

Septiembre 2021

# La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España

Dr. Jose Pablo Chaves  
Dr. Rafael Cossent  
Dr. Tomás Gómez  
Dr. Gregorio López  
Dr. Javier Matanza  
Dr. Carlos Mateo  
D. Néstor Rodríguez  
D. Miguel Angel Sánchez



**IIT**  
INSTITUTO DE  
INVESTIGACIÓN  
TECNOLÓGICA



### **Titularidad y responsabilidad**

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

Septiembre 2021

# La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España

Dr. Jose Pablo Chaves

Dr. Rafael Cossent

Dr. Tomás Gómez

Dr. Gregorio López

Dr. Javier Matanza

Dr. Carlos Mateo

D. Néstor Rodríguez

D. Miguel Angel Sánchez



INSTITUTO DE  
INVESTIGACIÓN  
TECNOLÓGICA

Fundación  
**Naturgy**

# Índice



<b>1. Introducción y motivación del Informe</b> .....	08
<b>2. La digitalización de las redes eléctricas de distribución: conceptos y tecnologías</b> .....	10
<b>2.1. ¿Qué es la digitalización?</b> .....	11
2.1.1. Concepto general .....	11
2.1.2. El concepto de digitalización en el contexto de la red de distribución eléctrica .....	11
<b>2.2. La digitalización de las redes de distribución eléctrica</b> .....	12
2.2.1. ¿Por qué digitalizar la red de distribución? .....	12
2.2.2. Estado actual .....	16
<b>2.3. Tecnologías para la digitalización</b> .....	17
2.3.1. Elementos clave .....	17
2.3.2. Tecnologías .....	18
2.3.3. Desafíos para la digitalización de las redes de distribución .....	29
<b>3. Los costes y beneficios de la digitalización</b> .....	32
<b>3.1. Beneficios</b> .....	33
3.1.1. Para los usuarios de la red .....	33
3.1.2. Para las empresas de distribución eléctrica .....	34
3.1.3. Beneficios de la digitalización para la sociedad en su conjunto .....	35
<b>3.2. Nuevo paradigma de costes</b> .....	37
3.2.1. Tipos de costes .....	37
3.2.2. Evolución de costes de digitalización .....	38
3.2.3. Costes relacionados con los riesgos de la digitalización .....	39
<b>3.3. Análisis coste-beneficio</b> .....	41
3.3.1. Conceptos y usos de estudios coste-beneficio .....	41
3.3.2. Retos para el análisis de los costes y beneficios de la digitalización .....	42
3.3.3. Uso de estudios coste-beneficio en la regulación .....	45

<b>4. Indicadores para medir el grado de digitalización</b> .....	48
4.1. ¿Por qué son necesarios unos indicadores de la digitalización de la distribución eléctrica? .....	49
4.2. Indicadores de sensores y actuadores .....	50
4.3. Indicadores de conectividad .....	51
4.4. Indicadores de tratamiento de datos .....	51
4.5. Indicadores de cultura digital .....	52
4.6. Estado actual y conclusiones .....	53
<b>5. Competencias digitales y necesidades formativas</b> .....	58
5.1. La necesidad de nuevos conocimiento y habilidades .....	59
5.2. Necesidades formativas, retos y programas punteros .....	60
5.2.1. Formación a todos los niveles .....	61
5.2.2. Necesidades formativas y retos a afrontar .....	62
5.2.3. Nuevos programas punteros .....	66
<b>6. Políticas y recomendaciones regulatorias</b> .....	68
6.1. Introducción .....	69
6.2. Fomento de la participación activa de los usuarios .....	69
6.2.1. Contexto regulatorio y necesidad de la digitalización .....	69
6.2.2. Situación actual y necesidades regulatorias .....	70
6.3. Incentivos a la digitalización para las empresas de distribución .....	74
6.3.1. Las redes de distribución como monopolio regulado .....	74
6.3.2. Impacto de la digitalización sobre la regulación de la distribución .....	75
6.3.3. Necesidades regulatorias .....	77

<b>6.4. Mecanismos de innovación regulatoria</b> .....	78
6.4.1. Proyectos piloto y bancos de pruebas regulatorios .....	78
6.4.2. Experiencia internacional y mejores prácticas en innovación regulatoria .....	79
 <b>Glosario y definiciones</b> .....	 82

# 1

## Introducción y motivación del informe

El sector energético está viviendo una profunda y extensa transformación por dos causas principales. La primera, resumida en la conocida Transición Energética que tiene su origen en la lucha contra el cambio climático y que contribuye a la necesaria sostenibilidad de la vida en nuestro planeta. La segunda, en una transformación digital que afecta a todas las áreas y sectores de la Economía y de la Sociedad.





La Transición Energética cuenta con muchos factores y acciones orientadas fundamentalmente a la descarbonización, tanto desde el lado de la producción como desde el lado del consumo de energía. La eficiencia energética, que evita consumos innecesarios, y la sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables, que afecta muy particularmente al sector eléctrico y al sector del transporte, son ejemplos obvios de dichos factores y actividades. El resultado de todo ello dirige a una intensa y masiva electrificación en el conjunto energético que permita un uso máximo de fuentes renovables, para el que es imprescindible el concepto de recursos energéticos distribuidos. Precisamente en esa distribución de recursos energéticos, incluyendo producción, almacenamiento, gestión de la demanda y movilidad eléctrica, adquieren especial relevancia las redes eléctricas de distribución.

La transformación digital es un fenómeno tecnológico y social. Tecnológico porque aprovecha los enormes avances en las tecnologías de información y telecomunicaciones en general, obtenidos en las últimas décadas y que, además, se caracterizan por una enorme y rapidísima evolución. Y es social porque es la Sociedad quien se ha convertido en su conjunto en un actor principal de su adopción y demanda.

El uso de internet es el mayor ejemplo de digitalización que en el conjunto mundial ha transformado, y continúa haciéndolo, la sociedad, permitiendo interacciones a todos los niveles que serían imposibles sin ese empleo de las tecnologías digitales. El usuario se convierte en el centro de muchas de esas interacciones. De hecho, ya se habla de internet de la energía como una particularización a ese sector y con el enfoque de permitir un mayor protagonismo al ciudadano en el control de su energía consumida y de la que pueda generar. Hay quien, basado en ese concepto, defiende la "democratización de la energía", lo que introduce otros nuevos elementos al debate.

La combinación de ambas causas, la transición energética y la digitalización, resultan en una necesaria transformación del sector de la energía, en el que el eléctrico adquiere un papel primordial. Y esa

combinación puede configurar un círculo virtuoso en el que la digitalización, con su enorme potencial de desarrollo económico, permita acelerar la transición energética que consiga alcanzar, en último término, los objetivos de sostenibilidad que nuestra sociedad debe conseguir.

En este marco, el papel de las redes de distribución adquiere un protagonismo especial, con su gran capacidad y objetivo de prestar el conocido como servicio eléctrico universal. Como es en el caso español, constituyen el elemento que permitirá la integración más rápida de recursos energéticos distribuidos de manera que, si además se acompaña con la oportuna digitalización, se conseguirá que dicha integración sea la más eficiente para todos los agentes implicados.

Las redes de distribución se han venido planificando, desarrollando y operando tradicionalmente con unos criterios que atendían en exclusiva a la distribución de energía eléctrica con la mayor calidad y continuidad posibles. Para ello, no era necesario dotarlas de supervisión y actuación en tiempo real, como sí se venía exigiendo a las centrales de producción y a las redes de transporte. Tan sólo allí donde y cuando se justificaba por razones operativas, se dotaba de elementos de supervisión y telecontrol.

La conexión de los recursos energéticos distribuidos y su operación eficiente va a exigir, y de hecho ya lo está haciendo, un grado de digitalización de las redes de distribución que permitirá la necesaria interacción operativa con dichos recursos, pero también extender esa supervisión y actuación en tiempo real que no necesitaban cuando se desarrollaron.

Se podría concluir como resumen introductorio que digitalizar las redes de distribución es una actividad necesaria dentro del conjunto de la transformación energética en curso. Por todo ello, resulta muy oportuno el encargo de la Fundación Naturgy en la elaboración del presente informe.

# 2

## La digitalización de las redes eléctricas de distribución: conceptos y tecnologías

- La digitalización es un **proceso** que incluye la actualización de tecnologías ya digitales según las necesidades de la sociedad: no existe un máximo.
- La digitalización de las redes eléctricas de distribución facilitará la **participación** de los usuarios en el proceso descarbonización del sistema eléctrico.
- La digitalización se sostiene sobre tres pilares relacionados entre sí: **sensores y actuadores, conectividad y tratamiento de datos.**
- La digitalización de las redes de distribución no es sencilla; su **extensión**, la **regulación**, la **madurez de la tecnología** y la **ciberseguridad**, entre otros, son factores a tener en cuenta.



## 2.1 ¿Qué es la digitalización?

### 2.1.1 Concepto general

Desde hace algunos años, términos como “digitalización” o “transformación digital” han adquirido popularidad en los distintos sectores productivos, llegando a hablarse incluso de una cuarta revolución industrial post-internet.

Pero, ¿qué se entiende por digitalización? Aunque todavía no existe una definición oficial y consensuada del término, a continuación, se incluyen algunas definiciones generales ofrecidas por Gartner y Salesforce:

“La transformación digital puede referirse desde la modernización de las tecnologías de la información (por ejemplo, computación en la nube), la optimización digital, hasta la creación de nuevos modelos de negocio digitales. Este término también se utiliza en el sector público para referirse a iniciativas como poner servicios online o modernizar activos obsoletos” **Definición de transformación digital, Gartner** .<sup>1</sup>

“La transformación digital es el proceso de usar tecnologías digitales para crear nuevos (o modificar existentes) procesos de negocio, cultura y experiencia de cliente para satisfacer los cambios en los requisitos de negocio y mercado” **Definición de transformación digital, Salesforce** .<sup>2</sup>

En base a estas definiciones, se puede decir que la **digitalización/transformación digital**:

- No hace referencia solamente a un cambio disruptivo al transformar los procesos originalmente analógicos con la aplicación

de técnicas de información digitales, sino también a la **modernización** de sistemas ya digitales y a su **optimización**.

- **Permite adaptarse** a los nuevos requisitos, tanto de calidad de servicio como de los clientes, y generar un valor que pueda monetizarse mediante **nuevos modelos de negocio**.
- Es un **proceso** que puede extenderse en el tiempo y, por tanto, en muchos casos ha de ser **compatible** y capaz de **coexistir** con tecnologías y sistemas previos (legacy), hasta que las condiciones económicas, socioculturales y técnicas permitan su completa implantación.

### 2.1.2 El concepto de digitalización en el contexto de la red de distribución eléctrica

La multitud de ámbitos distintos donde se está llevando a cabo la digitalización (comercio, industria, transporte, consumo, etc.) hace necesario ir un paso más allá de las definiciones generales y examinar qué significa concretamente la transformación digital de la red de distribución eléctrica.

La digitalización de la distribución eléctrica está fuertemente relacionada con el concepto de red inteligente (en inglés, smart grid). La smart grid se puede definir como la aplicación de las tecnologías de la información y comunicación (TIC) a la red eléctrica (y, por tanto, el despliegue de elementos de medición y actuación), de modo que se puedan detectar a distancia y en tiempo real cambios en la red (consumo, fallos, saturación de líneas, etc.), procesarlos y responder ante ellos. De esta forma, la red se puede operar de manera más eficiente y los usuarios tienen la posibilidad de ser participantes activos en ella. No obstante, la digitalización también abarca el nivel corporativo de la empresa distribuidora en la

<sup>1</sup> Gartner, «Digital Transformation», en Gartner Glossary, 2020, <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/digital-transformation>.

<sup>2</sup> Salesforce, «What is digital transformation?», Salesforce (blog), 2020, <https://www.salesforce.com/products/platform/what-is-digital-transformation/>.

optimización de procesos, la planificación y la cultura digital de los empleados.

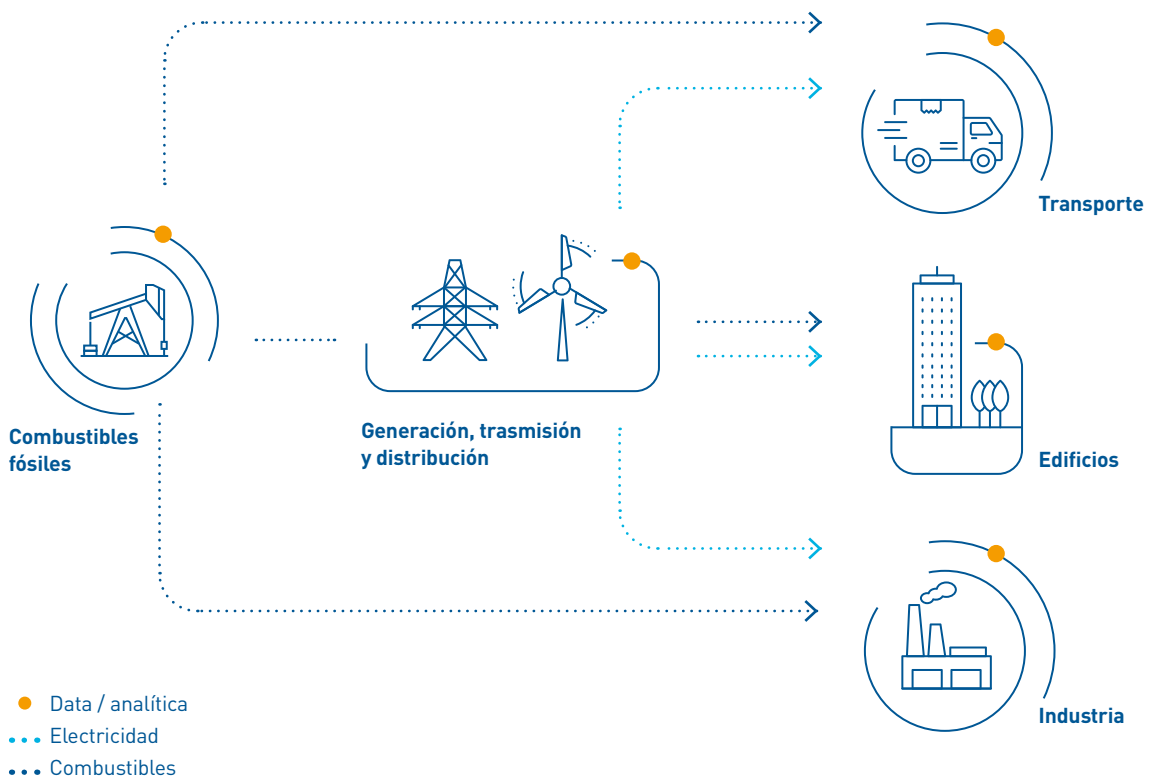
Es necesario resaltar que no existe un punto final del proceso de transformación digital; las tecnologías están en constante evolución y siempre habrá margen para la

actualización y optimización. De hecho, suele hablarse de que el objetivo no es alcanzar la red inteligente, sino una red cada vez **más inteligente**.

## 2.2 La digitalización de las redes de distribución eléctrica

### 2.2.1 ¿Por qué digitalizar la red de distribución?

Ilustración 1. Modelo tradicional del sector eléctrico.<sup>3</sup>



<sup>3</sup> IEA, «Digitalization and Energy – Analysis», IEA, noviembre de 2017, <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy>.

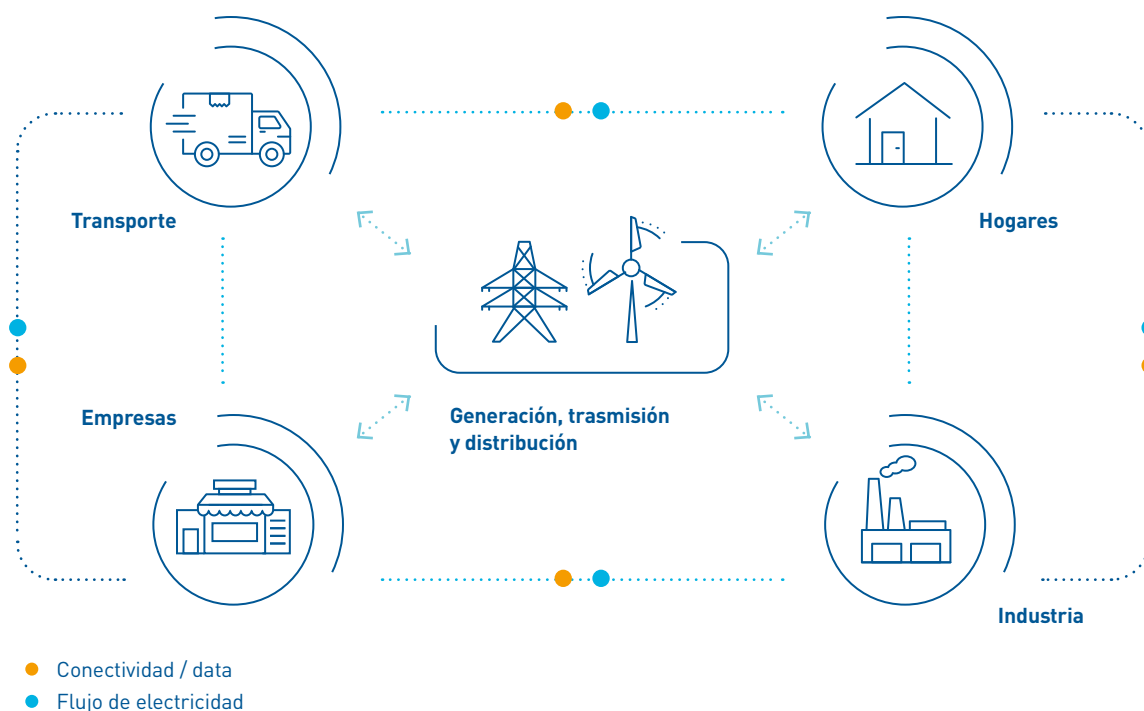
Tradicionalmente, el sector eléctrico ha sido un sector vertical (Ilustración 1): un generador eléctrico, situado cerca del recurso energético para ahorrar costes, genera electricidad que es transportada en alta tensión decenas o centenares de kilómetros hasta los núcleos de población y consumo, donde se distribuye en media y baja tensión a los consumidores. Éstos, son facturados, por medio de una comercializadora de energía, en base a la energía consumida y con una tarifa por los servicios de transporte y distribución de dicha energía. Es decir, en este contexto el flujo eléctrico siempre circula en la misma dirección y, por tanto, la empresa de distribución eléctrica normalmente no

se encuentra ante escenarios de operación inesperados (no debidos a fallos) en su red de baja tensión, ya que conectados a ésta sólo están los consumidores.

**TRADICIONALMENTE, EL SECTOR ELÉCTRICO HA SIDO UN SECTOR VERTICAL: UN GENERADOR ELÉCTRICO, SITUADO CERCA DEL RECURSO ENERGÉTICO PARA AHORRAR COSTES, GENERA ELECTRICIDAD QUE ES TRANSPORTADA EN ALTA TENSIÓN DECENAS O CENTENARES DE KILÓMETROS HASTA LOS NÚCLEOS DE POBLACIÓN Y CONSUMO, DONDE SE DISTRIBUYE EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN A LOS CONSUMIDORES.**

Ilustración 2.

**Nuevo modelo del sector eléctrico donde surgen nuevas interacciones entre los distintos agentes y usuarios.<sup>4</sup>**



<sup>4</sup>IEA.

Sin embargo, la necesidad de actuar frente a un problema global tan grave como es el cambio climático, está transformando el sector eléctrico (Ilustración 2). En España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece como objetivo para 2030 alcanzar un 42% de renovables sobre el uso final de la energía (mediante electrificación del transporte y del consumo, entre otras medidas) y un 74% de energía eléctrica renovable, que deberá ser complementada con el desarrollo de tecnologías de almacenamiento energético y sistemas de gestión de la demanda, con el fin de facilitar la integración de la generación renovable (en su mayoría, intermitente) en el sistema eléctrico.

Algunas fuentes renovables, como el sol, no están sujetas a las tradicionales restricciones logísticas de los combustibles fósiles, por lo que la generación eléctrica puede llevarse a cabo prácticamente en cualquier lugar. Esto se ha traducido en la aparición de un nuevo agente, el prosumidor, término acuñado por Alvin Toffler en la década de los 80 y que en este contexto se refiere a un cliente que, al contrario del tradicional, no sólo consume, sino que además puede generar electricidad, ya sea por concienciación medioambiental, razones económicas o ambas. Para alcanzar los objetivos marcados, el PNIEC también incluye promover el autoconsumo renovable y la generación distribuida.

El aumento del número de prosumidores, y de la generación distribuida en general (es decir, generación eléctrica repartida en diversos puntos de la red de distribución), supone un nuevo paradigma para las redes de distribución eléctrica. Esto se debe a que conlleva la conexión de nuevos dispositivos (por ejemplo, electrónica de potencia) y la aparición de nuevos escenarios de operación (por ejemplo, cambio en la dirección del flujo

eléctrico) para los que la infraestructura de distribución no fue diseñada en sus inicios, y donde la monitorización de la red de baja tensión (<1kV) resulta más importante que nunca. Esto es visible en el hecho de que, en el año 2020, los generadores conectados a la red de baja tensión constituyeron algo más del 54% (35.601 instalaciones) del total de las instalaciones basadas en renovables, cogeneración y residuos en funcionamiento en España, frente al 6% (104 instalaciones) que suponían en el año 2000 (Ilustración 3). No obstante, pese al elevado número de instalaciones, en términos de potencia la generación distribuida todavía no es comparable a la generación centralizada convencional.

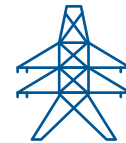
**EL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA (PNIEC) ESTABLECE COMO OBJETIVO PARA 2030**

**42%**



de renovables sobre el uso final de la energía

**74%**



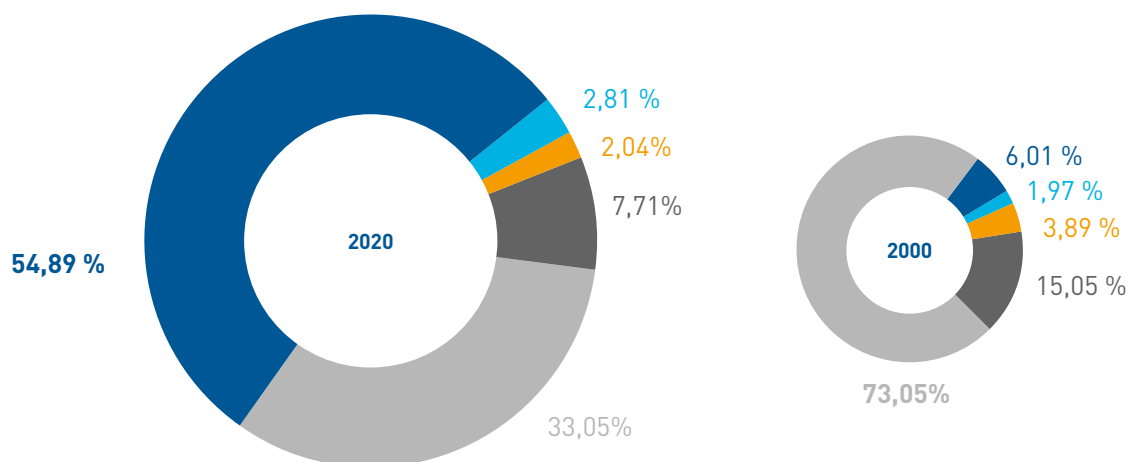
de energía eléctrica renovable

<sup>5</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Estudio Ambiental Estratégico. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima», enero de 2020.

Ilustración 3.

**Porcentajes de las instalaciones generadoras eléctricas (renovables, cogeneración y residuos) conectadas por nivel de tensión. Comparativa entre los años 2000 y 2020 en España. <sup>6</sup>**

Instalaciones generadoras  
(renovables, cogeneración y residuos)



Niveles de tensión

- 0kV <= T < 1kV
- 1kV <= T < 36kV
- 36kV <= T < 72.5kV
- 72.5kV <= T < 145kV
- 145kV <= T < 400kV

<sup>6</sup> CNMC, «Información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial. Contiene información hasta octubre de 2020», accedido 22 de diciembre de 2020, <https://www.cnmec.es/estadistica/informacion-mensual-de-estadisticas-sobre-las-ventas-de-regimen-especial-contiene-50>.

## 2.2.2 Estado actual

En España, gracias al despliegue de contadores inteligentes, muchas distribuidoras ya utilizan técnicas de big data y algoritmos de machine learning en sus sistemas centrales para extraer información de la extraordinaria cantidad de datos procedentes de los contadores que reciben diariamente. Esto también se traduce en un mayor acceso a la información por parte de los consumidores (por ejemplo, a través de aplicaciones móviles o web) y la disponibilidad de información agregada a través de la plataforma Datadis, promovida por distintas empresas y entidades del sector.

En la Unión Europea este despliegue de contadores inteligentes no ha sido uniforme. Por ejemplo, mientras que en Alemania todavía no han sido instalados (el análisis coste-beneficio resultó negativo), en Italia, que fue la pionera, ya está planificado el despliegue de la segunda generación de estos contadores, que proveerán nuevas funcionalidades<sup>8</sup>.

Adicionalmente a los contadores inteligentes y a nivel de centro de transformación (de donde salen varias líneas eléctricas para abastecer distintos edificios o puntos de consumo), las distribuidoras eléctricas despliegan actualmente sensores de Supervisión Avanzada de Baja Tensión (SABT), encargados de tomar medidas eléctricas de las líneas de suministro. Mediante un concentrador de datos, la SABT recopila y genera informes que complementan a los obtenidos de los contadores, permitiendo detectar irregularidades técnicas y comerciales más fácilmente.

Otro elemento digital es el telecontrol que, en mayor o menor medida, las distribuidoras eléctricas están implementando. Gracias al telecontrol, un operador que se encuentre en el centro de control puede actuar remotamente sobre dispositivos desplegados en campo, ya sea de manera manual o automática. De esta forma, garantizar el suministro resulta más sencillo y, mediante los sensores desplegados (por ejemplo, detectores de paso de falta) y una

adecuada coordinación con el personal técnico de campo, se pueden reducir los tiempos de interrupción de suministro y de mantenimiento.

**GRACIAS AL TELECONTROL, UN OPERADOR QUE SE ENCUENTRE EN EL CENTRO DE CONTROL PUEDE ACTUAR REMOTAMENTE SOBRE DISPOSITIVOS DESPLEGADOS EN CAMPO, YA SEA DE MANERA MANUAL O AUTOMÁTICA. DE ESTA FORMA, GARANTIZAR EL SUMINISTRO RESULTA MÁS SENCILLO**

Sin embargo, estos avances en la monitorización y control de las redes de distribución eléctrica siguen siendo insuficientes para operar una red con masiva incorporación de recursos energéticos distribuidos y las redes eléctricas de distribución siguen estando poco automatizadas en comparación con la infraestructura asociada a otras industrias.



<sup>8</sup> EU28 Smart Metering Benchmark Revised Final Report» (European Commission DG Energy, 27 de junio de 2019), 28.



## 2.3 Tecnologías para la digitalización

### 2.3.1 Elementos clave

Aunque existen numerosas tecnologías de digitalización, se puede considerar que, técnicamente, la digitalización se sostiene sobre tres pilares directamente relacionados entre sí: los **sensores y actuadores, la conectividad y el tratamiento de datos**. Estos tres elementos clave muestran un gran nivel de interdependencia (Ilustración 4); un desarrollo significativo en uno de ellos suele requerir ir acompañado de un desarrollo equivalente en alguno de los otros dos, retroalimentándose, y aumentando el número de casos de uso y aplicaciones de la digitalización. A continuación, se detallan sucintamente las funciones e interrelaciones de estos tres elementos fundamentales.

Ilustración 4.  
**Analogía de los elementos clave de la digitalización con el cuerpo humano. Ningún elemento es más importante que otro y la correcta interacción entre ellos es fundamental para un funcionamiento óptimo.**



**Sensores y actuadores.** Este elemento incluye todos aquellos dispositivos que interactúan con el mundo físico, bien extrayendo información (sensores), o actuando sobre él (actuadores).

Los sensores constituyen la fuente de lo que ya se conoce como el nuevo oro del siglo XXI: los **datos**. Cada vez más, las empresas establecen sus procesos de toma de decisión en base a los datos que recogen de su operación y de sus clientes.

En el sector de la distribución eléctrica, la digitalización no puede entenderse sin un incremento en la monitorización y control de la red para así poder afrontar retos clave como la descarbonización de la generación eléctrica o la integración del vehículo eléctrico.

**Conectividad.** La conectividad puede ser entendida como la capacidad para transmitir datos entre dos o más puntos. Para que esta transmisión de datos pueda llevarse a cabo, es necesario que exista un canal de comunicación (infraestructura o red de comunicación) y, popularmente hablando, un “idioma” con el que comunicar dichos datos (protocolo de comunicación y modelo de datos). El diseño adecuado de ambos aspectos de las telecomunicaciones es esencial, pues influye directamente en factores clave como el volumen de datos que se pueden transmitir, la rapidez con la que se transmiten, el consumo energético, el coste, el número de elementos conectados y la fiabilidad.

Dentro de la conectividad, y principalmente en un sector como el de la distribución eléctrica, cabe destacar la importancia de la capacidad de interoperabilidad entre dispositivos y sistemas de distintos fabricantes o entidades pues, aparte de permitir mayor armonía en la operación de la red, proporciona una gran libertad a la distribuidora a la hora de instalar nuevos dispositivos o de probar nuevos sistemas y le permite evitar depender de un proveedor (*vendor lock-in*).

**Tratamiento de datos.** Para sacarle el máximo provecho a los datos que se recogen y que se transmiten, se han de tratar y gestionar de manera adecuada.



El uso de algoritmos y de sistemas de visualización permite convertir los datos en información, la cual se puede emplear para tomar decisiones. Un factor clave a tener en cuenta en el tratamiento de los datos es el tiempo empleado, sobre todo en la distribución eléctrica, donde la capacidad de operación en tiempo real, en muchos casos, es necesaria.

**Ilustración 5.**  
**El tratamiento de los datos permite extraer información para diversos fines.**



## 2.3.2 Tecnologías

Como se ha visto anteriormente, la digitalización es un concepto tan amplio que incluye un gran número de tecnologías distintas. Sin embargo, no todas las tecnologías digitales son aplicables, de manera directa, cuando nos referimos a la digitalización de la distribución eléctrica, como puede ser el caso de otros entornos como la fabricación aditiva o los robots autónomos, de mayor aplicabilidad en otros sectores industriales<sup>9</sup>. Asimismo, el nivel de madurez no es el mismo para todas las tecnologías, lo que influye en el coste y en la garantía de su correcto funcionamiento, retrasando así su posible implantación.

**EL NIVEL DE MADUREZ NO ES EL MISMO PARA TODAS LAS TECNOLOGÍAS, LO QUE INFLUYE EN EL COSTE Y EN LA GARANTÍA DE SU CORRECTO FUNCIONAMIENTO, RETRASANDO ASÍ SU POSIBLE IMPLANTACIÓN.**

El nivel de madurez de una tecnología en el sector de la distribución eléctrica podría clasificarse en tres tipos: comercial, piloto y prueba de concepto. Una tecnología de madurez comercial es una tecnología apta para su despliegue en distintos entornos y se tiene la suficiente experiencia con ella como para que constituya un servicio consolidado. El paso previo a la madurez comercial es la fase piloto. Una tecnología en fase piloto significa que su operación se encuentra monitorizada de manera especial y está limitada a un entorno de pruebas con vistas a, si todo sale bien, convertirse en una tecnología apta para un despliegue más intensivo. Por último, una tecnología en prueba de concepto es una tecnología que se encuentra en pruebas de laboratorio para estudiar sus futuras aplicaciones o, en todo caso, en un entorno real de pruebas muy reducido, monitorizado y controlado.

<sup>9</sup> Mariano Ventosa et al., «Informe sobre el nivel de digitalización de la industria en España», Cátedra de Industria Conectada (Universidad Pontificia de Comillas-ICAI, s. f.).

Atendiendo a los elementos clave previamente definidos, la Tabla 1 muestra las tecnologías de digitalización más aplicables a la distribución eléctrica, algunos ejemplos de uso y su nivel de madurez tecnológica.

Tabla 1.

**Tabla de tecnologías de digitalización aplicables a la distribución eléctrica y ejemplos de posibles usos en el sector.**

Elemento clave	Tecnología	Posibilidades en la distribución eléctrica	Madurez tecnológica*
<b>Sensores y actuadores</b>	Telemedida	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Los contadores de consumo eléctrico son el elemento de la red necesario para la facturación de la energía consumida por los usuarios. Los contadores tradicionales han evolucionado de modo que, actualmente, permiten obtener medidas eléctricas sin la intervención humana, en lo que se conoce como Infraestructura Avanzada de Medición (AMI).</li> </ul>	Comercial
	Monitorización y medición remota	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensores para la medición de corriente y tensión. Entre estos dispositivos se incluyen los actuales contadores inteligentes y los relés, entre otros.</li> <li>- Sensores de temperatura, videovigilancia de infraestructuras, etc.</li> <li>- Dispositivos de medida y cálculo para la estimación y conocimiento de la red y para el control de la calidad del suministro.</li> </ul>	Comercial
	Teleprotección	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las unidades de teleprotección tienen la misión de aislar o desconectar elementos de la red en caso de mal funcionamiento o emergencia. Estas unidades se encuentran comunicadas con los sistemas de operación centrales. Debido a su criticidad, tienen requisitos de actuación muy estrictos (típicamente, de menos de 8 o 10 ms).</li> </ul>	Comercial

Continúa >

\* En el sector de la distribución eléctrica

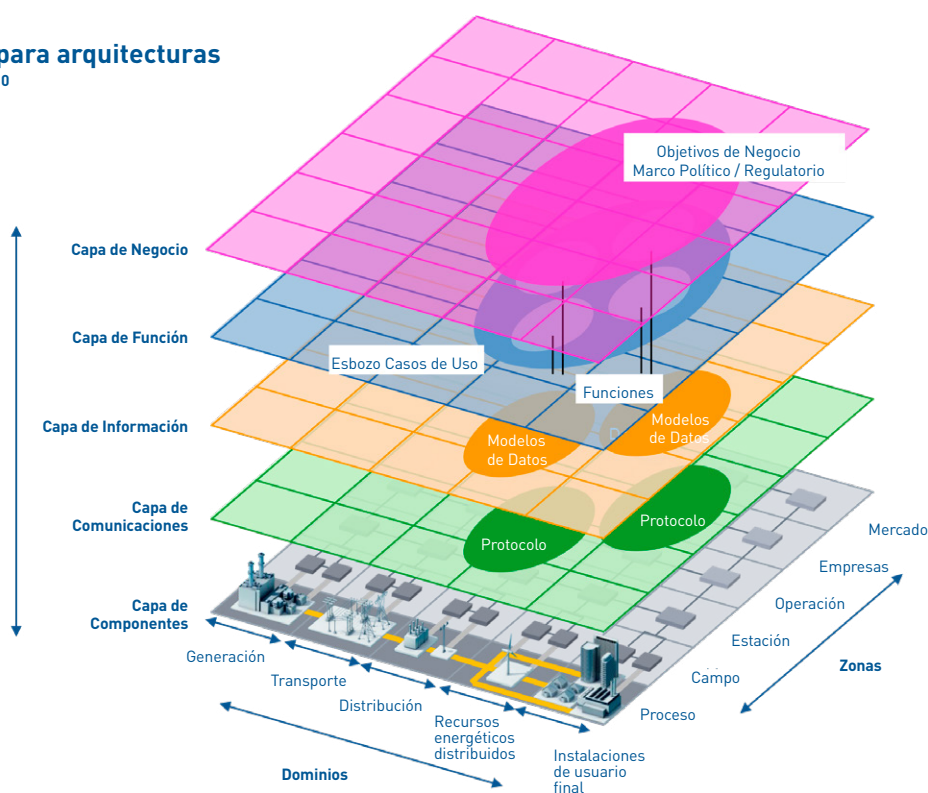
Elemento clave	Tecnología	Posibilidades en la distribución eléctrica	Madurez tecnológica*
Conectividad	Radiofrecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conectividad con sensores y actuadores minimizando el coste del despliegue.</li> <li>- Conectividad con sensores y actuadores móviles o cuya localización no está predeterminada.</li> </ul>	Comercial
	Comunicaciones ópticas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Transmisión de información entre lugares distantes.</li> <li>- Transmisión de grandes volúmenes de información a gran velocidad.</li> </ul>	Comercial
	Otras tecnologías cableadas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Comunicación con contadores inteligentes.</li> <li>- Comunicación entre subestaciones de baja tensión.</li> </ul>	Comercial
Tratamiento de datos	Virtualización y Cloud	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Virtualización de dispositivos desplegados para ahorro de espacio.</li> <li>- Procesamiento y almacenamiento en la nube de los datos procedentes de los contadores inteligentes, teniendo en cuenta la legislación de protección de datos.</li> <li>- Procesamiento de datos en centros de transformación mediante <i>Edge y Fog computing</i> (Centro de Transformación Inteligente).</li> <li>- La nube como soporte para otras tecnologías digitales, como el Blockchain o la realidad virtual predeterminada.</li> </ul>	Prueba de concepto / Piloto
	Análítica y Big Data	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Análisis de los datos procedentes de los contadores inteligentes.</li> <li>- Operación en tiempo real del sistema.</li> <li>- Mantenimiento predictivo de los activos.</li> <li>- Planificación y conocimiento de la red.</li> </ul>	Piloto / Comercial
	Gemelo Digital	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantenimiento predictivo de los activos.</li> <li>- Predicción de incidencias en la red.</li> <li>- Optimización y control avanzado de los activos.</li> </ul>	Piloto
	Realidad aumentada/virtual	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantenimiento de los activos.</li> <li>- Formación y práctica de los empleados en situaciones complejas o peligrosas.</li> </ul>	Prueba de concepto
	Blockchain	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantenimiento de los activos por parte de proveedores especializados y para la provisión de un servicio más rápido a los usuarios.</li> </ul>	Prueba de concepto / Piloto

\* En el sector de la distribución eléctrica

Ilustración 6.  
**Modelo de referencia para arquitecturas de smart grid (SGAM)<sup>10</sup>**

¿Qué es la metodología SGAM?

Capas de interoperabilidad



En el sector eléctrico, debido a la creciente importancia que tiene la interoperabilidad y la conectividad, se suele emplear como referencia una metodología de relación o mapeado de tecnologías en dos ejes y cinco planos conocida como *Smart Grid Architecture Model (SGAM)<sup>11</sup>* (Ilustración 6). En el primer eje del SGAM, quedan representados los “Dominios” del sector eléctrico, es decir, la cadena actual que sigue la energía eléctrica desde su generación hasta su consumo (generación, transporte, distribución, generación distribuida y consumo); en el segundo eje, se muestran las “zonas”, que son las mismas para cada dominio y permiten clasificar la gestión de la información (campo, estación, operación, empresa y mercado) e incluye a los equipos y espacios físicos (proceso). Estos dos ejes se mantienen para cinco planos o capas de interoperabilidad:

**Negocio** Muestra el intercambio de información llevado a cabo desde el punto de vista de negocio y mercado.

**Función** Muestra las funciones y servicios y sus relaciones en la arquitectura.

**Información** Información necesaria e intercambios entre funcionalidades, servicios y componentes. Modelos de datos.

**Comunicaciones** Describe protocolos e interoperabilidad en el intercambio de información entre componentes.

**Componentes** Distribución física de todos los componentes participantes en el contexto de la smart grid.

Como se ha descrito, el SGAM abarca todos los aspectos que una nueva funcionalidad o sistema puede suponer en el sector eléctrico, por lo que su seguimiento facilita el trabajo de los organismos de estandarización y grupos técnicos de trabajo.

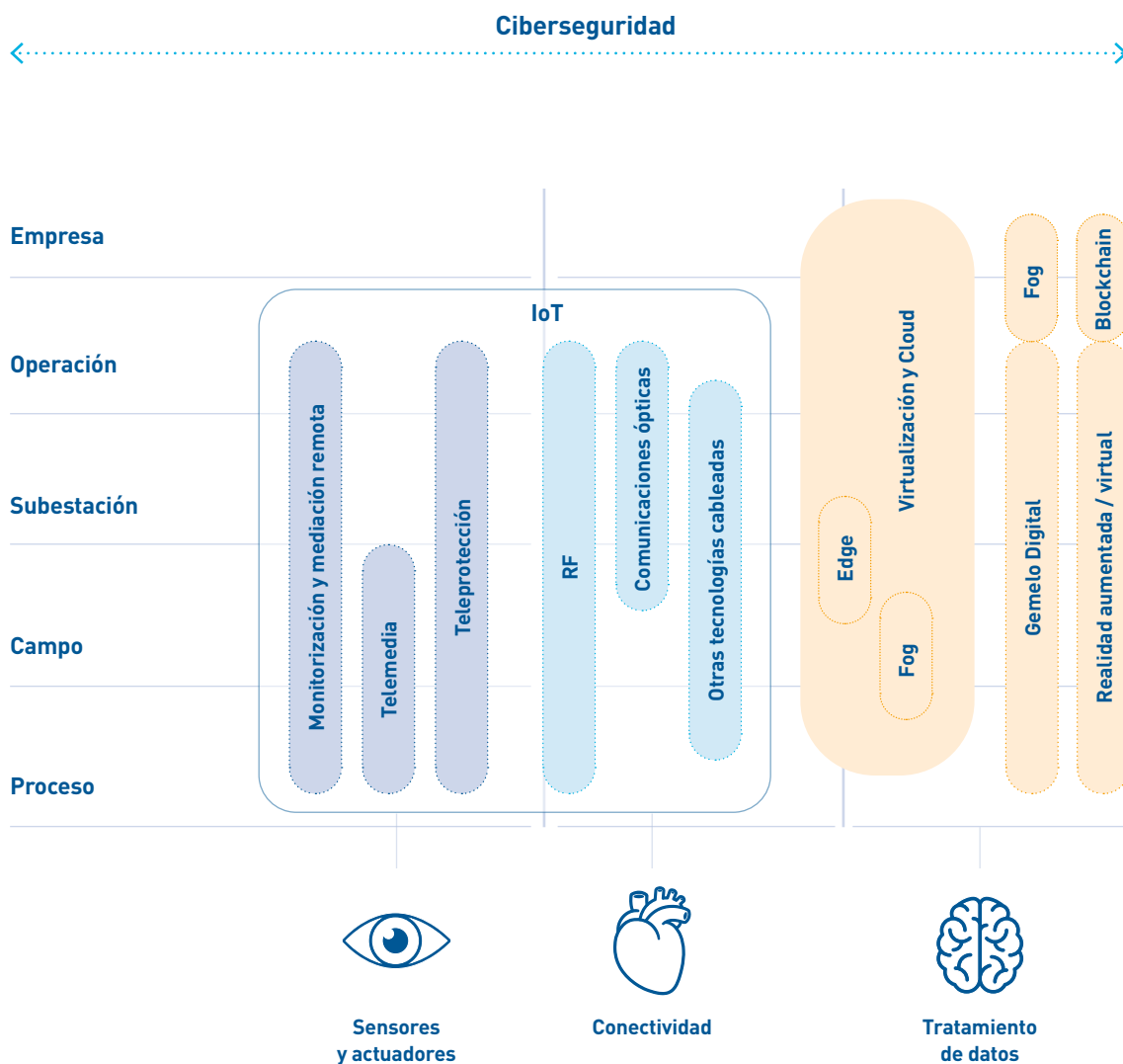
<sup>10</sup> CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, «Smart Grid Reference Architecture», noviembre de 2012, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert\\_group1\\_reference\\_architecture.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf).

<sup>11</sup> CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group.

Debido al carácter técnico y complejo de la metodología SGAM, y teniendo en cuenta el objetivo de este informe, centrado en la distribución eléctrica, se ha optado por realizar una simplificación de esta metodología, pero aplicada a las tecnologías digitalizadoras de las redes de distribución, como se muestra en la Ilustración 7. En este esquema se representan las tecnologías digitales con mayor potencial y aplicabilidad en el sector de la distribución eléctrica en

relación con los tres elementos clave de la digitalización definidos anteriormente (sensores y actuadores, conectividad y tratamiento de datos). Al mismo tiempo, la figura muestra las áreas relevantes para la distribución eléctrica: empresa, operación, subestación, campo y proceso. En lo sucesivo, se proporcionará una descripción de cada una de las tecnologías identificadas.

Ilustración 7. Mapeado de tecnologías de digitalización en las principales zonas SGAM de una empresa de distribución eléctrica.



## Internet of Things (IoT)

El término *Internet of Things* (IoT) fue acuñado por Kevin Ashton en 1999 cuando trabajaba en la aplicación de la tecnología RFID (*Radiofrequency IDentification*) para mejorar la gestión de la cadena de suministro de Procter & Gamble. Aunque Ashton utilizó muy hábilmente el término Internet, tan candente en aquel momento, con fines marketinianos, no se refería necesariamente a que las “cosas” se conectarán a la Internet que conocemos, sino a que las cosas pudieran comunicarse entre ellas e interactuar con su entorno sin necesidad de intervención humana<sup>12</sup>. Podría decirse por tanto que el origen del IoT se encuentra en las conocidas como redes de comunicaciones M2M (*Machine-to-Machine*, máquina a máquina), que se llevan utilizando décadas en aplicaciones industriales como la telemetría, la automatización o los sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

Así, Gartner define el IoT como “una red de objetos físicos que incorporan tecnología para comunicarse e interactuar con ellos mismos y con el entorno que les rodea”<sup>13</sup>. Por tanto, estas redes de objetos pueden incluir desde termostatos y equipos de calefacción y refrigeración domésticos hasta contadores inteligentes, relés o dispositivos de gestión del consumo eléctrico de viviendas, pasando por cámaras de videovigilancia o sensores de contaminación del aire.

En base a los objetivos de los sistemas en los que se integran estas redes de dispositivos (sensores y actuadores) se distingue entre IoT e IIoT (*Industrial Internet of Things*). Según RTI, los sistemas IIoT incluyen sensores y actuadores críticos cuyos fallos pueden resultar en situaciones de emergencia en industrias de alto riesgo, como la aeroespacial o la de la energía, mientras que los sistemas IoT suelen incluir dispositivos conectados que aportan valor,

pero cuyas averías no crean situaciones de emergencia de inmediato<sup>14</sup>.

La digitalización de la red de distribución eléctrica pasa en gran medida por aumentar su grado de automatización, lo que depende a su vez de desplegar masivamente sensores y actuadores con capacidad de comunicación. Aunque no todos los sensores y actuadores sean igual de críticos (p.ej., un contador inteligente y una protección de una subestación), dado que todos forman parte de una infraestructura crítica podría considerarse que en este caso nos encontramos ante sistemas IIoT. Estos sistemas se encuentran en la base de la pirámide de la digitalización pues son los que se encargan de recabar los grandes volúmenes de datos que hacen que tenga sentido utilizar técnicas de inteligencia artificial y *big data* para generar valor, así como de permitir que se puedan llevar a cabo actuaciones en campo remotamente, bien sea de manera inmediata o programada.

El IoT no es, por tanto, una tecnología, sino que se trata de un término ampliamente utilizado en la industria y que engloba una plétora de tecnologías de sensorización, actuación y comunicación. A continuación, se describen las principales tecnologías en estas áreas en base a la Tabla 1.

### Sensores y actuadores

Los principales sensores y actuadores desplegados masivamente actualmente en las redes de distribución en España son contadores inteligentes, SABT, dispositivos de telecontrol, teleprotecciones, etc. (Tabla 1)

### Radiofrecuencia

La tecnología de radiofrecuencia se basa en la utilización de ondas electromagnéticas invisibles al ojo humano que viajan por el aire. Estas ondas electromagnéticas pueden construirse a cualquier frecuencia y con cualquier ancho de banda (es decir, cualquier rango frecuencial). Sin embargo,

<sup>12</sup> Kevin Ashton, «That “Internet of Things” Thing», s. f., <http://www.itrco.jp/libraries/RFIDjournal-That%20Internet%20of%20Things%20Thing.pdf>.

<sup>13</sup> Gartner, «Definition of Internet Of Things (IoT)», Gartner Information Technology Glossary, accedido 28 de diciembre de 2020, <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/internet-of-things>.

<sup>14</sup> RTI, «Industrial Internet of Things», s. f., [https://info.rti.com/hubfs/docs/Industrial\\_IoT\\_FAQ.pdf](https://info.rti.com/hubfs/docs/Industrial_IoT_FAQ.pdf).

las distintas frecuencias se comportan de manera diferente en lo que respecta a las telecomunicaciones. Dependiendo de su valor, entran en juego diferentes mecanismos de propagación y, por tanto, el alcance y la usabilidad de esta tecnología se ve afectada. Como regla general, las bandas de baja frecuencia tienen mejores condiciones de propagación, pero menor ancho de banda y, en consecuencia, menor capacidad o velocidad de transmisión de datos. Por el contrario, cuanto mayor sea la banda, mayores serán las posibilidades, y menor la distancia que se puede cubrir y la capacidad de superar obstáculos físicos en la comunicación.

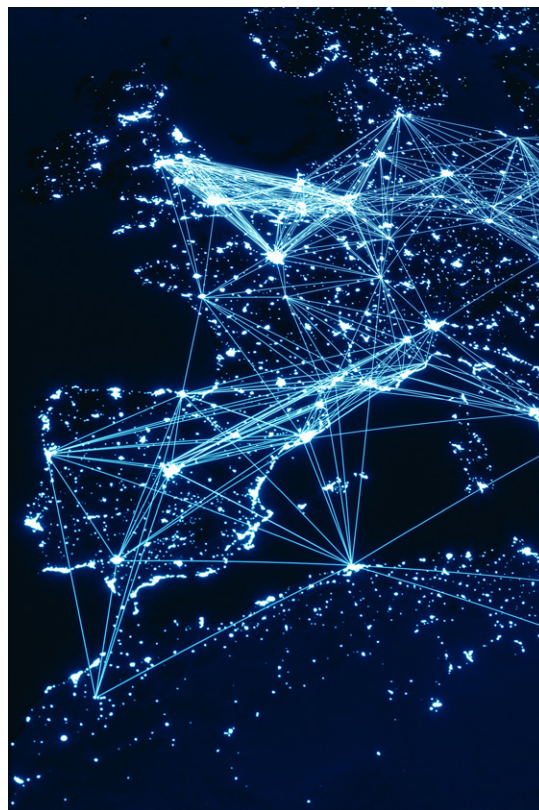
Debido a que las frecuencias disponibles son limitadas, su utilización se encuentra regulada. Así, ésta se implementa en diferentes niveles, comenzando por el ITU-R como referencia para la coordinación internacional de radiofrecuencias a nivel mundial, hasta el nivel regional y nacional.

Una de las principales ventajas de esta tecnología es que destaca por su facilidad de despliegue, ya que no precisa de un medio material para su transmisión. Esto le hace especialmente interesante cuando los elementos transmisores y receptores no están en una localización concreta o incluso se encuentran en movimiento.

En el caso específico de las redes de distribución, la tecnología de radiofrecuencia se emplea comúnmente en aplicaciones tales como la telemida de contadores inteligentes, la implementación de enlaces punto a punto para la transmisión de información (también conocido como radio enlaces de microondas) o incluso como medio de comunicación entre brigadas de operarios utilizando sistemas half-duplex conocidos comúnmente como *walkie-talkies*.

### Comunicaciones Ópticas

Las telecomunicaciones basadas en fibra óptica se fundamentan en la transmisión de datos usando pulsos de luz a través de núcleos de plástico o vidrio. Esta tecnología ha supuesto un gran avance en la velocidad y el alcance de las telecomunicaciones tradicionales.



LA FIBRA ÓPTICA HA SUPUESTO UN GRAN **AVANCE** EN LA VELOCIDAD Y EL ALCANCE DE LAS TELECOMUNICACIONES TRADICIONALES.

Una de las grandes ventajas de la fibra óptica es que el único medio de telecomunicaciones que combina una alta velocidad de transmisión, un alcance de larga distancia y una garantía demostrada de expansión continua de capacidad y alcance. Además, una de las características físicas de la fibra óptica es que se trata de un material no conductor. Esto es muy ventajoso cuando el medio de transmisión debe integrarse en instalaciones de alta o media tensión donde se pueden crear perturbaciones en medios metálicos conductores adyacentes.

La aplicación más habitual de esta tecnología en la distribución es la de la interconexión de diferentes centros de la red de distribución aprovechando la gran cobertura y velocidad de transmisión característica, permitiendo el envío de grandes cantidades de información en reducidos márgenes de tiempo.



### Otras tecnologías cableadas

Es el caso de otras tecnologías que necesitan de un medio cableado para su transmisión diferente a la fibra óptica, es decir, un medio de transmisión metálico o conductor. Este tipo de tecnologías no se caracterizan por una gran velocidad de transmisión ni un gran alcance. Algunos ejemplos son las tecnologías de acceso de abonados a través del par telefónico, como el ADSL, VDSL o VDSL2 (xDSL en general); o la tecnología de transmisión de información a través de los cables de potencia, es decir PLC (de las siglas en inglés de *PowerLine Communication*).

El primer ejemplo es comúnmente utilizado como red de datos de acceso a usuarios residenciales (por ejemplo, acceso a internet). Esta tecnología utiliza el rango de frecuencias que queda libre en los cables de par trenzado de cobre de las líneas de teléfono.

Una idea similar se utiliza en el segundo ejemplo, PLC. En este caso, la información digital se envía en la banda de frecuencias superior que deja libre la señal eléctrica de potencia de 50 (o 60) Hz.

Una aplicación natural de las tecnologías de PLC es la de la comunicación con los contadores inteligentes encargados de la

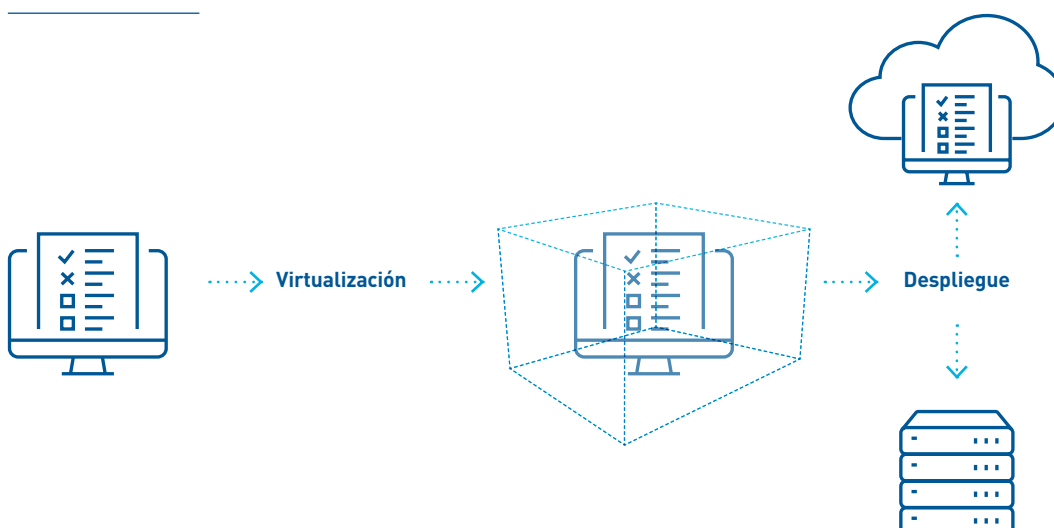
monitorización del consumo de los usuarios. Ya que este tipo de comunicación no precisa de grandes velocidades de transmisión, y el número de puntos de consumo es elevado, es común utilizar tecnologías de PLC de banda estrecha para comunicar los datos de consumo a través de la red de baja tensión, aprovechando la infraestructura eléctrica ya existente.

### Virtualización y Cloud

Para hablar de digitalización, conviene hacer referencia al concepto de virtualización. La virtualización consiste en obtener una versión virtual, es decir, software, de un elemento físico o de un sistema que tradicionalmente requiera de un dispositivo (hardware) específico, de modo que no exista ninguna diferencia en el funcionamiento si se produce la sustitución por la versión software. Por poner un ejemplo cotidiano y sencillo, la aplicación de la calculadora que podamos tener en nuestro ordenador o en nuestro smartphone virtualiza la calculadora física y es capaz de sustituirla. Actualmente, gracias al desarrollo de tecnologías como las máquinas virtuales o los contenedores de software, muchos procesos y dispositivos pueden virtualizarse y ejecutarse simultáneamente en hardware de propósito general o en la nube (Ilustración 8).

Ilustración 8.

**La virtualización de dispositivos y sistemas permite su despliegue en la nube o en hardware de propósito general.**



En esta última década, puede decirse que la **nube** ha sido el principal impulsor de la transformación digital en muchas empresas. Tradicionalmente, la nube se suele ver como un modo de almacenar datos fuera de la infraestructura propia, bien para aligerar la carga de trabajo o como una extensión de ésta. No obstante, el potencial de uso de la nube va más allá y, cada vez más, se utiliza para la creación de nuevos servicios nativos directamente en la nube (virtualizando) y como principal soporte para otras tecnologías digitales como son el *big data* y la inteligencia artificial, la realidad virtual o el *blockchain*, de las que se hablará más adelante.

Por tanto, la nube puede utilizarse para contener y controlar la infraestructura virtual de una empresa y es capaz de integrar todos los recursos de ésta<sup>15</sup>, como se muestra en la Ilustración 7. Existen tres modelos de nube: la nube pública, esto es, alquilando la infraestructura a un tercero como Microsoft, Amazon o Google; la nube privada, donde la infraestructura está físicamente bajo el control de la empresa que la utiliza; y la nube híbrida, donde parte de las aplicaciones y servicios están en la infraestructura propia y parte en la infraestructura del proveedor, pudiendo estar ambas conectadas o no. Dependiendo de los requisitos de la empresa y de los datos a tratar en la nube, el modelo a utilizar tendrá que estudiarse detenidamente para cada caso, pues cada uno presenta sus ventajas e inconvenientes.

Recientemente, como **complemento** a la computación en la **nube** (cloud) y gracias a las tecnologías de **virtualización**, han surgido los conceptos de **Edge** y **Fog computing**. Estas nuevas arquitecturas responden a la necesidad de reducir los tiempos empleados en trasladar los datos a la nube, procesarlos, y transmitir los resultados. La idea fundamental se basa en desplazar la carga computacional de la nube centralizada a los

dispositivos conectados que generan dichos datos o que se encuentran más cercanos a las fuentes.

En la red de distribución eléctrica, las posibilidades de la virtualización, el uso del cloud y del **Edge/Fog computing** son enormes y, en el futuro, una vez se superen las barreras técnicas y adquieran madurez tecnológica, supondrán un nuevo modelo de operación de la red.

### Analítica y Big Data

La recopilación masiva de información hace que el volumen de datos que se tenga que procesar sea extraordinario. Además, no todos los datos que se recogen pueden ser necesarios para un proceso o contener valores precisos y correctos. El *Big Data* hace referencia al conjunto de herramientas que permiten tratar y analizar estos grandes volúmenes de datos, usando como base el almacenamiento y procesamiento distribuido, de manera mucho más flexible y eficiente<sup>16</sup>. La plataforma *Hadoop*<sup>17</sup> es una de las herramientas más conocidas para llevar a cabo procesamientos de *Big Data*.

Relacionado con el *Big Data*, pues éste constituye una herramienta esencial la mayoría de las veces, está el campo de la Inteligencia Artificial (IA), que agrupa distintos conceptos entre los que se encuentran el “*machine learning*”, tan popular en los últimos años. Las técnicas de machine learning permiten, mediante algoritmos matemáticos y estadísticos, identificar patrones y relaciones de un conjunto de datos que, mediante otras técnicas más convencionales, jamás se hubieran identificado, permitiendo realizar predicciones más acertadas.

En la distribución eléctrica, la IA se usará en la operación en tiempo real de la red, prediciendo posibles fallos o congestiones de la red a corto

<sup>15</sup> Enrique de Leyva Mérida y Gregorio López López, «Análisis del impacto de la digitalización en el sector de la distribución de energía eléctrica en España», 2020, 164.

<sup>16</sup> Mérida y López.

<sup>17</sup> Apache Hadoop, <https://hadoop.apache.org/>

plazo y asistiendo al operador en la toma de decisiones o incluso ejecutando acciones de manera automática. Además, para los activos eléctricos que se encuentren monitorizados, la IA permitirá su mantenimiento predictivo y preventivo de manera más eficiente, permitiendo la reducción de costes y la extensión de su vida útil.

### Gemelo digital

El concepto de gemelo digital consiste en una réplica virtual de un dispositivo físico, proceso o sistema. Un gemelo digital, mediante la monitorización del gemelo físico, permite simular, predecir y optimizar la operación de este último, como se muestra en la Ilustración 9.

Aunque el modelado virtual de los sistemas eléctricos es ya una práctica habitual para realizar simulaciones y planificar la

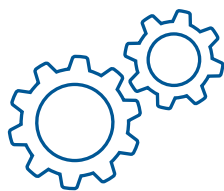
operación, comúnmente este análisis se realiza off-line con horizonte a medio y largo plazo. El gemelo digital pretende ir más allá proporcionando estas funcionalidades online y en tiempo real. Para que esto sea posible, esta tecnología debe ir acompañada por un despliegue de sensores, telecomunicaciones y por las tecnologías de virtualización y cloud, y de analítica y *big data*.

En las redes de distribución eléctrica, la implementación de gemelos digitales tiene un gran potencial. A nivel de activo físico, permitirá gestionar su estado, predecirlo para realizar un correcto mantenimiento, detectar fallos y mejorar su eficiencia; a nivel de operación de la red, aumentará la eficiencia, minimizando costes, y permitirá evaluar los riesgos que suponen las faltas o los sobrecalentamientos en la estabilidad de la red<sup>18</sup>.

Ilustración 9.

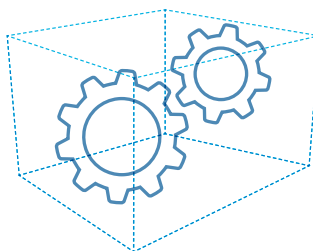
### Transferencia de información del gemelo físico al gemelo digital y posibles funcionalidades.

#### Dispositivo físico, proceso o sistema



Datos de operación  
 Datos de entorno  
 Eventos y mantenimiento

#### Gemelo digital



Organización de operación  
 Gestión del activo  
 Control avanzado

<sup>18</sup> ETIP-SNET, «Digitalization of the Electricity System and Customer Participation», septiembre de 2018.

### Realidad aumentada/virtual

La realidad aumentada (AR, de sus siglas en inglés *Augmented Reality*) y la realidad virtual (VR, *Virtual Reality*) se incluyen dentro de lo que se conoce como tecnologías inmersivas, cuyo fin es la extensión o simulación del mundo físico mediante el mundo digital.

La AR realiza esta extensión mediante la superposición de imágenes, a través de un dispositivo, en el mundo físico. Aunque típicamente esta tecnología encuentra su mayor aplicabilidad en sectores como el turismo o el entretenimiento, los sectores industriales están empezando a explorar su uso en actividades relacionadas con la operación y mantenimiento (O&M) donde, mediante el uso de gafas adaptadas, el operario puede acceder a documentación y datos<sup>19</sup> que le permitan reducir su riesgo laboral y la posibilidad de errores.

En cuanto a la VR, se diferencia de la AR en que la experiencia de inmersión en el espacio virtual 3D es completa mediante el uso de las denominadas gafas de VR y, en ocasiones, de otros elementos (por ejemplo, guantes, dispositivos de control, trajes, etc.). En el sector industrial, la VR puede emplearse para actividades formativas y de práctica de los trabajadores sobre situaciones peligrosas o complejas sin correr ningún riesgo<sup>20</sup>.

### Blockchain

La tecnología del blockchain, surgida en 2008 con la creación de la criptomoneda Bitcoin, consiste en la utilización de una red de ordenadores para mantener, de manera distribuida, un “libro de contabilidad” de las transacciones que se realicen, basándose en un sistema *peer-to-peer* (P2P), es decir, de comunicación entre iguales, sin la necesidad de un intermediario central<sup>21</sup>.

Dentro del blockchain, los contratos inteligentes (*Smart contracts*) se consideran que tienen potenciales aplicaciones, no

tanto en el sector de la distribución eléctrica como en el sector de la comercialización de energía. Se trata de contratos programados (es decir, software) que realizan procesos de manera automática dadas unas condiciones, quedando registradas las transacciones en el “libro de contabilidad” del blockchain.

### Ciberseguridad

La digitalización conlleva muchos beneficios. Sin embargo, también conlleva riesgos, entre los que destacan la ciberseguridad. El aumentar la “observabilidad” y maniobrabilidad de la red mediante el despliegue masivo de sensores y actuadores hace que la superficie expuesta de la distribuidora aumente drásticamente, aumentando al mismo tiempo la probabilidad de que activos críticos sean comprometidos si no se implementan las medidas de seguridad adecuadas, lo que por supuesto conlleva un coste. Además, debido a la heterogeneidad de la red de distribución, es necesario implementar diferentes medidas de ciberseguridad adaptadas al entorno concreto en el que se apliquen. Es decir, no se han de aplicar las mismas medidas en entornos de oficinas como en instalaciones de campo. Un ejemplo es que el acceso físico a las primeras es más difícil que en las segundas, lo que da lugar a una serie de medidas diferentes.

Sin duda la ciberseguridad se está convirtiendo en una preocupación creciente en todas las empresas. No obstante, en el caso de la red de distribución, al tratarse de un sistema crítico, esta preocupación es, si cabe, mayor. Es por esto que la ciberseguridad es crítica para la digitalización de la red de distribución eléctrica y debe extenderse a todas las áreas, como se mostraba en la Ilustración 7.

<sup>19</sup> Mérida y López, «Análisis del impacto de la digitalización en el sector de la distribución de energía eléctrica en España».

<sup>20</sup> Club Español de la Energía, «Digitalización en el sector energético español. Una introducción.», junio de 2020, [https://www.enerclub.es/frontBookAction/Biblioteca\\_/Publicaciones\\_Enerclub/Libros\\_y\\_articulos/LibroDigi2020](https://www.enerclub.es/frontBookAction/Biblioteca_/Publicaciones_Enerclub/Libros_y_articulos/LibroDigi2020).

<sup>21</sup> Mérida y López, «Análisis del impacto de la digitalización en el sector de la distribución de energía eléctrica en España».

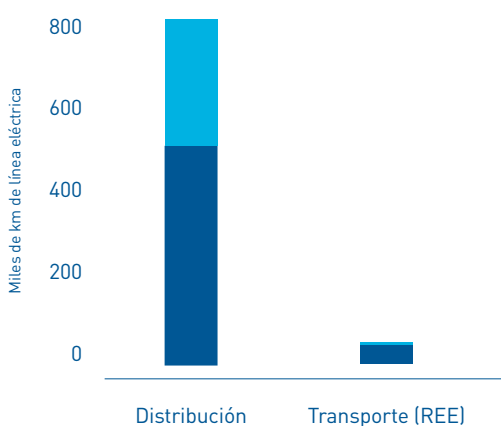
### 2.3.3 Desafíos para la digitalización de las redes de distribución

La transformación digital de la distribución eléctrica conlleva numerosos retos que se deben afrontar si se quiere explotar todas las posibilidades y los beneficios que ofrece para los usuarios, la empresa distribuidora, el medioambiente y la sociedad en general (Capítulo 2). Una de las principales dificultades a las que se enfrenta la distribución eléctrica es su extensión en comparación con otras infraestructuras eléctricas, como la red de transporte. En 2017, esta diferencia era cerca de 743.000 Km de

línea eléctrica (Ilustración 10). Aunque estas cifras agrupan las infraestructuras de 333 empresas de distribución que, actualmente, existen en España<sup>24</sup>, 327 (98,2%) tienen menos de 100.000 clientes y no suelen encontrarse integradas en grandes grupos empresariales, por lo que muchas de ellas pueden encontrar dificultades económicas y de recursos humanos a la hora de llevar a cabo la transformación digital de la red. No obstante, cabe destacar que el 96% de los consumidores eléctricos en España son abastecidos por alguna de las distribuidoras con más de 100.000 clientes, por lo que este aspecto tendrá un reducido impacto sobre la mayoría de los usuarios.

Ilustración 10.  
**Gráfico comparativo de la extensión de la red de distribución en comparación con la red de transporte en España, diferenciando redes aéreas y subterráneas.**  
Datos del año 2017<sup>22</sup> y<sup>23</sup>.

Extensión de la red eléctrica en España



- Redes aéreas
- Redes subterráneas



<sup>22</sup> REE «Informe del Sistema Eléctrico Español 2018», s. f., 104.

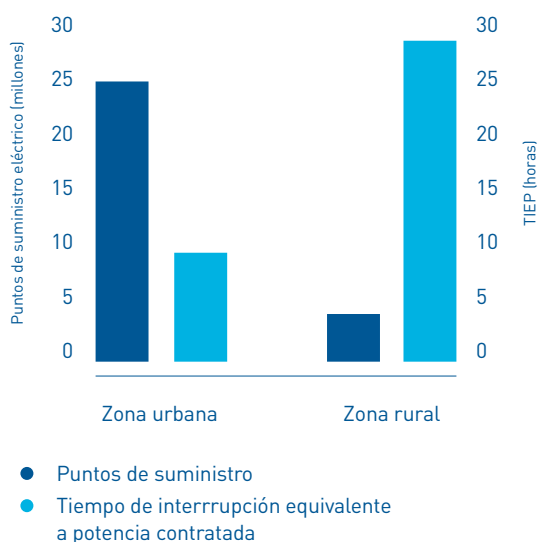
<sup>23</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Estadísticas eléctricas anuales», s. f., <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/ElectricasAnuales.aspx>.

<sup>24</sup> Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Listado Público de Distribuidoras Eléctricas», diciembre de 2020, <https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/eee/indiceCalidad/distribuidores.aspx>.

Ilustración 11.  
**Número de puntos de suministro en las zonas urbanas y rurales. Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada (TIEPI) en las zonas urbanas y rurales.**

Datos del 2018 para España<sup>25</sup>.

Zonas rurales vs. zonas urbanas en la distribución eléctrica.



Acorde a esta gran extensión, la red de distribución eléctrica suministra tanto a zonas urbanas como rurales, con casi 24,8 y 4,5 millones de puntos de suministro en España, respectivamente (Ilustración 11). En las zonas rurales, la conectividad, que puede proveer una infraestructura externa de comunicaciones, puede ser escasa y la poca densidad de población puede causar una baja rentabilidad de las inversiones digitales en estas áreas. Por poner números al impacto que tiene la densidad de población, a pesar de que los puntos de suministro en zona catalogada como rural constituyen solo un 15% del total, se estima que son abastecidos

por el 34% de los centros de transformación y presentan un TIEPI medio casi tres veces mayor que las zonas urbanas (tres veces más tiempo sin suministro eléctrico), como se puede apreciar en la Ilustración 11 (el TIEPI se mide en horas de interrupción equivalente durante un año).

Por otro lado, en las zonas urbanas, a pesar de que típicamente disponen de una mejor conectividad, la red de distribución suele estar soterrada (por motivos ambientales, estéticos, y urbanísticos, principalmente), por lo que resulta difícil disponer de una cobertura inalámbrica. En España, en promedio, el 36,5% de las líneas eléctricas en distribución son subterráneas frente al 4,4% que supone en la red de transporte (Ilustración 10).

Aunque el despliegue de los contadores inteligentes en España ha constituido un gran impulso hacia la digitalización, todavía ha de mejorarse su conectividad para que sus mediciones se puedan utilizar en la operación en tiempo real o a corto plazo de la red. Sin olvidar que para esta operación en tiempo cuasi real también es necesario una alta capacidad de las comunicaciones.

La transformación digital de la distribución eléctrica no puede llevarse a cabo de un día para otro de manera completamente disruptiva; requiere que las tecnologías digitales que se implementen sean compatibles con los dispositivos y sistemas ya instalados (legacy) o, al menos, que sean capaces de coexistir y de funcionar en paralelo.

Esta implementación paulatina también se debe, en gran parte, a que se trata de un sector regulado, en el que la retribución de las inversiones está sujeta a unas normas y procedimientos de cálculo, y debe garantizarse el mantenimiento de los activos durante un periodo de tiempo (vida regulatoria). En este sentido, la digitalización plantea una serie de necesidades

<sup>25</sup> Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Energía Eléctrica», s. f., <https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/eee/Conexion/listadoNotas.aspx>.

regulatorias que deben abordarse. Debido a su importancia, el aspecto regulatorio de la digitalización se trata en detalle en el Capítulo 6 de este informe.

Una dificultad que, aunque ya empieza a estar presente en el sector, aumentará en los próximos años es la ciberseguridad. La criticidad de la infraestructura y su dispersión geográfica hacen necesaria cualquier medida que se pueda adoptar para aumentar la protección, tanto virtual como física, de los dispositivos y sistemas. Muchas de las tecnologías presentadas en este capítulo se encuentran, o bien en una fase de desarrollo muy temprana, o bien solo se han llegado a probar en condiciones de laboratorio o en determinadas áreas de

pruebas. Solo si la alta ciberseguridad de la tecnología queda demostrada, la empresa distribuidora estudiará su implantación a gran escala.

Por último, aunque no por ello menos relevante, a nivel corporativo la digitalización requerirá la adquisición de talento en tecnologías digitales y la constante formación en nuevas tecnologías y hábitos de ciberseguridad de los empleados. En definitiva, se requerirán unas determinadas competencias digitales y mayor cultura digital en la empresa de distribución, como se tratará más en detalle en el capítulo 5 de este informe.

# 3

## Los costes y beneficios de la digitalización

- La digitalización trae consigo **importantes beneficios** para las empresas de distribución, en forma de reducción de costes operativos, pero también para los consumidores finales y la sociedad en su conjunto.
- Sin embargo, **no deben infravalorarse los costes asociados a la digitalización**, tanto en términos de inversiones (sensores, actuadores, etc.) como de costes operativos (software, ciberseguridad, etc). La gran extensión de la red hace que, pese a que el coste unitario sea pequeño, los costes agregados puedan ser enormes.
- A día de hoy, existe **una gran incertidumbre** sobre la magnitud de los costes de digitalizar las redes eléctricas de distribución debido a aspectos como la inmadurez de muchas tecnologías, el hecho de que muchos de los beneficios de la digitalización no son inmediatamente cuantificables y monetizables, o la dificultad de evaluar los costes y riesgos asociados a la ciberseguridad.
- Por este motivo, la digitalización de las redes de distribución ha de producirse de manera **progresiva y guiada** por una evaluación cuidadosa de los costes y beneficios asociados.





## 3.1 Beneficios

Actualmente se está viviendo un cambio de paradigma en las redes de distribución eléctrica; el usuario final toma cada vez más un rol activo respecto de su consumo, con el consiguiente impacto sobre la red, y la conectividad a todos los niveles ofrece nuevas posibilidades de monitorización y control, lo que permitirá una elevada operabilidad de la red especialmente en la baja y media tensión, tradicionalmente pasivas.

De acuerdo con el World Economic Forum, el valor de la digitalización para el sector energético es de 1,3 trillones de dólares. Solo las soluciones para mejorar los sistemas de mantenimiento podrían potencialmente crear 387 billones de dólares, disminuyendo los costes de operación y evitando indisponibilidades del suministro. Se podrían crear 2 trillones de dólares mediante nuevos puestos de trabajos y valor para los consumidores en relación con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

### 3.1.1 Para los usuarios de la red

La digitalización facilita el **acceso, conexión y uso de la red** a nuevos recursos energéticos distribuidos, instalados por agentes (diferentes a las empresas distribuidoras) o incluso en las propias instalaciones de los consumidores. Estos recursos son generación renovable, principalmente solar, puntos de recarga de vehículos eléctricos, bombas de calor de aerotermia o geotermia para climatización de edificios, baterías de almacenamiento de energía, etc. Es clave para descarbonizar la generación y el consumo de energía que los procedimientos de acceso y conexión se resuelvan de forma rápida y a un coste reducido. La digitalización con sistemas de información y monitorización de la red aportará agilidad y simplicidad en estos procesos.

ACTUALMENTE SE ESTÁ VIVIENDO UN CAMBIO DE PARADIGMA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA; EL USUARIO FINAL TOMA CADA VEZ MÁS UN ROL ACTIVO RESPECTO DE SU CONSUMO, CON EL CONSIGUIENTE IMPACTO SOBRE LA RED.

La digitalización también favorece **nuevos modelos de negocio** para agregadores y empresas de servicio, que permiten la integración de los recursos distribuidos y su participación en los mercados. Por ejemplo, "storage-as-a-service" o las comunidades locales de energía, tal y como se contempla en las nuevas directivas europeas de renovables y de mercado interior de la electricidad.

La **competencia y el buen funcionamiento del mercado** se verán reforzados por la participación de consumidores activos con recursos propios, bien directamente o a través de agregadores, que dinamizarán las transacciones y la liquidez del mercado, y proveerán servicios de flexibilidad tradicionalmente ofertados por los generadores convencionales. Estos servicios de flexibilidad serán cada vez más necesarios en un sistema eléctrico fundamentalmente dominado por la generación de origen renovable.

Los consumidores también podrán optar por **mejores contratos de suministro y modalidades de tarifas de red** adaptadas a sus necesidades que les permitan ahorros tanto en la factura eléctrica, como potenciales ingresos derivados de la prestación de servicios de flexibilidad. Las tarifas de red se verán también reducidas como consecuencia de las ganancias de eficiencia en la operación de las redes obtenidas por los operadores de la red de distribución.

La información facilitada a los consumidores sobre sus datos de consumo, a través de webs o apps especializadas, les permite una gestión adecuada de las variables que conforman su factura eléctrica. Por ejemplo,

la contratación de tarifas con discriminación horaria o la contratación de potencia de acuerdo a su máxima potencia demandada.

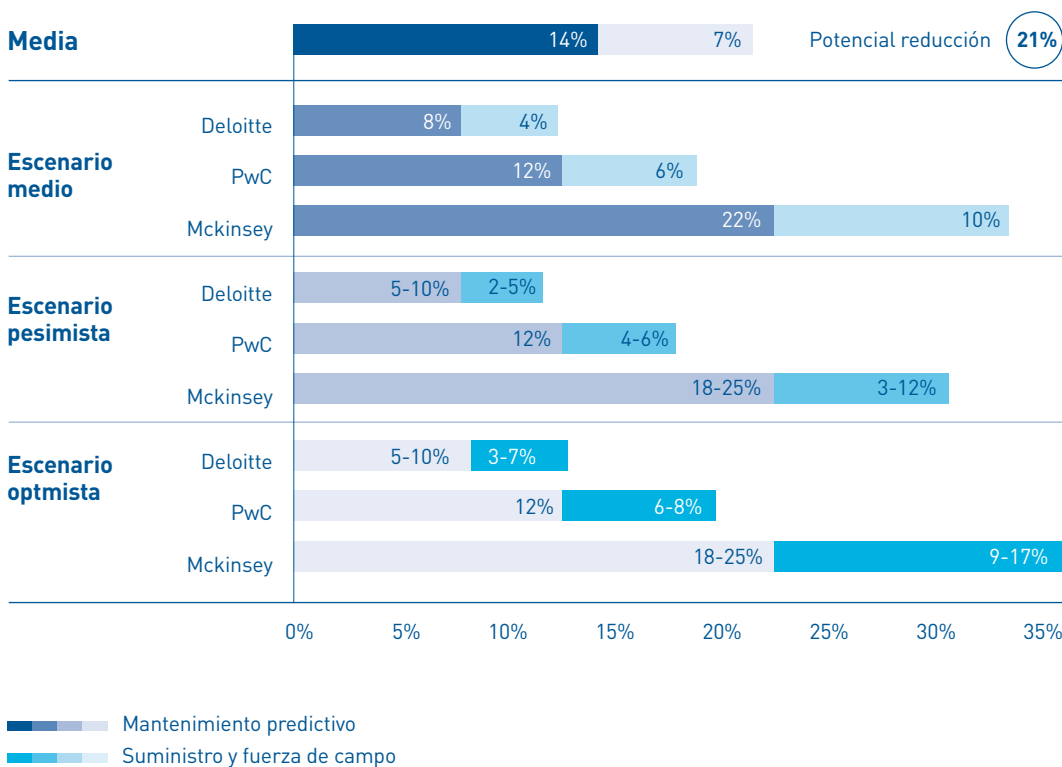
### 3.1.2 Para las empresas de distribución eléctrica

Las empresas de distribución eléctrica podrán beneficiarse de reducciones de costes operacionales gracias a la digitalización.

Por ejemplo, en los **costes de operación y mantenimiento**, los sistemas de monitorización y control permitirán la detección de fallos en los elementos de la red de forma más precisa y rápida, reduciendo los tiempos de localización de la avería, de reparación del fallo y de reposición

del suministro, mejorando por tanto los indicadores de **calidad del suministro**. En el mismo sentido, la monitorización en tiempo real de los componentes de la red podrá migrar las técnicas actuales de mantenimiento correctivo y preventivo, a mantenimiento predictivo. Esta nueva estrategia de mantenimiento permite focalizar labores de mantenimiento en aquellos activos más proclives a fallar, reduciendo los costes de mantenimiento o el sustituir interrupciones imprevistas por mantenimientos programados, con menor impacto sobre los usuarios finales. La Ilustración 12 muestra que, según estudios publicados por varias consultoras, el potencial de reducción en los costes de mantenimiento de una empresa de distribución gracias a la digitalización se situaría, en media, en torno al 21%.

Ilustración 12. **Estimación del potencial de reducción de costes de mantenimiento. Fuente: (de Leyva, 2020)<sup>26</sup>.**



<sup>26</sup> <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/45652>

También se pueden mejorar las técnicas de gestión de la vegetación colindante con los tendidos de red y los programas de poda y prevención contra incendios. Las brigadas de mantenimiento también podrán reducir el número de desplazamientos, aumentar su efectividad reduciendo sus tiempos de intervención y, en definitiva, reducir también el número de brigadas y de vehículos. El despliegue de nuevos sensores permite, asimismo, la detección de fallos de alta impedancia y desequilibrio entre fases, lo que no solamente **mejora el rendimiento en la operación de la red**, sino que también sirve de apoyo a la planificación en la distribución de cargas a incorporar en **nuevas conexiones**.

Las técnicas de monitorización en tiempo real, dynamic line rating, también pueden conducir a la estimación dinámica de la capacidad máxima de transporte en líneas aéreas y soterradas y a una mejor utilización de las instalaciones existentes permitiendo de esta forma el **retraso de inversiones** que sin estos avances deberían acometerse.

Otra ventaja de la digitalización es la **detección del fraude** y de puntos de red con excesivas **pérdidas de energía**, ya sean técnicas o comerciales. Es relevante señalar que, adicionalmente al beneficio económico asociado, la detección temprana de consumos fraudulentos permite mitigar el riesgo para la seguridad de las personas que acarrearán este tipo de conexiones al no cumplir con la reglamentación vigente.

La **planificación de inversiones** en nuevas instalaciones también podrá beneficiarse de la digitalización, al disponer de estimaciones más precisas de la posible evolución de la demanda y el nivel de utilización de las instalaciones existentes. La situación de la red se podrá conocer en tiempo real, a través de las medidas y de la estimación de estado, incluso en las redes de baja tensión hasta los puntos de suministro. El estado de información sobre la conectividad de los usuarios será completo y permanentemente actualizado.

El anterior punto toma mayor relevancia ante el escenario previsto de crecimiento importante de la electrificación del transporte con vehículos eléctricos y un

número muy importante de puntos de recarga, junto con la climatización de edificios sobre todo de nueva construcción con bombas de calor e integración de generación solar fotovoltaica.

Los sistemas de realidad aumentada (o virtual) permitirán mejorar sustancialmente los **programas de formación** de los operarios/técnicos de red, especialmente aquellos que les enfrenten con situaciones peligrosas y complejas, mejorando la seguridad de las personas y la reducción del riesgo de accidentes.

Finalmente, la digitalización permitirá migrar a las empresas hacia la búsqueda de **innovación** basada en la mejora de software, sin una dependencia de los sistemas hardware tal y como sucede en la actualidad. Ello supondrá aumentar la competencia entre proveedores, reducir el vendor *lock-in* y, en definitiva, reducir los costes de la innovación.

### 3.1.3 Beneficios de la digitalización para la sociedad en su conjunto

Además de los beneficios directos para consumidores y empresas distribuidoras mencionados anteriormente, es necesario mencionar una vez más los beneficios indirectos para la sociedad en su conjunto. En primer lugar, es relevante señalar una vez más que la digitalización y las redes eléctricas inteligentes **son necesarias para lograr, de manera eficiente**, una **electrificación** de diversos sectores junto con una **descarbonización** profunda del sistema eléctrico.

Adicionalmente a los **beneficios medioambientales**, la sociedad en su conjunto puede beneficiarse de algunos intangibles derivados de la digitalización de las redes, como un mayor **empoderamiento de los consumidores** en la toma de decisiones energéticas, tales como la adopción de energías renovables, pautas de consumo eficiente y responsable, participación en comunidades energéticas y el autoconsumo, o seguimiento de su huella de carbono.



La digitalización también conduce a un menor uso de vehículos para el desplazamiento de las brigadas de mantenimiento y por tanto a la **reducción de emisiones** asociadas. La reducción de inversiones y mejor utilización de los activos existentes tendrá un impacto positivo en la menor utilización de materias primas y menor **dependencia** de los países suministradores.

Por otro lado, la digitalización trae nuevas oportunidades para España y Europa de posicionarse como **proveedor de tecnología** a terceros países y servir de impulso para el crecimiento económico sostenible. De hecho, la digitalización de las redes es parte integral de una de las 30 líneas de acción<sup>27</sup>

en torno a las cuáles se articula el plan de recuperación, transformación y resiliencia publicado recientemente por el Gobierno de España<sup>28</sup>.

**LA DIGITALIZACIÓN Y LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES SON NECESARIAS PARA LOGRAR, DE MANERA EFICIENTE, UNA ELECTRIFICACIÓN DE DIVERSOS SECTORES JUNTO CON UNA DESCARBONIZACIÓN PROFUNDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO.**

<sup>27</sup> Concretamente, la línea de acción número 8: "Infraestructuras eléctricas, promoción de redes inteligentes y despliegue de la flexibilidad y el almacenamiento".

<sup>28</sup> <https://portal.mineco.gob.es/es-es/ministerio/areas-prioritarias/Paginas/PlanRecuperacion.aspx>

## 3.2 Nuevo paradigma de costes

La adopción e implementación de tecnologías de digitalización de las redes de distribución requiere realizar inversiones significativas. Los costes asociados a estas inversiones difieren de los costes tradicionales de las empresas distribuidoras como se describe a continuación.

### 3.2.1 Tipos de costes

La contabilidad de activos asociados a la digitalización implica un nuevo reto ya que estos activos tienen características distintas a los tradicionales. Los componentes de hardware son más fáciles de cuantificar, pero, aunque los costes unitarios pueden ser pequeños, la agregación de gran número de activos puede ser significativa. Por otro lado, los costes de software son mucho más difíciles de conocer y tener referencias por multitud de proveedores o grandes diferencias tecnológicas. Parte del cambio de la estructura de costes se da por la

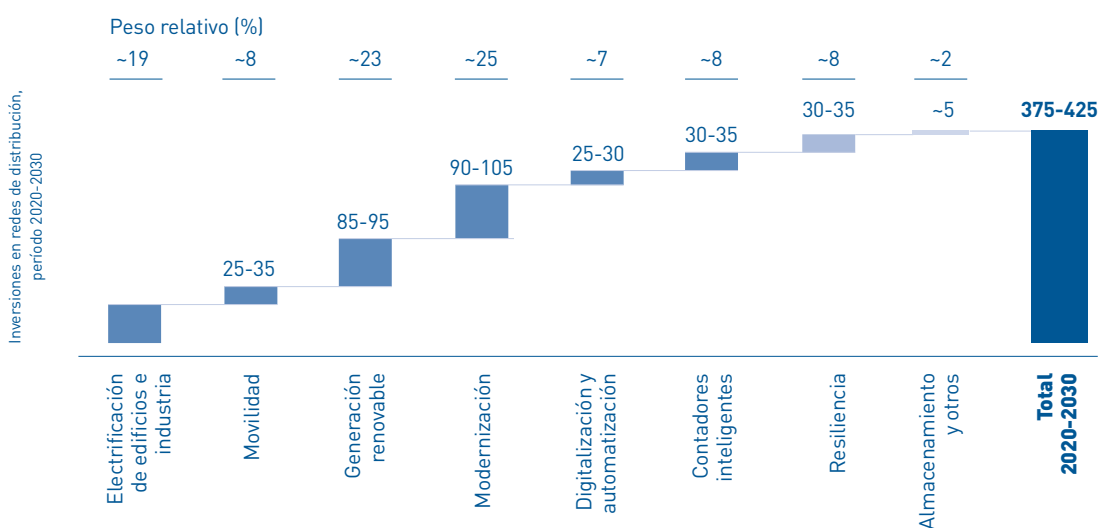
adquisición de servicios, licencias de software, la contratación de personal especializado o costes relacionados con la interacción con los clientes (medición, servicio al cliente o facturación), entre otros.

**La digitalización permitiría reducir el coste de algunas de las actividades como el mantenimiento de activos, pero requiere incurrir en otros costes de monitorización/automatización** como la sensorización, la recolección e inteligencia de datos, utilizando las tecnologías anteriormente mencionadas, como analítica y big data, gemelo digital, realidad aumentada, etc. Sin embargo, **las tecnologías de digitalización requieren el soporte de activos físicos** como contadores inteligentes, servidores para mantener las bases de datos o infraestructura de comunicaciones. El peso de estos activos físicos en los costes totales suele ser menor que los costes digitales anteriormente descritos.

Según Deloitte, Eurelectric y E.DSO (2021), la evolución de costes de las redes de distribución depende de distintos impulsores como muestra en la Ilustración 13. Los costes asociados a la digitalización y automatización representarían entorno al 7% de los costes de distribución y si se añaden los costes de los contadores inteligentes (un 8%), estos costes representarían entre el 15% y el 18% de los costes totales, dependiendo del escenario de costes considerado.

Ilustración 13.

**Costes esperados en las redes de distribución en EU-27+ Reino Unido en 2021-2030<sup>29</sup>.**

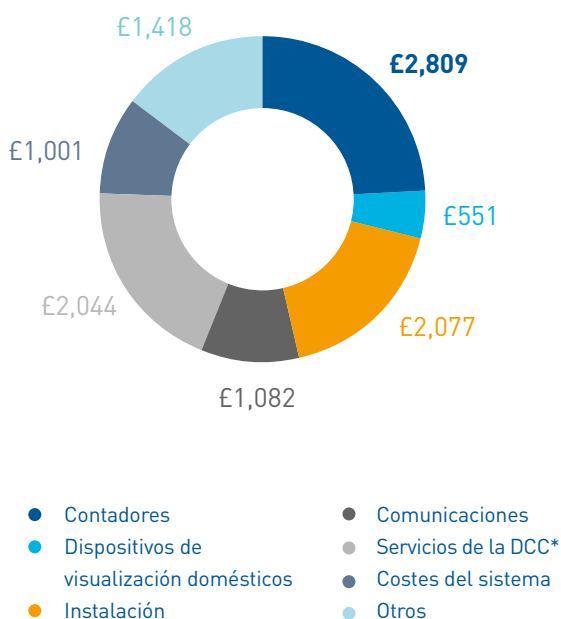


<sup>29</sup> <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots/>

En el caso de una aplicación concreta, la Ilustración 14 presenta los componentes de costes relacionados con el despliegue de contadores inteligentes en el Reino Unido. En este caso, el peso de los medidores y pantallas de visualización (in-home displays) tienen un peso menor en los costes totales. La mayoría de los costes son de comunicaciones, instalación y actualización de sistemas (system costs).

Ilustración 14.  
**Componentes de costes del despliegue de contadores inteligentes en Reino Unido<sup>30</sup>.**

Coste total (millones £)



\* DCC: Data and Communication Company

**Las tecnologías de digitalización tienen un riesgo de obsolescencia temprana** dado que existe un desarrollo tecnológico acelerado en las distintas aplicaciones, generando un riesgo de costes hundidos asociados a sistemas, aplicaciones o activos obsoletos. Un caso muy ilustrativo fue el despliegue de la primera generación de contadores inteligentes en Italia (Telegestore®), donde la empresa ENEL fue pionera en la instalación de contadores inteligentes y su despliegue se terminó en 2006. Sin embargo, en 2016<sup>31</sup> el regulador italiano estableció una serie de requisitos que no cumplían la primera generación de contadores. Para e-distribuzione (filial del grupo ENEL) la sustitución de contadores ha implicado un coste hundido ya que los contadores tenían una vida útil esperada de 15 años<sup>32</sup>.

### 3.2.2 Evolución de costes de digitalización

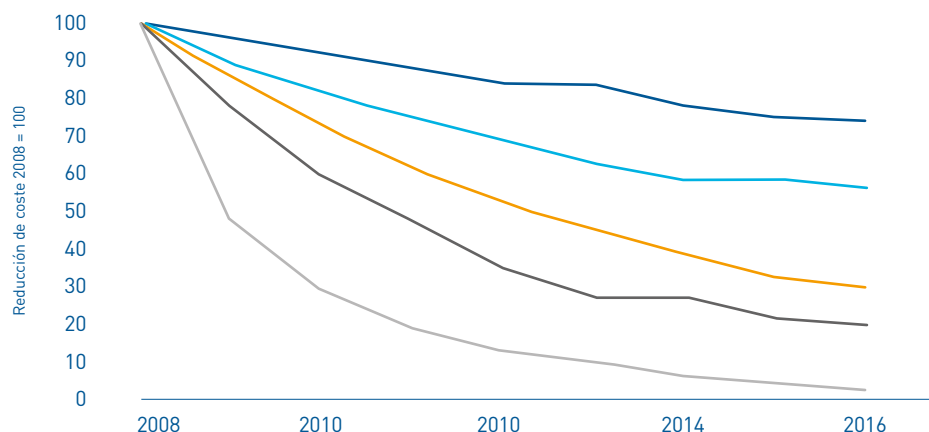
Distintas tecnologías aplicadas al sector eléctrico están experimentando un desarrollo tecnológico sin precedentes en la última década. Como se presenta en la Ilustración 15, **las tecnologías de digitalización de las redes han seguido una trayectoria de costes decreciente**, de manera similar y en algunos casos más abrupta a la experimentada por energías de generación renovables, vehículos eléctricos o tecnologías de climatización eléctrica. Por ejemplo, los costes de los medidores inteligentes han bajado una cuarta parte desde 2008 a 2016, mientras que el coste de los sensores es incluso menor de un décimo en 2016 respecto a su valor en 2008.

<sup>30</sup> <https://www.cccep.ac.uk/news/why-the-uks-smart-meter-rollout-needs-to-be-smarter/>

<sup>31</sup> Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI). 2016. Specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102. Delibera 87/2016/R/eel - 08/03/2016.

<sup>32</sup> European Commission. 2014. Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity. Publications Office of the European Union. <https://ses.jrc.ec.europa.eu/publications/reports/benchmarking-smart-metering-deployment-eu-27-focus-electricity>

Ilustración 15.

**Coste unitario de tecnologías con aplicaciones al sector eléctrico. Fuente: IEA (2020).**

**Mensaje clave:** La reducción de costes de la tecnología es clave para impulsar la conectividad en el sector eléctrico a todos los niveles.

- Contadores inteligentes
- Electrodomésticos inteligentes
- Baterías de vehículos eléctricos
- Fotovoltaica de gran tamaño
- Sensores

Fuentes: Análisis de la AIE basado en Bloomberg New Energy Finance (2017). Holdowsky et al. (2015); IEA (2017a; 2017b; 2017c); Navigant Research (2017).

### 3.2.3 Costes relacionados con los riesgos de la digitalización

La digitalización conlleva una serie de beneficios, como los mencionados en la sección anterior, pero también **riesgos cuyos costes pueden ser muy significativos** como los asociados a ciberataques. Estos ciberataques pueden llegar, en ocasiones, a causar la interrupción del suministro a miles de consumidores (IEA, 2020). Tradicionalmente, el tipo de ataques sufridos por la red de distribución estaban asociados fundamentalmente a riesgos físicos para las instalaciones, como sabotajes o atentados, mientras que a medida que avanza la digitalización, los principales riesgos pasan a estar asociados a ataques cibernéticos. De hecho, ya se han producido incidentes relevantes en este sentido. La Ilustración

16 enumera algunos de los principales ciberataques sufridos por las redes eléctricas en Europa en los últimos años.

Para prevenir riesgos de ciberataques se debe de **invertir en ciberseguridad** y asegurar que las tecnologías de digitalización incluyen elementos que garanticen cierta seguridad como la configuración segura de equipos, mantenimiento de actualizaciones, manejo de derechos de acceso, formación de empleados y contratación de especialistas en estos temas, etc. Adicionalmente, desde organizaciones internacionales se puede apoyar en la mejora de la ciberseguridad con la **definición de estándares** para proteger infraestructuras críticas, como los ya desarrollados en varios países y regiones, incluyendo Estados Unidos, la Unión Europea, y Japón (IEA, 2020).

Ilustración 16.

**Ejemplos de ciberataques sufridos por las redes eléctricas y resumen de medidas tipo a tomar para asegurar la ciberseguridad de la red. Fuente: Eurelectric, 2021.<sup>33</sup>**

Medidas representativas de ciberseguridad



**Control de accesos y gestión de cuentas**



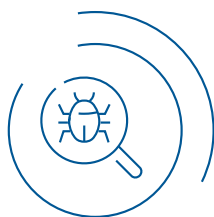
**Registro de accesos y actividad**



**Endurecimiento del sistema**



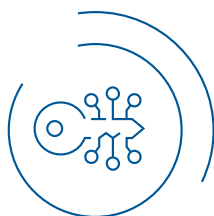
**Parcheado de vulnerabilidades, copia de seguridad, y recuperación**



**Protección frente a malware**



**Protección de datos y arquitectura del sistema**



**Acceso remoto seguro**

Ejemplos de ciberataques a redes eléctricas

**Reino Unido (Mayo de 2020)**

Operador de red sufre un ciberataque dirigido a sistemas IT afectando a las operaciones (bloqueo de cuentas de correo electrónico).

**Portugal (abril de 2020)**

Hackers acceden a los sistemas y alegan haber accedido a 10TB de información sensible de una empresa eléctrica para pedir un rescate.

**ENTSO-E (marzo de 2020)**

ENTSO-E sufre un ciberataque que afectó la operatividad de su red interna.

**Irlanda (agosto de 2017)**

Hackers instalan un software malicioso usado por un comercializador de electricidad, accediendo a comunicaciones encriptadas de la compañía.

**Ucrania (diciembre de 2015)**

Hackers logran comprometer información de tres operadores de distribución e interrumpir temporalmente el suministro eléctrico a más de 230 mil consumidores.

<sup>33</sup> "Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition". Eurelectric, enero de 2021. Disponible en: <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots/>



Finalmente, **la digitalización también puede afectar la privacidad de los usuarios** y un balance adecuado se debe alcanzar para aprovechar los beneficios asociados a la digitalización sin vulnerar su privacidad. Los costes relacionados con la privacidad son muy individuales y complicados de cuantificar. Un riesgo asociado con datos de los contadores inteligentes es indicar si un consumidor está en casa. Sin embargo, el uso de datos de contadores inteligentes también puede ayudar a monitorizar personas con determinadas enfermedades y darles seguimiento<sup>34</sup>.

Existen distintas alternativas para compartir datos de manera que se llegue a un equilibrio entre la protección de la privacidad y se obtenga beneficios por ello. Una de las medidas es implementar una autorización explícita de los usuarios para compartir parte de sus datos con terceros o incluso crear mecanismos de remuneración por proveer de los datos. Holanda, debido a cuestionamientos sobre la privacidad de los datos de los contadores inteligentes, obligó a la adopción de medidas como la posibilidad de los consumidores de rechazar la instalación del contador inteligente o limitar enviar las medidas en tiempo real<sup>35</sup>.

EXISTEN DISTINTAS ALTERNATIVAS PARA COMPARTIR DATOS DE MANERA QUE SE LLEGUE A UN EQUILIBRIO ENTRE LA PROTECCIÓN DE LA PRIVACIDAD Y SE OBTENGA BENEFICIOS POR ELLO. UNA DE LAS MEDIDAS ES IMPLEMENTAR UNA AUTORIZACIÓN EXPLÍCITA DE LOS USUARIOS PARA COMPARTIR PARTE DE SUS DATOS CON TERCEROS O INCLUSO CREAR MECANISMOS DE REMUNERACIÓN POR PROVEER DE LOS DATOS.

## 3.3 Análisis coste-beneficio

Como se ha visto en secciones anteriores, pese a que la digitalización de las redes eléctricas de distribución presenta importantes beneficios, es importante tener en cuenta, asimismo, los costes que lleva aparejada. La digitalización no es un fin en sí mismo, sino una herramienta para mejorar la eficiencia técnica y económica de la planificación y operación de la red. Por este motivo, el análisis coste-beneficio es una herramienta clave para guiar el proceso de digitalización.

### 3.3.1 Conceptos y usos de estudios coste-beneficio

El análisis coste beneficio, o CBA según sus siglas en inglés, esencialmente consiste en identificar, cuantificar y comparar todos los costes y beneficios asociados a un determinado proyecto o inversión. En definitiva, se trata de responder a la pregunta de si merece la pena, desde el punto de vista económico-financiero, acometer dicho proyecto. Sin embargo, este concepto aparentemente sencillo, en la práctica, puede convertirse en un ejercicio complejo que requiere de una serie de consideraciones adicionales que se discuten en la siguiente sección.

Asimismo, es importante señalar que, cuando se emplea el término de análisis coste-beneficio, la primera pregunta a responder es el punto de vista desde el cuál se desea calcular el CBA. En muchas ocasiones, al hablar de CBA se está haciendo referencia, muchas veces de manera implícita, a un **análisis desde el punto de vista social**; es decir, se desean analizar los beneficios y costes para la sociedad en su conjunto,

<sup>34</sup> <https://ieeexplore.ieee.org/document/7280836>

<sup>35</sup> <https://www.iea-isgan.org/ami-case-case07-netherlands/>

y no exclusivamente para un agente o empresa concretos. No obstante, muchas veces, especialmente a la hora de tomar decisiones de tipo regulatorio, es relevante complementar este CBA social con un estudio sobre **cómo se reparten dichos costes y beneficios entre agentes**.

Este tipo de análisis CBA social presenta varias diferencias con respecto a un análisis financiero o de rentabilidad de la inversión que realizaría un agente privado. Al margen del tradicional debate sobre cómo definir el valor a emplear para la tasa de descuento social, cabe destacar dos diferencias fundamentales:

- En primer lugar, un análisis CBA social requiere considerar todos los costes y beneficios independientemente de sobre qué agentes recaigan, **evitando contabilizar transferencias de rentas** entre agentes o beneficios oportunistas (por ejemplo, derivados de un diseño regulatorio inapropiado).
- El punto anterior implica que se han de tener en cuenta y, en la medida de lo posible cuantificar, costes o **beneficios que no son directamente monetizables** por los agentes.

Las definiciones y descripciones anteriores son ampliamente aplicables en muchos sectores y contextos. No obstante, como se verá en la siguiente sección, la digitalización de las redes de distribución y el despliegue de redes más inteligentes presenta algunas particulares que requieren un tratamiento específico. Por este motivo, diversas instituciones han desarrollado metodologías para la realización de estudios coste-beneficio en este ámbito. Con objeto de comparar estas metodologías e identificar mejores prácticas, ISGAN ha realizado un estudio comparativo de las metodologías más relevantes<sup>36</sup>.

### 3.3.2 Retos para el análisis de los costes y beneficios de la digitalización

#### La distribución asimétrica de costes y beneficios entre agentes

Como se ha mencionado anteriormente, la digitalización es necesaria para responder a las nuevas funcionalidades que han de ofrecer las redes de distribución. Este proceso ha de estar necesariamente liderado por las empresas de distribución. No obstante, una gran parte de los beneficios recaerán sobre los usuarios finales o la sociedad en su conjunto: conexión a red más rápida, reducción de emisiones contaminantes, reducción de los tiempos de interrupción, etc.

Por este motivo, la regulación ha de actuar como un elemento que envía las señales adecuadas a todos los agentes para asegurar un reparto equilibrado de costes y beneficios entre agentes.

#### Internalización y monetización de beneficios sociales y medioambientales

En línea con el punto anterior, varios de estos beneficios sociales de la digitalización no son directamente cuantificables y/o monetizables. Esto incluye, entre otros, posibles efectos beneficiosos sobre la competencia en el mercado minorista, una mayor información y participación del consumidor, facilitar la consecución de los objetivos de política energética (por ejemplo, logrando una conexión a red más rápida de generación renovable), externalidades, impacto sobre la competitividad de la industria nacional, etc.

Esto obliga a combinar un enfoque cuantitativo más convencional con elementos cualitativos, así como a la utilización de metodologías de análisis multicriterio para la toma de decisiones<sup>37</sup>.

<sup>36</sup> <https://www.iea-isgan.org/benefit-cost-analyses-and-toolkits/>  
<https://www.iea-isgan.org/social-costs-and-benefits-of-smart-grid-technologies/>

<sup>37</sup> Multicriterial decision making: the smart metering case. ISGAN Discussion Paper. [https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN\\_Case\\_Study\\_Report\\_Multicriterial\\_decision\\_making\\_The\\_smart\\_metering\\_case.pdf](https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2019/03/ISGAN_Case_Study_Report_Multicriterial_decision_making_The_smart_metering_case.pdf)



### Evaluación de costes, incertidumbre tecnológica y efectos de escala

La evaluación de los costes de la digitalización tampoco está exenta de dificultades. Por un lado, en muchas ocasiones las empresas de distribución han de valorar el despliegue de tecnologías o soluciones que aún pueden considerarse en desarrollo y para las que no hay o apenas hay soluciones comerciales “off-the-shelf”. Esta incertidumbre tecnológica puede acarrear evaluaciones de costes equivocadas o la posibilidad de obsolescencia temprana una vez realizada la inversión.

Muchas veces se utilizan proyectos piloto o marcos de colaboración con proveedores para mitigar esta incertidumbre tecnológica. Sin embargo, pese a que los proyectos piloto puedan ayudar a determinar la viabilidad técnica de algunas soluciones, muchas veces los costes de desarrollo en estos pilotos no reflejan apropiadamente el coste comercial de un hipotético despliegue posterior.

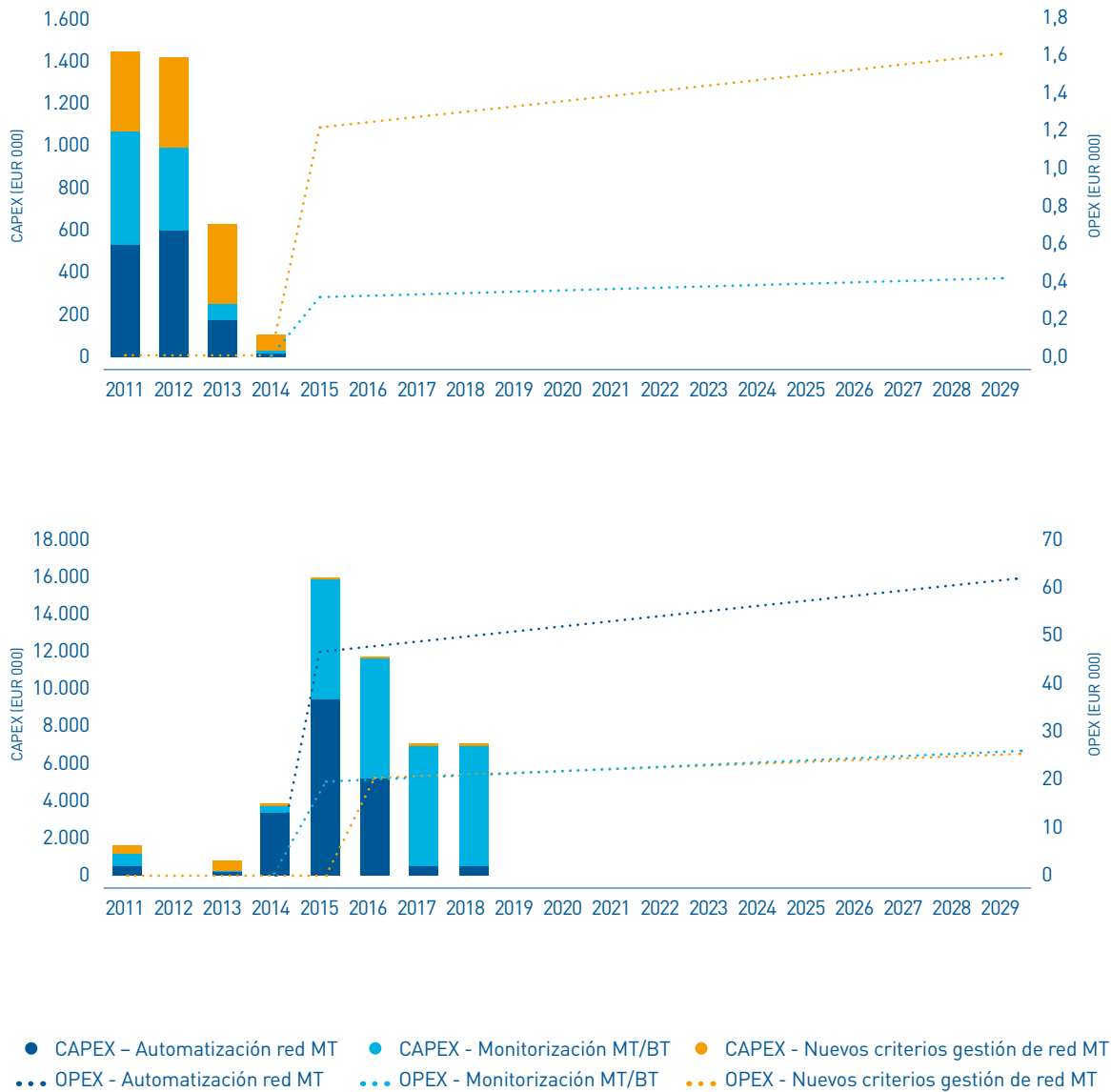
Un primer motivo para esto es que el coste unitario de adquisición e instalación de algunos equipos dependerá del número

de unidades adquiridas y la escala del despliegue, que en un piloto siempre será reducida. Por otro lado, las economías de escala serán muy diferentes en sistemas centralizados de software o IT (DMS, SCADA, etc.), relativamente escalables a bajo coste, frente a equipos desplegados en campo (RTUs, sensores, medidores), cuyo coste es aproximadamente proporcional al número de unidades desplegadas. Este efecto es altamente importante en las redes de distribución debido a su gran extensión.

Esto se puede ver claramente en la Ilustración 17, que muestra los costes de inversión y operación asociados a un proyecto de redes inteligentes para un piloto en una zona con unos 1.200 consumidores (figura superior), frente a un despliegue a gran escala para la ciudad de Roma con aproximadamente 1.600.000 consumidores (figura inferior). Las tecnologías consideradas en este estudio eran i) la automatización de la red de media tensión para mejora de la continuidad de suministro (en color azul), ii) la supervisión de la red de baja tensión (color cian), y iii) la mejora de las herramientas de supervisión y control de la red del distribuidor (estimador de estado, flujo de carga óptimo) (color naranja).

Ilustración 17.

**Desglose de costes de inversión (eje izquierdo) y de operación (eje derecho) para un proyecto piloto (superior) frente a un despliegue de gran escala (inferior). Fuente: JRC, 2015<sup>38</sup>**



<sup>38</sup> A Smart Grid for the city of Rome: a Cost Benefit Analysis. Costs and benefits of Smart Grid pilot installations and scalability options. JRC Science and Policy Report. <https://setis.ec.europa.eu/system/files/A%20Smart%20Grid%20for%20the%20city%20of%20Rome.pdf>

Al comparar ambas figuras, se aprecia claramente el efecto de la escala. Los costes de las nuevas herramientas de supervisión y control de la red (naranja), correspondientes a sistemas centralizados que en el piloto eran muy relevantes, pasan a tener un peso marginal en el despliegue a gran escala, mientras que los costes asociados a las tecnologías de automatización y monitorización de red desplegadas en campo (azul y cian) aumenta de manera prácticamente proporcional a la escala del proyecto.

### La ciberseguridad en un análisis coste beneficio

Previamente, este informe hacía hincapié en la relevancia que la ciberseguridad adquiere debido al proceso de digitalización de las redes, máxime teniendo en cuenta la importancia de las redes de distribución para asegurar el suministro eléctrico. Sin embargo, aún queda camino por recorrer para establecer los mecanismos que permitan a las empresas de distribución y a los reguladores evaluar adecuadamente los riesgos asociados a la ciberseguridad, así como los costes y beneficios asociados de acometer acciones de mejora en este aspecto (CEER, 2018<sup>39</sup>).

En este sentido, el uso de análisis CBA en la regulación de monopolios de red, como se discute en la siguiente sección, es una herramienta clave. No obstante, incorporar la ciberseguridad en este tipo de estudios requiere un tratamiento diferenciado de otro tipo de inversiones o gastos, ya que se trata de prevenir eventos de baja probabilidad, pero con un posible alto impacto difícil de cuantificar, y que pone en riesgo la materialización de muchos de los beneficios enunciados anteriormente.

Este tipo de consideraciones podría ser similar al que habría que realizar convencionalmente frente a ataques físicos a las instalaciones, como actos de terrorismo o sabotaje. No obstante, como ya se mencionó, la ciberseguridad plantea dificultades añadidas por el hecho de que estos riesgos son más difíciles de prever y las posibles vulnerabilidades aumentan considerablemente debido a la digitalización.

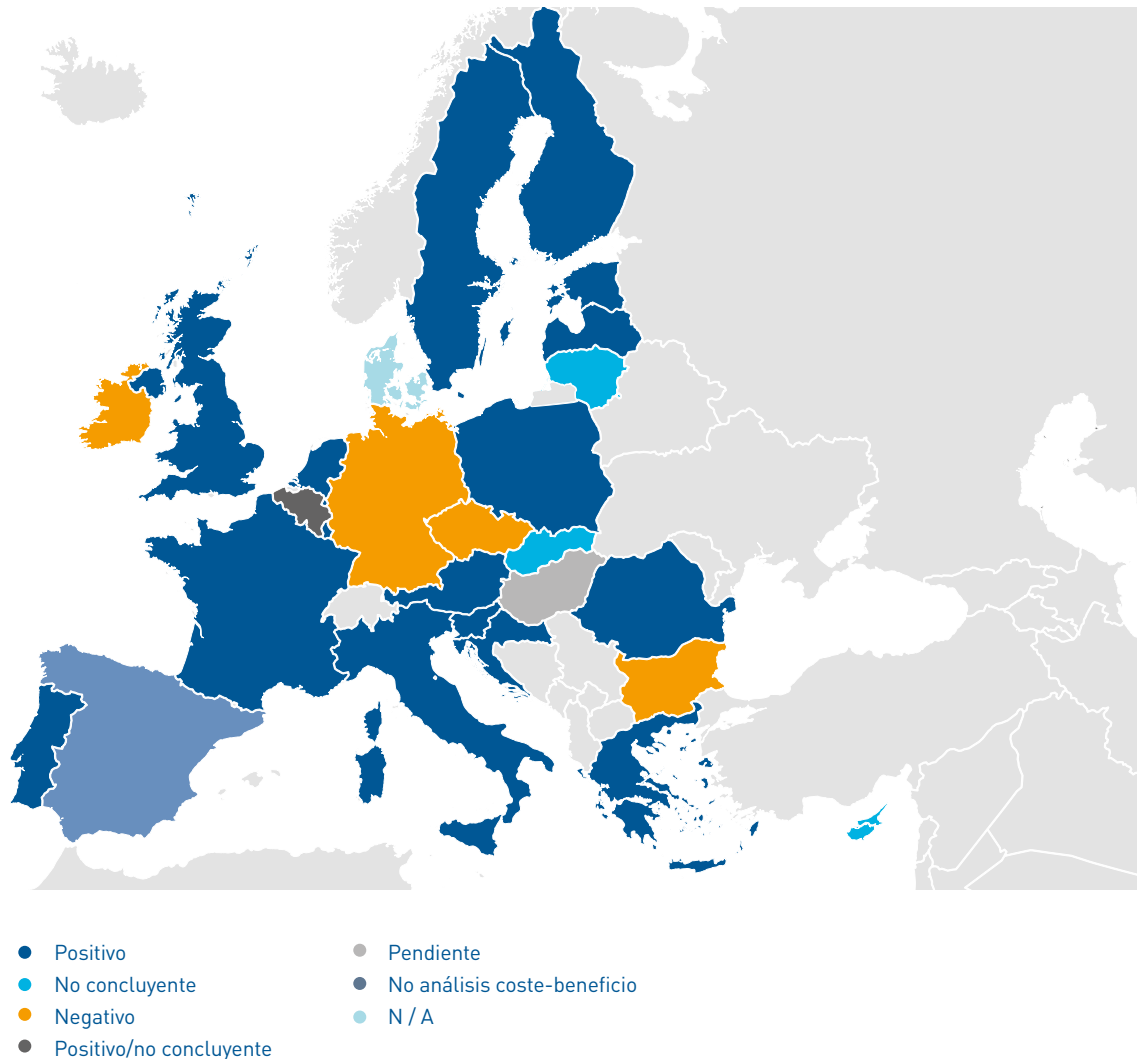
### 3.3.3 Uso de estudios coste-beneficio en la regulación

En secciones anteriores se ha hecho alguna referencia al uso del análisis coste-beneficio para la ayuda a la toma de decisiones de política energética o regulatoria. Se puede encontrar un claro ejemplo práctico de este uso en el despliegue de contadores inteligentes en Europa. La Directiva Europea del mercado eléctrico del año 2009 introdujo la obligación para los Estados Miembros de realizar un despliegue de esta tecnología cuando el correspondiente análisis coste-beneficio arrojara resultados positivos. La Ilustración 18 muestra el resultado del análisis coste-beneficio para los contadores inteligentes en los países europeos a fecha de julio de 2018.

<sup>39</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/684d4504-b53e-aa46-c7ca-949a3d296124>

Ilustración 18.

**Resultados de análisis coste-beneficio para el despliegue de contadores inteligentes de electricidad en los Estados Miembros de la UE<sup>40</sup>. Fuente: Tractebel, 2019<sup>41</sup>**



El CBA es particularmente relevante en el contexto de la digitalización de las redes de distribución, debido a que esta es una actividad regulada cuyos ingresos permitidos

y peajes están definidos o supervisados por una entidad reguladora. Algunas de las aplicaciones regulatorias más relevantes del estudio coste-beneficio son las siguientes:

<sup>40</sup> El despliegue de contadores inteligentes en España comenzó antes de que existiera un mandato a nivel europeo de realizar un estudio CBA específico, por lo que realizar dicho estudio formal recomendado por la CE carecía de sentido en este caso.

<sup>41</sup> Benchmarking smart metering deployment in the EU-28. Revised Final Report. Tractebel de diciembre de 2019. [https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc\\_id=Searchresult&WT.ria\\_c=37085&WT.ria\\_f=3608&WT.ria\\_ev=search](https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search)

**- Reconocimiento de costes asociados a proyectos piloto** y bancos de pruebas regulatorios: las empresas de distribución que lleven a cabo proyectos de demostración, previo reconocimiento retributivo de los costes asociados, pueden ser obligadas a realizar un estudio coste-beneficio. En España, este tipo de proyectos pueden corresponderse con pilotos que las distribuidoras pueden desarrollar bajo el paraguas del Artículo 16 de la Circular 6/2020 de la CNMC, o de bancos de pruebas regulatorios introducidos en la Ley del Sector Eléctrico por el RDL 23/2020. De hecho, la citada Circular ya establece que las distribuidoras deberán acompañar la solicitud de reconocimiento de costes de un análisis coste-beneficio junto con una memoria técnica.

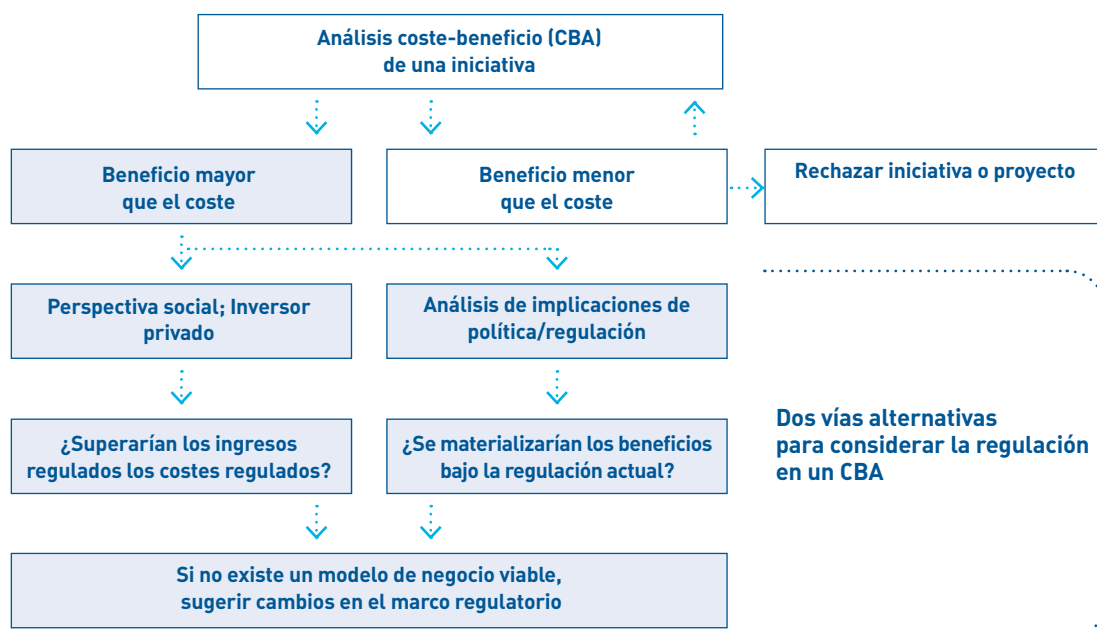
**- Evaluación de planes de inversión** y retribución de inversiones de las empresas de distribución: los operadores de red de distribución han de enviar periódicamente

planes de inversión al regulador para su evaluación. Los cambios introducidos en el Paquete de Energía Limpia refuerzan la importancia de estos planes en la regulación de la distribución, y del análisis coste-beneficio para su evaluación y aprobación por parte del regulador.

**- Evaluación de planes de inversión** y retribución de inversiones de las empresas de distribución: los operadores de red de distribución han de enviar periódicamente planes de inversión al regulador para su evaluación. Los cambios introducidos en el Paquete de Energía Limpia refuerzan la importancia de estos planes en la regulación de la distribución, y del análisis coste-beneficio para su evaluación y aprobación por parte del regulador.

Ilustración 19.

**Aplicación del análisis coste-beneficio en la regulación. Fuente ISGAN<sup>42</sup>.**



<sup>39</sup> <https://www.iea-iskan.org/wp-content/uploads/2018/09/ISGAN-Broschuere.pdf>

# 4

## Indicadores para medir el grado de digitalización

- La digitalización de la red de distribución **es un proceso progresivo** marcado por las necesidades del sistema y las inversiones a realizar. Es prácticamente imposible afirmar que una red de distribución es completamente digital.
- **Se necesitan indicadores de digitalización objetivos**, no solo para comparar las redes, sino para evaluar la relación causa-efecto con las inversiones llevadas a cabo en este ámbito.
- Los indicadores se clasifican según su relación con **sensores y actuadores, conectividad, tratamiento de datos y cultura digital** de la empresa distribuidora.
- **Algunos indicadores ya se miden o son públicos;** muchos otros, todavía no se miden o son desconocidos.





## 4.1

# ¿Por qué son necesarios unos indicadores de la digitalización de la distribución eléctrica?

Como se resaltó en el capítulo 2, la transformación digital de la red eléctrica de distribución debe ser entendida como un proceso continuo de implantación, evolución, optimización y actualización de las tecnologías empleadas en su operación y mantenimiento. Por tanto, aunque sí llegarán a existir redes que se consideren altamente digitalizadas, la red completamente digital resulta inalcanzable por la complejidad que entraña su definición conceptual. Utilizando un símil más familiar, la digitalización presenta las mismas características que la escala Richter de seísmos: no existe un máximo teórico, pero, desde que se tienen registros, ningún seísmo ha superado la magnitud 9,5.

En consecuencia, si podemos hablar de una red altamente, medianamente, poco o nada digitalizada, la pregunta que se plantea es: objetivamente, ¿cómo medir si el nivel de digitalización es alto, medio o bajo? ¿cómo comparar?

Es por ende necesario establecer una serie de indicadores o KPIs (Key Performance Indicators) que permitan evaluar el nivel de digitalización de la red de distribución eléctrica en distintos aspectos, de modo que se pueda evaluar de manera más sencilla la relación causa-efecto entre las inversiones realizadas por la empresa distribuidora en materia de digitalización y la mejora del suministro eléctrico, la mayor participación activa de los usuarios (ya sean consumidores, prosumidores o generadores distribuidos),

la detección de conexiones fraudulentas que ponen en riesgo la seguridad de las personas, y el impacto económico y medioambiental que supone una mayor eficiencia.

Puesto que, como se explicó en el capítulo 2, la digitalización se fundamenta en tres elementos clave (sensores y actuadores, conectividad y tratamiento de datos), resulta conveniente clasificar los indicadores en base a estos:

- **Indicadores de sensores y actuadores**
- **Indicadores de conectividad**
- **Indicadores de tratamiento de datos**

Adicionalmente, se incluye un cuarto grupo de indicadores relacionados con la cultura digital de la empresa distribuidora, pues puede constituir un facilitador o una barrera a la hora de implantar las soluciones digitales más técnicas.

- **Indicadores de cultura digital**

LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DEBE SER ENTENDIDA COMO UN PROCESO CONTINUO DE IMPLANTACIÓN, EVOLUCIÓN, OPTIMIZACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN SU OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. POR TANTO, AUNQUE SÍ LLEGARÁN A EXISTIR REDES QUE SE CONSIDEREN ALTAMENTE DIGITALIZADAS, LA RED COMPLETAMENTE DIGITAL RESULTA INALCANZABLE POR LA COMPLEJIDAD QUE ENTRAÑA SU DEFINICIÓN CONCEPTUAL.

A continuación, se presentan los indicadores pertenecientes a cada categoría junto con una breve descripción. Para poder ofrecer una comparativa justa entre distribuidores de diferente tamaño, los indicadores se presentan en tanto por ciento.

## 4.2

# Indicadores de sensores y actuadores

Los indicadores de sensores y actuadores representan en qué medida la digitalización de la red se basa en el despliegue de nuevos dispositivos que permitan operar la red de manera más rápida, automática y sostenible.

### **% de contadores inteligentes desplegados sobre el total de puntos de consumo.**

La sustitución de los tradicionales contadores electromecánicos por contadores inteligentes permite medir remotamente, y de manera más precisa, el consumo de los usuarios y los protege de manera más efectiva frente a sobrecargas. Los usuarios con contadores inteligentes tienen también la posibilidad de cambiar la potencia contratada a un valor que se adapte más a su consumo eléctrico. Además, la compañía de distribución puede detectar y localizar más rápida y fácilmente las interrupciones de suministro si varios contadores se desconectan repentinamente, mejorando considerablemente el servicio a los usuarios.

### **% de subestaciones primarias y % de centros de transformación con automatización y telecontrol.**

El número de operarios de campo encargados de cada zona de la red de distribución es limitado y no siempre se encuentra un equipo cerca de donde ocurre la avería o se ha interrumpido el suministro. La posibilidad de que la red se configure de manera automática para restablecerlo (automatización) o que un operador del centro de control pueda actuar sobre los dispositivos a través del ordenador (telecontrol) es lo que representa este indicador. La automatización y el telecontrol

reducen el número de interrupciones de suministro o el tiempo de resolución de los mismos.

### **Nº elementos con telecontrol en puntos de la red no soterrada por cada X km de red.**

Para una operación segura de la red, también es necesario disponer de dispositivos en determinados puntos (no solo en las subestaciones y centros de transformación) que permitan actuar de manera remota y disminuir tiempos de interrupción de suministro. Algunos ejemplos de estos dispositivos son los interruptores y dispositivos de control de tensión.

### **% de cabeceras de líneas de BT monitorizadas sobre el total de líneas salientes de una subestación o centro de transformación.**

La monitorización de las líneas eléctricas de distribución en baja tensión puede resultar clave para una mejor operación de la red y calidad de suministro.

### **% equipos monitorizados remotamente para mantenimiento.**

Los equipos eléctricos suelen ser equipos muy costosos y que, o bien se encuentran en constante funcionamiento (transformadores AT/MT y MT/BT), o bien han de estar siempre preparados para cuando tengan que actuar (interruptores, seccionadores y reconectores). Disponer de sensores que midan parámetros fundamentales de estos equipos puede ayudar a predecir y, principalmente, prevenir su fallo antes de que ocurra mediante un correcto mantenimiento. Esto, aparte de garantizar la seguridad de la red y del suministro de manera eficiente, puede suponer también una extensión de la vida útil de los equipos monitorizados.

## 4.3

# Indicadores de conectividad

El centro de control de la red de distribución debe tener vías de comunicación con los dispositivos desplegados para el envío de órdenes y la recepción de informes y datos. Cuanto más rápidas y distribuidas sean las comunicaciones, más seguro será el suministro eléctrico.

### **% de subestaciones primarias y % de centros de transformación con banda ancha.**

Aunque, en la actualidad, no es necesario contar con comunicaciones de banda ancha en todas las subestaciones y centros de transformación, esto es algo a tener en cuenta en los próximos años para poder dar soporte, no solo a los dispositivos desplegados por la empresa distribuidora, sino también a todos los dispositivos de gestión de la energía y de generación/almacenamiento instalados por los usuarios que lo requieran. Cuanto más cercana al tiempo real sea la comunicación del centro de control con las subestaciones y los centros de transformación, mayor conocimiento tendrá la distribuidora sobre su red y mayores serán las funcionalidades relacionadas con la participación y el consumo de los usuarios. Contar con comunicaciones de banda ancha resultará fundamental para esta monitorización en tiempo real.

### **% de dispositivos que establecen comunicación con la red de distribución.**

Este indicador hace referencia a todos aquellos dispositivos que, no habiendo sido desplegados por la empresa distribuidora, establecen comunicación con ésta para coordinar sus actuaciones o para ofrecer información de relevancia para una gestión segura y eficiente de la red. Por ejemplo, dispositivos para la gestión del consumo eléctrico de viviendas o edificios, infraestructuras de recarga de vehículo

eléctrico, generadores/almacenamiento para el autoconsumo, etc. La existencia de esta comunicación da a los usuarios la posibilidad de tomar un papel activo en dicha operación si así lo desean, es decir, que sean capaces de, no solamente consumir, sino también inyectar energía en la red o gestionar su consumo en determinados momentos y recibir una compensación por ello (ya sea directamente monetaria, en ahorro u otro tipo de beneficios).

## 4.4

# Indicadores de tratamiento de datos

Este grupo de indicadores está relacionado con el procesamiento de los datos que se generan en los sensores de la red de distribución, transmitidos utilizando las capacidades de conectividad, y su traducción en funcionalidades específicas. En términos generales, podría hablarse de elementos de software.

### **% de red observable directamente o mediante estimaciones de estado.**

La red de distribución eléctrica es increíblemente extensa geográficamente, por lo que no resulta económica y técnicamente viable tener monitorizado cada punto de la red para cada nivel de tensión (alta, media y baja). Sin embargo, optimizando la disposición de los sensores y aplicando técnicas matemáticas con los datos de los que se disponen, puede conocerse (observabilidad) el estado de las partes no monitorizadas directamente con un reducido margen de error.



### % de elementos de red con gemelo digital.

La predicción sobre el comportamiento de equipos o de parte de la red permite optimizar la operación y la toma de mejores decisiones.

Se ha considerado la posibilidad de añadir KPIs adicionales en esta categoría que fueron finalmente descartados por la dificultad de medirlos de manera precisa en la práctica. Uno de estos KPIs estaba relacionado con el volumen de información procesado frente al volumen de información recogido durante un determinado plazo de tiempo. Otro KPI que fue considerado medía el número de casos de uso basados en analítica avanzada implantados por la empresa distribuidora.

## 4.5 Indicadores de cultura digital

Aunque se tenga una red muy avanzada digitalmente, ésta puede no estar siendo aprovechada al máximo si las personas que interactúan con ella (ya sea para planificación, operación o mantenimiento) no disponen de la formación y recursos necesarios.

#### **Existencia de un plan de digitalización y un responsable del mismo para redes de distribución.**

La existencia de un plan en la empresa distribuidora para digitalizar la red de distribución eléctrica significa que ésta no solo ha estudiado los puntos débiles y los aspectos a mejorar de su red, sino que también es consciente del interés de algunos usuarios en poder participar más activamente en el sistema eléctrico o en electrificar completamente su consumo para reducir su impacto medioambiental.

#### **Existencia de formación continua en tecnologías digitales y ciberseguridad de todos los empleados y operarios de campo.**

Una empresa distribuidora que se preocupa por la formación y actualización continua del conocimiento de sus empleados, es una empresa que valora sus recursos humanos y que sabe que éstos constituyen la base de una operación eficiente y segura de la red.

#### **% de equipos humanos de campo con acceso a documentación mediante dispositivos conectados.**

Si el técnico de campo puede acceder a toda la información que necesita a través de un ordenador portátil o una tableta, será mucho más ágil y eficiente en sus tareas que si tuviera que llevar consigo papeles y cuadernos de especificaciones técnicas.

#### **% de documentación de red accesible por medios digitales, relevante para la red actual.**

Relacionado con el indicador anterior, es importante que, aparte de que los operarios dispongan de dispositivos conectados, la información que necesiten esté disponible en formato digital.

#### **Disponibilidad de una plataforma digital para la consulta y realización de gestiones relacionadas con el suministro eléctrico para los usuarios.**

Si los usuarios tienen la posibilidad de interactuar con la distribuidora de manera sencilla y online, las barreras para una participación activa de éstos se reducen significativamente.

#### **% de usuarios de red que usan aplicaciones de consulta de su suministro de manera frecuente.**

El primer paso hacia una participación activa de los usuarios en la red de distribución es que éstos muestren interés en su propio consumo eléctrico.

## **4.6 Estado actual y conclusiones**

Puesto que la digitalización de la red de distribución puede considerarse como un proceso incipiente en los últimos años, muchos de los indicadores propuestos en este capítulo no están siendo considerados por las distribuidoras o no se hacen públicos, mientras que otros son indicadores ya conocidos y que ya han sido empleados en distintos informes.

Por ejemplo, el informe que emite públicamente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para el seguimiento del plan de sustitución de contadores<sup>43</sup>, muestra, desde que se inició el proceso, el porcentaje de contadores electromecánicos reemplazados por contadores inteligentes por parte de las empresas distribuidoras (primer indicador de sensores y actuadores propuesto), como recoge la Tabla 2 a continuación. En base a estos datos, puede considerarse que prácticamente la totalidad de los consumidores domésticos suministrados por una distribuidora de más de 100.000 clientes ya disponen de un contador inteligente en España.

Tabla 2.

**% de contadores electromecánicos sustituidos por contadores inteligentes por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes.**

\*Datos de diciembre 2019. Fuente: CNMC

<b>Empresa distribuidora (&gt;100.000 clientes)</b>	<b>% Contadores sustituidos*</b>
Unión Fenosa (UFD) (Naturgy)	99,67 %
i-DE (Iberdrola)	99,96 %
Begasa	99,68 %
E-Redes (EDP)	99,87 %
Viesgo	99,60 %
e-Distribución (Endesa)	99,32 %
<b>Total</b>	<b>99,64%</b>

\* En el sector de la distribución eléctrica

Por otro lado, a nivel internacional, la Comisión Europea publica datos sobre el estado de la sustitución de contadores en distintos países

de la Unión Europea<sup>44</sup> en el año 2018, como se muestra en la Ilustración 20, y donde es significativo el hecho de que Alemania no se sumase al proceso por no considerarlo

<sup>43</sup> CNMC, «Informe sobre el seguimiento del plan de sustitución de contadores», junio de 2020.

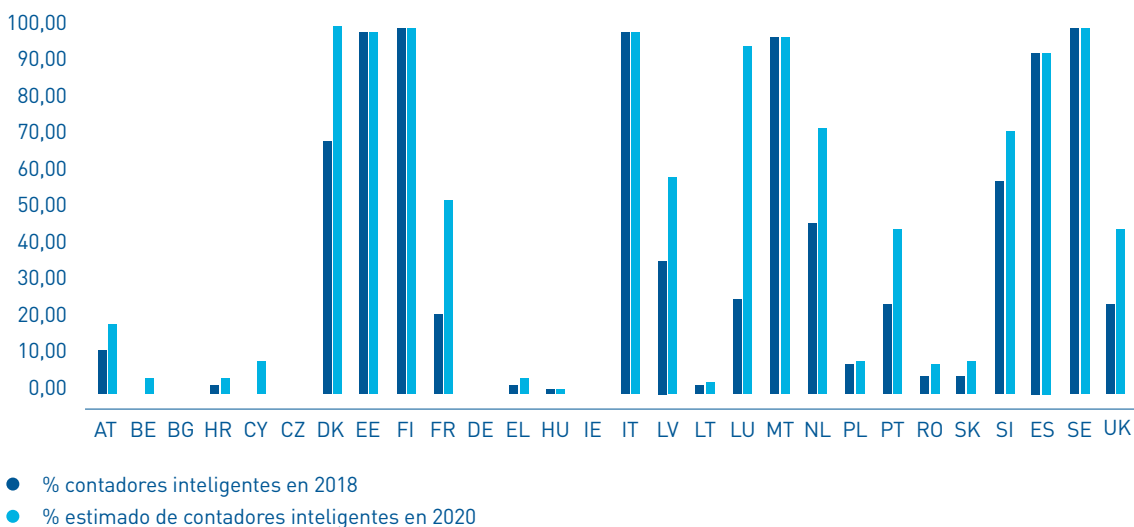
<sup>44</sup> European Commission. Directorate General for Energy. y Tractebel Impact., Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28: Final Report. (LU, 2020), <https://data.europa.eu/doi/10.2833/492070>.

Ilustración 20.

**% de contadores electromecánicos sustituidos por contadores inteligentes en Europa.**

**Fuente: "Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28: Final Report", European Commission, 2020**

Despliegue de contadores inteligentes en Europa (%)



Otro indicador del que se dispone información es el % de subestaciones primarias y centros de transformación con control remoto (segundo indicador de sensores y actuadores), como bien muestra un informe publicado por el Joint Research Center de la Comisión Europea<sup>45</sup>, del que se toma la Ilustración 21 y la Ilustración 22, donde se

observa una implantación del telecontrol considerablemente inferior en los centros de transformación respecto a las subestaciones primarias, lo que se justifica por la existencia de un mayor número de centros de transformación que de subestaciones en las redes de distribución.

<sup>45</sup> Giuseppe Pretico, A. Marinopoulos, y S. Vitiello, «Distribution System Operator Observatory 2020: An in-depth look on distribution grids in Europe» (JRC, European Commission, 2021), <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/distribution-system-operator-observatory-2020>.

Ilustración 21.

**Número y % de subestaciones primarias con control remoto en distribuidoras europeas.**  
**Fuente: "Distribution System Operator Observatory 2020: An in-depth look on distribution grids in Europe", JRC**

Control remoto  
de subestaciones primarias

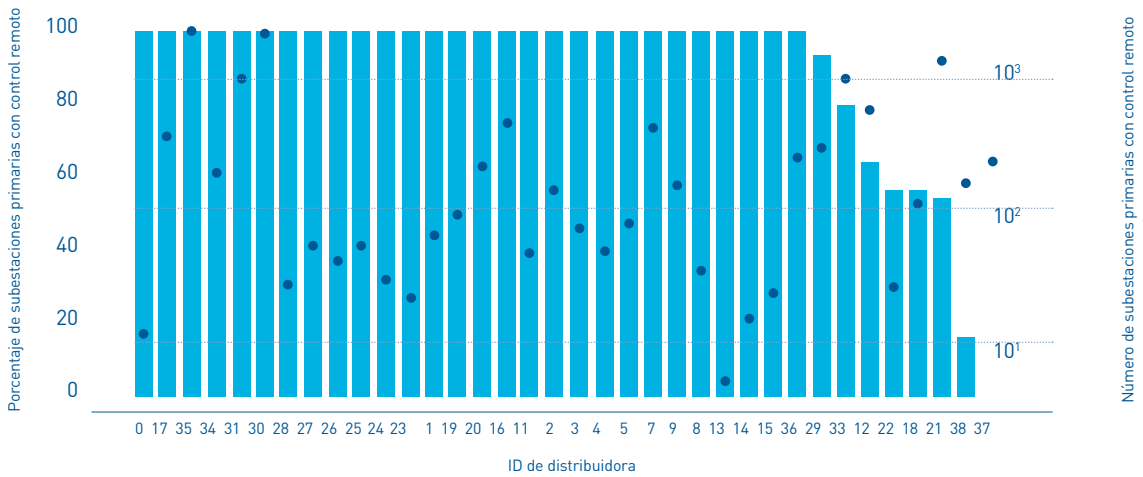
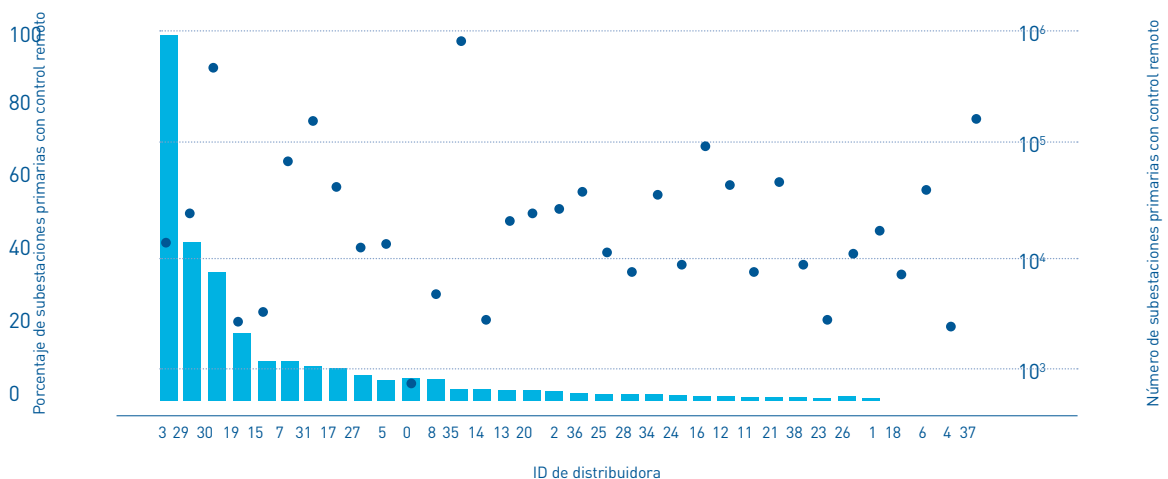


Ilustración 22.

**Número y % de centros de transformación con control remoto en distribuidoras europeas.**  
**Fuente: "Distribution System Operator Observatory 2020: An in-depth look on distribution grids in Europe", JRC**

Control remoto  
de centros de transformación





No obstante, a pesar de los informes que se publican cada año, y del interés que la digitalización de las redes de distribución suscita por sus múltiples ventajas, como se comentó al principio de la sección, todavía no se dispone de información pública para evaluar indicadores como % de subestaciones y centros de transformación con conexión de banda ancha o el % de equipos humanos con conexión y acceso a documentación digital, entre otros, pero que, si se conocieran, permitirían una comparativa objetiva y completa del estado actual de la distribución eléctrica y, a partir de su análisis, un mayor aprendizaje sobre todas las medidas e inversiones llevadas a cabo en digitalización de la red en los últimos años.

No obstante, para que este análisis comparativo realmente sea representativo del estado de digitalización en el que se

encuentran distintas redes de distribución, sería necesario tener en cuenta que no todos los indicadores propuestos son igual de importantes ni igual de fáciles de alcanzar; su impacto sobre la calidad del suministro o su utilidad para la descarbonización de la generación eléctrica pueden diferir significativamente. Por ejemplo, el impacto y la dificultad que pueden tener los indicadores de cultura digital no es comparable al que puede tener el % de subestaciones y centros de transformación con automatización y telecontrol. Aunque queda fuera del alcance de este informe, en el futuro sería interesante alcanzar un consenso de la industria para la definición de un único indicador numérico, calculado mediante la previa asignación de pesos a cada uno de los indicadores detallados, que permita, a simple vista, evaluar la digitalización de una red de distribución eléctrica.

# 5

## Competencias digitales y necesidades formativas

- La digitalización requiere futuros trabajadores con nuevos conocimientos y habilidades. Para ello, **es necesaria formación especializada** en todos los niveles educativos.
- Asimismo, la **formación continua y “on-the-job”** tiene un papel crítico para poder adaptarse a los cambios de la tecnología.
- No solo ha de tenerse en cuenta el aspecto tecnológico, sino que también **son importantes las habilidades «green» y «soft», las habilidades sociales y la dimensión económica y de género.**
- Las necesidades de formación podrán evolucionar con el desarrollo tecnológico y grado de implantación de las nuevas soluciones:
  - Es necesaria formación en ciberseguridad, sistemas de comunicaciones y plataformas digitales, que están ya en una fase de desarrollo madura y de aplicación masiva.
  - El IoT y el mantenimiento avanzado de los equipos están ya maduros, pero aún no son de aplicación masiva, por lo que será necesaria formación en estas áreas a medio plazo.
  - Tecnologías como el «blockchain» y la inteligencia artificial tienen potencial, pero son todavía incipientes, siendo preciso enfocar los recursos a la investigación en estas áreas.



0

1

1

0

0

1

0

1

1

0

1

1

## 5.1

# La necesidad de nuevos conocimientos y habilidades<sup>46</sup>

La digitalización de las redes eléctricas de distribución plantea la necesidad imperiosa de formar a los trabajadores en las nuevas tecnologías para dotar a las empresas de una fuerza de trabajo capaz de abordar con éxito los nuevos retos.

La digitalización se prevé que tenga un carácter disruptivo en la economía. Mientras que trabajos repetitivos y rutinarios tienen el riesgo de ser automatizados, resultaran imprescindibles los profesionales con competencias en programación y ciberseguridad, o las tareas difícilmente realizables por un ordenador, como aquellas en las que la creatividad es importante. Nuevas oportunidades laborales surgirán por ejemplo en relación con las renovables, la sostenibilidad y la economía circular. Esto requerirá de personal cada vez más cualificado, por ejemplo, en tecnologías descentralizadas como el almacenamiento, la respuesta de la demanda, o las tecnologías V2G, en la que los vehículos eléctricos podrán usar sus baterías para proveer servicios de flexibilidad al sistema eléctrico.

La ciberseguridad será clave, pues en el contexto de la digitalización cada día surgen nuevas amenazas, lo que requiere de nuevos profesionales que puedan evitarlas o mitigarlas. Dichos profesionales deberán tener formación específica y, en particular, deberán ser capaces de entender cuáles son los fallos más comunes que suelen cometerse en el diseño de sistemas complejos, para comprender mejor el origen

de dichos fallos y por qué se producen. Además, la ciberseguridad requerirá de formación continua, dada la rápida evolución de la tecnología, y en particular la continua actualización de los sistemas digitales, con sucesivas nuevas versiones que solucionan las brechas de seguridad detectadas, pero a su vez pueden traer consigo nuevas vulnerabilidades.

**LA CIBERSEGURIDAD SERÁ CLAVE, PUES EN EL CONTEXTO DE LA DIGITALIZACIÓN CADA DÍA SURGEN NUEVAS AMENAZAS, LO QUE REQUIERE DE NUEVOS PROFESIONALES QUE PUEDAN EVITARLAS O MITIGARLAS.**

En el caso de las empresas de distribución, la progresiva incorporación de equipos que emplean tecnologías digitales obliga a una formación y actualización continua que permita su adecuado uso. Hay muchos ejemplos ya constatados como la utilización por las **brigadas de mantenimiento** de las tecnologías digitales (tabletas, aplicaciones, etc.). El uso por los **operarios de los centros de control** de las diferentes plataformas digitales que configuran sus sistemas de control y operación, y los **técnicos responsables de planificar y operar** las redes de distribución, haciendo uso intensivo de las comunicaciones, para lo cual deben tener conocimiento ya no solo sobre los equipos convencionales (como líneas o transformadores) sino también sobre los protocolos de comunicaciones, la electrónica de potencia y los sistemas digitales que permiten interconectarlos. Otro ejemplo de reciente instalación son los nuevos contadores inteligentes que junto con sus sistemas de telegestión permitirán numerosas funciones de análisis y mejora en la planificación, operación y mantenimiento de la red de baja tensión, así como numerosas actuaciones por parte de los consumidores en la gestión del uso (y producción en su caso de su propia energía). Los contadores inteligentes permitirán a

<sup>46</sup> Este capítulo está ampliamente basado en el informe "Current challenges in the energy sector and state of the art in education/training", deliverable D2.1 del proyecto europeo EDDIE, liderado por la Universidad Pontificia Comillas, y que aborda las necesidades formativas para la digitalización del sector energético. En adelante, este informe será citado como Chronis et al. (2020).

los consumidores ser más conscientes de la energía que demandan de la red en cada instante, fomentando el uso del **autoconsumo** como medio para reducir su demanda. En el ámbito de las redes inteligentes, nuevas oportunidades como la **respuesta de la demanda**, requerirán de sistemas avanzados de comunicaciones para que el consumidor pueda responder a las señales del distribuidor, requiriéndose de profesionales con formación en las tecnologías digitales para diseñar los sistemas mediante los cuales el consumidor pueda proveer de forma automática o semi automática servicios de utilidad para el distribuidor, de modo que este pueda utilizar la flexibilidad como una alternativa efectiva en la planificación de la distribución frente a los refuerzos convencionales, que suelen requerir de costosas inversiones.

Nuevos agentes como los **agregadores** podrán aglutinar a múltiples consumidores, gestionando sus recursos para proveer de nuevos servicios a la red. Esto dará lugar a nuevos modelos de negocio, en el que se necesitara de nuevos profesionales con formación para analizar en detalle el comportamiento y las necesidades de los consumidores gestionados por cada agregador, con el fin de identificar y delimitar la forma en que pueden proporcionar flexibilidad al sistema sin comprometer su bienestar.

Todos esos ejemplos demuestran la necesidad de que los trabajadores aprendan constantemente nuevas habilidades y nuevos conocimientos, jugando en este caso la formación continua un papel crítico, para que puedan adaptarse a los cambios continuos de la tecnología.

Finalmente, la digitalización no se circunscribe solo al campo de la ingeniería, e incluso en otros ámbitos, como la gestión y los departamentos de recursos humanos; la digitalización trae también aparejada una revolución mediante tecnologías como el "big data", que permiten el tratamiento y análisis masivo de datos. Esto hace que sean necesarias nuevas habilidades en todas las disciplinas, incorporando tanto habilidades «green» y «soft», como nuevas habilidades en ciencias sociales teniendo en cuenta también la dimensión económica y de género.

## 5.2 Necesidades formativas, retos y programas punteros

Como se ha discutido en capítulos anteriores, la digitalización tiene un gran potencial disruptivo. Unido a tareas tradicionales de generación, recolección y análisis de datos haciendo uso intensivo de comunicaciones, surgen nuevos retos como la ciberseguridad para proteger la privacidad de los datos, y aparecen nuevas oportunidades, como soluciones para mejorar la eficiencia de los edificios, aumentar la participación de los consumidores, y otras opciones que en general se caracterizan por aportar más flexibilidad al sistema. Estos nuevos retos y oportunidades requerirán personal altamente cualificado, lo que hace de la educación en la digitalización y en sistemas avanzados un requisito necesario para todo tipo de trabajos.

Las habilidades digitales son todo un reto social, en el que el personal de las empresas tiene que estar preparado, y para lo cual es imprescindible la formación continua e incorporar a nueva gente joven con formación específica en la digitalización. Los profesionales necesitan formación de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), con habilidades por ejemplo en programación y en ciberseguridad. Todos los trabajadores necesitarán formación en las TICs para poder trabajar con tecnologías digitales. Otras habilidades complementarias, las "soft skills", el liderazgo, las habilidades comunicativas y el trabajo en equipo serán también cruciales para las oportunidades de trabajo en equipo que facilitarán las TICs.

Pero a pesar del potencial y del inicio prometedor de la digitalización, hay que afrontar nuevos retos como la adopción temprana de tecnología digitales en el sector eléctrico y el avance en la I+D en

estos temas, garantizando la seguridad y privacidad de los datos, mejorando la ciberseguridad y cultivando talento a través de una mejora educativa en todos sus niveles.

### 5.2.1 Formación a todos los niveles

Los niveles educativos están estandarizados en Europa mediante el Marco Europeo de Calificaciones (MEC / EQF). Existen 8 niveles EQF. Los niveles inferiores cubren conocimientos básicos y generalistas, mientras que los niveles superiores se corresponden a estudios especializados en la frontera del conocimiento. Dada la tipología generalista del conocimiento en los primeros niveles y su carácter básico, no se requiere una adaptación específica de la educación durante dichos niveles, si bien es cierto que incluso a este nivel las tecnologías digitales están teniendo cada vez más interés.

#### LOS NIVELES EDUCATIVOS ESTÁN ESTANDARIZADOS EN EUROPA MEDIANTE EL MARCO EUROPEO DE CALIFICACIONES (MEC / EQF)



niveles EQF.

Niveles inferiores: conocimientos básicos y generalistas.

Niveles superiores: estudios especializados.

Por otro lado, los niveles superiores (EQF 4-8) cubren lo que en España se denomina formación profesional, formación universitaria y formación continua. En todos estos niveles, sí que es necesaria una formación específica para que los trabajadores de las compañías distribuidoras puedan abordar adecuadamente los cambios tecnológicos relacionados con la digitalización del sector eléctrico. Cada

ocupación puede tener unas necesidades de formación diferentes.

En concreto, el Marco Europeo de Calificaciones (MEC / EQF) distingue los siguientes niveles educativos:

**Nivel 1:** Conocimientos generales básicos.

**Nivel 2:** Conocimientos fácticos básicos en un campo de trabajo o estudio concreto.

**Nivel 3:** Conocimiento de hechos, principios, procesos y conceptos generales en un campo del trabajo o estudio concreto.

**Nivel 4:** Conocimientos fácticos y teóricos en contextos amplios en un campo de trabajo o estudio concreto.

**Nivel 5:** Amplios conocimientos especializados, fácticos y teóricos, en un campo de trabajo o estudio concreto, siendo consciente de los límites de esos conocimientos.

**Nivel 6:** Conocimientos avanzados en un campo de trabajo o estudio que requiera una comprensión crítica de teorías y principios.

**Nivel 7:** Conocimientos altamente especializados, algunos de ellos a la vanguardia en un campo de trabajo o estudio concreto, que sienten las bases de un pensamiento o investigación originales.

**Nivel 8:** Conocimientos en la frontera más avanzada de un campo de trabajo o estudio concreto y en el punto de articulación entre diversos campos.

La VET (comúnmente denominada formación profesional en España) sirve para formar a la gente con el conocimiento, las habilidades y las competencias necesarias para puestos específicos, y más ampliamente para acceder al mercado de trabajo. Por otro lado, la CVET (formación continua) es también fundamental para ayudar a las personas a mejorar o actualizar su conocimiento o sus habilidades. La formación continua está orientada al aprendizaje continuo de los adultos, orientado a su desarrollo profesional, y típicamente se lleva a cabo en el lugar de trabajo. Por otro lado, los niveles más altos cubren la educación superior en los niveles EQF 6-8, y se lleva a cabo principalmente en universidades.

## 5.2.2 Necesidades formativas y retos a afrontar

La Unión Europea tiene varios proyectos de investigación a nivel europeo para analizar los retos de la educación en los diferentes sectores, formando las llamadas «Sector Skill Alliances», bajo el programa Erasmus+. Los temas son muy variados, cubriendo desde la agricultura, hasta la automoción o la construcción. En particular en 2020 se ha iniciado en este marco un nuevo proyecto, el proyecto EDucation for DIgitalisation of Energy (EDDIE)<sup>47</sup>, liderado por la Universidad Pontificia Comillas. Este proyecto está específicamente enfocado a analizar los retos y las necesidades de la educación para poder afrontar la transformación digital del sector energético.

El proyecto EDDIE cubre todas las formas de energía, pero dado el papel clave de la electricidad, esta tiene un papel muy relevante dentro del proyecto. Además, dicho proyecto no se centra solo en VET, sino que cubre todos los niveles EQF 4-8, incluida formación profesional, formación universitaria y formación continua, pues todos ellos son necesarios para afrontar este cambio disruptivo que provocará la digitalización en el sector eléctrico, y también en particular en las redes de distribución.

A continuación, se describen algunas de las conclusiones obtenidas en el primer año de dicho proyecto, en lo relativo a las necesidades formativas en este ámbito. Los resultados se basan en una encuesta respondida por 57 organizaciones en Europa, mayoritariamente (en un 85%) en el sector eléctrico, y en concreto en un 42% por los operadores de las redes de transporte y distribución.

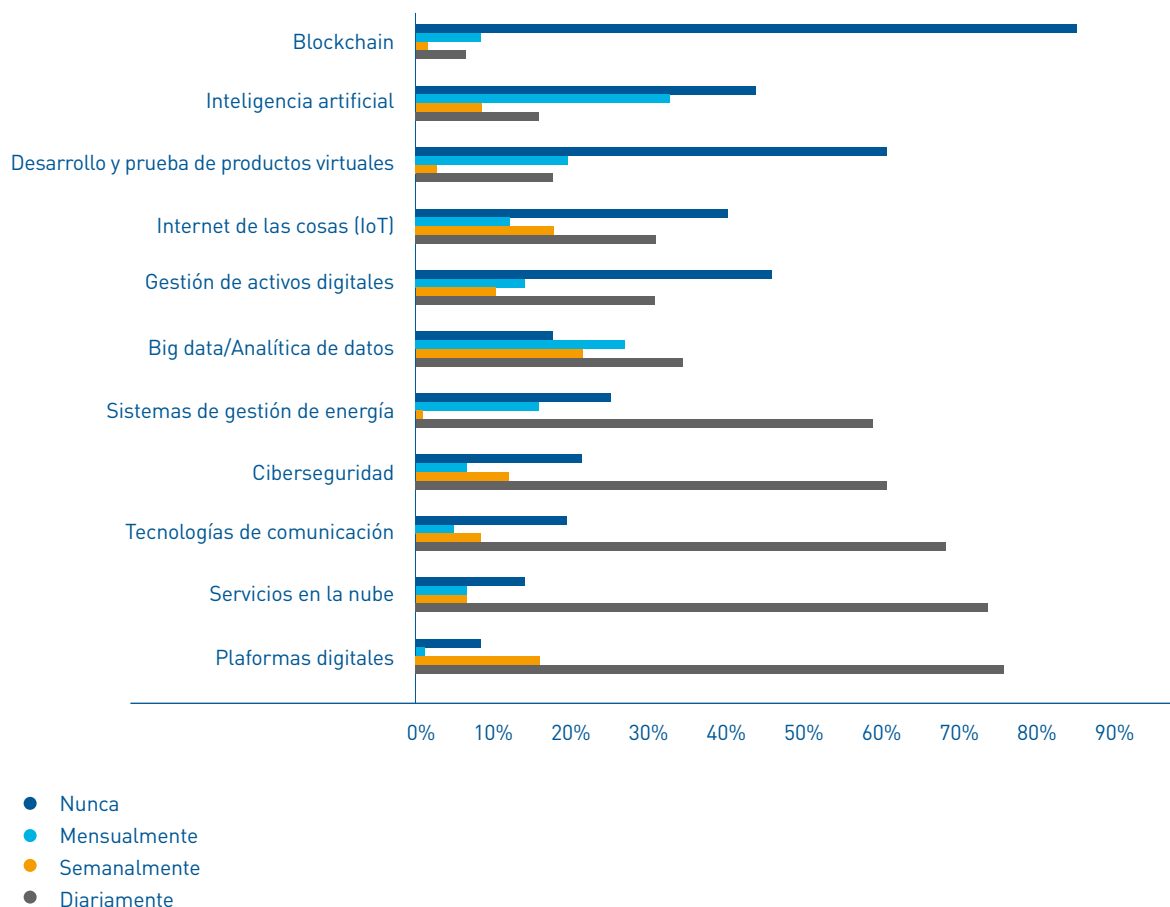
En lo relativo al tipo de formación preferida en el trabajo, un 46% apuestan por formación generalista, mientras que un 54% reconoce la necesidad de formación específica de sus trabajadores. En cuanto al valor añadido de la digitalización, un 76% indican que la digitalización puede ayudar a reducir los costes, un 69% valoran la simplificación de las actividades de gestión utilizando tecnologías digitales, un 62% creen que la calidad del servicio de los clientes mejorará, y un 57% subrayan los beneficios que traerá la digitalización para incorporar más energías renovables, contribuyendo a la sostenibilidad del sistema.

En cuanto a tecnologías (ver Ilustración 23), algunas se están aplicando ya incluso diariamente, como la ciberseguridad para prevenir de posibles ataques en el sistema, los sistemas de comunicaciones que tienen un papel muy relevante para la implementación de redes de distribución inteligentes, y los servicios en la nube o las plataformas digitales. Otras tecnologías, como el internet de las cosas y el mantenimiento avanzado de los equipos están en un estado relativamente maduro, pero todavía no usados tan masivamente, mientras que finalmente otras tecnologías como el “Blockchain” o la inteligencia artificial todavía no se aplican masivamente, y si bien se espera que sean relevantes en el futuro actualmente están en un estado más incipiente. Todas estas tecnologías permitirán nuevos modelos de negocio y traerán nuevas oportunidades, en especial en todo lo relacionado con la respuesta de la demanda y el aporte de nueva flexibilidad al sistema para facilitar la integración de energía renovable o para disminuir los costes asociados con los refuerzos convencionales.

<sup>47</sup> <http://www.eddie-erasmus.eu/>

Ilustración 23.

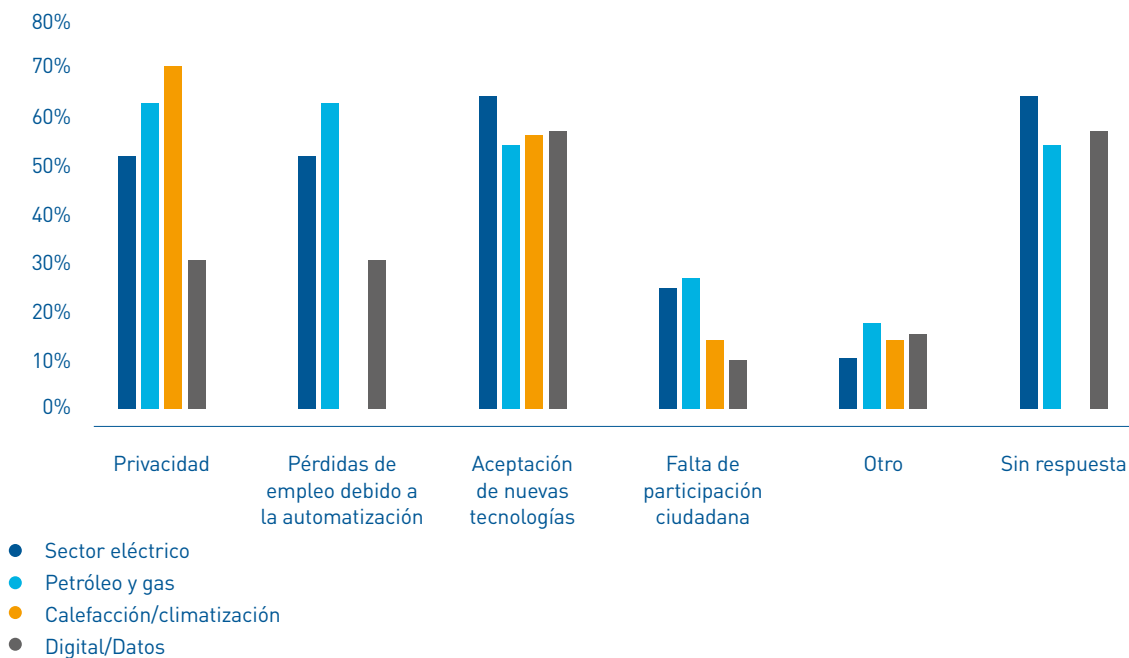
**Frecuencia de uso de las tecnologías. Fuente: Chronis et al. (2020)**



Entre los retos económicos y de organización, destaca claramente la adaptación del modelo de negocio al nuevo paradigma. En cuanto a retos sociales, destaca todo lo relacionado con la privacidad, en línea con el Reglamento General de Protección de Datos Europeos, y la importancia de la ciber-seguridad para

evitar que los ciber-delincuentes puedan poner en riesgo el sistema. Así mismo se percibe crítica la inmersión en las nuevas tecnologías, mientras que se destaca menos a la necesidad de participación de los ciudadanos.

Ilustración 24.  
Retos sociales. Fuente: Chronis et al. (2020)



En temas regulatorios, destaca la integración de tecnologías, vuelve a aparecer el tema de tratamiento de los datos, y los temas relacionados con la seguridad de los sistemas de información y comunicaciones. Específicamente, en términos de retos en el sector eléctrico, son de especial relevancia las estrategias avanzadas de mantenimiento, la planificación de las redes de distribución incorporando herramientas digitales, los contadores inteligentes en los consumidores y la detección de las faltas, así como los dispositivos para reponer automáticamente el servicio, que redundan para el consumidor en una mejora de la calidad del servicio. Entre los retos, también destacan mejoras para el cliente, como los avances en la previsión y notificación de la interrumpibilidad del servicio (cuando ésta no sea evitable), la medición remota y la oferta de nuevos servicios remotos para los consumidores.

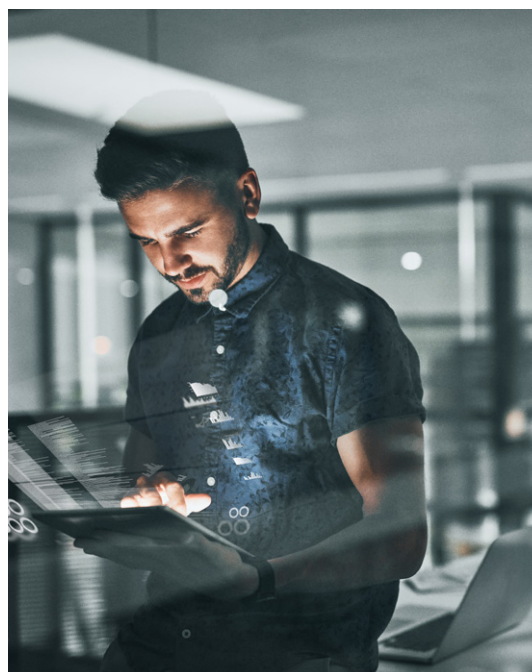
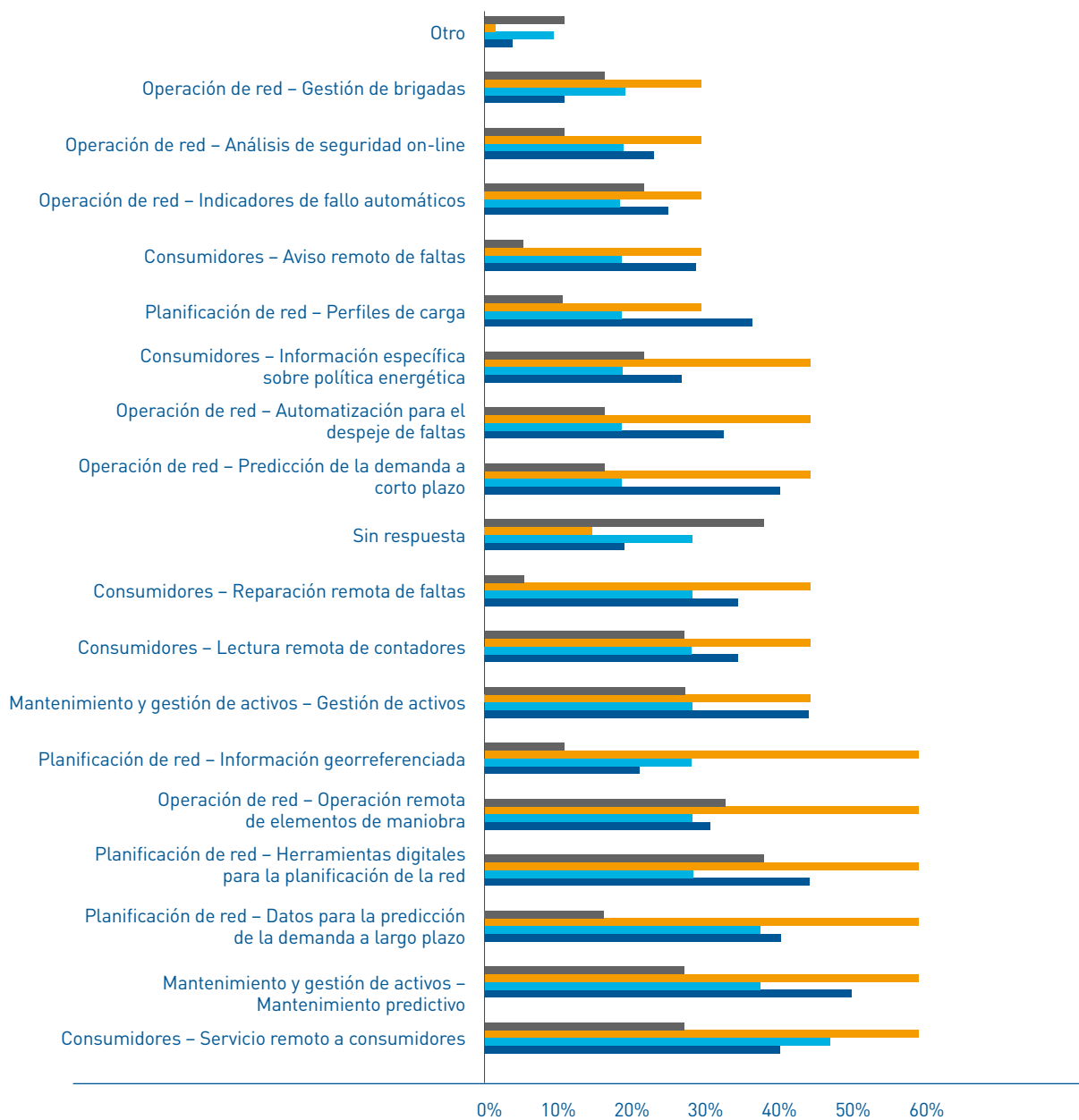




Ilustración 25.

**Retos relacionados con la energía, y en particular con el sector eléctrico (en azul).** Fuente: Chronis et al. (2020)



- Digital/Datos
- Calefacción/climatización
- Petróleo y gas
- Sector eléctrico

### 5.2.3 Nuevos programas punteros

Para afrontar todos estos nuevos retos, los sistemas inteligentes, y en especial las redes inteligentes, cobrarán un papel clave mediante el uso intensivo de las comunicaciones y requiriéndose el estudio de los mismos mediante técnicas de modelado y simulación. Los ingenieros necesitan desarrollar nuevos conceptos, como por ejemplo de control de tensiones para garantizar que los parámetros eléctricos sean adecuados para el correcto funcionamiento de los equipos, analizando tanto estrategias centralizadas como otras variantes distribuidas. Para esto se necesitan también herramientas, no solo clases teóricas, en las que los estudiantes puedan aprender de forma práctica sobre los nuevos métodos y experimentar con el hardware.

**PARA AFRONTAR TODOS ESTOS NUEVOS RETOS, LOS SISTEMAS INTELIGENTES, Y EN ESPECIAL LAS REDES INTELIGENTES, COBRARÁN UN PAPEL CLAVE MEDIANTE EL USO INTENSIVO DE LAS COMUNICACIONES Y REQUIRIÉNDOSE EL ESTUDIO DE LOS MISMOS MEDIANTE TÉCNICAS DE MODELADO Y SIMULACIÓN.**

Para dar respuesta a estas necesidades han comenzado a surgir varios programas específicamente dirigidos a la formación en digitalización. A modo de ilustración, a continuación, se describen dos programas de formación universitaria europeos punteros en esta materia, que combinan la formación convencional en ingeniería eléctrica, con competencias en telecomunicaciones y digitalización:

- El Real Instituto de Tecnología (KTH) de Suecia ha diseñado e imparte cursos que tratan de rellenar el hueco existente entre las disciplinas de Ingeniería Eléctrica y los Sistemas de la Información y las Comunicaciones<sup>48</sup>. La oferta formativa está diseñada para complementar varios programas de master de la universidad y tiene como público objetivo perfiles tanto con formación en ingeniería como sin ella, adaptando el currículo a cada uno de estos perfiles. El curso trata el tema de la infraestructura de comunicaciones en el sector eléctrico, para la automatización, operación y control de las redes de transporte y distribución, y está dividido en tres módulos: equipos de automatización y control, sistemas de comunicaciones y aplicaciones de los centros de control. Como complemento del curso y medida de formación continua, se ofrecen cursos cortos especializados adicionales o módulos de aprendizaje basados en herramientas on-line, laboratorios virtuales y conferencias.
- Podemos encontrar otro ejemplo en el Master en Redes Inteligentes de la Universidad Pontificia Comillas<sup>49</sup>, caracterizado por su dimensión y experiencia internacional, y en el que se reconoce la importancia de la transformación de la energía, de la electricidad como pieza esencial en la transición energética, así como el papel de las redes inteligentes basadas en el uso intensivo de las nuevas tecnologías, y en particular la digitalización, pero sin olvidar tampoco otros aspectos sociales que juegan también un papel esencial a todos los niveles. Para ello, es necesario que los estudiantes adquieran conocimientos sobre los fundamentos del sector eléctrico y de las telecomunicaciones, la regulación del sector y los nuevos modelos de

<sup>48</sup> Nordström, L., Zhu, K., & Wu, Y. (2014). A multi-disciplinary course portfolio on computer applications in power systems. IEEE Transactions on Power Systems, 29(4), 1919-1927.

<sup>49</sup> <https://www.comillas.edu/en/masters/master-degree-in-smart-grids>

negocio, la planificación y operación de las redes eléctricas del futuro, el papel de las telecomunicaciones en las redes inteligentes, así como habilidades de liderazgo, gestión y responsabilidad corporativa.

Este tipo de formación, aplicada también para otras disciplinas y para otras cualificaciones, es lo que al final permitirá

a las empresas dotarse de personal cualificado, para afrontar y llevar a cabo con éxito la transformación digital de las redes de distribución, con todos los beneficios ya comentados que dicho cambio disruptivo se espera que traiga consigo.

# 6

## Políticas y recomendaciones regulatorias

- La digitalización de la red de distribución requiere **revisar la regulación vigente** para eliminar barreras existentes para su desarrollo.
- **La participación activa de los consumidores** puede facilitar el proceso de descarbonización, lo que requiere, a su vez, digitalizar la red de distribución. La regulación ha de:
  - Fomentar el despliegue de medidores inteligentes y los sistemas de gestión y control que permitan señales de precio dinámicas.
  - Eliminar barreras para el desarrollo de consumidores activos y comunidades energéticas locales, para involucrar a los usuarios en la transición energética.
  - Asegurar el intercambio de información y la interoperabilidad de los sistemas, manteniendo la privacidad y dinamizando la competencia.
- La digitalización de la red conlleva **cambios relevantes en la naturaleza y estructura de los costes de distribución**. Por lo tanto, para fomentar la digitalización de la red es preciso adaptar la regulación de manera que se logre:
  - Una retribución suficiente de la red de distribución, coherente con las funcionalidades requeridas y la estructura de costes de una red digitalizada.
  - Considerar los activos digitales como parte integral de los planes de inversión de la red de distribución, haciendo uso de metodologías de análisis coste-beneficio para su justificación y aprobación por el regulador.
- Los mecanismos de innovación regulatoria pueden ser útiles para testar nuevos servicios y modelos de negocio, limitando el riesgo y proporcionando información valiosa para guiar futuros cambios regulatorios. Se requiere **un marco regulatorio claro** con reglas para el desarrollo de este tipo de proyectos y unos mecanismos de financiación apropiados, especialmente para los agentes regulados.



## 6.1 Introducción

En anteriores secciones de este informe se ha presentado por qué es necesario digitalizar las redes eléctricas de distribución, qué tecnologías se requieren, qué costes y beneficios llevan aparejados la digitalización de la red, cómo podemos medir el proceso de digitalización, o cómo la digitalización requiere nuevas habilidades y formación por parte de la fuerza de trabajo.

Todos estos son temas indudablemente relevantes. No obstante, el proceso de digitalización de las redes eléctricas de distribución ha de ir necesariamente acompañado de una serie de cambios regulatorios que permitan y fomenten el despliegue de las tecnologías de digitalización.

El Paquete de *Energía limpia para todos los europeos* que se terminó de aprobar en 2019 establece las líneas maestras a seguir por los Estados Miembros de la Unión Europea en materia de política energética, incluyendo aspectos relevantes para la digitalización de las redes. No obstante, España aún tiene pendiente varios desarrollos y cambios legislativos para lograr fijar unas reglas de juego que realmente fomenten unas redes de distribución digitalizadas y unos usuarios activos (consumidores, prosumidores, generadores distribuidos, etc.). Esta sección analiza brevemente la situación actual y presenta una serie de propuestas de mejora.

**EL PROCESO DE DIGITALIZACIÓN DE LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN HA DE IR NECESARIAMENTE ACOMPAÑADO DE UNA SERIE DE CAMBIOS REGULATORIOS QUE PERMITAN Y FOMENTEN EL DESPLIEGUE DE LAS TECNOLOGÍAS DE DIGITALIZACIÓN.**

## 6.2 Fomento de la participación activa de los usuarios

### 6.2.1 Contexto regulatorio y necesidad de la digitalización

El paquete de energía limpia sitúa a los consumidores en el centro de la transición energética. En concreto, la nueva Directiva 2019/944 sobre el mercado interior de electricidad, dedica todo un capítulo para promover acciones legislativas que faciliten una participación activa de los consumidores en el mercado, garantizando la protección de sus derechos.

Es importante señalar que el término consumidor activo se ha de entender en un sentido amplio. La Directiva anterior define el consumidor activo como aquel que puede generar, almacenar y gestionar la energía dentro de sus instalaciones para su consumo propio, para la venta de excedentes y para la provisión de servicios de flexibilidad. El término prosumidor es utilizado con frecuencia con un significado parecido.

Otro nuevo tipo de agente que la Directiva 2019/944 incorpora al acervo comunitario son las comunidades energéticas ciudadanas, que se definen como aquellas agrupaciones de consumidores, bajo una entidad legal, que pueden realizar también la gestión de recursos propios de generación, almacenamiento, o incluso de redes propias para el uso y beneficio de sus miembros. De esta forma se sienta el marco regulador para que también sean los consumidores los que contribuyan con la instalación de recursos renovables al objetivo de descarbonización del sistema energético, como se promueve en la Directiva 2018/2001 sobre energía renovable<sup>50</sup>.

<sup>50</sup> Esta Directiva emplea el término comunidad de energía renovable dedicadas específicamente a la producción, almacenamiento y consumo de energía renovable.

En un sistema eléctrico futuro, altamente descarbonizado con una elevada penetración de recursos de generación renovables, la Directiva 2019/944 hace especial énfasis en el papel que los consumidores deben jugar mediante la gestión activa de la demanda. Es decir, debido a la alta variabilidad del recurso solar y eólico, la gestión de la demanda, adaptando la potencia demandada a la producción renovable, traerá ventajas para la operación eficiente de los recursos, minimizando nuevas inversiones en generación de respaldo, almacenamiento, e infraestructura convencional de redes.

La Directiva 2019/944 también obliga a los comercializadores a incluir en sus ofertas de energía contratos a precios dinámicos, es decir cambiantes con los precios de la electricidad en el mercado mayorista. Bajo estos contratos, los consumidores con recursos flexibles podrán beneficiarse de adaptar su consumo a dichas variaciones de precios minimizando su factura eléctrica. En el mismo sentido se propone que los operadores de las redes abran los mercados relativos a la adquisición de servicios para el mantenimiento de la seguridad del suministro, así como posibles mercados de nueva creación, a la participación de la demanda flexible que junto con los generadores tradicionales podrá competir en la oferta de dichos servicios.

Finalmente, es de destacar también la figura del agregador de servicios, introducido también por la Directiva 2019/944, para que incluso de forma independiente de los actuales comercializadores, pueda convertirse en un nuevo agente del mercado, especializado en la agregación de consumidores activos, es decir de aquellos con recursos propios de generación, almacenamiento o demandas flexibles. Estos agregadores, interactuando digitalmente con los recursos de los consumidores, se convertirán en los agentes intermediarios que ofertan los servicios agregados en el mercado de electricidad.

En todo este proceso de transformación, la digitalización aparece como el elemento clave que posibilitará el nuevo rol de los consumidores o usuarios activos. La medida en tiempo real se generalizará para todos los consumidores a través de los medidores inteligentes. Los consumos en edificios y en la industria estarán altamente digitalizados, con tecnología IoT, cumpliendo altos requisitos de estándares de eficiencia y monitorizados en

tiempo real, con agregadores que gestionarán de forma coordinada y automática la flexibilidad de las cargas. A todo ello, también contribuirá la electrificación de la movilidad y la climatización que ahora se abastecen mediante combustibles fósiles. Estos nuevos consumos eléctricos son altamente flexibles y, si la regulación así lo permite e incentiva, su gestión podrá estar totalmente automatizada y digitalizada para participar en los mercados de energía y servicios.

## 6.2.2 Situación actual y necesidades regulatorias

La sección anterior ha descrito el escenario de participación activa de todos los usuarios que promueve el último paquete legislativo europeo. No obstante, alcanzar dicho escenario partiendo de la situación actual, pese a los avances ya logrados, va a depender de que se produzcan importantes cambios en el comportamiento de los usuarios finales, así como de las señales económicas que proporcione el marco regulatorio.

Uno de los aspectos para los que ya es posible observar un progreso relevante es en lo relativo al despliegue de medidores inteligentes, que son un elemento clave en el proceso de digitalización de la demanda eléctrica. La normativa europea obliga a los estados miembros a desplegar esta infraestructura tras un análisis coste/beneficio. El objetivo que se fijó en la anterior Directiva 2009/72/EC de que al menos el 80% de los consumidores europeos dispusiera de un medidor inteligente en 2020 no se ha alcanzado, con un resultado desigual por países. En el capítulo 4 se mostraba el porcentaje de medidores inteligentes instalados en los países europeos. España, Italia y los países escandinavos se encuentran a la cabeza, con un despliegue prácticamente completo de esta tecnología.

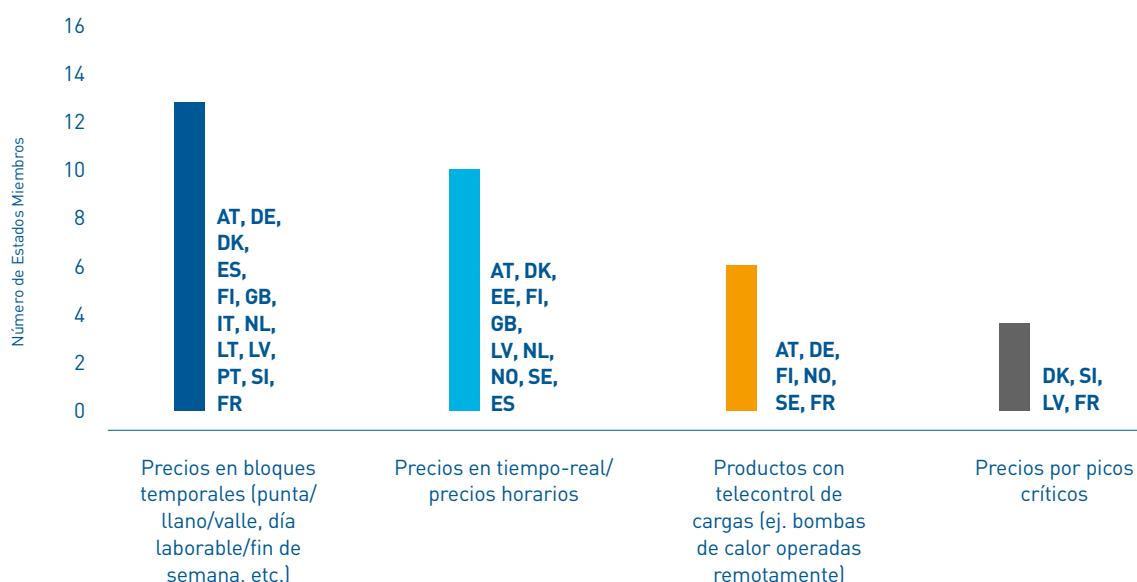
Una vez se dispone de contadores inteligentes, es posible introducir diferentes mecanismos regulatorios enfocados a flexibilizar la demanda y ofrecer nuevas oportunidades a los usuarios finales, siempre asumiendo que el consumidor, de forma voluntaria, podrá optar o no a gestionar su demanda de forma flexible. Un primer aspecto interesante es la implantación de tarifas y precios dinámicos que incentiven

la respuesta activa de los consumidores mediante la gestión de su demanda flexible<sup>51</sup>. En la actualidad, son mayoría los países en Europa, por encima de 15 países, donde las comercializadoras ofrecen a sus consumidores opciones de compra de precio variable, es decir cambiantes por bloques horarios; con horas pico y valle, u opciones de precios dinámicos, cambiantes cada hora indexados al precio del

mercado mayorista (ver Ilustración 26). Por ejemplo, los consumidores residenciales por debajo de 10 kW de potencia contratada en España pueden optar por contratar precios horarios variables bajo la tarifa regulada PVPC, pero también pueden optar por contratar precios fijos incluso anuales con un comercializador en el mercado libre.

#### Ilustración 26.

**Tarifas con discriminación temporal ofertadas en diferentes países europeos. Fuente: ACER, 2020<sup>52</sup>**



Asimismo, las tarifas reguladas de peajes por el uso de las redes, que también se incluyen en la factura eléctrica y que son diseñadas y/o aprobadas por los reguladores, pueden contener cargos que varíen por bloques horarios dependiendo de la utilización de las redes eléctricas. En la Tabla 3 se puede observar aquellos países que tienen tarifas de redes que cambian dependiendo de las horas del día (día/noche), de los períodos de uso (pico/

valle), o de la estación del año (verano/invierno). De nuevo, los consumidores que quieran optar por tarifas fijas podrán contratarlo con un comercializador en el mercado libre. Los consumidores dependiendo de los dispositivos de consumo de que dispongan y según el grado de automatización de los mismos, deberán informarse para poder seleccionar las tarifas y precios y las formas de contratación que mejor se adapten a sus necesidades.

<sup>51</sup> Las tarifas por bloques horarios para ciertos consumidores se pudieron implantar con los contadores convencionales electromecánicos. No obstante, los medidores inteligentes permitirán su implantación masiva para cualquier tipo de consumidor y con una mayor flexibilidad en la definición de estos bloques.

<sup>52</sup> ACER Market Monitoring Report 2019 – Energy Retail and Consumer Protection Volume. 26/10/2020

Tabla 3.  
**Granularidad temporal de las tarifas de distribución en los estados miembros de la UE.**  
**Fuente: ACER, 2021<sup>53</sup>**

Estado Miembro	Día/Noche	Punta/Valle	Estacional (verano/invierno)
Austria	●		
Bélgica (Bruselas)	●		
Bélgica (Flandes)	●		
Bélgica (Valonia)	●		
Croacia	●		
República Checa		●	
Dinamarca	●	●	●
Estonia	●		
Finlandia	● (typical)		● (typical)
Francia		●	●
Irlanda	●		
Letonia	●	●	
Lituania	●	●	
Malta	●		
Polonia	●	●	●
Portugal	●	●	●
Eslovenia		●	
España	●	●	●
Suecia		● (typical)	● (typical)
<b>Total</b>	<b>13 EEMM</b>	<b>10 EEMM</b>	<b>3 EEMM</b>

Al margen de la introducción de esquemas tarifarios más avanzados, los contadores inteligentes y la digitalización asociada a la automatización de las redes y la telegestión abre la posibilidad a una mejor gestión de la conexión a red y la contratación de potencia. Por ejemplo, en España, gracias al despliegue

de contadores inteligentes es posible elegir la potencia contratada más conveniente en bloques horarios y en pasos de 0,1 kW, frente a los pasos de 1,1kW que típicamente permitían los antiguos interruptores de control de potencia.

<sup>53</sup> ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. Febrero de 2021





En línea con el párrafo anterior, los medidores inteligentes permiten gestionar de forma remota la conexión y desconexión de consumidores, reduciendo así los costes asociados, y agilizando los procesos en casos de impagos, pero también asegurando la conveniente protección de los consumidores vulnerables.

Finalmente, la digitalización y los contadores inteligentes también juegan un papel clave en la implantación de las instalaciones de autoconsumo, tanto individuales como compartidas, y las comunidades energéticas previstas en la Directiva europea. Sin estos dispositivos, no sería posible medir y facturar, con la granularidad temporal necesaria, los consumos netos y las exportaciones a la red o hacia los otros consumidores que comparten las instalaciones de generación asociadas, en el caso del autoconsumo, o las transacciones energéticas entre los miembros de una comunidad energética y de la comunidad hacia el resto del sistema.

En este contexto, la gestión de los datos proporcionados por millones de medidores inteligentes, tiene una gran importancia tanto en el mercado minorista, como para la eficiente gestión de las redes. Se necesita un marco regulatorio claro que por un lado proteja la privacidad de la información y también regule las condiciones de acceso a la misma, tanto por las empresas distribuidoras, como por los agentes de mercado, comercializadoras y agregadores, para realizar ofertas atractivas de sus productos y servicios. Existen diferentes estructuras organizativas y funcionales para asegurar el intercambio de datos y la interoperabilidad entre los agentes autorizados; el propietario de los datos es el consumidor y debe autorizar su cesión, para disponer de dicha información, desde hubs de datos centralizados operados por diferentes tipos de entidades, hasta bases de datos descentralizadas con protocolos de intercambio de información estandarizados (CEER, 2019)<sup>54</sup>.

<sup>54</sup> ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe. Febrero de 2021

## 6.3 Incentivos a la digitalización para las empresas de distribución

### 6.3.1 Las redes de distribución como monopolio regulado

La digitalización de las redes de distribución presenta notables beneficios para todos los usuarios, como se discutió en la sección anterior. No obstante, no cabe duda de que las empresas de distribución han de jugar un papel central para el despliegue de las tecnologías y soluciones necesarias. En este sentido, no se debe olvidar que las empresas de distribución son monopolios regulados cuyos ingresos y tarifas son fijados y/o aprobados por el

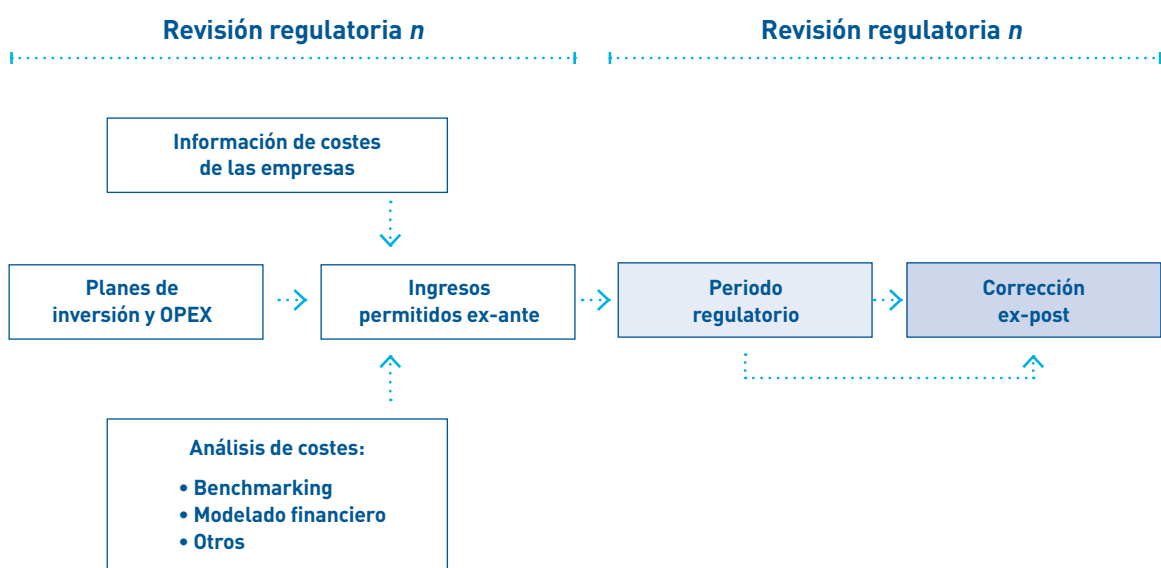
regulador sectorial, responsabilidad que en el caso español recae sobre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Por lo tanto, al contrario de lo que puede ocurrir en otros sectores, donde la digitalización es una necesidad de las empresas para mantener su competitividad, el éxito de la digitalización de las redes de distribución dependerá directamente de las reglas de juego que marque la regulación.

Antes de analizar cómo la digitalización de la red afecta a los costes y la regulación de las empresas distribuidoras, es necesario entender cómo es el proceso por el que se fijan los ingresos permitidos de las empresas distribuidoras, tanto en inversiones como en costes de operación. La entidad reguladora realiza este cálculo cada varios años, típicamente cada 4 o 5 años, en un proceso conocido como revisión regulatoria, cuyo funcionamiento se muestra de manera esquemática en la Ilustración 27.

Ilustración 27.

**Esquema del proceso de fijación de ingresos permitidos para las empresas de distribución.**



En primer lugar, el regulador ha de recabar información histórica acerca de los costes incurridos e inversiones realizadas por las empresas en años anteriores, así como previsiones de gasto para los años siguientes. Debido a las largas vidas útiles de los elementos de la red de distribución, tales como líneas y transformadores, estas previsiones típicamente abarcan, al menos, los años del próximo período regulatorio.

Con esta información, cada regulador puede realizar diversos análisis para evaluar la eficiencia de los costes incurridos en el periodo anterior, o la necesidad de realmente incurrir los costes declarados por las distribuidoras en sus planes de inversión. Para realizar este tipo de estudios, los reguladores pueden emplear modelos muy diversos, tales como análisis econométricos, modelos de planificación de red o comparativas de ratios. Estos modelos son muy diferentes entre sí y suelen emplearse muchas veces de manera complementaria o a modo comparativo. En todo caso, han de verse únicamente como una herramienta de ayuda a la toma de decisiones y es el regulador el que, en última instancia ha de fijar los costes a trasladar a la tarifa.

Basándose en la información recibida y los estudios anteriores, el regulador fija los ingresos permitidos ex-ante para cada año del período regulatorio. No obstante, es habitual hacer correcciones a estos ingresos permitidos durante o al final del mismo período regulatorio, especialmente para añadir a la base de activos regulatoria las nuevas inversiones o para introducir ajustes por desviaciones respecto a la demanda prevista inicialmente.

Al analizar en detalle las revisiones tarifarias en diferentes países es posible observar cómo, a pesar de los principios generales aquí descritos, existen muchas formas diferentes de implantar el procedimiento de revisión tarifaria. Es más, puede decirse que no existen dos regulaciones exactamente iguales, a veces ni siquiera entre dos revisiones regulatorias en un mismo país. No obstante, la regulación tradicionalmente muestra unas características comunes asociadas a la práctica inmutabilidad

durante décadas de las tecnologías y los métodos para la planificación y operación de las redes de distribución y que, con toda probabilidad, requerirán modificarse para permitir e impulsar el proceso de digitalización. Los más relevantes pueden resumirse como:

- Los planes de inversión requeridos por el regulador están muy centrados en determinar las inversiones de red convencionales, como líneas o transformadores, necesarias para atender crecimientos de demanda<sup>55</sup>, reducir las pérdidas de energía o asegurar la calidad de suministro. Por tanto, los formatos y procesos de evaluación y aprobación de estos planes no suelen considerar adecuadamente las inversiones en digitalización de la red.
- La retribución de las inversiones se basa en las inversiones realmente incurridas, situándose el foco del escrutinio regulatorio en la fijación de la tasa financiera de retribución de estas inversiones y los costes unitarios de inversión.
- Los gastos de operación son, en gran medida, proporcionales al volumen de activos en operación, principalmente líneas y subestaciones, lo cual no es necesariamente cierto en una red altamente digitalizada.
- La regulación incentiva en mayor medida a la reducción de los costes de operación frente a la reducción del volumen de inversión.
- Los análisis de costes, y por tanto las decisiones regulatorias, pese al uso de proyecciones a futuro, están fuertemente basadas en información histórica, implícitamente asumiendo que el futuro será parecido al pasado reciente.

### 6.3.2 Impacto de la digitalización sobre la regulación de la distribución

La progresiva digitalización de los sistemas de distribución, además de afectar a la operación y planificación de la red, trae consigo cambios relevantes en la naturaleza y composición

<sup>55</sup> En estos planes de inversión no deben incluirse los costes de conexión de nuevos usuarios de la red, que son sufragados por los solicitantes.

de los costes incurridos por las empresas distribuidoras. Este hecho pone en cuestión la idoneidad de las prácticas regulatorias convencionales descritas anteriormente. A continuación, se describen algunos de los efectos más relevantes en este sentido.

### Vidas útiles más reducidas y riesgo de obsolescencia tecnológica

Las nuevas tecnologías de digitalización, principalmente las basadas en software, experimentan un desarrollo tecnológico muy rápido y presentan riesgo de obsolescencia. Por tanto, la contabilidad de estos costes para las empresas distribuidoras será un elemento clave. En este sentido, la tasa de descuento a utilizar y los períodos de amortización de las inversiones serán críticos para lograr la recuperación adecuada de los costes asociados. Esto pone de relieve la necesidad de considerar valores distintos para la tasa de descuento y períodos de amortización para los distintos tipos de costes, ya que las características y desarrollo de las inversiones de activos tradicionales y los costes relacionados con la digitalización son significativamente distintos.

Un claro ejemplo de este efecto puede encontrarse en la sustitución de los contadores electromecánicos convencionales, cuya vida útil podía exceder fácilmente los 30 años, por contadores inteligentes, cuya vida útil junto con la de la infraestructura de comunicaciones asociada se estima en torno a los 15 años<sup>56</sup>. Por ejemplo, Italia comenzó a reemplazar los antiguos contadores electromecánicos a principios de los 2000, convirtiéndose en el primer país europeo en hacerlo. Sin embargo, en la actualidad, mientras algunos países europeos apenas han comenzado con su despliegue, Italia ya ha comenzado la instalación de la segunda generación de contadores inteligentes para sustituir los instalados a comienzos de los 2000.

En España, la metodología de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica<sup>57</sup> establece un periodo general de amortización

de activos de 40 años, pero define periodos distintos que varían entre 5 y 15 años para inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética, asociadas a sistemas inteligentes (smart grids), telegestión y los sistemas técnicos de gestión.

### Nuevas herramientas para la gestión de la red basadas en digitalización y flexibilidad

La digitalización y la participación activa de los usuarios también dotará a las empresas distribuidoras de nuevas herramientas para la gestión de la red. Funcionalidades basadas en la monitorización y control de la red, como la reconfiguración de la red o el control automático de tensiones, junto con la flexibilidad aportada por los usuarios, supuesto que se implanten las señales económicas necesarias para ello, permitirá resolver algunos problemas en la red que tradicionalmente hubieran requerido refuerzos y por tanto nuevas inversiones, incluso si éstos únicamente fueran necesarios en situaciones muy excepcionales.

Esto obliga a revisar los esquemas retributivos convencionales para promover la implantación de este tipo de funcionalidades cuando ello sea más eficiente que realizar refuerzos en la red, así como establecer los mecanismos que permitan y retribuyan adecuadamente la participación activa de todos los usuarios involucrados en función de la flexibilidad aportada.

### Los costes de operación alineados con la nueva tipología de activos

Otra práctica regulatoria tradicional es la consistente en asociar gran parte de los costes de operación al volumen de activos. Será necesario adaptar estos costes a la nueva realidad de los activos (digitales y no digitales) que exigirán actuaciones de operación, supervisión y mantenimiento posiblemente diferentes en cierta medida a las consideradas tradicionalmente. Aparecerán cada vez más

<sup>56</sup> Ver el informe "Benchmarking smart metering deployment in the EU-28". Disponible en [https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc\\_id=Searchresult&WT.ria\\_c=37085&WT.ria\\_f=3608&WT.ria\\_ev=search](https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b397ef73-698f-11ea-b735-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search).

<sup>57</sup> [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18261](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2019-18261)

operaciones basadas en telemandos o sistemas de mantenimiento predictivo que emplean el análisis de datos capturados por sensores, que a su vez exigirán su correspondiente operación, mantenimiento y supervisión.

Adicionalmente la digitalización trae consigo otro tipo de costes de operación como las licencias y el mantenimiento de software y los sistemas de información, o los costes asociados a la ciberseguridad.

### Las redes de distribución han de desempeñar un abanico de funciones más amplio

Es importante señalar que los cambios que se están produciendo en el sistema eléctrico en general, y en las redes de distribución en particular, no implica que éstos dejen de cumplir las funciones que han desempeñado tradicionalmente. Es decir, las empresas de distribución han de seguir asegurándose de que los usuarios de la red puedan hacer uso de ella con un nivel de calidad del suministro adecuado y con unas bajas pérdidas de energía.

No obstante, cada vez más, se pide a las redes de distribución que cumplan funciones adicionales y, por tanto, el desempeño de las empresas de distribución se ha de medir con un abanico más amplio de métricas. Estos indicadores no son necesariamente novedosos en sí mismos, pero sí la relevancia que se les da en el marco regulatorio. Algunas de estas métricas podrían ser:

- Impacto ambiental de las redes: pérdidas, uso de vehículos o huella de carbono.
- Gestión de nuevas solicitudes de conexión a red especialmente para la nueva generación renovable y los nuevos usos de movilidad y climatización eléctricas: transparencia en la determinación de la capacidad de red disponible y los costes de conexión, rapidez y coste.
- Frecuencia y duración de las interrupciones de suministro
- Cumplimiento de obligaciones sociales: transparencia y rendimiento de cuentas, seguridad de empleados y subcontratas, gestión de pobreza energética, etc.

ES IMPORTANTE SEÑALAR QUE LOS CAMBIOS QUE SE ESTÁN PRODUCIENDO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO EN GENERAL, Y EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN PARTICULAR, NO IMPLICA QUE ÉSTOS DEJEN DE CUMPLIR LAS FUNCIONES QUE HAN DESEMPEÑADO TRADICIONALMENTE. ES DECIR, **LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN HAN DE SEGUIR ASEGURÁNDOSE DE QUE LOS USUARIOS DE LA RED PUEDAN HACER USO DE ELLA** CON UN NIVEL DE CALIDAD DEL SUMINISTRO ADECUADO Y CON UNAS BAJAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

### 6.3.3 Necesidades regulatorias

Las secciones anteriores señalaban algunas de las principales limitaciones de la regulación actual y describían los principales efectos de la digitalización. Con objeto de superar estas limitaciones y fomentar la digitalización de la red, será preciso revisar e introducir cambios en la regulación actual con objeto de:

#### Proporcionar una retribución suficiente y coherente con los servicios y funcionalidades que se le piden a una red digitalizada

Para cualquier monopolio regulado, la existencia de un marco retributivo estable y que retribuya adecuadamente los costes eficientemente incurridos es sin duda aconsejable en cualquier circunstancia. No obstante, esto se vuelve aún más relevante cuando esta actividad está inmersa en un proceso de cambio tecnológico como el que están experimentando las redes de distribución. Por este motivo, es necesario que el marco retributivo de la distribución eléctrica tenga en consideración el cambio en la naturaleza y estructura de costes que conlleva la digitalización de la red de manera que permita e incentive a las empresas de distribución a desplegar nuevas tecnologías digitales y así implantar nuevas funcionalidades.



### Considerar los activos digitales como parte integral de los planes de inversión

En este contexto, los planes de inversión remitidos por las distribuidoras a los reguladores han de desempeñar un papel central, en línea con lo que estipula la Directiva europea 944/2019. Estos planes de inversión han de considerar en igualdad de condiciones tanto soluciones convencionales de refuerzo de la red como nuevas funcionalidades de gestión de red basadas en la digitalización o la flexibilidad aportada por los usuarios.

Esto puede requerir adaptar el contenido y foco de los planes de inversión, dotándolos de una visión de largo plazo, más allá de un período regulatorio, e incorporando el uso de análisis coste-beneficio desde el punto de vista tanto de las distribuidoras como de los usuarios finales.

Es asimismo importante señalar que los planes de inversión han de especificar en qué medida las actuaciones propuestas permitirán a la red de distribución desempeñar tanto sus funciones convencionales, como las nuevas funciones mencionadas en la sección anterior.

## 6.4 Mecanismos de innovación regulatoria

### 6.4.1 Proyectos piloto y bancos de pruebas regulatorios

La regulación por lo general evoluciona más lentamente que la tecnología debido a una serie de barreras legales y administrativas, entre otras. Muchas veces estas barreras impiden o retrasan la innovación como puede ser la implementación de nuevas tecnologías o el desarrollo de nuevos modelos de negocio. Para el desarrollo de estos proyectos se debe de dotar de un marco regulatorio claro, que especifique el proceso para el desarrollo de este tipo de proyectos, así las responsabilidades de los agentes involucrados, desde la solicitud del proyecto hasta la evaluación de resultados, propuestas de cambios regulatorios y diseminación de resultados. Además, el marco regulatorio debe de dotar de mecanismos de

financiación para motivar el desarrollo de estos proyectos, especialmente para los agentes regulados, dado que sus gastos e inversiones tienen que ser aprobadas por el regulador. Recientemente se han propuesto nuevos enfoques para motivar la innovación regulatoria de manera que se pueda experimentar con

nuevos modelos de negocio, servicios o tecnologías que de otra forma bajo el sistema regulatorio vigente no se desarrollarían. Esta experimentación regulatoria se puede realizar de distintas maneras como se señala en la Tabla 4.

Tabla 4.  
**Modelos de experimentación regulatoria según JRC 2021<sup>58</sup>**

Modelos de experimentación regulatoria	Agentes que participan en el proyecto	
	Solo operadores de red	Operadores de red y agentes de mercado
Innovaciones a nivel sistema	Iniciativas para el despliegue de tecnologías	Proyectos piloto regulatorios
Innovaciones a nivel zonas	Proyectos piloto	Sandbox regulatorio

Los modelos de innovación regulatoria se pueden diferenciar dependiendo de dos dimensiones: dónde se realiza la innovación y los agentes involucrados. Dependiendo de estas dimensiones, se definen 4 posibilidades:

- 1. Iniciativas para el despliegue de tecnologías:** se implementa en todo el sistema de distribución y solo lo realiza el gestor de la red de distribución, como por ejemplo, el despliegue de los medidores inteligentes.
- 2. Proyectos pilotos:** solo se realizan en áreas específicas de la red y son realizados por el gestor de la red de distribución.
- 3. Proyectos pilotos regulatorios:** son innovaciones que se implementan en todo el sistema donde participan tanto el gestor de la red de distribución como los agentes de mercado.

- 4. Los proyectos de sandbox o bancos de prueba regulatorios:** se implementan en áreas acotadas de la red y participan en su desarrollo tanto el gestor de la red de distribución como los agentes de mercado.

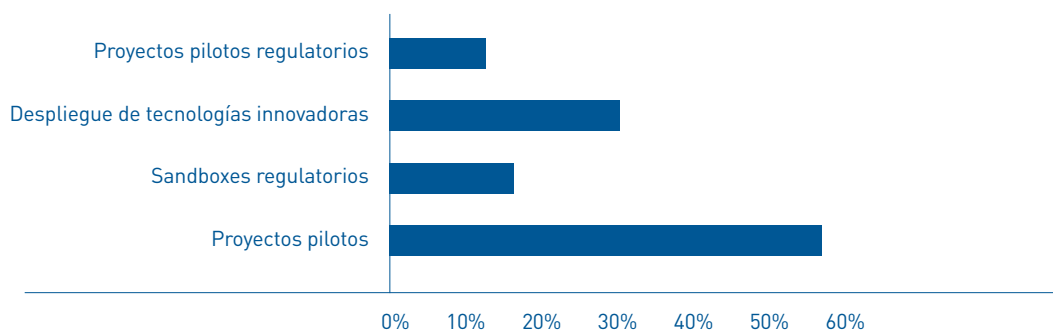
## 6.4.2 Experiencia internacional y mejores prácticas en innovación regulatoria

Según encuestas realizadas por gestores de la red de distribución en la Unión Europea (Ilustración 28), de los modelos de experimentación regulatoria, los proyectos pilotos son los más utilizados. Los proyectos pilotos regulatorios y sandboxes son más recientes y, por tanto, su implementación ha sido más limitada.

<sup>58</sup> Distribution System Operator Observatory 2020 | EU Science Hub (europa.eu)

Ilustración 28.

**Experimentos regulatorios realizados por gestores de la red de distribución en la Unión Europea. Fuente: JRC 2021**



Todos estos modelos proporcionan un entorno experimental para fomentar la innovación y el desarrollo de modelos de negocio. Esto se puede lograr otorgando condiciones estables durante un tiempo limitado (y a menudo una geografía limitada), por ejemplo, abriendo, derogando o inhabilitando normas y reglamentos. De esta manera, se pueden desarrollar nuevos productos en un entorno del mundo real sin que se apliquen algunas de las reglas y regulaciones existentes.

En España, en la Circular 3/2019 CNMC, en el Artículo 24 se definen las condiciones que deben cumplir los proyectos de demostración regulatorios y los define como aquellos proyectos de demostración que puedan contribuir a la mejora del funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y de la operación del sistema. Para ello, se deben cumplir los siguientes criterios:

- a) El **producto o servicio objeto** del proyecto sea innovador, no se esté ofreciendo actualmente en el mercado o sea diferente al modelo que se utiliza actualmente.
- b) El solicitante pueda demostrar que la innovación **brindará beneficios para el consumidor**.

c) El Operador del Sistema o, en su caso, el gestor de la red de distribución, justifiquen la **ausencia de riesgos para la operación del sistema** o para la red de distribución afectada, respectivamente.

d) Exista algún **requisito en la normativa que impida la implantación** de la innovación.

e) Exista un **plan perfectamente desarrollado para probar la innovación**. El plan incluirá objetivos claros, criterios e indicadores de éxito y un plazo concreto de ejecución que no podrá ser superior a treinta y seis meses.

Además, en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, se incluye una disposición relativa a bancos de pruebas regulatorios que tienen el fin de facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico y que estarán amparados por una convocatoria realizada mediante real decreto del Gobierno. En dicha convocatoria se podrán establecer particularidades y, en su caso, determinadas exenciones de las regulaciones del sector eléctrico, sin perjuicio del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Los proyectos deberán tener carácter limitado en cuanto a su volumen, tiempo de realización y ámbito geográfico.



A la fecha de redacción de este documento no queda claro el ámbito de ambos proyectos y los procedimientos para sus desarrollos.

La Red de Acción Internacional para Redes Inteligentes (ISGAN, por sus siglas en inglés) desde 2018 realiza una iniciativa de seguimiento de innovación regulatoria con énfasis en sandboxes. En 2019, de los 20 países participantes en el proyecto, 14 tenían programas de sandboxes o estaban en proceso de diseñar o planificar sandboxes. De estos 14 países, los que ya implementaron estos programas son Alemania, Italia, Corea del Sur, Holanda, Singapur y Reino Unido. Los países que estaban discutiendo la implementación de los sandboxes en 2019 eran Australia, Dinamarca, Irlanda y España. Finalmente, los países que estaban diseñando o implementando un programa de sandbox eran Austria, Francia, Noruega y Suecia.

Los países con más experiencia y que más han impulsado la innovación regulatoria han sido OFGEM en Reino Unido y la Autoridad Reguladora Italiana (ARERA). En Italia, en una primera fase, los proyectos se enfocaron en proyectos de ámbito local en tecnologías de redes inteligentes para incrementar la automatización en la media tensión, incrementar la resiliencia de la red, reglas de conexión para la generación distribuida, modelos de negocio para la recarga de vehículos eléctricos, almacenamiento y seguimiento térmico dinámico de la capacidad de las redes. La segunda fase estuvo enfocada más en proyectos con un despliegue en toda la red y relacionados con protocolos de interoperabilidad para el control de cargas en edificios o servicios de flexibilidad.

En Reino Unido, a finales del 2016 se creó una iniciativa llamada OFGEM's Innovation Link que consiste en dar retroalimentación en temas regulatorios y otorgar sandboxes cuando la regulación impida desarrollar servicios o productos que benefician a los consumidores. Las temáticas de los experimentos son almacenamiento, servicios de flexibilidad, integración o acoplamiento de sectores, recursos aguas abajo del contador, entre otros que se determinan y aprueban caso a caso.

En resumen, basados en la experiencia internacional, el desarrollo de sandboxes y otros instrumentos de innovación regulatoria pueden ser útiles para:

- Comprobar que nuevos servicios, productos y modelos de negocio funcionan en los sistemas reales.
- Limitar el posible impacto negativo que pueda tener la innovación en los sistemas.
- Identificar cuáles derogaciones o excepciones de regulaciones son necesarias
- Diseñar regulación basada en experiencia e implementación en campo que ha sido previamente probada en un entorno controlado.
- Identificar soluciones prometedoras y con un coste-beneficio positivo.

Respecto al proceso de desarrollo regulatorio y basado en prácticas internacionales se puede señalar que se debe:

- Especificar muy detalladamente las condiciones y el proceso para presentar un proyecto de experimentación regulatoria para evitar esfuerzos innecesarios tanto a los promotores como a los evaluadores.
- Asignar una ventanilla única de la administración que evalúe las peticiones y decida si las propuestas cumplen con las condiciones señaladas para facilitar el trámite de los proyectos.
- Resolver dudas de competencias entre administraciones antes de lanzar los programas y la regulación específica que permita el desarrollo de proyectos de innovación regulatoria.
- Limitar la duración (por lo general menor a 3 años) y el ámbito geográfico para el desarrollo de los proyectos para así limitar los costes y posibles impactos.
- Asegurar la difusión de los resultados y compartir experiencias con todos los agentes interesados permite la evaluación externa y diseminar mejores prácticas.

# Glosario de términos



**Ancho de banda:** Extensión del rango de frecuencias en los que la potencia de una señal se encuentra concentrada. Determina el volumen de información que se puede transmitir en un tiempo determinado. A más ancho de banda, mayor cantidad de información.

**Banco de pruebas regulatorio (*sandbox*):** proyecto de innovación al que, si cumple una serie de condicionantes fijados por la regulación, se le permite estar sujeto a novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias con objeto de facilitar la investigación e innovación.

**Big data:** Análisis de grandes volúmenes de datos.

**Blockchain:** En términos sencillos, es una tecnología que permite implementar un registro único de transacciones imposible de falsificar, pues se encuentra distribuido entre diversos puntos de una red.

**Centro de transformación:** Instalación que comprende uno o varios transformadores, aparataje de alta y baja tensión, conexiones, y elementos auxiliares, para suministrar energía en baja tensión a partir de una red de alta tensión o viceversa (Reglamento de Alta Tensión, RD 337/2014).

**Ciberseguridad:** También conocida como “seguridad informática”, incluye todos aquellos elementos y buenas prácticas que permiten minimizar el riesgo de un acceso no autorizado a la información u operación de un sistema informático. La ciberseguridad comprende medidas tanto a nivel de software (antivirus, encriptación de comunicaciones e información, etc.) como de hardware (dificultar el acceso físico al dispositivo).

**CNMC:** Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

**Cogeneración:** El RD 616/2007 define cogeneración como todo aquel proceso que genera de manera simultánea energía térmica útil (calor útil) y eléctrica y/o mecánica.

**Comunidad de energía renovable:** entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean de su propiedad, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras (Ley 24/2013).

**Consumidor activo:** cliente final, o grupo de clientes finales que actúan conjuntamente, que consume o almacena electricidad generada localmente, o que venda electricidad autogenerada o participe en planes de flexibilidad o de eficiencia energética, siempre que esas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional.

**Contador inteligente:** El contador inteligente es la evolución del contador eléctrico tradicional (electromecánico) que permite a la empresa distribuidora el acceso remoto para la lectura del consumo eléctrico, la gestión de la energía, el control de la potencia demandada y contratada, y la gestión del suministro si el contador se encuentra integrado en el sistema de telegestión.

**Contenedor de software:** Tecnología que permite agrupar dentro de un “paquete” (contenedor) todo el código y los archivos necesarios para que una aplicación se ejecute.

**Digitalización:** a veces también transformación digital, puede referirse desde la modernización de las tecnologías de la información, la optimización digital, hasta la creación de nuevos modelos de negocio digitales<sup>1</sup>. La digitalización, aplicada a las redes eléctricas de distribución, está relacionada con el concepto de “red inteligente” o *smart grid*.

<sup>1</sup> Gartner, «Digital Transformation», en Gartner Glossary, 2020, <https://www.gartner.com/en/information-technology/glossary/digital-transformation>.

**Edge computing:** (Computación en el “borde”). Término en inglés que hace referencia al procesamiento de información en los dispositivos que la generan o que se encuentran muy cercanos a la fuente. Normalmente permiten reducir el tiempo empleado en la transmisión de la información respecto a su envío a un sistema centralizado de procesamiento.

**Empresa distribuidora:** gestor de la red de distribución, toda persona física o jurídica que sea responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad (Directiva 2019/944).

**Fog computing:** (Computación en la “niebla”). Término en inglés que hace referencia al procesamiento de datos en centros de datos descentralizados con mucha menor capacidad que un sistema central. En ocasiones, puede utilizarse el término para hacer referencia a la coordinación, por parte de un centro de datos distribuido, de las acciones llevadas a cabo por los dispositivos de *Edge computing*, de manera que las capacidades de éstos se sumen para determinadas tareas que sean más exigentes computacionalmente.

**Gemelo digital:** Replica virtual de un dispositivo físico, proceso o sistema, que permite simular, predecir y optimizar su operación a partir de los datos obtenidos mediante la monitorización del gemelo físico.

**Generación distribuida:** Instalación generadora de energía eléctrica que está conectada a la red de distribución eléctrica.

**Interruptor:** Aparato de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir las corrientes en las condiciones normales del circuito, que pueden incluir las condiciones especificadas de sobrecarga, así como de soportar durante un tiempo especificado las corrientes en las condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las de cortocircuito (Reglamento de Alta Tensión, RD 337/2014).

**ITU-R:** Sector de Radiocomunicaciones de la Unión Internacional de Telecomunicaciones. Se trata de un organismo internacional dedicado a las radiocomunicaciones.

**KPI:** En inglés, *Key Performance Indicator*. Indicador representativo del funcionamiento o calidad de un sistema o nivel de desarrollo.

**M2M:** Comunicación *Machine-to-machine* (Máquina a máquina). Tecnología que permite a los dispositivos comunicarse entre ellos. Monopolio natural: situación en la que una única empresa es capaz de proporcionar la totalidad de la demanda de un producto o servicio con un coste menor que el resultaría de tener varias empresas en competencia suministrando la misma demanda.

**Machine learning:** Conjunto de técnicas matemáticas que permiten a los ordenadores identificar patrones en grandes volúmenes de datos para realizar predicciones.

**Mantenimiento predictivo:** Conjunto de técnicas y acciones de mantenimiento que se llevan a cabo en un dispositivo/instalación como resultado de la predicción de un futuro fallo, anticipándose y evitando sus consecuencias.

**Máquina virtual:** Tecnología que permite encapsular un sistema operativo completo dentro de otro, con un gran nivel de aislamiento. Coloquialmente, es como tener un ordenador virtual dentro de otro ordenador.

**NIEPI:** Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión ( $1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$ ). Se mide por unidad para un determinado horizonte de tiempo, típicamente de un año. (Orden ECO/797/2002).

**Nube (cloud):** Infraestructura de servidores conectados a internet para el almacenamiento de datos y la ejecución de aplicaciones.

**PLC:** En inglés, *PowerLine Communications*. Tipo de comunicaciones que se efectúan a través de los cables eléctricos, usando las frecuencias disponibles.

**Potencia contratada:** Es la potencia máxima que, en una vivienda o local, limita el número de dispositivos conectados a la red eléctrica que pueden usarse simultáneamente.

**Precio dinámico de electricidad:** precio de la energía que refleja la variación del precio en los mercados al contado, incluidos los mercados diarios e intradiarios, a intervalos al menos iguales al período de liquidación del mercado (Directiva 2019/944).

**Prosumidor:** Término utilizado para designar a aquellos usuarios eléctricos que, además de consumir energía eléctrica, la generan para su autoconsumo o para inyectarla en la red eléctrica.

**Radiofrecuencia:** Parte del espectro electromagnético que comprende las frecuencias desde 3 Hz hasta los 300 GHz.

**Red eléctrica de distribución:** En España, la constituye la red eléctrica de tensión inferior a 220 kV (salvo excepciones), incluyendo todos aquellos elementos que permiten su correcta operación (RD 1955/2000). Es la red a la que se encuentran conectados los consumidores eléctricos.

**Red eléctrica de transporte:** En España, la constituye la red eléctrica de tensión igual o superior a 220 kV, líneas de interconexión internacional (independientemente de la tensión), y las interconexiones entre el sistema eléctrico peninsular y los sistemas insulares y extrapeninsulares (RD 1955/2000).

**Red inteligente (*smart grid*):** Puede definirse como la aplicación de las tecnologías de la información y comunicación (TIC) a la red eléctrica (y, por tanto, el despliegue de elementos de medición y actuación), de modo que se puedan detectar a distancia y en tiempo real cambios en la red (consumo, fallos, saturación de líneas, etc.), procesarlos y responder ante ellos, resultando en una red más segura, eficiente y que ofrece mayores posibilidades de participación a sus usuarios.

**Relé:** Dispositivo electromagnético que al accionarse permite abrir o cerrar circuitos eléctricos.

**SCADA:** En inglés, *Supervisory Control And Data Acquisition*. Sistema para la Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

**Seccionador:** Aparato mecánico de conexión que, por seguridad, en posición abierto asegura una distancia de seccionamiento que cumple unas determinadas condiciones de aislamiento eléctrico (Reglamento de Alta Tensión, RD 337/2014).

**Sistemas de gestión de la demanda:** Sistemas que permiten gestionar, de manera automática o interactuando con el consumidor, el consumo eléctrico. Como resultado de esta gestión, el consumidor percibe un beneficio (compensación económica, ahorro en la factura, etc.)

**Subestación:** Conjunto de aparataje eléctrica situada en un mismo lugar para realizar alguna de las siguientes funciones: transformación de la tensión (comúnmente, niveles de alta y media tensión), de la frecuencia, del número de fases, rectificación, compensación del factor de potencia y conexión de dos o más circuitos (Reglamento de Alta Tensión, RD 337/2014).

**Telemedida:** Sistema para la adquisición remota de las medidas de los contadores inteligentes.

**TIC:** Tecnologías de la Información y Comunicación

**TIEPI:** Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión ( $1 \text{ Kv} < V \leq 36 \text{ kV}$ ). Suele medirse en horas, teniendo en cuenta las 8760 horas del año. (Orden ECO/797/2002).

**Transformador:** Aparato que permite pasar de un nivel de tensión a otro. Por ejemplo, de alta tensión a baja tensión.







**INSTITUTO DE  
INVESTIGACIÓN  
TECNOLÓGICA**

Fundación  
**Naturgy**