV47gBsrDkc>

OVO (2018). Introducing the world's first large-scale domestic vehicle-to-grid (V2G) project. Extraído de: <https://www.ovoenergy.com/electric-cars/vehicle-to-grid-charger>

Parker Project (2018). World's first cross-brand V2G demonstration conducted in Denmark. Extraído de: <https://parker-project.com/worlds-first-cross-brand-v2g-demonstration-conducted-in-denmark/>

Parlamento Europeo (2016). *Electricity "Prosumers"*. European Parliament Think Tank. Extraído de:

[http://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRI\(2016\)593518](http://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRI(2016)593518)

Pérez-Arriaga, I. y Bharatkumar, A. (2014). "A Framework for Redesigning Distribution Network Use of System Charges Under High Penetration of Distributed Energy Resources: New Principles for New Problems", MIT CEEPR WP 2014-006, octubre.

Prime-Alliance (2018). Extraído de: <http://www.prime-alliance.org/>

REE (2018a). Informe del Sistema Eléctrico Español 2017. Red Eléctrica de España. Extraído de: <https://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2017>

REE (2018b). Mapas de la red. Gestor de la red y transportista. Actividades. Red Eléctrica de España. Extraído de:

<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>

Sánchez, J. (2017). Gestión de la integración eólica masiva en redes eléctricas con almacenamiento de energía de litio-ion. Libro de comunicaciones del IV Congreso Smart Grids, Madrid 23 de noviembre de 2017, páginas 1-6. Extraído de:

<https://www.smartgridsinfo.es/biblioteca/libro-comunicaciones-4-congreso-smart-grids>

Sánchez, M. (2011). Smart Grids: from innovation to deployment. COM(2011)202 of 12 April 2011. Extraído de:

<http://ec.europa.eu/transparency/regexpert/index.cfm?do=groupDetail.groupDetailDoc&id=7583&no=3>

Sanmarti, M. (2016). Extraído de: <https://es.slideshare.net/rcreee/advanced-energy-management-tools>

Schneider Electric (2012). Preparing for Distributed Energy Resources. Extraído de:

http://www2.schneider-electric.com/documents/support/white-papers/electric-utilities/998-2095-05-29-12_preparing-for-distributed-energy-resources.pdf

SETIS (2018). SETIS Magazine May 2018 - Digitalisation of the Energy Sector. Extraído de:

https://setis.ec.europa.eu/system/files/setis_magazine_17_digitalisation.pdf

SG-CG (2014). SGAM User Manual - Applying, testing & refining the Smart Grid Architecture Model (SGAM). Extraído de:

ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Methodology_SGAMUserManual.pdf

Shomali, A. y Pinske, J. (2016). "The Consequences of Smart Grids for the Business Models of Electricity Firms", Journal of Cleaner Production, pp. 3830-41. Extraído de:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652615010070>

Siemens AG (2017). Power Engineering Guide Edition 8.0. Extraído de:

<https://www.siemens.com/power-engineering-guide>.

Siemens AG (2018). Integration of distributed energy resources (DER). Technical feasibility, energy management and active network integration. Extraído de:

<https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/energy-management/services-power-transmission-power-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/power-systems-consulting/pti-psc-der-integration-datasheet.pdf>.

Smart Energy Collective (2013). "An Introduction to the Universal Smart Energy Framework". Extraído de:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group3_summary.pdf

Stein (2014). Smart Grid – Stand der europäischen und internationalen Normung. Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. Stuttgart, 30 de septiembre de 2014. Extraído de:

http://www.smartgrids-bw.net/fileadmin/documents/Vernetzte_Intelligenz_Johannes_Stein.pdf

Steitz, C. (2018). Nissan Leaf gets approval for vehicle-to-grid use in Germany. Reuters, 23 de octubre de 2018. Extraído de:

<https://www.reuters.com/article/us-autos-electricity-germany/nissan-leaf-gets-approval-for-vehicle-to-grid-use-in-germany-idUSKCN1MX1AH>

Stern (2017). Stem Announces the First Energy Storage Virtual Power Plants in Japan. Extraído de:

<https://www.stem.com/stem-announces-first-energy-storage-virtual-power-plants-japan/>

Stern, J. y Cubbin, J. (2003). Regulatory Effectiveness: The Impact of Regulation and Regulatory Governance Arrangements on Electricity Industry Outcomes. A Review Paper. Department of Economics, School of Social Sciences, City University Discussion Paper Series No. 04/01.

Stern, J., y Holder, S. (1999). Regulatory Governance: Criteria for Assessing the Performance of Regulatory Systems, An Application to Infrastructure Industries in the Developing Countries of Asia. *Utility Policy* 8: 33–50.

Steward, D. (2017). Critical Elements of Vehicle-to-Grid (V2G) Economics. National Renewable Energy Laboratory. Extraído de:

<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/69017.pdf>

St. John, J. (2016). Building a Better Behind-the-Meter Battery Business. Green Tech Media. Extraído de:

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/building-a-better-behind-the-meter-battery-business#gs.x4WBDeA>

The Economist (2009). Building the Smart Grid. Extraído de:

<https://www.economist.com/node/13725843>

Uribe Pérez, N. (2014). Sistema de comunicaciones para la gestión de una microrred mediante tecnología PLC PRIME. II Congreso Smart Grids, Madrid, 27-28 de octubre de 2014. Extraído de:

<https://static.smartgridsinfo.es/media/2016/07/20141027-noelia-uribe-ciemat-ii-congreso-sg.pdf>

Uribe Pérez, N., Hernández, L., de la Vega, D. y Angulo, I. (2016). Review State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids. *Applied Sciences*, 6, 68.

Uribe Pérez, N. (2017). Análisis de la capacidad de PRIME para gestión de red en entornos con generación distribuida y sistemas de almacenamiento. Tesis doctoral, UPV-EHU, mayo de 2017. Extraído de:

<https://addi.ehu.es/handle/10810/24488>

Uribe Pérez, N., Angulo, I., De la Vega, D., Arzuaga, T. (2017). Estudio de la Viabilidad de IP sobre PLC para aplicaciones en smart grids más allá de la medida avanzada.

Libro de comunicaciones del IV Congreso Smart Grids, Madrid 23 de noviembre de 2017, páginas 13-18. Extraído de:

<https://www.smartgridsinfo.es/biblioteca/libro-comunicaciones-4-congreso-smart-grids>

USEF (2015a). USEF: The Framework Explained.

USEF (2015b). The Framework Specifications 2015.

Utility Analytics Institute (2017). The Current State of Smart Grid Analytics. Extraído de: <http://www.tdworld.com/white-papers/current-state-smart-grid-analytics>

Vitiello, S., Flego, G., Setti, A., Fulli, G., Liotta, S., Alessandroni, S., Esposito, L. y Parissem D. (2015). A Smart Grid for the City of Rome: A Cost Benefit Analysis. Costs and Benefits of Smart Grid Pilot Installations and Scalability Options. Joint Research Centre Science and Policy Report. Extraído de:

<http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grid-city-rome>

Wakefield, M. (2009). Smart Grid Demonstrations Integrating Large Scale Distributed Energy Resources. Electric Power Research Institute. Extraído de:

https://www.smartgrid.gov/files/Clemson_Power_Systems_Conference_Smart_Grid_Demonstration_I_200901.pdf

Webel, S. (2014). Above it All. Smart Grids and Energy Storage. Pictures of the Future, Siemens. Extraído de:

<https://www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/smart-grids-and-energy-storage-smart-grids-in-the-antarctic.html>

Western Power (2014). 2015-2023 RIIO-ED1 Business Plan. June 2013 (Updated April 2014). Extraído de:

<https://www.westernpower.co.uk/docs/About-us/Stakeholder-information/Our-future-business-plan/WPD-RII-ED1-Business-Plan/WPD-RIIO-ED1-Business-Plan.aspx>

Willrich, M. (2009). Electricity Transmission Policy for America: Enabling a Smart Grid, End-to-End. MIT-IPC-Energy Innovation Working Paper 09-003 [also MIT-IPC-09-002]. Extraído de:

https://ipc.mit.edu/sites/default/files/documents/EIP_09-003.pdf

Wolf, G. (2018). DERs and the Grid. Technology is now capable of supporting a more flexible and resilient power grid. Transmission and Distribution World. Extraído de:

<https://www.tdworld.com/distribution/ders-and-grid>

ANEXO 1: SERVICIOS Y FUNCIONALIDADES DE UNA RED INTELIGENTE SEGÚN EL JRC

Tabla 48. Servicios y funcionalidades de una red inteligente (JRC)

Bloques	Resultado	Proveedor del servicio o funcionalidad	Principales beneficiarios	Funcionalidades correspondientes
Facilitar la integración de los usuarios con nuevos requerimientos	Garantizar la integración de los recursos energéticos distribuidos	OSD	Generadores, consumidores (incluyendo los móviles) y propietarios de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Facilitar conexiones a cualquier tensión o localización y para cualquier tipo de dispositivo Facilitar el uso de la red para todo usuario a cualquier tensión o localización Uso de los sistemas de control de red para propósitos laborales Mejora de los datos sobre continuidad de suministro y calidad de la tensión
Mejorar la eficiencia en la operación diaria de la red	Optimizar la operación de los activos de distribución a través de la mejora de la automatización, monitorización, protección y operación en tiempo real.	OSD y empresas de servicios relacionados con las medidas	Consumidores, generadores, suministradores y OSD	<ul style="list-style-type: none"> Automatización de la identificación de fallos y de la reconfiguración de la red Mejora de la monitorización y control de los flujos de energía y tensiones Mejora de la monitorización y la observación de las redes en niveles de muy baja tensión Análisis de flujos de energía para la identificación de pérdidas tanto de tipo técnico como no técnico
Asegurar la seguridad de la red, el control del sistema y la calidad del suministro	Favorecer la seguridad del sistema a través de un control inteligente y más efectivo de los recursos y maximizar la capacidad de la red para gestionar la generación de carácter intermitente	OSD, agregadores, comercializadores de energía	Generadores, consumidores, agregadores, OSD y OST	<ul style="list-style-type: none"> Permitir a los usuarios de red y agregadores participar en servicios de mercado auxiliares Esquemas de operación para control de tensión e intensidad Fuentes de generación intermitentes para contribuir a la seguridad del sistema Evaluación de la seguridad del sistema y gestión de soluciones Monitorización de la seguridad, en particular en zonas públicas Soluciones de gestión de la demanda para la seguridad del sistema en el tiempo requerido

(cont.)

Tabla 48 (cont.). Servicios y funcionalidades de una red inteligente (JRC)

Bloques	Resultado	Proveedor del servicio o funcionalidad	Principales beneficiarios	Funcionalidades correspondientes
Planificación eficiente de las futuras inversiones en redes	Modelización más exhaustiva de las redes, en particular para el nivel de baja tensión.	OSD y empresas de servicios relacionados con las medidas	Consumidores, generadores y propietarios de almacenamiento	Modelos mejorados de generación distribuida, almacenamiento, cargas flexibles y servicios auxiliares Mejora de la gestión de activos y estrategias de reemplazo Información adicional sobre la calidad de red y el consumo mediante la medición para la planificación.
Mejora del funcionamiento del mercado y los servicios al consumidor	Incrementar el rendimiento y la fiabilidad de los procesos actuales del mercado a través de datos y flujos de éstos mejorados entre los participantes del mercado	Suministradores (con aplicaciones y proveedores de servicios), proveedores de plataformas de intercambio de energía, OSD y empresas de servicios relacionados con las medidas	Consumidores, generadores, suministradores y OSD	Participación en el mercado de todos los productores de energía, plantas virtuales de energía, agregadores, consumidores, etc., conectados en las redes de distribución. Disponer una infraestructura de red a modo de plataforma abierta para la recarga del vehículo eléctrico. Mejora de los sistemas de la industria de cara a su establecimiento, balance de sistema y planificación. Apoyo a la implementación de dispositivos inteligentes y automatización de las viviendas e instalaciones domésticas. Disponer para los usuarios de red de una notificación individual adelantada de interrupciones planificadas. Mejorar los niveles de información a nivel del consumidor en caso de interrupciones.
Habilitación e impulso de una participación más activa y directa de los consumidores en su uso y gestión de la energía	Aprovechar los sistemas de medición inteligente y fomentar la participación activa de todos los agentes en el mercado a través de la gestión de la demanda.	Suministradores (con empresas de servicios relacionados con las medidas y OSD) y compañías de servicios energéticos	Generadores, consumidores, agregadores, OSD y OST	Frecuencia suficiente de las lecturas de contador. Gestión remota de contadores. Datos de consumo de inyección a la red, así como señales de precios, a través de distintos medios. Mejora de la información sobre el uso de la energía. Mejora de la información sobre fuentes de energía. Disponibilidad de la continuidad individual para suministro y para indicadores de calidad de tensión.

Fuente: elaboración propia a partir de (Giordano et al., 2012).

ANEXO 2: ACTIVOS DE UNA RED INTELIGENTE SEGÚN EL *SMART GRID STANDARDS MAP* DE LA EIC

Tabla 49. Activos de una red inteligente según la EIC

Área	Activos
Mercado mayorista de energía	SCADA
	Enrutador (<i>router</i>)
	Red de apoyo
Empresa	Sistema de información al consumidor (CIS)
	Portal del consumidor
	Enrutador (<i>router</i>)
	Red de apoyo
	Bus de integración intracentral (G)
Operación del sistema eléctrico	SCADA
	DMS
	OMS
	DRMS
	Cabezal de AMI
	Red de apoyo de AMI
	Bus de integración intracentral (G)
Elementos de campo	Red de apoyo
	Radio
	Ordenador portátil
	Dispositivo móvil
Automatización de la distribución	<i>OPER Backhaul Network</i>
	<i>Inter Substation Network</i>
	Enrutador (<i>router</i>)
	RTU
	NIC
	Controlador de estación
	Regulador de tensión
	Controlador de bancos de capacitores
	Detector de fallos
	Controladores de puertos
	Sensores digitales
	Controladores de las líneas de alimentación
	Relés
	Contadores y medidores en la red
	Reactores
	Capacitores
	Reconectadores
	Interruptores
	Transformadores
	(D) <i>Low-end-intra Substation Integrated Bus</i>
Cable y líneas aéreas	Cables
	<i>High Temp Wires</i>

Fuente: Elaboración propia a partir de IEC (2018a).

ANEXO 3: LOS MÉTODOS TRADICIONALES DE REGULACIÓN

Mercados competitivos y mercados de competencia monopolística, oligopolios y monopolios

Se considera que un mercado es competitivo cuando en el largo plazo los beneficios de una empresa que opera en él son normales (es decir, no hay beneficios extraordinarios por encima del coste de capital de la actividad²²⁴). En mercados que cumplan esta condición, los precios de equilibrio serán eficientes, en el sentido de que inducirán decisiones de consumo, producción, inversión y entrada y salida del mercado que maximizarán el bienestar social.

Con el objeto de analizar el comportamiento de los mercados, se utiliza como referencia una construcción conceptual de mercado ideal: el mercado de competencia perfecta o perfectamente competitivo. En los libros de texto se caracterizan los mercados de competencia perfecta como aquellos en los que se cumplen las siguientes condiciones:²²⁵

- El producto que se intercambia es homogéneo, en el sentido de que todos los oferentes venden productos que son esencialmente iguales.
- En el mercado operan multitud de oferentes y demandantes que son, todos ellos, tomadores de precios; es decir, la escala de los oferentes y los demandantes es tal que las decisiones individuales de compra o venta no pueden determinar el precio de equilibrio en el mercado.
- Hay información perfecta, en el sentido de que ninguna de las empresas que operan en el mismo pueda beneficiarse sistemáticamente de información que no esté al alcance de sus competidores y que los consumidores conocen todas las características de los productos en el mercado, los canales de negociación, etc.
- Hay libertad de entrada y salida del mercado, en el sentido de que no hay barreras regulatorias, de costes o tecnológicas que impidan a una empresa entrar en el mercado o costes elevados de salida del mismo.

²²⁴ Esto implica que el precio de equilibrio será igual al coste medio de la empresa que produciría la unidad marginal (i.e., la siguiente unidad).

²²⁵ Ver Baumol y Blinder (2015).

En el mundo real ninguna de estas condiciones se cumple de forma estricta, especialmente las que se refieren a la homogeneidad del producto y a la estructura del mercado, que en la mayoría de los mercados está caracterizada por un cierto grado de concentración horizontal o vertical. Esto da lugar a distintos posibles modelos de competencia en un mercado (Tabla 50).

Tabla 50. Modelos de competencia en un mercado

	Número de empresas en el mercado	Frecuencia en el mundo real	Barreras de entrada	Resultados en términos del interés público	Beneficios en el largo plazo	Condiciones de equilibrio
Competencia perfecta	Muchas	Modelo ideal	Ninguna	Buenos	Cero	$\text{IMarg}=\text{CMarg}=\text{IMed}=\text{CMed}=P$
Competencia monopolística	Muchas	Muy frecuente	Menores	Se generan ineficiencias	Cero	$\text{IMarg}=\text{CMarg}=\text{IMed}=\text{CMed}$
Monopolio puro	Una	Poco frecuente	Elevadas	Ineficiencias asignativas	Pueden ser elevados	$\text{IMarg}=\text{CMarg}$
Oligopolio	Unas pocas	En sectores estratégicos	Varían	Varían	Varían	Varían

Fuente: elaborado a partir de Baumol y Blinder (2015). Nota: IMarg=Ingreso marginal; CMarg=Coste marginal; IMed=Ingreso medio; CMed=Coste medio; P=precio.

En muchas ocasiones las empresas compiten entre ellas diferenciando sus productos (p. ej., a través de la marca o bien con algunas características exclusivas) de tal manera que, siendo similares y hasta cierto punto sustitutivos, no son idénticos²²⁶. Cada empresa puede ejercer un cierto poder monopolístico sobre sus clientes, que estarán dispuestos a aceptar incrementos de precios en el producto debido a sus preferencias por él frente a otros productos. En el corto plazo, por tanto, los precios de equilibrio no son equivalentes a los de un mercado perfectamente competitivo (las empresas ejercen cierta discrecionalidad para fijar el precio de sus productos). Sin embargo, en el largo plazo, la entrada de nuevas empresas con nuevos productos diferenciados atraídas por los beneficios extraordinarios reducirá los beneficios de cada empresa al nivel de los beneficios normales²²⁷.

Por otro lado, cuando en un mercado existen pocos oferentes, hablamos de un oligopolio. En los mercados oligopólicos, bajo ciertas condiciones, los oferentes

²²⁶ Este es el caso de muchos de los productos que pueden adquirirse en un supermercado, por ejemplo, o de productos de moda, como pantalones vaqueros, etc.

²²⁷ La entrada de nuevos competidores en el mercado desplaza la curva de demanda (con pendiente) de cada empresa hasta el precio que fija ésta es igual a su coste total medio, eliminando los beneficios extraordinarios.

pueden coordinarse entre sí para mantener los precios y/o las cuotas de producción en niveles tales que den lugar a beneficios extraordinarios.

Cuando, debido a restricciones regulatorias, tecnológicas o de costes, sólo opera una única empresa en un mercado, nos encontramos ante un monopolio. Los monopolios tienen, en teoría, la capacidad de fijar los precios de tal manera que se igualen el ingreso marginal y el coste marginal de producción, dando lugar a un beneficio extraordinario.

En la práctica, el nivel de competencia en un mercado oligopolístico o monopolístico estará muy ligado a “contestabilidad” del mercado, o amenaza de entrada efectiva por parte de potenciales competidores en caso de que existan beneficios extraordinarios. Independientemente de la estructura del mercado (i.e., el grado de concentración), un mercado será más “contestable” y dará lugar a resultados más parecidos a los de un mercado competitivo en la medida en que se cumplan las siguientes cuatro condiciones²²⁸: (a) los nuevos entrantes pueden acceder al mercado con las mismas condiciones de costes que la/s empresa/s incumbente/s, (b) los costes de entrada o salida son bajos o nulos (es decir, no hay costes hundidos significativos ligados a la salida del mercado (p. ej., inversiones sin usos alternativos) y (c) no hay ventajas tecnológicas o ligadas a la calidad del producto percibida por los consumidores de los incumbentes frente a los nuevos entrantes.

Fallos de mercado e intervención del regulador

A menudo existen circunstancias que impiden de forma sistemática un correcto funcionamiento del mercado, generando resultados no competitivos (en términos de precios y cantidades de equilibrio). Los factores que pueden dar lugar a resultados no deseados en un mercado se conocen como fallos de mercado y pueden resumirse en los siguientes:

- Estructuras de mercado no competitivas (oligopolios, monopolios), con barreras de entrada al mismo significativas, que faciliten que la/s empresa/s ejerza/n poder de mercado.
- Externalidades de producción o consumo que hagan que difieran el coste o beneficio privado y el coste o beneficio social de las decisiones de los

²²⁸ Ver Baumol, Panzar y Willig (1982; 1986).

agentes²²⁹. De esta manera, los precios de mercado de los bienes no reflejan todos los costes o todos los beneficios de su consumo.

- Existencia de bienes públicos, caracterizados por un consumo privado no rival y un acceso no excluyente a los mismos²³⁰.
- Existencia de información asimétrica entre oferentes y demandantes de un producto, entre agentes negociando contratos, o entre los agentes representantes y los representados.²³¹

La existencia de fallos de mercado puede dar lugar a mercados incompletos o mercados que no funcionen correctamente, ofreciendo un argumento poderoso para que las autoridades reguladoras intervengan en el mismo con el objeto de inducir comportamientos adecuados por parte de los agentes y precios y cantidades competitivos.

Actividades competitivas y reguladas y esquemas de regulación

Monopolios naturales

Las actividades o industrias caracterizadas que dan lugar a monopolios naturales suelen tener costes de entrada significativos, ligados a inversiones elevadas en infraestructuras, lo que genera una ventaja competitiva para una empresa (generalmente, la primera en invertir). Los costes de capital elevados generan economías de escala que permiten reducir costes a medida que aumenta la producción hasta que la empresa cubre una parte muy importante de la demanda

²²⁹ Las externalidades pueden ser de producción o consumo y ser positivas o negativas. Externalidades negativas son, por ejemplo, las emisiones contaminantes asociadas a la producción de bienes y/o servicios o al consumo de tabaco (inhalación de humo por no fumadores). Externalidades positivas son, por ejemplo, los efectos económicos sobre otros sectores de inversiones en infraestructuras en un sector o los efectos de la vacunación de un individuo sobre el resto de la población.

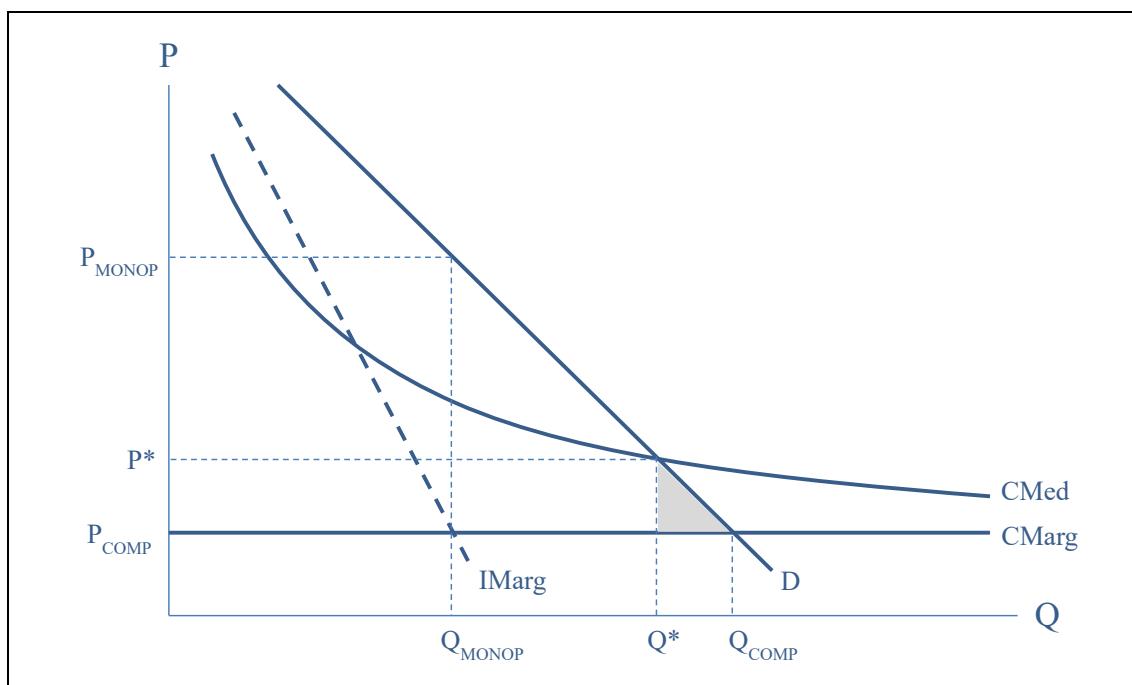
²³⁰ El consumo de un bien público (como el aire, el conocimiento, la seguridad nacional, por ejemplo) por parte de un individuo no reduce su disponibilidad para otros potenciales consumidores. Por otro lado, cuando un bien es público no puede impedirse su consumo por parte de un individuo.

²³¹ Entre las consecuencias de la información asimétrica pueden identificarse la selección adversa en un mercado, cuando hay información incierta sobre las características del producto (p. ej., el mercado de segunda mano de coches puede no funcionar correctamente si los compradores creen que la mayor parte de los coches se venden debido a problemas o características negativas de los mismos), o bien riesgo moral, cuando las transacciones de un producto (p. ej., un seguro médico) pueden dar lugar a acciones o comportamientos (no conocidos antes de la transacción) que modifiquen los riesgos asumidos por un individuo, pues el coste de los mismos será soportado por otros.

total del bien o producto,²³² eliminando de esta manera la posibilidad de que una segunda empresa entre en el mercado.

Un monopolio natural es un monopolio que no surge en un mercado como consecuencia de decisiones empresariales (p. ej., consolidación de empresas u otras estrategias de concentración), sino como consecuencia “natural” e inevitable de la estructura de costes o de la tecnología de la industria o de la actividad de que se trate.²³³

Gráfico 85. Equilibrio de un monopolio natural y regulación según el coste medio



Fuente: elaboración propia.

Cuando una industria da lugar a un monopolio natural, como es el caso de las actividades de servicios de redes en sectores como el energético, el de distribución del agua, etc., no puede existir un mercado competitivo, por lo que deberán regularse la actividad y los ingresos de la empresa que ofrece los servicios como monopolista.

²³² Los costes marginales a largo plazo de un monopolio natural (y, por tanto, los costes medios a largo plazo) caen con el nivel de producción al menos hasta que esta alcanza una proporción elevada de la demanda total. Esto da lugar a que una sola empresa pueda cubrir toda la demanda a un coste menor que el que alcanzarían dos o más empresas, aunque en el nivel de producción que cubra la demanda el monopolista natural se encuentre ya en una zona de deseconomías de escala. Esto se conoce como subadicitividad de costes. Ver el Gráfico 85.

²³³ Ver Posner (1968) y Joskow (2005).

Cuando se regula un monopolio natural fijando un precio igual al coste medio de producción (P^* en el Gráfico 85) para limitar los beneficios de la empresa, se genera ineficiencia (triángulo sombreado) pues el nivel de producción (Q^*) será menor que el competitivo (Q_{COMP} , determinado en la intersección entre D y CMarg).

Esquemas de regulación de las actividades reguladas

Los esquemas de regulación vigentes en todo el mundo aplicados a las actividades reguladas en los sectores energéticos suelen ser esquemas híbridos basados en tres grandes clases genéricas de modelos de regulación que han sido ampliamente estudiadas en la literatura académica y científica:²³⁴ (1) regulación basada en costes, (2) esquemas de incentivos y (3) modelos de referencia o “benchmarking”.

El objetivo común de todos estos esquemas de regulación es alinear los objetivos de las empresas reguladas, a través de los incentivos que genera cada uno de estos esquemas, con un objetivo general de eficiencia y equidad y bajo la restricción de alcanzar un suministro de energía eléctrica seguro y fiable. En otras palabras, se trata de intentar conseguir resultados competitivos en una industria o sector donde no pueden desarrollarse condiciones de competencia debido a la existencia de un monopolio natural.

Todos estos modelos de regulación definen las tarifas y precios regulados de una manera similar, de acuerdo con tres conjuntos de reglas.²³⁵ En primer lugar, se calculan, mediante métodos diversos, los “ingresos reconocidos” para un periodo dado (un año) por un desempeño de la actividad regulada bajo criterios de eficiencia y prudencia. En la práctica, esto consiste en calcular los costes operativos, los costes de depreciación, las cargas fiscales, el valor de la base de activos regulados²³⁶ y un valor de rentabilidad razonable basado en el coste de oportunidad del capital (p. ej., el WACC o coste medio ponderado del capital). En segundo lugar, se aplican metodologías de cálculo de un conjunto de tarifas y precios regulados que, junto con las previsiones de la demanda, da lugar ex ante a ingresos esperados consistentes con los costes reconocidos de la actividad regulada. Las metodologías de cálculo de las tarifas y precios regulados se basan en principios como la eficiencia, la equidad,

²³⁴ Puede encontrarse más información sobre todos estos modelos de regulación y sus pros y contras en Hellwig (2008), Jamasb y Pollitt (2007), Joskow (2006), Lesser y Giacchino (2007), Nieto y Druce (2016), Ofgem (2010) o Pollitt (2008), por ejemplo.

²³⁵ Ver Lesser y Giacchino (2007), Sección 4.2.

²³⁶ El valor de la base de activos puede calcularse como el coste histórico menos la depreciación acumulada o bien utilizando una metodología de cálculo de costes corrientes (*current cost accounting*).

la estabilidad o la transparencia. Finalmente, se aplica otro conjunto de reglas (en teoría predeterminadas) para calcular cómo evolucionarán las tarifas y los precios regulados año a año dentro de un periodo regulatorio. En esta fase de cálculo de los precios regulados se llevan ajustes por inflación, productividad o para tener en cuenta cambios significativos en algunos de los costes (p. ej., cambios en la estructura fiscal o cambios en los tipos de interés).

El principal problema a la hora de definir un esquema de regulación para una actividad regulada como el transporte o la distribución de electricidad es la asimetría de información entre la institución reguladora y la empresa regulada en relación con los costes reales de la empresa (y con los costes eficientes de la actividad).²³⁷ En teoría, la limitada observabilidad de los costes (y/o del funcionamiento interno y los procesos que lleva a cabo una empresa regulada) por parte del regulado abre la puerta a que se produzcan resultados ineficientes en términos de los costes reconocidos y, por tanto, de los precios y tarifas regulados.

Regulación basada en costes (cost-plus regulation)

La regulación basada en costes (*cost-plus regulation*) define los ingresos reconocidos por el regulador a la empresa por el ejercicio de su actividad en línea con sus costes reales (históricos o esperados). La retribución de los costes de operación²³⁸ puede basarse en costes unitarios medios estimados, mientras que los costes de capital pueden retribuirse mediante el reconocimiento por parte del regulador de un nivel de rentabilidad razonable (p. ej., basada en una estimación del coste del capital medio ponderado) aplicado al valor neto de la base de activos. El regulador y la empresa regulada acuerdan planes de inversiones antes de cada periodo regulatorio (de varios años). En este contexto, los ingresos reconocidos de las empresas varían año a año en función de los costes prudentes en los que incurre la empresa y de factores (medibles) que afectan a los costes (como la inflación).

Este esquema regulatorio genera, en teoría, incentivos a que la empresa reduzca sus costes por debajo de los costes reconocidos, incrementando de esta manera sus resultados operativos. En la práctica, sin embargo, puede producir ineficiencias (en la

²³⁷ Ver Joskow (2005), capítulo VII, o Joskow (2006), p. 3 y siguientes.

²³⁸ Los costes de operación incluyen costes como los salarios, alquileres, seguros y gastos en materiales, los costes energéticos, los costes de mantenimiento, el coste del capital circulante, los impuestos, cánones y tasas, etc.

determinación de los precios o tarifas reguladas) si da lugar a una sobrecapitalización de costes que genere niveles más elevados de costes reconocidos.²³⁹

Modelos de benchmarking

Los modelos de benchmarking, por su parte, se basan en la identificación y estimación de costes eficientes para una actividad determinada, bien mediante el uso de modelos teóricos o estadísticos o bien mediante la comparación de costes reales de empresas. Este tipo de modelos identifica los principales inductores de costes de la actividad y define, a partir de estos, una función de costes eficientes que se utiliza para determinar los ingresos reconocidos a cada empresa del sector.

Modelos de regulación por incentivos (price cap, revenue cap)

Los esquemas de incentivos se basan en la regulación de los precios son, generalmente de dos tipos: techos de precios y techos de ingresos. En el primer caso, las tarifas por los servicios prestados por la empresa aumentan cada año del periodo regulatorio a una tasa $IPC \cdot X$, donde IPC es la tasa de inflación y X es un factor de eficiencia que puede estar ligado a la productividad total de los factores de la empresa. En el segundo caso (techos de ingresos), los costes de la empresa se dividen entre costes controlables y costes no controlables. A los primeros se les aplica el factor de eficiencia $IPC \cdot X$, mientras que los segundos son reconocidos *ex ante* o *ex post*, según corresponda. En ambos casos, el desempeño de la empresa puede dar lugar a beneficios, que pueden repartirse entre ésta y los consumidores mediante esquemas de reparto de beneficios o *profit-sharing*.

En la práctica, los modelos regulatorios aplicados en todo el mundo suelen ser modelos de regulación mixtos, que combinan elementos de todos los esquemas descritos anteriormente, tratando de incluir incentivos a un desarrollo de las redes eléctricas eficiente, desde el punto de vista operativo y desde el punto de vista de los costes para el usuario de la red y para los consumidores finales.

²³⁹ El “efecto Averch-Johnson” es un ejemplo típico de ineficiencia derivada del esquema *cost-plus*. La sobreinversión (*gold-plating*) y/o la sobrecapitalización de los costes tiende a incrementar el valor de la base de activos regulados, lo que da lugar a ingresos reconocidos superiores a los que corresponderían en un escenario de “eficiencia”.

ANEXO 4: SIGLAS Y ACRÓNIMOS

2LP	Dos funciones de línea y una de protección
AC	Corriente alterna (<i>alternating current</i> , en inglés)
ACB	Análisis coste-beneficio
ACS	Aqua caliente sanitaria
ADMS	Sistema avanzado de gestión de la distribución (<i>advanced distribution management system</i> , en inglés)
AMI	Infraestructura de medición avanzada (<i>advanced metering infrastructure</i> , en inglés)
AMR	Lectura de contadores automatizada (<i>automated meter reading</i> , en inglés)
BESS	Sistema de almacenamiento de energía con batería (<i>battery energy storage system</i> , en inglés)
BMS	Sistema de gestión de baterías (<i>battery management system</i> , en inglés)
CAPV	Comunidad Autónoma del País Vasco
CE	Comisión Europea
CEDER	Centro de Desarrollo de Energías Renovables
CEN	Comité Europeo para la Normalización (<i>European Committee for Standardization</i> , en inglés)
CENELEC	Comité Europeo para la Estandarización Electrotécnica (<i>European Committee for Electrotechnical Standardization</i> , en inglés)
CEP	Procesador de eventos complejo (<i>complex event processor</i> , en inglés)
CGI	Interfaz de red controlable (<i>controllable grid interface</i> , en inglés)
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CIS	Sistema de información al consumidor (<i>customer information system</i> , en inglés)

CO ₂	Dióxido de carbono
CT	Centro de transformación
CTI	Centro de transformación inteligente
DER	Recursos energéticos distribuidos (<i>distributed energy resources</i> , en inglés)
DMS	Sistema de gestión de la distribución (<i>distribution management system</i> , en inglés)
DRMS	Sistema de gestión de recursos distribuidos (<i>distributed resource management system</i> , en inglés)
DSM	Sistema de gestión de la demanda (<i>demand-side management</i> , en inglés)
DSO	Operador del sistema de distribución (<i>distribution system operator</i> , en inglés)
DOE	Departamento de Energía de Estados Unidos (<i>US Department of Energy</i> , en inglés)
DOUE	Diario Oficial de la Unión Europea
DUoS charges	Tarifas por uso de las redes (<i>distribution use of system charges</i> , en inglés)
e. g.	Por ejemplo (<i>exempli gratia</i> , en latín)
EDF	Electricidad de Francia (<i>Électricité de France</i> , en francés)
EDM	Gestión de datos de energía (<i>energy data management</i> , en inglés)
EISA	Ley de Independencia y Seguridad Energética de Estados Unidos (<i>Energy Independence and Security Act</i> , en inglés)
EE.UU.	Estados Unidos
EMaT	Marco de aprendizaje de gestión de la energía (<i>Energy Management Training Framework</i> , en inglés)
EMF	Marco de gestión de la energía (EMF o <i>energy management framework</i> , en inglés)
EMS	Sistema de gestión de la energía (<i>energy management system</i> , en inglés)

ENTSO-E	Red Europea de Gestores de la Red de Transporte de Electricidad (<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> , en inglés)
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (<i>Electric Power Research Institute</i> , en inglés)
ESEs	Empresas de servicios energéticos
ESOs	Organismos Europeos de Normalización (<i>European Standardisation Organisations</i> , en inglés)
ETSI	Instituto Europeo de Normas de Telecomunicaciones (<i>European Telecommunications Standards Institute</i> , en inglés)
FACTS	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
GIS	Sistemas de información geográfica (<i>geographic information system</i> , en inglés)
HAN	Red de área local (<i>home área network</i> , en inglés)
HVAC	Calefacción, ventilación y aire acondicionado (<i>heating, ventilation, and air conditioning</i> , en inglés)
Hz	Hercios
IAPC	Índice armonizado de precios de consumo
I+D+i	Investigación, desarrollo e innovación
IEA	Agencia Internacional de la Energía (<i>International Energy Agency</i> , en inglés)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (<i>International Electrotechnical Commission</i> , en inglés)
IEDs	Dispositivos electrónicos inteligentes (<i>intelligent electronic devices</i> , en inglés)
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> , en inglés)
IRENA	Agencia Internacional de la Energía Renovable (<i>International Renewable Energy Agency</i> , en inglés)
ISGAN	Red de Acción de Redes Inteligentes (<i>International Smart Grid Action Network</i> , en inglés)

IUT	Transformador universal inteligente (<i>intelligent universal transformer</i> , en inglés)
JRC	<i>Joint Research Centre</i>
KCP&L	<i>Kansas City Power & Light</i>
kVA	Miles (10^3) de voltiamperios
k€	Miles de euros
kV	Mil (10^3) voltios
LAN	Red de área local (<i>local area network</i> , en inglés)
£	Libras esterlinas (GBP)
MDMS	Sistema de gestión de datos o MDMS (<i>meter data management system</i> , en inglés)
MONICA	Monitorización y Control Avanzado
MPPT	Seguimiento del pico de potencia máximo (<i>maximum power point tracker</i> , en inglés)
NARUC	<i>National Association of Regulatory Utility Commissioners</i>
NERC	Corporación de Fiabilidad Eléctrica de Norteamérica (<i>North American Electric Reliability Corporation</i> , en inglés)
NIST	Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de Estados Unidos (<i>National Institute of Standards and Technology</i> , en inglés)
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable (<i>National Renewable Energy Laboratory</i> , en inglés)
Ofgem	Oficina de los Mercados de Gas y Electricidad en Gran Bretaña (<i>Office of Gas and Electricity Markets</i> , en inglés)
OMS	Sistema de gestión de incidencias (<i>outage management system</i> , en inglés)
OSD	Operador del sistema de distribución
PIC	Proyectos de interés común
PLC	Comunicación a través de los cables eléctricos (<i>power-line communication</i> , en inglés)
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

PRIME	<i>Powerline Intelligent Metering Evolution</i>
REGI	Interfaz de energía renovable con la red (<i>renewable energy grid interface</i> , en inglés)
RF	Radiofrecuencia
RIIO	Ingresos=Incentivos+Innovación+Resultados (<i>Revenues=Incentives+Innovation+Output</i> , en inglés)
RoRE	Rentabilidad del capital regulatorio (<i>return on regulatory equity</i> , en inglés)
SCADA	Sistemas de control de supervisión y adquisición de datos (<i>supervisory control and data acquisition</i> , en inglés)
SGAM	Modelo de Arquitectura de Red Inteligente (<i>Smart Grid Architecture Model</i> , en inglés)
SGCC	Compañía de Redes Estatal de China (<i>State Grid Corporation of China</i> , en inglés)
SG-CG	Grupo de Coordinación de la Red Inteligente (<i>Smart Grid Coordination Group</i> , en inglés)
SGTF	Grupo de trabajo sobre redes inteligentes (<i>Smart Grids Task Force</i> , en inglés)
T&D	Transporte y distribución (<i>transmission and distribution</i> , en inglés)
TSO	Operador de la red de transporte (<i>transmission system operator</i> , en inglés)
TTC	Tiempo de conexión (<i>time to connect</i> , en inglés)
UE	Unión Europea
V	Voltios
VA	Voltiamperios
V2G	Del vehículo a la red (<i>vehicle to grid</i> , en inglés)
ViMaT	Marco de pruebas de máquina virtual (<i>virtual machine testing framework</i> , en inglés)
VLI-HTS	Cables superconductores de baja impedancia (<i>very-low impedance, high temperature superconductors</i> , en inglés)

VPP Planta de energía virtual (*virtual power plant*, en inglés)

WACC Coste medio ponderado de capital (*weighted average cost of capital*, en inglés)

AUTORES

Jorge Fernández Gómez

Doctor en Economía y M.A. en Economía por la Universidad de Georgetown (Washington, DC, EE.UU.) y licenciado en Economía por la Universidad Autónoma de Madrid. Desde marzo de 2018 es Investigador Séñior y Coordinador del Lab de Energía de Orkestra-IVC. El objetivo de su actividad como investigador en Orkestra es analizar, desde distintas perspectivas, el impacto de la evolución de los mercados de energía y la regulación de los sectores energéticos sobre la competitividad de la economía, con énfasis en la realidad de la economía vasca.

En el pasado, Jorge fue Director Técnico en Iberian Gas Hub, Director General Adjunto en Intermoney Energía y Consultor en NERA Economic Consulting. A lo largo de su carrera profesional, Jorge ha trabajado en proyectos relacionados con el diseño, el funcionamiento y la regulación de los mercados de energía, el trading y la gestión de riesgos en mercados de energía y la valoración de activos y carteras energéticas.

Jorge ha publicado artículos en revistas especializadas y libros sobre cuestiones relacionadas con el funcionamiento y la regulación de los mercados de energía. Además, ha actuado como ponente en cursos, conferencias y jornadas especializadas relacionadas con el sector energético en España y en otros países.

Jaime Menéndez Sánchez

Investigador predoctoral en el Lab de Energía de Orkestra desde 2015, donde ha participado en proyectos sobre movilidad sostenible, calidad del aire, transiciones energéticas, cambio climático y seguridad energética, publicando diversos artículos, informes y colaboraciones sobre estas cuestiones.

Es Ingeniero de Minas por la Universidad de Oviedo, con especialidad en la rama de Energía, y desde 2018 cursa un programa de Doctorado en Dirección Empresarial, Conocimiento e Innovación en la Universidad del País Vasco (UPV-EHU).

Parte de sus estudios los realizó en la Universidad Técnica de Ostrava (República Checa), mediante una beca Erasmus. A esto le siguió la concesión de una beca por parte de EDP para realizar prácticas en dicha compañía, concretamente en el Departamento de Ambiente, Sostenibilidad, Innovación y Calidad, donde compatibilizó el desarrollo de un programa Lean con otras actividades.

En 2015 obtuvo el Premio CEPSA al mejor Proyecto Fin de Carrera sobre Exploración y Producción de Hidrocarburos en la Universidad de Oviedo.



Orkestra

INSTITUTO VASCO
DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO

www.orkestra.deusto.es