

Resumen

La red eléctrica es un elemento central para facilitar la transición energética, lo que requiere avanzar en la digitalización de las redes de distribución. No obstante, esta transformación no está exenta de desafíos. En primer lugar, será necesario desarrollar e implantar nuevas tecnologías, así como realizar un importante esfuerzo inversor. Asimismo, las redes de distribución están experimentando cambios profundos debido a la creciente conexión de recursos energéticos distribuidos. Todo ello requiere adaptar la regulación para fomentar la innovación, adaptar la formación a las nuevas necesidades de la industria, la transformación de las redes de distribución y el desarrollo de nuevos modelos de negocio.

Palabras clave: digitalización, redes eléctricas inteligentes, innovación, redes de distribución, modelos de negocio.

Abstract

The power grid is bound to play a central role as enabler of the energy transition. This requires enhancing the digitalization of the distribution system. However, this transformation is not without its challenges. Firstly, new technologies need to be developed and implemented, requiring a significant investment effort. Moreover, distribution networks are undergoing profound changes due to the growing connection of distributed energy resources. All this requires adapting the current regulation in order to promote innovation, adapting training programs to the industry needs, transforming distribution networks and developing new business models.

Keywords: digitalization, smart grids, innovation, power distribution networks, business models.

JEL classification: D42, L43, L94.

EL FUTURO DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Miguel Ángel SÁNCHEZ FORNIÉ

Javier MATANZA

Rafael COSSENT

Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas)

I. LA NECESIDAD DE LAS REDES ELÉCTRICAS

1. Las redes eléctricas en la transición energética

NO hace mucho tiempo, se hacían previsiones acerca del «creciente número de usuarios residenciales y comerciales que considerarían ventajosa económicamente su desconexión de la red tradicional (y de su compañía eléctrica) cubriendo sus necesidades mediante el conjunto de energía solar fotovoltaica y baterías» (Rocky Mountain Institute, 2015). Si bien aquellas previsiones han ido disminuyendo en intensidad y contenido, todavía hoy en día hay quien cuestiona la necesidad de las redes eléctricas para disponer de electricidad.

La física nos confirma la necesidad de líneas eléctricas para transmitir dicha forma de energía desde donde se produce hasta donde se consume. Y su característica inherente, de que todo ello se hace en tiempo real, nos afirma que la línea y, por extensión, la red es necesaria para confrontar necesariamente la producción y el consumo en el conjunto de un sistema eléctrico. Es bien cierto que cuando la localización de la producción coincide con la del consumo, no existe más que la necesidad de establecer una microrred y que el almacenamiento ofrece una forma de obviar el tiempo real

excepto cuando cargue o descargue, períodos en los que se cumple lo anterior.

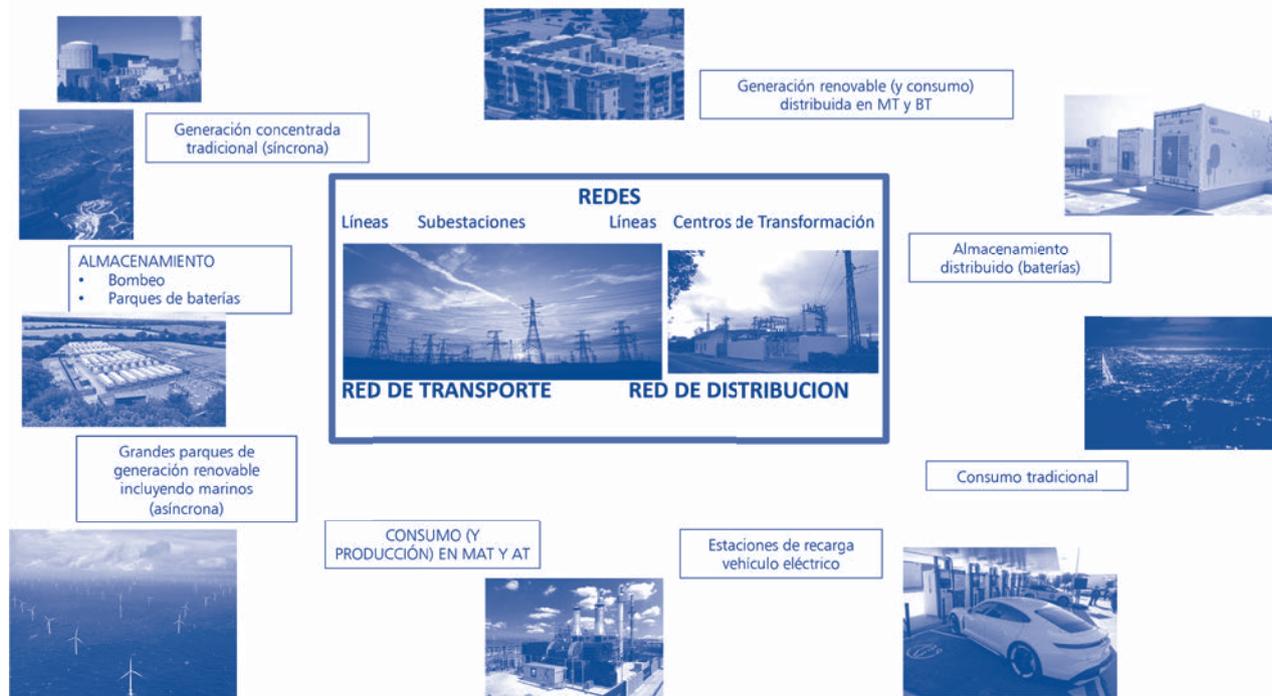
Desde sus orígenes, el desarrollo de los sistemas eléctricos, ya sean de generación como de transporte y distribución, ha venido marcado por los criterios de eficiencia, muy unidos al de economía de escala, que justificaron el establecimiento de grandes centrales de generación, concentrando la producción, y las redes eléctricas que venían prestando un servicio considerado esencial y con objetivo universal a lo largo del pasado siglo.

Aun cuando, desafortunadamente, haya todavía cientos de millones de personas en nuestro planeta sin acceso a redes, se puede afirmar que el sistema eléctrico, a nivel mundial, constituye una de las máquinas más eficaces que ha establecido el hombre para su desarrollo y bienestar. Y esa máquina es perfectamente útil aun cuando debamos transformarla y adaptarla a las necesidades actuales.

El extraordinario reto que supone la transición energética como respuesta obligada al cambio climático, en la que la electrificación juega un papel esencial, ilumina el protagonismo que las redes eléctricas deben ejercer.

La generación centralizada y el consumo inelástico se van re-

GRÁFICO 1
SISTEMA ELÉCTRICO DEL FUTURO



Fuente: Elaboración propia.

emplazando gradualmente por el uso de recursos energéticos distribuidos que permite el empleo masivo de generación de origen renovable, distribuida por su naturaleza; la flexibilidad y mejora en la eficiencia del consumo y la necesaria sustitución de los combustibles fósiles en el transporte.

El desarrollo tecnológico ha sido enorme y, por un lado, está haciendo posible ese uso de recursos energéticos distribuidos y, por otro, no menos importante, se está permitiendo el acceso, ahora sí, universal a la electricidad al hacer innecesaria la extensión de las redes convencionales, bastando con instalar microrredes.

La seguridad en el suministro y las condiciones de su calidad deben ser, asimismo, características para tener muy en cuenta en la selección

de alternativas. No es secundario el prever los efectos de fenómenos meteorológicos adversos, cuyo número crece, y tampoco se deben olvidar los parámetros necesarios de calidad como potencia necesaria y estabilidad de tensión en los diversos suministros.

Con la dificultad que tiene reunir en un esquema el futuro de los recursos distribuidos, el gráfico 1 resume sus interconexiones con las redes, distinguiendo las de transporte y las de distribución. Recordemos que, al menos convencionalmente, la función de la red de transporte es transmitir energía eléctrica a muy alta tensión desde las grandes centrales eléctricas, típicamente ubicadas lejos de los núcleos de población, hasta las cercanías de las grandes demandas. En cambio, la red de distribución

se utiliza para llevar esa energía desde las subestaciones de transporte hasta todos y cada uno de los puntos de suministro en alta, media y baja tensión. Haciendo un símil sencillo con la red de carreteras, la red de transporte comprendería las principales autopistas y autovías, mientras que la red de distribución podría asemejarse al conjunto de las carreteras nacionales, locales y vías urbanas.

Esta distinción resulta fundamental a la hora de asumir el reto de la transición energética ya que en ambos casos deben adoptarse diferentes soluciones y con diferente volumen de actuación. Baste recordar que, en 2020, para el caso español, se alcanzaron 44.553 km de redes en el transporte y 786.480 km en distribución (Fundación Naturgy,

2020), siendo subterráneas casi un 60 por 100 de ellas.

2. Necesidad de adaptación de las redes eléctricas

La transición energética es un proceso global que juega un papel esencial en la necesaria conservación de la vida de nuestro planeta. Una vez confirmados los efectos del uso de los combustibles fósiles en las diferentes formas de energía, se debe acelerar su sustitución por fuentes de energía renovables empleando la electricidad como el elemento clave tanto por su capacidad para usarlas directamente en su generación como para sustituirla en el uso de combustibles fósiles en diversas necesidades como el transporte.

En ese proceso, que se agrupa en el concepto más amplio de electrificación, la incorporación de plantas de generación renovable, así como la progresiva electrificación del consumo de energía, ambas con una localización intrínsecamente dispersa, ilumina el papel de las redes como elemento esencial en esa electrificación y en el conjunto de la transición.

Además, el carácter intermitente de la generación renovable y el cambio dirigido a un consumo mucho más activo van a exigir a las redes unas funciones nuevas a las que tradicionalmente se les pedía. En suma, se está necesitando que las redes sean «inteligentes» para facilitar, favorecer y acelerar la transición energética.

En este momento cabe preguntarse si las redes están ya preparadas para afrontar ese reto. La respuesta sencilla es que no. Por un lado, por la necesaria extensión de las redes

de transporte para conectar los grandes parques de renovables, muy particularmente los eólicos *off shore* en un futuro (Hitachi Energy, 2020) y de las redes de distribución para, normalmente mediante pequeñas extensiones de red, conectar los numerosos recursos distribuidos previstos (millones en el caso europeo). Por otro lado, porque las redes no son suficientemente «inteligentes» como para integrar los recursos energéticos distribuidos de manera que se puedan obtener sus ventajas en el dominio del tiempo real del sistema.

Hablar de inteligencia en redes, como en muchos otros objetos, es un ejercicio cuando menos aventurado para quien está acostumbrado a enlazarlo con el ser humano. Admitámoslo por la convención de un concepto aceptado en general y sobre todo con la perspectiva de que el uso de las tecnologías digitales, principalmente telecomunicaciones y procesamiento de la información, las puede dotar de un cierto grado de inteligencia. Es lo que resume el término «digitalización de redes» (Chaves et al., 2021).

Por ello, y volviendo a la pregunta de la preparación de nuestras redes, se entenderá la respuesta negativa en parte, porque no son suficientemente inteligentes o, lo que es lo mismo, no están suficientemente digitalizadas. Una afirmación tan resumida debe, obviamente, matizarse al establecer la necesaria distinción entre los tipos de redes y su ámbito. Incluso entre regiones y países hay grandes diferencias. Pléñese tan solo que España finalizó su instalación de contadores inteligentes en 2018, cuando Alemania no dispone de ellos (de forma universal) en la actualidad.

La buena noticia es que, salvo en las extensiones necesarias citadas más arriba, sí se dispone de la base fundamental, lo que podríamos resumir como «cobre y hierro» y que refleja bien la carencia de digitalización en unas redes que se desarrollaron en tiempos cuando el objetivo era llevar la electricidad a cuantos más mejor, sin disponer en aquel momento de tecnologías digitales (tan solo dotándolas de protecciones y controles imprescindibles).

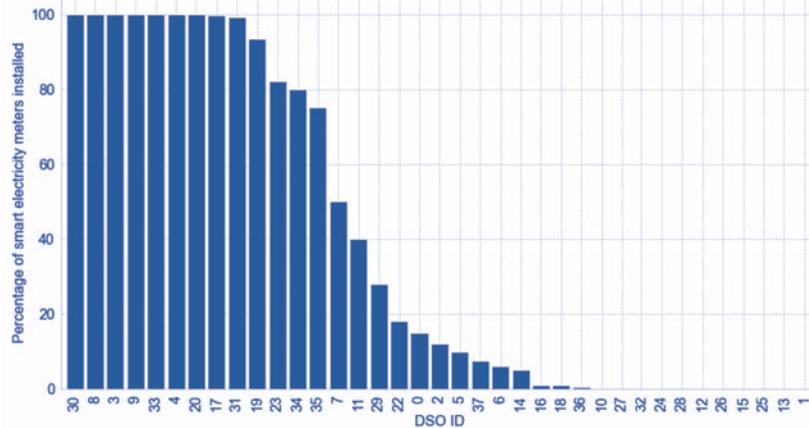
En la actualidad, podría admitirse como regla general que cuanto más alta sea la tensión en la red, mayor grado de digitalización tiene. Y como toda regla tiene su excepción, las redes de baja tensión muy poco digitalizadas en general, ya han empezado con los contadores inteligentes. En el informe elaborado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas para la Fundación Naturgy (Chaves et al., 2021) se proponen unos indicadores para medir objetivamente el grado de digitalización de las redes de distribución. En comparación, y confirmando la regla anterior, las redes de transporte cuentan ya con un alto grado de digitalización. Detallando algo más, el citado informe propone los siguientes tipos o grupos de indicadores:

- *Sensores y actuadores*, que representan el grado de despliegue de nuevos dispositivos digitales.
- *Conectividad*, que representa el grado de comunicación con los centros de control de red.
- *Tratamiento de datos*, procesándolos para obtener funciones específicas.

GRÁFICO 2

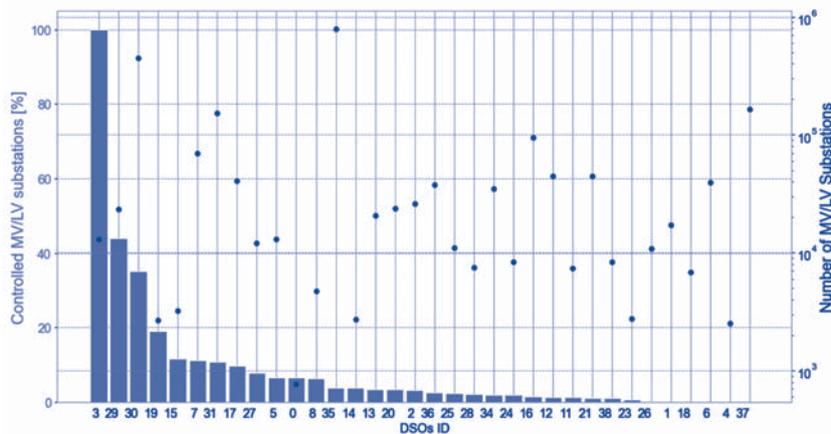
CONTADORES INTELIGENTES INSTALADOS POR CADA DSO

(Porcentaje del total de puntos de medida por DSO)



Fuente: JRC (2021).

GRÁFICO 3

CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (MT/BT) CONTROLADOS REMOTAMENTE POR DSO

Fuentes: JRC (2021).

— *De cultura digital*, que representan la preparación digital de los gestores de red en su planificación, operación y mantenimiento.

Mientras no se usen medidas objetivas a través de esos u otros indicadores (CEDEC *et al.*, 2021), las comparaciones del grado de digitalización entre países e in-

cluso entre compañías proporcionan una utilidad muy dudosa (Singapore Power Group, 2021). En este sentido, merece la pena recordar que el artículo 59.1 de la Directiva 2019/944 invita a los reguladores a desarrollar indicadores para medir el progreso en la digitalización de las redes y publicar un informe cada dos años. Más recientemente, la

Comisión Europea, en su comunicación titulada *Digital Action Plan for Energy*, indica que dará apoyo a ACER y a los reguladores nacionales con el fin de que estos indicadores comiencen a evaluarse ya en 2023 (European Commission, 2022).

De momento y en tanto no se vaya adoptando dicha directiva, resulta de utilidad acudir al Joint Research Center (JRC) de la Unión Europea que publica, periódicamente, un observatorio de las grandes empresas de distribución (*Distribution System Operator, DSO*) en el que, mediante comparativa de equipos o funciones instaladas se pueden extraer conclusiones válidas. En el informe del año 2020 se incluyen las correspondientes a la medida inteligente, subestaciones (primarias y centros de transformación) con control remoto.

Como se puede ver en el gráfico 2, en una muestra de 37 DSO europeos, solo nueve se aproximan al 100 por 100 de contadores inteligentes instalados, 14 no disponen todavía y el resto presenta una gran dispersión.

El caso de los centros de transformación se representa en el gráfico 3 donde aparece una evidente falta de digitalización en ese nivel de la red y hace suponer que en las redes de baja tensión la situación es de mayor escasez.

3. El esfuerzo de adaptación

Quizá el parámetro que más nos ayude a concretar el esfuerzo por hacer en digitalización de redes sea su inversión estimada. El estudio elaborado por Deloitte para EDSO y EURELECTRIC (2021) reúne las inversiones previstas en redes de distribución en los 27 países de la UE y el Reino Unido,

en el período entre 2020 y 2030, necesarias para atender adecuadamente la transición energética. En total, una inversión entre 375 y 425 millardos de euros de los que, aproximadamente un 40 por 100 (entre 145 y 170 millardos de euros) corresponden a la necesaria modernización, automatización, supervisión y medida, conceptos que bien podemos encajar en la digitalización, admitiendo que la modernización es imprescindible para poder digitalizar. Como se observa en el gráfico 4 las diferencias entre países son notables, teniendo en cuenta sus peculiaridades y, en definitiva, el punto de partida para la necesaria digitalización. En España nos encontramos ante un esfuerzo relativamente inferior teniendo en cuenta el desarrollo completo de la medida inteligente (primera generación) como ya se avanzó.

En el documento ya citado en el apartado anterior, recientemente publicado por la CE, en forma de comunicación y

titulado «Digitalising the Energy System-EU Action Plan», se detallan las acciones propuestas para acelerar la digitalización del sistema energético en Europa y en el que se enfocan las principales áreas de actuación y el esfuerzo a realizar, proponiendo medidas concretas de actuación muchas de ellas a corto plazo para el año 2023

II. LA OPERACIÓN FUTURA EN LAS REDES INTELIGENTES

1. Los operadores de redes

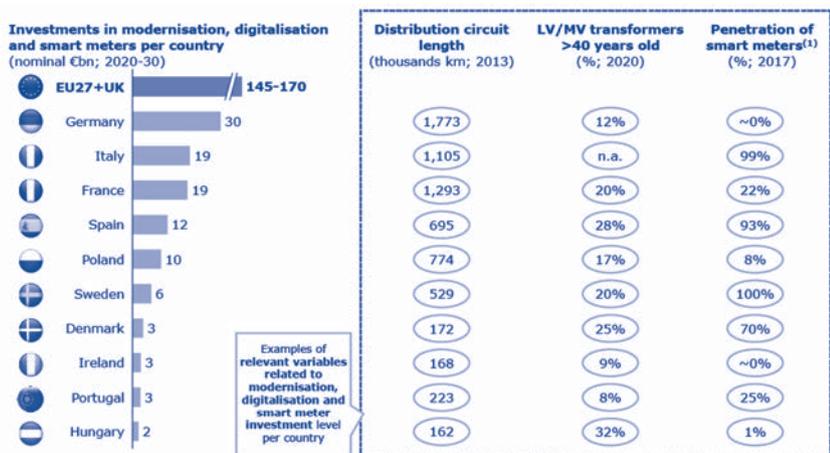
El término empleado para operación se refiere al más amplio de gestión en el sentido que se le quiere dar cuando nos referimos a los operadores de redes, responsables de todas las actividades que conllevan su planificación, diseño, adquisición, instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento. Más en concreto, si nos referimos a los operadores de redes de dis-

tribución, y en coherencia con lo anterior, copiamos la definición de la ley del sector eléctrico en su artículo 6: «los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40».

La transición energética supone una transformación fundamental en las redes eléctricas, entendiéndolas como aquellas que se desarrollaron con el modelo original (producción centralizada y consumo inelástico universal) que derivaron a situarlas dentro del concepto de monopolio natural. Ya hemos visto y lo detallaremos en la siguiente sección que, a través de la digitalización, las redes serán inteligentes y permitirán el concurso en el sistema y mercado eléctrico de nuevos agentes con nuevas funciones, porque no se trata solo de acceder a las redes físicamente en los puntos de conexión, o de acceder a los datos necesarios del sistema para que un agente pueda ejercer su función, sino de hacer también posible el mercado de electricidad en competencia y por supuesto asegurando la estabilidad y calidad de servicio en condiciones aceptables, para no perder en dicho servicio la categoría de esencial en la totalidad de los sectores económicos.

Como la eficiencia impone ese carácter de «red única», la regulación debe acompañar necesariamente en la transición y si tuviéramos que seleccionar dos de sus características como fun-

GRÁFICO 4
LISTADO DE LAS INVERSIONES DE MODERNIZACIÓN Y DIGITALIZACIÓN POR PAÍSES



(1) Countries are expecting that smart meters will reach +80% of EU end-consumers by 2030
Source: CEER; Eurelectric; DSOs and national associations; Monitor Deloitte

Fuentes: CEER, Eurelectric, DSO y asociaciones nacionales, Monitor Deloitte.

damentales para facilitar dicho proceso, nos decidimos por:

Neutralidad. Las redes deben permitir y facilitar el mercado, ya sea de producción o de consumo en competencia, con la necesaria transparencia.

Orientada a la innovación. Como actividad imprescindible para la incorporación progresiva del desarrollo tecnológico, imparable y que proporciona de manera continua mejoras y ventajas.

La transformación será progresiva y llevará su tiempo de manera que las condiciones regulatorias y de mercados vayan adaptándose continuamente. Como se ha dicho, habrá múltiples agentes que deberán acometer inversiones y la regulación será clave para evitar que algunas de ellas permanezcan improductivas durante plazos no previstos como tales.

2. Cambios previstos

Un reciente informe, elaborado por el Oak Ridge National Laboratory para el Departamento de Energía de los EE. UU. (Xue *et al.*, 2022), detalla las tendencias de cambios en las redes eléctricas, motivados por la transición energética. Merece la pena enumerarlos seleccionando los más aplicables al caso europeo, teniendo siempre presente la diferente relevancia por razones de topología o instalación (un ejemplo concreto es la resistencia de las redes de distribución ante los fenómenos meteorológicos adversos):

— *Propiedades de la red*, al aumentar su grado de resistencia y protección a los ataques físicos y de ciberseguridad.

— *Convergencia de redes*, especialmente con las de gas y de telecomunicaciones (incluyendo los sistemas de computación en la nube), con edificios y con los sistemas de transporte.

— *Estructura de la red*, microrredes y conveniencia de revisar la tradicional separación entre el transporte y la distribución así como la escalabilidad de nuevas soluciones sobre todo en los niveles de media y baja tensión.

— *Diversificación en la generación*, por la penetración de renovables, almacenamiento y el uso de inversores que deben jugar un papel relevante para asegurar la estabilidad del sistema, hasta ahora basada en la inercia proporcionada por las máquinas síncronas (que generan y al final imponen la frecuencia de la corriente alterna de uso y que al ser normalmente grandes equipos en la generación, tradicionalmente centralizada, pueden usar esa enorme energía mecánica como factor de estabilidad), y por supuesto la convivencia de generación centralizada y distribuida.

— *Cambio en las cargas de los consumos*, por la demanda activa, por los cambios en su composición y por la demanda real que se oculta con los recursos distribuidos y que introduce volatilidad aparente en su planificación.

— *Control de la red con una dinámica más rápida*, especialmente en las redes de distribución donde los requisitos de observabilidad y latencia son cada vez más exigentes, evolu-

ción de la estructura de control hacia soluciones más descentralizadas y mayor complejidad para resolver de forma óptima los problemas que puedan surgir en un marco de aumento masivo de dispositivos a supervisar y controlar.

— *Adquisición de datos y telecomunicaciones*, con un aumento del volumen de datos procedentes no solo de los contadores inteligentes, sino también de los numerosos dispositivos que se irán instalando como los de supervisión avanzada en baja tensión, los elementos de medida de ángulo de fase (entre tensión y corriente) (*phase measurement unit, PMU*), con una mayor atención a la privacidad y confidencialidad de los datos, con la necesidad creciente de procesar metadatos, con la necesidad de establecer jerarquía por los requisitos de latencia de cada grupo de datos, con la recomendable sustitución del sistema de posicionamiento global (*GPS*, por sus siglas en inglés) al *PTP* (*precision time protocol*) en la sincronización de aplicaciones y con la aplicación de técnicas de *machine learning* e inteligencia artificial en la progresiva automatización, sin necesidad de concurso humano.

— *Planificación y operación*, con el empleo de métodos y herramientas más avanzadas de planificación para adaptar mejor la incertidumbre que introduce la generación renovable y con una mayor coordinación entre *TSO* (*transmission system operator*) y *DSO* para gestionar problemas de balance, y con la incorporación progresiva de nuevas funciones de las empresas

distribuidoras hacia el modelo de operación de su sistema y no solo de sus redes.

Además de las tendencias en los cambios anteriores que afectan, sin lugar a duda, a las diferentes características e incluso partes de las redes, el citado informe ha analizado las siguientes tendencias sistémicas que influyen e influirán en su conjunto:

- Enlace con múltiples dominios de interés, ya sean nuevas empresas y agentes, plataformas, etc., que introduce mayor complejidad.
- Dificultad en la predicción de los puntos de interconexión en la convergencia de redes (gas- eléctrica, edificios a red y transporte a red).
- Proliferación de opciones de red e inconsistencia en el desarrollo por parte de los municipios, comunidades energéticas locales, etc.
- Respuesta real y variabilidad de la demanda.
- Nuevas vulnerabilidades y protecciones necesarias ante el uso universal del concepto internet de las cosas (*internet of things IoT*).
- Inadecuada conectividad y procesamiento sistemático de datos, especialmente en el uso de los servicios prestados por operadores de telecomunicaciones.
- Complejidad del mercado como fuente de inestabilidad en la planificación y operación.

Como se puede resumir de lo anterior, la gestión de las redes eléctricas, que se irán haciendo

inteligentes de forma progresiva, afronta un enorme número de retos y complejidad que van a obligar a un cambio fundamental, diríase que cultural, en el agente responsable de dicha gestión. Todo ello ocurrirá, además, dentro de un continuo cambio en el mercado y por supuesto en el número de agentes involucrados cuyo número irá creciendo asimismo. Los principales tipos de nuevos agentes serán empresas que se orienten a la agregación de demanda y/o producción buscando la participación en los mercados de servicios auxiliares (*ancillary*) e incluso en posibles mercados de flexibilidad.

En cualquier caso, no hay duda de que los gestores de redes deben evolucionar a gestores de sistemas (*TSO* y *DSO*) con la prestación de aquellas nuevas funciones y servicios que les sean reconocidos por el regulador.

III. NUEVOS ACTORES Y MODELOS DE NEGOCIO

En las secciones anteriores se han abordado los principales motivos de los cambios que están experimentando las redes eléctricas, en especial las de distribución, y en la sección IV se resumirán las principales tecnologías digitales a desplegar. Esta sección se aleja de los aspectos tecnológicos

1. Nuevos elementos conectados a las redes de distribución

Como se ha indicado, tradicionalmente, la producción de la energía eléctrica tenía lugar en grandes centrales de generación ubicada lejos de la demanda y conectadas a la red de transporte en muy alta tensión. Los consu-

midores, en cambio, se conectaban mayoritariamente a una red de distribución, operada con bajos niveles de monitorización y automatización, y se comportaban de manera pasiva respecto de su consumo, especialmente los consumidores comerciales y residenciales.

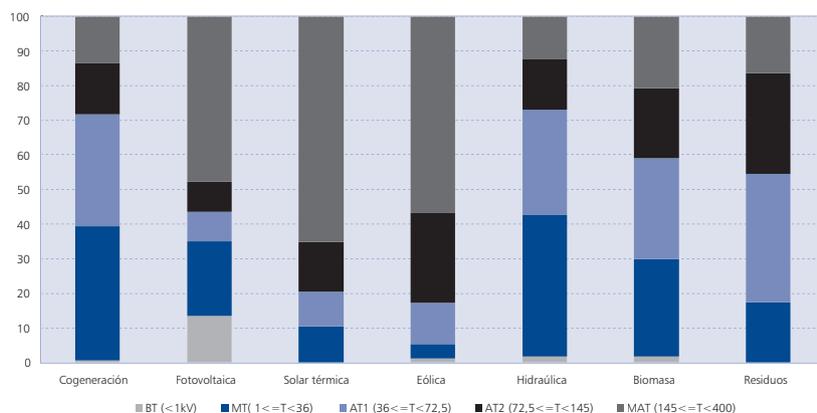
Sin embargo, como consecuencia de la transición energética, este paradigma lineal y jerarquizado de producir y consumir la electricidad está cambiando rápidamente hacia otro más descentralizado. Naturalmente, esto implica cambios en los elementos conectados a las redes de distribución, así como su comportamiento respecto de la utilización de la red. A continuación, se describen algunos de estos nuevos dispositivos, denominados de manera genérica recursos energéticos distribuidos, particularizando su detalle para el caso español.

1.1. Generación distribuida y autoconsumo

El desarrollo de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables, como la solar o la eólica o destinadas a la producción conjunta de electricidad y calor (cogeneración), conllevaron la instalación de plantas de generación de menor tamaño. Estas instalaciones pueden ir desde unos pocos kilovatios hasta decenas de megavatios, y se conectaban normalmente a las redes de distribución. Esto es lo que se conoce como generación distribuida, que la Directiva UE 944/2019 sobre el mercado interior de la electricidad define como *las instalaciones generadoras conectadas a la red de distribución* (1).

Según esta definición, la generación distribuida compren-

GRÁFICO 5
**PORCENTAJE DE LA POTENCIA INSTALADA POR NIVEL DE TENSIÓN
 PARA CADA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN RENOVABLE Y
 COGENERACIÓN**



Fuente: Elaboración propia con datos de la CNMC.

dería tanto la generación conectada a la red de manera directa como las que se conectan aguas abajo del contador de un consumidor (autoconsumo), siempre que este esté conectado a la red de distribución. Según datos de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC], 2022) y Redeia (Red Eléctrica [REE], 2021), aproximadamente el 26 por 100 de la potencia total instalada en España a finales de 2021 estaba conectada a niveles de tensión de distribución, siendo este reparto desigual según cada tecnología (ver gráfico 5). Este porcentaje bajaría hasta el 9 por 100, si únicamente se tuviera en cuenta la capacidad conectada a media (MT) y baja tensión (BT).

De acuerdo con la regulación actualmente en vigor en España, las instalaciones de generación destinadas al autoconsumo de energía eléctrica han de acogerse a alguna de las siguientes modalidades definidas en el Real Decreto 244/2019, según puedan inyectar energía a la red o no:

— *Autoconsumo sin excedentes*: aquellas que cuentan con un dispositivo antivertidos. Esto limita las dimensiones y rentabilidad de la instalación, pero exige de darse de alta como instalación de generación.

— *Autoconsumo con excedentes*: instalaciones que inyectan electricidad a la red, retribuida bajo una de las siguientes submodalidades:

- Acogido a compensación: limitado a instalaciones basadas en fuentes renovables con una potencia instalada no superior a 100 kW. La energía inyectada a la red se compensa al autoprodutor al precio del mercado, o a un precio acordado con la comercializadora, y se deducirá de la factura del consumo asociado.
- No acogido a compensación: bajo esta modalidad existen dos sujetos, generador y consumidor, y, por tanto, la energía exce-

dentaria se vendería en las mismas condiciones que cualquier otro generador.

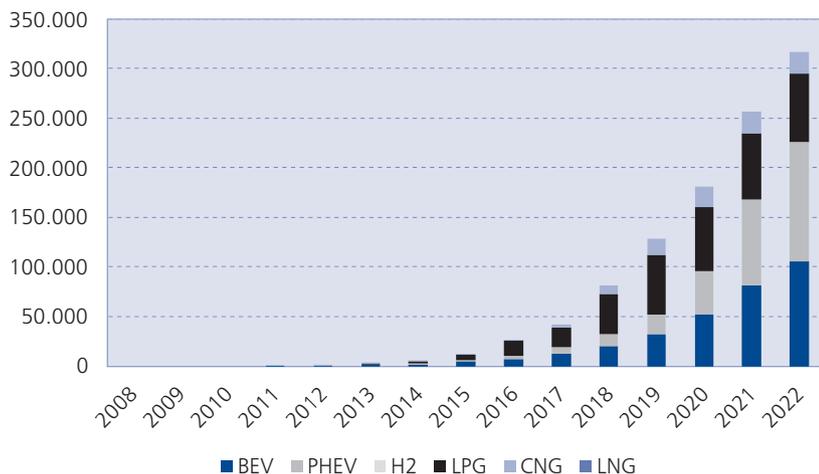
Por último, todas estas modalidades de autoconsumo podrán ejercitarse de modo individual o colectivo, según exista un único punto de suministro asociado a las instalaciones de generación o varios. En este último caso, la energía podrá transmitirse bien a través de una red interior, una línea directa, o a través de la red de distribución, siempre que los contadores de generación y consumos se encuentren a una distancia inferior a 500 m (distancia que podrá elevarse hasta los 1.000 m en caso de usar exclusivamente generación fotovoltaica en cubierta) o conectados a la red de baja tensión aguas abajo del mismo centro de transformación, o que la generación y consumos se encuentren en la misma referencia catastral.

1.2. Vehículos eléctricos

La descarbonización del transporte por carretera, especialmente en el transporte de viajeros y el ligero de mercancías, inevitablemente pasa por la electrificación directa. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2021) prevé que en el año 2030 hayan circulado en España cinco millones de vehículos eléctricos (sobre un total de 24 millones de vehículos actualmente [Dirección General de Tráfico –DGT–, 2021]), bien del tipo híbrido enchufable (PHEV) o eléctrico de batería puro (BEV). No obstante, pese a que las ventas de este tipo de vehículos han crecido de manera significativa en los últimos años, los vehículos eléctricos aún presentan una cuota de mercado muy pequeña en España,

GRÁFICO 6

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO TOTAL DE VEHÍCULOS (M1 Y N1) BASADOS EN COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS EN ESPAÑA. INCLUYE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (BEV, PHEV), DE HIDRÓGENO, Y GASES (LPG, CNG, LNG)



Fuente: EAFO (European Commission, 2021).

con unas ventas acumuladas de en torno a las 170.000 unidades (ver gráfico 6).

La relevancia de este tipo de vehículos para la red de distribución radica en la necesidad de desplegar una infraestructura para la recarga de las baterías de los vehículos, que permita a los usuarios realizar los trayectos con normalidad. Las potencias (y velocidades de recarga) necesarias pueden variar muy significativamente según la ubicación y tipo de punto de recarga del que se trate. Por ejemplo, la recarga doméstica nocturna típicamente requerirá potencias de recarga mucho menores que la recarga realizada en electrolineras durante trayectos interurbanos.

La Orden ITC-BT-52 (Real Decreto 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga

de vehículos eléctricos», 2014) recoge los siguientes modos de recarga:

— Modo 1: carga en corriente alterna con una potencia máxima de 3,7 kilovatios (kW) (monofásica) empleando un conector convencional.

Este modo, pese a ser aplicable a turismos, está especialmente indicado para recarga muy lenta (menor de 2,3 kW) de vehículos ligeros.

— Modo 2: carga en corriente alterna con una potencia máxima de 7 kW (monofásica). En este modo se ha de incluir una función de control mediante comunicación básica entre vehículo y la base. Este modo no requiere de un conector específico. El modo 2 se emplea normalmente para la recarga lenta doméstica de vehículos eléctricos pequeños o híbridos enchufables.

— Modo 3: carga en corriente alterna con una potencia de entre 3,7 kW-13,9 kW (monofásica) o entre 11 kW-43 kW (trifásica) empleando un conector específico y con comunicación entre vehículo y punto de recarga. Este modo es el más recomendable para la recarga de coches eléctricos puros o híbridos con baterías relativamente grandes. El modo 3 abarcaría desde la recarga lenta a la semirrápida en puntos de recarga ubicados en viviendas o aparcamientos residenciales, puntos de recarga en vía pública, o recarga rápida (43 kW) en puntos de acceso público.

— Modo 4: recarga rápida en corriente continua con una potencia de 50 kW o más, utilizando un conector específico. Este modo de recarga es el recomendado para la recarga rápida en emplazamientos de acceso público, particularmente los destinados al transporte interurbano.

Según datos del EAFO (Observatorio Europeo de Combustibles Alternativos), España contaba a finales de 2021 con 10.048 puntos de recarga de acceso público, aunque con una distribución a lo largo del territorio muy desigual, con una alta concentración en torno a grandes ciudades, como Madrid o Barcelona. Estos números son claramente insuficientes para alcanzar una alta penetración de vehículos eléctricos compatible con los objetivos de descarbonización (Transport & Environment, 2021).

Para paliar esta situación, el artículo 15 de la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética estipula que las instalaciones de suministro de

combustibles y carburantes con ventas anuales superiores a los 10 millones de litros en 2019 deberán contar al menos con una infraestructura de recarga pública de potencia igual o superior a 150 kW en corriente continua. Adicionalmente, aquellas con ventas entre 5 y 10 millones de litros, así como aquellas de nueva creación o que acometan una reforma en su instalación que requiera una revisión del título administrativo, deberán instalar al menos un punto de recarga pública de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua.

1.3. Sistemas de almacenamiento distribuido

Si la generación distribuida refleja el proceso de descentralización del parque de generación o los vehículos eléctricos el necesario proceso de electrificación del transporte, esta sección aborda un nuevo tipo de usuario de la red de distribución que se comporta como un generador o un consumidor según el momento: el almacenamiento energético distribuido.

La Estrategia de Almacenamiento Energético elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021, estima que para alcanzar los objetivos climáticos se necesitará alcanzar 20 GW de capacidad de almacenamiento en 2030 y 30 GW en 2050, partiendo desde los aproximadamente 8,3 GW existentes a finales de 2020. Esta capacidad de almacenamiento actual corresponde principalmente a las instalaciones de bombeo y, en menor medida, el almacenamiento disponible en las centrales termoeléctricas. En el caso del almacenamiento distribuido, la tecnología dominante se espera que sean las baterías.

Este almacenamiento distribuido podrá ubicarse aguas abajo del contador de un consumidor existente, frecuentemente asociado a instalaciones de autoconsumo, aguas abajo de un contador de generación con objeto de hibridación, posibilidad habilitada por el Real Decreto Ley 23/2020, o directamente a la red con objeto de proporcionar servicios al sistema o al gestor de la red, como se discutirá más adelante. Actualmente, el despliegue de esta tecnología es prácticamente marginal, debido a la dificultad para justificar la inversión. Para lograr una presencia relevante del almacenamiento distribuido a futuro serán necesarios tanto reducciones en los costes de la tecnología como la implantación de un marco regulatorio favorable que permita maximizar la utilización de estas instalaciones (*revenue stacking*).

2. Nuevos actores y modelos de negocios

La aparición de nuevos elementos conectados a la red de distribución y los cambios en su gestión viene acompañada de nuevos actores y modelos de negocio para la gestión de recursos tanto de generación, demanda o almacenamiento, con objeto de ofrecer nuevos servicios tanto a los usuarios finales como a los gestores del sistema. A continuación, se describen varios de los principales nuevos actores (entidades que desempeñan un determinado rol en la integración de recursos distribuidos) que están surgiendo en torno a las redes de distribución.

2.1. Comunidades energéticas

Uno de los nuevos actores que está cobrando fuerza, es el

de las comunidades energéticas locales. Este es un concepto amplio que puede definirse como cualquier iniciativa orientada a que los consumidores actúen de manera activa y colectiva en la transición energética mediante acciones concretas a nivel local, involucrándose en una o varias de las siguientes actividades: generación eléctrica renovable, movilidad eléctrica, redes de frío/calor, eficiencia energética, o auditoría, formación y asesoramiento energético.

El paquete legislativo europeo conocido como «Energía limpia para todos los europeos» define legalmente dos figuras diferenciadas. Por un lado, la Directiva 2019/944 sobre el mercado interior de electricidad define las comunidades ciudadanas de energía y, por otro lado, la Directiva 2018/2001 relativa al fomento de energías renovables define las comunidades de energías renovables. Ambos tipos presentan muchas similitudes. Sin embargo, las actividades que podrían llevar a cabo las segundas estarían más restringidas. Por este motivo, estas típicamente se consideran un subtipo de comunidad ciudadana de energía.

La legislación española únicamente contempla la existencia de las comunidades de energías renovables, figura incorporada a la Ley 24/2013 mediante el Real Decreto Ley 23/2020. Sin embargo, aún se carece de un desarrollo normativo que regule aspectos como los derechos y obligaciones de las comunidades energéticas, constitución y registro, etc. No obstante, esto no impide que existan diversas entidades que se autodenominan comunidades energéticas, en su mayoría cooperativas orientadas

al autoconsumo colectivo. Es más, incluso se han organizado convocatorias de ayudas destinadas a estos actores, resultando las más recientes en subvenciones concedidas a 45 iniciativas ubicadas en 14 comunidades diferentes (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDEA], 2022).

La instalación de generación renovable para autoconsumo está presente en la totalidad de estas iniciativas, destacando además la presencia de soluciones de movilidad, principalmente infraestructura de recarga, en más de la mitad de ellas. En ausencia del desarrollo legislativo y normativo al que se hizo referencia anteriormente, pueden producirse distorsiones en el desarrollo de las comunidades energéticas. Por un lado, al tener que ampararse en la regulación existente para el autoconsumo compartido, los proyectos se encuentran limitados en escala debido a los criterios de cercanía o conexión a la misma red de baja tensión. Por otro lado, la ausencia de regulación y la correspondiente supervisión podrían resultar en casos de entidades que se autodenominen como comunidad energética, sin cumplir los criterios marcados por la legislación europea.

2.2. Mercados de flexibilidad local

El aumento progresivo de la penetración de nuevos recursos energéticos distribuidos está obligando a las empresas de distribución a adoptar nuevas estrategias activas para la operación y planificación de sus redes. Más concretamente, el uso de servicios de flexibilidad local está considerado cada vez más relevante para mitigar el impacto sobre los costes

de la red o acelerar la conexión de estos nuevos recursos distribuidos. De hecho, la Directiva 944/2019 sobre el mercado interior de la electricidad establece que los gestores de las redes de distribución utilicen la flexibilidad, adquirida mediante mecanismos competitivos de mercado siempre que sea posible, como alternativa al refuerzo de la red mediante medios convencionales.

En este contexto, la flexibilidad se entiende como un servicio proporcionado por los usuarios de la red, nuevos o existentes, consistente en modificar la potencia inyectada o sustraída de la red tras la solicitud del distribuidor con objeto de prevenir o resolver una restricción de la red, percibiendo a cambio una compensación, típicamente económica.

El uso de flexibilidad es, sin duda, un cambio de calado con respecto al paradigma convencional en el que la red de distribución se diseñaba de manera que fuera capaz de afrontar cualquier escenario posible de operación de manera pasiva. No obstante, mantener este paradigma sin cambios se cree que puede resultar, en muchos casos, en la instalación de costosos activos de red altamente infrautilizados o en barreras a la conexión de nueva generación renovable o el proceso de electrificación. El uso creciente de la flexibilidad es, asimismo, un cambio de paradigma en lo relativo a la relación entre el operador de la red y los elementos conectados a esta que, obviando la medida de los consumos, tradicionalmente se limitaba a la gestión del proceso de conexión, que en caso de éxito terminaba en la concesión de unos derechos de acceso firme para una determinada potencia, o las interrupciones del suministro.

Con objeto de facilitar la compraventa, activación y/o liquidación de estos servicios de flexibilidad, están apareciendo plataformas de mercado local en las que, por un lado, los gestores de la red publican sus necesidades de flexibilidad y, por otro lado, los usuarios de la red o sus representantes ofrecen sus servicios a las distribuidoras. Este tipo de plataformas aún no están plenamente desarrolladas y establecidas, pudiendo encontrarse iniciativas en diferente fase de madurez comercial (Valarezo *et al.*, 2021). Por lo tanto, la forma que finalmente adopten estas plataformas presenta diversos interrogantes como la definición de los productos de flexibilidad, tipo de modelado de la red en los algoritmos de despacho, etcétera.

No obstante, una de las principales cuestiones a resolver es quién va a gestionar la propia plataforma de mercado local. Por un lado, la plataforma podría estar operada directamente por el operador de la red de distribución, de manera análoga a la gestión de los mercados de balance por parte del operador del sistema. Por el otro, este rol lo podrían adoptar entidades independientes del gestor de la red, bien como actividad regulada o bien de manera competitiva, de manera similar a los operadores de mercado eléctrico o *NEMOs* (*Nominated Electricity Market Operators*). La operación y gestión de estas plataformas de mercado está, por tanto, emergiendo como un modelo de negocio en sí mismo.

En España, en 2019 se desarrolló el proyecto IREMEL (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDEA], 2021) liderado por el Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) e el Instituto para la

Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que incluyó una fase previa de estudio de alternativas, una consulta pública y una propuesta de modelo de funcionamiento de estos mercados en España. Sin embargo, no se ha llegado a desplegar un proyecto piloto con transacciones reales, que se espera tenga lugar en un futuro cercano, probablemente en el contexto de un banco de pruebas o *sandbox* regulatorio (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022). En cambio, otros países ya cuentan con plataformas en operación comercial tales como Piclo Flex en Reino Unido o GOPACS en Holanda.

2.3. Agregadores

El último actor de nuevo cuño que se tratará en esta sección es la figura del agregador. Este agente actuaría como un intermediario entre los recursos dis-

tribuidos y los operadores de las redes y sistema, para facilitar la participación de los primeros en todos los servicios y mercados, reduciendo las barreras de entrada a los pequeños usuarios y dinamizando estos mercados, especialmente los de nueva creación como los mercados locales descritos anteriormente. Cuando un agente se especializa específicamente en esta actividad, sin actuar como comercializador de los usuarios finales, se denomina agregador independiente.

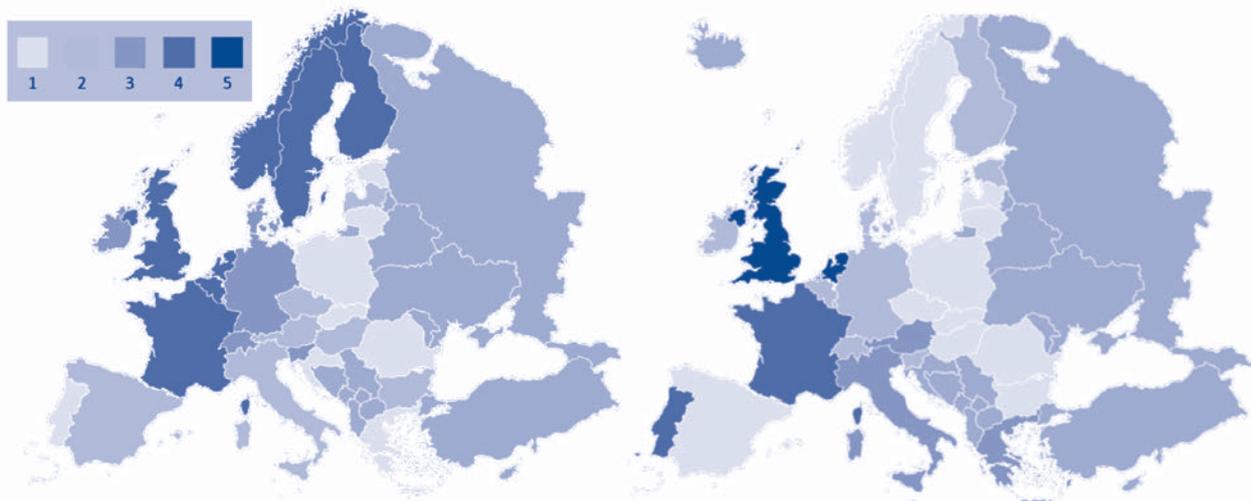
Esta figura ha sido introducida recientemente en la legislación española del sistema eléctrico. El artículo 6 de la Ley 24/2013 define a los agregadores independientes como aquellos «*participantes en el mercado de producción de energía eléctrica que prestan servicios de agregación y que no están relacionados con el suministrador del cliente, entendiéndose*

por agregación aquella actividad realizada por personas físicas o jurídicas que combinan múltiples consumos o electricidad generada de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado de producción de energía eléctrica».

Esta figura legal es muy reciente. Asimismo, varios mercados en los que potencialmente participarían o bien aún no están en funcionamiento, como los mercados locales de flexibilidad, o cuentan con una escasa participación por el lado de la demanda, como es el caso de los mercados de reservas. Por estos motivos, el sector de la agregación es aún incipiente en España. De hecho, (SmartEN, 2021) identifica a España como uno de los países europeos con mayor potencial para el negocio de la agregación y la gestión de la demanda, pero con un insu-

GRÁFICO 7

EVALUACIÓN DEL GRADO DE APERTURA DE MERCADOS A LA DEMANDA FLEXIBLE (IZQUIERDA) Y GRADO DE DESARROLLO DE LA FLEXIBILIDAD LOCAL (DERECHA) EN LOS DIFERENTES PAÍSES EUROPEOS



Nota: Colores más claros denotan un desarrollo regulatorio bajo y viceversa.

Fuente: SmartEN (2021).

ficiente desarrollo regulatorio al respecto. El gráfico 7 muestra más detalle a este respecto.

Uno de los principales aspectos que la regulación ha de definir es la relación entre los agregadores independientes y los comercializadores y la asignación de la responsabilidad en el balance y posibles compensaciones económicas entre ambos. La USEF Foundation (2017) identifica hasta siete modelos regulatorios diferentes para los agregadores en función de cómo se respondan estas preguntas. Cabe destacar que ninguno de estos modelos se considera necesariamente superior a los otros, sino que el modelo puede ir evolucionando en su complejidad a medida que se desarrolle el sector y más mercados se abran a la participación de los agregadores.

3. Necesidades regulatorias

En las secciones anteriores ya se han desgranado algunos de los cambios regulatorios que son necesarios para facilitar el desarrollo de nuevos actores y modelos de negocio como agregadores independientes, o comunidades energéticas. Sin embargo, todo ello requiere cambios profundos en la operación y planificación del sistema de distribución. Las empresas de distribución son monopolios regulados cuyos ingresos, y los peajes por medio de los cuales los recuperan, son fijados o aprobados por el regulador, que en España sería la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Por tanto, el éxito en la digitalización de la distribución dependerá directamente del marco regulatorio de esta actividad. A continuación, se repasan algunos de los principales aspectos que han de ser

abordados por los reguladores con este fin.

3.1. Marco retributivo de la actividad de distribución

Los métodos tradicionales de retribución de las empresas de distribución se basan en el reconocimiento de las inversiones realmente incurridas, que son incluidas en la base de activos regulatoria con un cierto decalaje (dos años en el caso español), poniéndose el énfasis del escrutinio regulatorio en la determinación de la tasa de retribución financiera aplicada a estas inversiones y los costes unitarios de inversión. Los costes de operación reconocidos son, fundamentalmente, proporcionales al volumen de activos en operación. Este mecanismo retributivo tiende a incentivar la inversión en activos convencionales antes que el ahorro en los costes de operación.

Este paradigma es poco apropiado para afrontar la digitalización y descentralización de la red. Por un lado, las nuevas tecnologías digitales, en particular los desarrollos de *software*, evolucionan muy rápidamente, con el consiguiente riesgo de obsolescencia, siendo preciso considerar períodos de amortización y tasas de remuneración diferentes a las consideradas para activos convencionales. Asimismo, una red altamente digitalizada puede requerir incrementos en determinados costes de operación sin que estos puedan ser considerados como ineficientes; en este sentido, cabe destacar los costes asociados a la ciberseguridad. Por otro lado, un uso creciente de flexibilidad y de soluciones basadas en la automatización y el telecontrol podrá reducir las necesidades de inversión en nuevas líneas y

transformadores a cambio de aumentar la complejidad y el coste de la operación.

Por consiguiente, se requieren cambios y adaptaciones en el marco retributivo para esta actividad para eliminar posibles barreras e incluso incentivar la digitalización y la flexibilidad. Para ello, los actuales esquemas que incentivan el gasto de capital (*CAPEX*, por sus siglas en inglés) sobre el gasto operativo (*OPEX*, por sus siglas en inglés), deben sustituirse por una regulación que incentive un volumen eficiente de los costes totales incurridos o *TOTEX* (por sus siglas en inglés). Bajo este tipo de remuneración, las distribuidoras podrían adoptar las decisiones más eficientes sobre cuánto invertir o cuándo incurrir en mayores costes de operación, y cuánto de ello se correspondería con activos de red tradicionales o con activos digitales.

3.2. Planificación de la red de distribución

De nada serviría incentivar a las empresas distribuidoras a digitalizar sus redes y a utilizar servicios de flexibilidad como alternativa y complemento a las inversiones convencionales de red si estos no incorporan estas soluciones a sus decisiones de inversión. Este problema cobra mayor relevancia si cabe debido al elevado esfuerzo inversor previsto para los próximos años para facilitar la transición energética, como se comentó en la sección primera. A este respecto, el artículo 32.3 de la Directiva 2019/944 estipula que las distribuidoras deberán preparar y presentar al regulador de manera periódica un plan de desarrollo de la red de distribución que evalúe explícitamente los servicios de flexibilidad nece-

sarios a medio y largo plazo, así como las inversiones necesarias previstas para los siguientes cinco a diez años. Asimismo, el numeral 4 del mismo artículo dice que el operador de distribución deberá consultar con los usuarios de la red y el transportista, publicando los resultados de esta consulta junto con los planes de desarrollo de la red.

En España, las empresas de distribución ya han de elaborar y remitir a la CNMC y a la Secretaría de Estado de Energía sus planes anuales y plurianuales de inversión según establece el Real Decreto 1048/2013. Sin embargo, el principal propósito de estos planes de acuerdo con la normativa vigente es realizar un seguimiento de la ejecución de estas inversiones y asegurar que no se supera un determinado volumen máximo de inversión en distribución con cargo a los costes regulados del sistema eléctrico.

Pese a que los planes de inversión pueden incluir actuaciones en ciertos activos digitales bajo el epígrafe de despachos de maniobra y telecontrol (ver Resolución de 27 de abril de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía sobre contenido y formato de los planes de inversión), el foco está claramente puesto en los activos convencionales ligados a crecimiento de la demanda. Asimismo, no se hace mención alguna al uso de flexibilidad dentro de estos planes de inversión. Por último, a fin de dar cumplimiento pleno al texto de la Directiva referido anteriormente, las distribuidoras españolas aún deben avanzar significativamente en los aspectos de consulta pública y publicación abierta de información relativa a estos planes de inversión, actualmente disponible de manera muy limitada.

3.3. Bancos de pruebas regulatorios

En un entorno de cambios continuos en la tecnología y las condiciones del mercado, la regulación corre el riesgo de quedarse desfasada respecto a lo que se requeriría para evitar ser una rémora para estos avances. Por este motivo, en ocasiones, la regulación, o la falta de ella, son vistas como obstáculos a la innovación o nuevos modelos de negocio.

Los bancos de pruebas o *sandboxes* regulatorios, concepto con origen en el sector *fintech* han despertado un creciente interés en el sector eléctrico. Estos bancos de pruebas permitirían llevar a cabo experiencias piloto en las que se exige a los participantes del cumplimiento de algunas disposiciones regulatorias, siempre con una limitación de alcance, geográfica y/o temporal. El objetivo, además de la propia experimentación y aprendizaje por parte de los agentes implicados, sería la de adquirir experiencia sobre determinados diseños regulatorios que permite tomar futuras decisiones de manera más robusta a los reguladores.

En España, el Real Decreto 568/2022 establece el marco normativo para la realización de bancos de pruebas regulatorios en el sector eléctrico. En este borrador se define un banco de pruebas regulatorio como un «*Entorno experimental en el que pueden realizarse pruebas o ensayos dentro del marco de ejecución de proyectos piloto, de manera segura y controlada, con el fin de facilitar la investigación y la innovación en el ámbito del sector eléctrico*». De acuerdo con este real decreto, los bancos de pruebas en

España, bajo la supervisión de la Secretaría de Estado de Energía, estarían abiertos a todos los sujetos del sistema eléctrico recogidos en la ley, bajo convocatoria y siempre que las exenciones regulatorias no contravengan el marco europeo.

Entre los mecanismos de fomento de la innovación, un banco de pruebas regulatorio se distinguiría de un proyecto piloto convencional en que este último no lleva aparejado ningún eximente regulatorio. Asimismo, se diferencia de otros mecanismos de innovación regulatoria, como los pilotos o experimentos regulatorios en que, mientras estos últimos implican cambios (temporales) en la regulación que afecta a todos los agentes por igual y suelen surgir a iniciativa del propio regulador, los bancos de pruebas están más acotados en alcance y parten de la iniciativa de uno o varios agentes (Council of European Energy Regulators [CEER], 2022).

En el contexto de las redes de distribución digitalizadas y flexibles, los bancos de pruebas regulatorios podrían abordar temas como los mercados locales de flexibilidad, las comunidades energéticas, o mecanismos innovadores de gestión de la demanda mediante, por ejemplo, peajes de red dinámicos.

IV. LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL EN LAS REDES ELÉCTRICAS: LAS REDES INTELIGENTES

1. ¿Qué se entiende por digitalización?

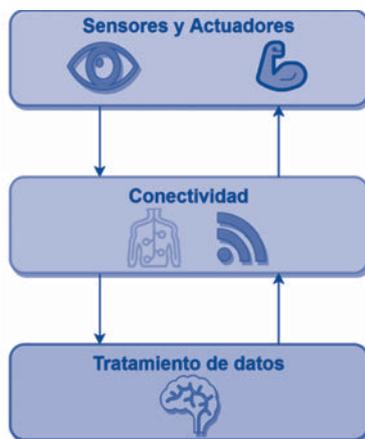
De un tiempo a esta parte el concepto de digitalización o transformación digital ha adquiri-

rido, sin duda, cierto atractivo entre gran parte de los sectores empresariales. No en vano, muchos lo relacionan con una hipotética siguiente revolución industrial (o Industria 4.0). No obstante, esta popularidad tiene el riesgo de que la palabra digitalización se banalice o se convierta en la solución fácil para todo.

La digitalización aplicada a las redes eléctricas está permitiendo la transición del sistema eléctrico tradicional a un conjunto más optimizado. Esta nueva versión y visión de la red eléctrica es conocida comúnmente como red eléctrica inteligente o *smart grid*, en su acepción inglesa. La digitalización aplicada a las redes eléctricas supone la aplicación directa de las tecnologías de la información y comunicaciones (TIC) a este sector. Gracias a esta simbiosis, es posible la monitorización y actuación en tiempos sustancialmente inferiores a los tradicionalmente alcanzados; dando lugar a una red eléctrica más segura y eficiente. No obstante, la digitalización no solamente es capaz de mejorar la red eléctrica en estos términos ingenieriles, sino que posibilita la participación de los consumidores en ella; parte fundamental del sistema y que hasta ahora mantenían una actitud eminentemente pasiva.

La digitalización se fundamenta en tres elementos principales, representados en el gráfico 8: los sensores y actuadores, encargados de recopilar la información y ejecutar instrucciones concretas sobre la red; la conectividad, encargada de transmitir los datos recopilados por los sensores y las órdenes a los actuadores; y el procesamiento de la información, encargada de analizar los datos toma-

GRÁFICO 8
ELEMENTOS PRINCIPALES
EN LA DIGITALIZACIÓN



Fuente: Elaboración propia.

dos por los sensores y decidir las instrucciones más convenientes a indicar a los actuadores. Una analogía común es la de pensar en la red eléctrica como en el cuerpo humano de manera que los sensores y actuadores harían las veces de los sentidos y músculos; la conectividad vendría representada por el sistema nervioso y el tratamiento de datos por el cerebro.

Estos tres elementos están íntimamente relacionados y su dependencia es tal que avances o estancamientos en el desarrollo de uno de ellos afecta a los demás. Es lo que ocurre en situaciones cuando, debido a la imposibilidad de conocer ciertos datos de determinadas partes de la red, se desarrollan algoritmos que intentan suplir esa carencia de información.

2. ¿Qué tecnologías están involucradas en la digitalización?

En la actualidad, el concepto de digitalización lleva asociado

una gran cantidad de posibles tecnologías; muchas de las cuales se han desarrollado recientemente. No obstante, para el caso concreto de las redes eléctricas, un aspecto fundamental de las tecnologías susceptibles de ser utilizadas es precisamente su grado de madurez. La razón para esta consideración es que se trata de una infraestructura crítica y, por tanto, se ha de garantizar su operatividad.

A la hora de clasificar y enumerar las posibles tecnologías involucradas en la digitalización, puede ser conveniente utilizar como guía la división por elementos principales identificada en el apartado anterior. En las siguientes subsecciones, se detallará las principales tecnologías que tendrán un rol significativo en la digitalización de las redes eléctricas atendiendo a esta separación.

2.1. Sensores y actuadores

— *Telemedida*. La telemedida puede que haya sido una de las primeras tecnologías que haya tenido un contacto con los usuarios finales. Se trata de una tecnología que permite la medida del consumo eléctrico de manera automatizada, comúnmente también se conoce como infraestructura avanzada de medición o *AMI* por sus siglas en inglés. La posibilidad de interactuar con los contadores fue inicialmente utilizada para propósitos de medida, pero, sin duda, fue lo que abrió la puerta a otro tipo de funcionalidades.

— *Monitorización y medición remota*. Entre los que se encuentran tecnologías de medida no solamente de ten-

sión y corriente, sino también magnitudes como temperatura o frecuencia. Estos elementos son fundamentales para un correcto control y operación de la red. La monitorización no se lleva a cabo únicamente sobre valores relacionados con el sistema, sino que, en ocasiones, están relacionadas con parámetros de elementos específicos de la red. Un ejemplo podría ser la monitorización de los aceites de los transformadores de tensión (Singh *et al.*, 2020) o la identificación de las descargas parciales (pequeñas fugas de intensidad que ocurren en el aislamiento eléctrico de los cables) (Robles, Shafiq y Martínez-Tarifa, 2019)

No obstante, la monitorización no es solamente necesaria para conocer las magnitudes físicas de los elementos de la red. Como se comentará más adelante, un elemento fundamental en la digitalización de las redes eléctricas es el de garantizar su seguridad. Esto pasa por tener herramientas de ciberseguridad, pero también es imprescindible la implementación de sensores de videovigilancia que detecten los posibles accesos a las infraestructuras físicas de la red.

- *Teleprotección*. A diferencia de los elementos anteriores (centrados en la sensorización), es fundamental tener la posibilidad de llevar a cabo acciones sobre determinados puntos de la red. Un ejemplo claro sería el uso de elementos de teleprotección, cuyo cometido es el de desconectar o aislar secciones de la red por razones de emergencia o funcionamiento incorrecto.

Por razones obvias, un requisito fundamental en este tipo de elementos es contar con una baja latencia para su operación, es decir, un bajo retardo entre el envío de la consigna y la recepción por el elemento correspondiente.

2.2. Conectividad

Las tecnologías que proporcionan conectividad se encargan de transmitir los datos provenientes de los sensores o las órdenes destinadas a los actuadores. Para conseguir dicha conectividad es necesario que exista un canal de comunicación guiado (por ejemplo, a través de un conductor) o no guiado (tal como sería el caso del espacio libre). El canal permite la propagación de la señal electromagnética en la que se ha traducido el dato u orden. No obstante, para que la propagación se lleve a cabo de una manera eficiente por el canal es necesario un procesado de la forma de onda para adaptarla al propio canal; este concepto se conoce técnicamente como «modulación».

Atendiendo a la división ya introducida anteriormente, las tecnologías de conectividad más relevantes para las redes eléctricas serían:

- *Radiofrecuencia*. Esta tecnología se basa en la transmisión de ondas electromagnéticas a través del espacio libre. Es posible manejar la dirección de propagación de estas ondas mediante diferentes geometrías de los elementos radiantes, es decir, las antenas. Una clara ventaja de este tipo de tecnología es que no es necesario un despliegue de un conductor para su propagación. No obstante, estas ondas electromagnéticas no

tienen un alcance indefinido, ya que están expuestas a diferentes fenómenos que atenúan su potencia y reducen, por tanto, su cobertura. Aunque el estudio de la propagación es un campo complejo, como regla general, la atenuación sufrida por las ondas electromagnéticas es tanto mayor a medida que tanto la distancia como la frecuencia de la onda crecen. Asimismo, ondas electromagnéticas con alta frecuencia son capaces de albergar una mayor cantidad de información (gracias a que permiten un mayor ancho de banda). De manera que existe un balance de prestaciones entre la cantidad de información a transmitir por unidad de tiempo y el alcance de esta.

Además, debido a que las frecuencias disponibles (es decir, el espectro radioeléctrico) no es ilimitado, su utilización se encuentra regulada, tanto a nivel mundial (a través del ITU-R) como a nivel nacional y regional.

- *Comunicaciones ópticas*. Las tecnologías de comunicaciones ópticas están basadas en la transmisión guiada de pulsos de luz. Aunque es posible hacerlo en espacio libre, comúnmente, la transmisión se hace a través de un material dieléctrico transparente basado en silicio, lo que típicamente se conoce como «fibra óptica». La principal ventaja que presenta esta tecnología frente a otros medios guiados y no guiados es su extraordinario alcance y velocidad de transmisión. Además, el hecho de que el medio de transmisión no sea conductor hace que se trate de una

solución idónea para entornos de media y alta tensión, donde la existencia de materiales metálicos puede resultar indeseada. Típicamente, esta tecnología es usada en la actualidad para la transmisión de grandes volúmenes de información entre centros separados a grandes distancias, explotando sus dos ventajas principales.

— *Otras tecnologías cableadas.* Existen alternativas cableadas a la fibra óptica para escenarios en los que no sea necesaria una velocidad de transmisión elevada o una gran cobertura. En ese caso, es común hacer uso de tecnologías guiadas sobre conductores. Es el caso de la transmisión de datos digitales a través del par telefónico, es decir, las tecnologías conocidas como *ADSL*, *VDSL* o *VDSL2* (*asymmetric/very-high-bit-rate digital subscriber line*, respectivamente), en general agrupadas bajo el acrónimo *xDSL*. Lo mismo ocurre con la tecnología de transmisión a través del cable de eléctrico, o *PLC* (de las siglas en inglés de *power line communication*). Ambas tecnologías están basadas en la misma idea fundamental: transmitir información digital en frecuencias superiores a las dedicadas para la transmisión de la voz humana (caso de *xDSL*) o la señal de potencia (caso de *PLC*). Este concepto se conoce comúnmente como multiplexación por división en frecuencia o *FDM* según las siglas en inglés.

El caso de uso muy eficiente de las tecnologías de *PLC* es el de la transmisión de información de consumo re-

copilada por los contadores inteligentes. En este caso, se cuenta con la ventaja de que el medio de transmisión (es decir, el cable eléctrico) ya se encuentra disponible y no es preciso desplegarlo.

El lector interesado podría encontrar en Sendin, Matanza y Ferrus (2021) una descripción más detallada de las tecnologías descritas en esta subsección.

2.3. Procesamiento de los datos

Los datos recabados por los sensores y transmitidos por el sistema de conectividad tienen escasa utilidad en formato original. Su valor real aparece gracias a su procesamiento y da lugar a la detección de situaciones de alarma o mejorar la eficiencia de determinados procesos. En el procesamiento de los datos juegan un papel clave las siguientes tecnologías:

— *Big data e inteligencia artificial.* Gracias a los algoritmos de *big data* e inteligencia artificial desarrollados en los últimos años, es posible detectar patrones en los datos que permiten predecir (con alguna incertidumbre) eventos futuros o comportamientos similares. El concepto de *big data* está más ligado a las tecnologías que permiten el procesado de grandes volúmenes de información que se encuentra distribuida de una manera flexible y eficiente (Leyva Mérida, 2020). Un ejemplo clásico y relacionado con las redes inteligentes podría ser el consumo eléctrico horario de todos los clientes de una compañía distribuidora durante los últimos cinco años. El campo de la inteligencia artificial (que agrupa

otras técnicas relacionadas como la del *machine learning*) es la que se encarga de la detección y clasificación de patrones dentro de los datos. Este tipo de tecnologías no solamente es muy útil para la operación de la red, sino también para llevar a cabo otras labores en su gestión como el mantenimiento predictivo.

— *Virtualización y cloud/edge computing.* Los avances llevados a cabo en *big data* e inteligencia artificial han sido posibles, en parte, gracias a la virtualización y el *cloud computing*. El concepto de virtualización se basa en representar de manera *software* algún elemento físico o «real». Un ejemplo podría ser un pequeño programa *software* que emulara un reloj mecánico de agujas. La virtualización ha permitido que muchos procesos informáticos se emulen sobre *hardware* de dispositivo general, es decir, grandes granjas de servidores, a los que se conoce comúnmente como «la nube». Dependiendo de la propiedad de los servidores donde se lleva a cabo la virtualización, se podría hablar de nubes públicas, donde el *hardware* es compartido por varios usuarios; privadas, donde el *hardware* es propiedad de la propia empresa o usuario; o híbridas, una mezcla de las dos primeras opciones.

En los últimos años, el concepto de nube, ha evolucionado ligeramente a algo que se conoce como *edge computing*. Conceptualmente se trata de la misma idea, con el matiz de que, en este caso, los servidores se encuentran localizados geográficamente

te más cerca de los sensores donde se originan los datos. El objetivo fundamental de este cambio es el de reducir el tiempo dedicado a transmitir los datos a una nube centralizada, además de descargar la carga computacional de la nube centralizada haciendo un procesamiento previo en «el borde», es decir, en el *edge*.

- **Ciberseguridad.** Desgraciadamente, son numerosos los casos hoy en día en los que es imperativo contar con un plan dedicado a la ciberseguridad. Uno de los inconvenientes que lleva la digitalización es el de aumentar la superficie expuesta de la red, ya que ya no es necesario estar cerca de un elemento para actuar sobre él. Esta gran ventaja que brinda la digitalización es, sin duda, un arma de doble filo. Esto es especialmente sensible por tratarse de un sistema considerado crítico. El ámbito de la ciberseguridad es muy heterogéneo, siendo necesario aplicar políticas que garanticen la integridad de los sistemas no solo en las oficinas y en los centros de control y procesamiento, sino también medidas más físicas en los elementos más remotos de la red; tal como se mencionaba anteriormente sobre videovigilancia.

3. ¿Qué necesidades de transformación tienen actualmente las redes eléctricas para su digitalización?

El gráfico 4 puede dar alguna pista de las necesidades de transformación que tienen las redes eléctricas en España. En ella, se puede ver que cerca del

30 por 100 de los centros de transformación de media a baja tensión tienen una antigüedad superior a los cuarenta años. Este es un hecho significativo ya que es precisamente en elementos de red como estos en los que se llevaría a cabo la implementación de tecnologías de *edge* como las descritas en la sección 2.3.

Afortunadamente, el mismo gráfico 4 arroja un dato prometedor y que da una idea del avanzado nivel de digitalización en España. Se trata del elevado porcentaje de penetración de medidores inteligentes. Esta tecnología tan capilar es, sin duda, uno de los pilares fundamentales de la digitalización de las redes eléctricas. En una primera iteración, la tecnología PLC utilizada en la comunicación con este elemento únicamente permite la transmisión de algunos *kilobytes* de información; lo cual limita las aplicaciones que pueden ejecutarse sobre ellos. No obstante, en la actualidad existen esfuerzos por las compañías eléctricas de mejorar esta figura y dar lugar a nuevos casos de uso.

De manera adicional, un aspecto en el que es necesario una transformación forzada por la digitalización es, sin duda, el incremento de la ciberseguridad. Tal como se ha comentado en secciones anteriores, al tratarse la red eléctrica de un sistema crítico, es fundamental garantizar el máximo nivel de ciberseguridad. Además de su criticidad, la gran dispersión geográfica de la red hace que sean necesarios cambios tanto virtuales como físicos tanto a nivel de dispositivos como a nivel de sistema.

Otro aspecto fundamental que precisa de una transformación no estaría tan relacionado directamente con la tecnología, sino con el de la transformación en la cultura digital. Esta transformación no solamente sería necesaria dentro de las empresas, sino también por parte de los usuarios finales; estos son un elemento fundamental del sistema y su involucración es fundamental para que la red alcance niveles de eficiencia altos, lo cual, como ya se ha mencionado, es uno de los objetivos de la digitalización.

V. LA INVESTIGACION, INNOVACION Y FORMACION

1. Investigación e innovación

La investigación e innovación están ligadas al concepto de evolución continua y necesaria en las redes eléctricas. Por todo lo indicado anteriormente, y aun cuando se dispone de una base muy sólida, es imprescindible una innovación conducida por el papel de las redes en la transición energética y acelerada por la digitalización.

Se podría empezar con una perspectiva más global en la que la actividad en los EE. UU. y en China, donde el EPRI (Electric Power Research Institute) y el Instituto de investigación de la empresa eléctrica estatal juegan, en sus respectivos países, papeles muy relevantes. Sin embargo, vamos a concentrarnos en el área de la UE donde, quizá por la ambición de sus planes de transición energética se están destinando ingentes recursos en investigación e innovación, a través de los programas *FP (Framework Programs)*, HP2020

y ahora Horizonte Europa, todos ellos gestionados por la Comisión Europea (CE) dentro del marco del denominado European Strategic Energy Technology Plan (SET Plan).

Son muchos los foros públicos/ privados donde se analizan en detalle y, en suma, se proponen las áreas y temas que precisan de innovación, siendo el ETIP SNET (European Technology and Innovation Platform on Smart Networks for Energy Transition) el foro más relevante a la hora de recomendar los programas de innovación, no dependiente de ninguna administración, si bien con el patrocinio y apoyo de la

CE, que asegura la participación de la industria relacionada con redes en su sentido más amplio.

La actividad de ETIP SNET se inició con una visión compartida para el 2050 (ETIP SNET, 2018) resumida en el gráfico 9 donde se aprecia el papel central de las redes eléctricas en el conjunto de la transición energética.

Posteriormente se elaboró un plan de desarrollo (*road map*) durante un período de diez años y que se viene concretando en el detalle necesario mediante programas de implantación (*implementation plans*) durante cuatrienios, habiéndose publicado recientemente el correspondien-

te al período 2022-2025 (ETIP SNET, 2022). Como resumen de su contenido, debe decirse que es el conjunto más completo y actualizado que contiene todo el detalle de la innovación necesaria en redes de energía para facilitar la transición energética europea. Abarca todos los temas analizados y decididos en sus diversos grupos de trabajo y no es objeto de este artículo su descripción detallada, para lo que se pueden consultar las referencias indicadas

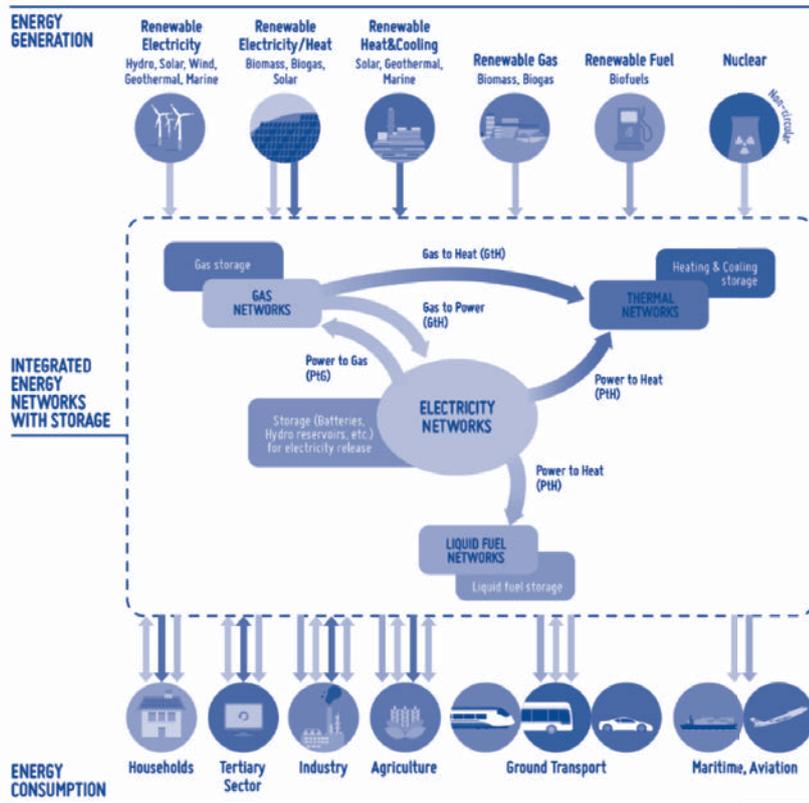
Como muestra se indican a continuación los casos de uso de alto nivel (*HLUC, high level use cases*) descritos en el último programa y hacia donde deben enfocarse las prioridades de innovación, también definidas en detalle y donde se puede observar la importancia asignada a las redes y a su digitalización. El cuadro n.º 1 incluye para cada *HLUC* el presupuesto orientativo a destinar en innovación durante el período citado de cuatro años y que alcanza en total un millardo de euros.

2. Formación

Por último, merece la pena detenerse en el aspecto de la formación, considerado y declarado relevante como resultado de numerosos proyectos de innovación (finalizados y en curso) y enmarcarlo en el esfuerzo amplio de formar conocimientos y habilidades en un sector energético que se está adaptando a una transformación intensa y en el que la digitalización juega un papel fundamental.

Como se indicaba en la sección primera mencionando indicadores para medir la digitalización de las redes, los de cultura digital están directamente ligados a la formación.

GRÁFICO 9
VISIÓN DE ETIP SNET PARA EL 2050



Fuente: ETIP SNET (2018).

CUADRO N.º 1

PLAN DE IMPLEMENTACIÓN DE I+D PROPUESTO POR ETIP SNET PARA 2022-2025

	HLUC (with specific PPCs during 2022-2025)	Total Budget 1000 ME
	HLUC 1: Optimal Cross sector Integration and Grid Scale Storage	130ME
	HLUC 2: Market-driven TSO-DSO-System User Interactions	90ME
	HLUC 3: Pan European Wholesale Markets, Regional and Local Markets	80ME
	HLUC 4: Massive Penetration of RES into the transmission and distribution grid	145ME
	HLUC 5: One stop shop and Digital Technologies for market participation of consumers (citizens) at the center	120ME
	HLUC 6: Secure operation of widespread use of power electronics at all systems levels	100ME
	HLUC 7: Enhance System Supervision and Control including Cyber Security	135ME
	HLUC 8: Transportation Integration & Storage	100ME
	HLUC 9: Flexibility provision by Building, Districts and Industrial Processes	100ME

El proyecto EDDIE (Education for Digitalization in Energy), financiado por la CE a través de su programa ERASMUS PLUS se inició en 2020, cuenta con dieciséis miembros (universidades e institutos de formación e investigación, empresas energéticas, y asociaciones industriales diversas que cubren los diferentes estados de la UE) coordinados por la Universidad Pontificia Comillas, y tiene por objeto el establecimiento de un marco de

referencia para facilitar la enseñanza, y su difusión, en todos los niveles educativos (no solo los universitarios) en el sector de la energía según vaya adoptando la necesaria digitalización (EDDIE project, n.d.).

Aun cuando todavía queda un año de desarrollo del proyecto, ya se pueden compartir resultados de enorme interés como la detección de habilidades consideradas necesarias por

la industria del sector de la energía y las faltas en la oferta educativa actual para cubrir dichas necesidades.

Mediante encuestas directas con esas empresas, se ha confirmado una gran necesidad de conocimiento y formación relacionado directamente con la digitalización y para los diversos tipos de trabajo y responsabilidad en las áreas de captura y gestión de datos, métodos analíticos, procesamiento de datos, desarrollo de programación y desarrollo de tecnologías digitales. También se ha confirmado en las encuestas la escasez relativa de oferta formativa, buscando y recomendando las mejores prácticas encontradas para cubrir dichas faltas.

En resumidas cuentas, el proyecto EDDIE, no solo apoyado por la EACEA (European Education and Culture Executive Agency) como responsable del programa ERASMUS PLUS, sino muy directamente por la Dirección General de la Energía de la CE (DG ENER) tiene la oportunidad de convertirse en la referencia a consultar en materia de educación para la digitalización de la energía. No en vano, se ha incorporado como referencia en el documento *Plan de acción digital en la energía* recientemente publicado y mencionado ya en varios apartados anteriores

VI. CONCLUSIONES

En este artículo se ha pretendido comentar a grandes rasgos el futuro de las redes eléctricas inteligentes, partiendo de una descripción resumida de su situación actual. Si bien mucho de su contenido es aplicable con carácter general a cualquier país, es cierto que su ámbito de observa-

ción se ha debido limitar al caso europeo y más concretamente al caso español, especialmente cuando se he tratado de la regulación aplicable. Así mismo, una parte considerable se ha dirigido a las redes de distribución en tanto en cuanto serán las más afectadas por los cambios previstos.

Las principales conclusiones que defendemos como tales, se resumen muy brevemente a continuación:

— Las redes eléctricas seguirán siendo necesarias e incluso su importancia será mayor en el conjunto del sistema energético, según se vaya desarrollando su transición.

— Las redes en su estado actual, si bien proporcionan una base necesaria, deben adaptar unos profundos cambios para hacer posible esa transición.

— La digitalización es, en el caso del sector energético y de las redes eléctricas en particular, el camino tecnológico para acelerar la transición energética.

— El esfuerzo de adaptación de las redes, ya iniciado, es muy importante en términos de uso de tecnologías a través de ingentes inversiones y requiere acompañarlo con un cambio cultural en las empresas directamente afectadas.

— El cambio de función de las redes eléctricas, desde uno de servicio universal a una demanda creciente, pero prácticamente pasiva, hasta un elemento neutral imprescindible para hacer posible un mercado eléctrico en competencia, requiere de una adaptación

regulatoria mucho más rápida que la registrada hasta la fecha.

— Aparecerán oportunidades de negocio para nuevos agentes que, sobre todo, se orienten a cubrir las necesidades de los usuarios de red que ya no será solo consumidores de electricidad.

— La actividad de Investigación e Innovación en su sentido más amplio es fundamental para apoyar la adaptación necesaria buscando la eficiencia óptima.

— Por último, pero no por ello lo menos importante, la formación es un aspecto fundamental por incorporar en todos los niveles de actividad que contribuyan al enorme cambio previsto

NOTA

(1) Nótese que la ubicación de la frontera entre transporte y distribución varía entre Estados miembros, particularmente con relación a qué operador es el titular de las redes de reparto de alta tensión. En España estas redes forman parte del sistema de distribución, mientras que en otros países, como Francia o Italia, las redes de reparto o subtransmisión son propiedad del transportista.

BIBLIOGRAFÍA

CEDEC, EDSO, EURELECTRIC & GEODE (2021). *Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective*.

CHAVES, P., COSSANT, R., GÓMEZ, T., LÓPEZ, G., JAVIER MATANZA, J., MATEO, C., RODRÍGUEZ, N. y SÁNCHEZ, M. A. (2021). *La digitalización de las redes eléctricas de distribución en España*.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC). (2022). *Información mensual de estadísticas sobre producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos*. <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#ventasregimenespecial>

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) (2022). *Paper on Regulatory Sandboxes in Incentive Regulation*. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/72eab87d-9220-e227-1d26-557a63409c6b>

DIRECCIÓN GENERAL DE TRÁFICO (DGT) (2021). *Anuario Estadístico General*. https://www.dgt.es/export/sites/web-dgt/galleries/downloads/dgt-en-cifras/publicaciones/anuario_estadistico_general/anuario-estadistico-general-2020_version-on-line.pdf

EDDIE PROJEC. (n.d.) *EDDIE Project*. <https://www.eddie-erasmus.eu/>

ETIP SNET (2018). *VISION 2025. Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment*.

ETIP SNET. (2022). *R&I Implementation Plan 2022-2025*.

EUROPEAN COMMISSION (2022). Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. European Commission, 2022. «Digitalising the energy system - EU action plan. COM(2022), 552 final». 18 de octubre de 2022.

FUNDACIÓN NATURGY (2020). *Informe 2020. El sector eléctrico español en números*.

HITACHI ENERGY (2020). *Enabling Europe's net zero vision by proactively developing its power grids*.

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE) (2021). *Mercados Locales de Electricidad. Resultados Consulta Pública*. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/mercados-locales-de-electricidad-resultados-consulta-publica>

INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE) (2022). *El MITECO apoya 45 proyectos de comunidades energéticas impulsados por más de 2.600 personas, pymes y entidades locales*. <https://www.idae.es/noticias/el-miteco-apoya-45-proyectos-de-comunidades-energeticas-impulsados-por-mas-de-2600>

<p>JRC (2021). <i>Distribution System Operator Observatory 2020</i>.</p> <p>LEYVA MÉRIDA, E. A. DE (2020). <i>Análisis del impacto de la digitalización en el sector de la distribución de energía eléctrica en España</i>.</p> <p>REAL DECRETO 1053/2014, de 12 de diciembre, por el que se aprueba una nueva Instrucción Técnica Complementaria (ITC) BT 52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos» (2014) (testimony of Ministerio de Economía Industria y Competitividad [MITECO]).</p> <p>MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2021). <i>El Gobierno aprueba la Estrategia de Almacenamiento Energético, clave para garantizar la seguridad del suministro y precios más bajos de la energía</i>. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-la-estrategia-de-almacenamiento-energ-por-100c3-por-100a9tico-clave-para-garantizar-la-seguridad-del-suministro-y-precios-m-por-100c3-por-100a1s-bajos-de-la-energ/tcm:30-522653</p> <p>MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITECO) (2021). <i>Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030</i>. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx</p> <p>MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2022). <i>Proyecto de real decreto por el que se establece</i></p>	<p><i>el marco general del banco de pruebas regulatorio para el fomento de la investigación y la innovación en el sector eléctrico</i>. https://energia.gob.es/es-es/participacion/paginas/detalleparticipacionpublica.aspx?k=504</p> <p>RED ELÉCTRICA (REE) (2021). <i>El sistema eléctrico español</i>.</p> <p>ROBLES, G., SHAFIQ, M. y MARTÍNEZ-TARIFA, J. M. (2019). Multiple partial discharge source localization in power cables through power spectral separation and time-domain reflectometry. <i>IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement</i>, 68(12), pp. 4703-4711.</p> <p>ROCKY MOUNTAIN INSTITUTE (2015). <i>The economics of load defection how grid-connected solar-plusbattery systems will compete with traditional electric service, why it matters, and possible paths forward</i>.</p> <p>SENDIN, A., MATANZA, J. y FERRUS, R. (2021). <i>Smart Grid Telecommunications: Fundamentals and Technologies in the 5G Era</i>. John Wiley & Sons.</p> <p>SINGAPORE POWER GROUP (2021). <i>Smart Grid Index 2021: Smarter and Greener Grid</i>. https://www.spgroup.com.sg/about-us/energy-hub/sustainability/smart-grid-index-2021-a-por-10020smarter-and-greener-grid</p> <p>SINGH, R. P., SONAWANE, A. V., SATPUTE, M. S., SHIRSATH, D. Y. y THAKRE, M. P. (2020). A review on traditional methods of condition monitoring of transformer. <i>2020 International Conference on Electronics and</i></p>	<p><i>Sustainable Communication Systems (ICESC)</i>, 1144-1152.</p> <p>SMARTEN (2021). <i>European Market Monitor for Demand Side Flexibility</i>. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/02/eu_market_monitor_2021_public_online.pdf</p> <p>TRANSPORT & ENVIRONMENT (2021). <i>Recharge EU: how many charge points will Europe and its Member States need in the 2020s</i>. https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/01_por-100202020_por-10020draft_por-10020te_por-10020infrastructure_por-10020report_por-10020final.pdf</p> <p>UNION OF THE ELECTRICITY INDUSTRY (EURELECTRIC) (2021). <i>Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition Final Deliverable</i>.</p> <p>USEF FOUNDATION (2017). <i>USEF: Workstream on Aggregator Implementation Models - Recommended practices and key considerations for a regulatory framework and market design on explicit Demand Response</i>. https://www.usef.energy/app/uploads/2017/09/recommended-practices-for-dr-market-design-2.pdf</p> <p>VALAREZO, O., GÓMEZ, T., CHAVES-AVILA, J. P., LIND, L., CORREA, M., ULRICH ZIEGLER, D. y ESCOBAR, R. (2021). Analysis of new flexibility market models in Europe. <i>Energies</i>, 14(12), 3521.</p> <p>XUE, Y., LIU, G., D TAFT, J. y SHANKAR, M. A. (2022). <i>Emerging Trends and Systemic Issues Influencing Today's US Electric Grid</i>.</p>
--	---	---