



# La regulación de las redes eléctricas inteligentes como piedra angular de la transición energética

**Ignacio Zamora Santa Brígida**

*Doctor en Derecho*

*Abogado en EJI López-Ibor Mayor*

[ignacio.zamora@ejilopezibor.com](mailto:ignacio.zamora@ejilopezibor.com) | <https://orcid.org/0000-0002-1530-0634>

Este trabajo ha obtenido un **accésit** del **Premio «Estudios Financieros» 2021** en la modalidad de **Derecho Constitucional y Administrativo**.

El jurado ha estado compuesto por: don Juan Antonio Xiol Ríos, doña Lucía Casado Casado, don Gabriel Doménech Pascual, doña Alicia González Alonso, don José Damián Irazo Cerezo y don Fabio Pascua Mateo.

Los trabajos se presentan con seudónimo y la selección se efectúa garantizando el anonimato de los autores.

## Extracto

En el presente artículo se analiza la relevancia que las redes eléctricas inteligentes tendrán en la transición energética hacia un modelo renovable, flexible y eficiente. Nos hallamos ante un cambio de paradigma en el sector eléctrico marcado por el cambio climático y la revolución tecnológica. Este novedoso contexto exige que las redes eléctricas experimenten un proceso de modernización, gracias al cual puedan integrar adecuadamente los recursos energéticos distribuidos, como son, por ejemplo, las instalaciones de almacenamiento y los vehículos eléctricos. Una tarea que implicará, aunque en algunos supuestos sea con carácter transitorio, la asunción de nuevas funciones por parte de los gestores de las redes de distribución. Se trata, en suma, de una radical transformación del sector eléctrico y su regulación, que encuentra en las redes eléctricas inteligentes el eje vertebrador de la transición energética. Una transición que se presenta evidente en lo referido a la perspectiva medioambiental y extremadamente compleja en su vertiente industrial.

**Palabras clave:** redes eléctricas inteligentes; transición energética; energías renovables; regulación; cambio climático; Unión de la Energía.

Fecha de entrada: 04-05-2021 / Fecha de aceptación: 10-09-2021

**Cómo citar:** Zamora Santa Brígida, I. (2021). La regulación de las redes eléctricas inteligentes como piedra angular de la transición energética. *Revista CEFLegal*, 250, 127-162.





# Regulation of smart grids as a key element of the energy transition

Ignacio Zamora Santa Brígida

## Abstract

This article analyses the relevance that smart grids will have in the energy transition towards a renewable, flexible, and efficient model. We are facing a paradigm shift in the power sector as a result of climate change and technological revolution. This new context requires electricity grids to undergo a technological process that will enable them to fully integrate distributed energy resources, such as storage facilities and electric vehicles. A task that will involve, albeit in some cases on a transitional basis, the assumption of new functions by distribution system operators. In short, it is a radical transformation of the power sector and its regulation with smart grids as the backbone of the energy transition. A transition that is evident in terms of the environment and extremely complex in terms of industry.

**Keywords:** : smart grids; energy transition; renewable energy; regulation; climate change; Energy Union.

**Citation:** Zamora Santa Brígida, I. (2021). La regulación de las redes eléctricas inteligentes como piedra angular de la transición energética. *Revista CEFLegal*, 250, 127-162.





## Sumario

1. Introducción: Un cambio de paradigma motivado por el cambio climático y la revolución tecnológica
  2. Puesta en escena de las redes eléctricas inteligentes
    - 2.1. Concepto
    - 2.2. Sobre la trascendencia de las redes eléctricas inteligentes en el modelo de generación distribuida
  3. La estructura conceptual clásica de la distribución eléctrica y su adaptación al modelo de generación distribuida
  4. La distribución de energía eléctrica ante las principales tecnologías disruptivas: aspectos regulatorios
    - 4.1. La integración de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas: El carácter esencial de la instalación deberá determinar su régimen jurídico
    - 4.2. La recarga del vehículo eléctrico: el distribuidor como facilitador de su despliegue
  5. Creación de comunidades energéticas locales y mercados locales de electricidad: hacia un sistema eléctrico más flexible
    - 5.1. Las comunidades energéticas locales
    - 5.2. Los mercados locales de electricidad
  6. A modo de conclusión
- Referencias bibliográficas



## **1. Introducción: Un cambio de paradigma motivado por el cambio climático y la revolución tecnológica**

Las nuevas tecnologías están alcanzando un grado de desarrollo que, hace tan solo unos años, hubiera sido inimaginable. Aparecen, con una frecuencia cada vez mayor, innovaciones tecnológicas de naturaleza disruptiva, es decir, que cambian por completo los modelos de producción y consumo hasta ahora conocidos.

En palabras de Klaus Schwab (2016, p. 15), puede afirmarse que estamos en presencia de la cuarta revolución industrial. Afirmación que sostiene en las siguientes causas:

- a) **Velocidad:** Al contrario de lo que sucedía en las anteriores revoluciones industriales, la actual está avanzando a un ritmo, no lineal, sino exponencial. Es, en definitiva, el resultado de un mundo profundamente interconectado.
- b) **Amplitud y profundidad:** Se basa en un proceso de digitalización y combina múltiples tecnologías que provocan cambios de paradigma en los modelos de negocio y en las relaciones personales.
- c) **Impacto de los sistemas:** Nos hallamos ante la transformación de complejos sistemas dentro de las empresas, de las industrias y de los países. Es decir, se están produciendo simultáneamente una serie de profundos cambios en las formas de organizarse y relacionarse.

Estamos presenciando el inicio de un cambio cuya profundidad alcanza a la forma en que las personas trabajan y consumen. La revolución tecnológica afecta a la sociedad como

colectivo y a la persona como individuo. Tal es así que el propio concepto de persona y el de identidad pueden llegar a disociarse por la coexistencia de los entornos físico y digital<sup>1</sup>.

Se distingue con nitidez, pues, cuáles van a ser los actores protagonistas en el nuevo escenario: de un lado, la sociedad y, de otro, la digitalización. Ahora bien, la incertidumbre recae sobre cómo se ordenará la sociedad digital; cuestión que debe ser resuelta desde el derecho y la ética. La cuarta revolución industrial, por consiguiente, no debe entenderse como un factor exógeno al ser humano, sino como una gran ocasión para que los modelos sociales que resulten de las diferentes innovaciones tecnológicas terminen potenciando los valores y la dignidad de la persona<sup>2</sup>.

En el ámbito energético el cambio climático exige que la sociedad cubra sus necesidades económicas de manera más inteligente y sostenible, objetivo que, gracias a las nuevas tecnologías, estamos en disposición de lograr. Sin ellas, innovaciones como las redes eléctricas inteligentes, el almacenamiento, la movilidad eléctrica u otras actividades que puedan implicar un uso eficiente de la energía resultarían simple utopía.

La digitalización, en relación con la transformación de la industria eléctrica, es definida por la consultora internacional Bloomberg como «el proceso consistente en conectar distin-

---

<sup>1</sup> *Vid.* el brillante estudio de José Luis Piñar Mañas (2018) sobre el tema. En él reflexiona, entre otras cuestiones, acerca de cómo el entorno digital puede alterar el concepto de persona y de identidad: «La identidad a que vengo refiriéndome se construye fundamentalmente en el entorno de la realidad física. Pero puede asimismo trasladarse al entorno digital. En este, en efecto, confluyen elementos que configuran tanto la identidad que cada uno quiere o pretende darse como la que se otorga. Lo que ocurre es que en el entorno digital la heteroformación de la identidad depende de factores que no siempre operan en el mundo físico o lo hacen de un modo muy diverso. Pues en el entorno digital las posibilidades de conformar desde fuera del propio sujeto su identidad y con ello su personalidad son sin duda mucho más numerosas, y cualitativamente diversas». A continuación, concluye: «La identidad es del ser humano, no de la máquina. Es de la persona. Esta afirmación, que parecería obvia, no lo es tanto, y menos lo será en el futuro».

<sup>2</sup> *Vid.* la magistral reflexión realizada al respecto por Quadra-Salcedo (2018, pp. 65-66): «La sociedad digital puede acabar provocando la puesta a disposición de unos pocos de unos instrumentos formidables de poder, dominación y control, incompatibles con los valores y principios superiores de nuestro ordenamiento: la libertad, la justicia, la igualdad y el pluralismo político. Lo que para algunos, según se ha visto, es la tierra prometida del sometimiento a máquinas infalibles que dirijan la vida de los ciudadanos, no es sino una directa contradicción con los principios esenciales sobre los que descansa nuestro pacto social. [...] el modelo de un supuesto mundo feliz donde las máquinas y la inteligencia artificial sustituyan al ser humano no se compadece con los valores superiores de nuestra convivencia, ni con la dignidad de la persona humana y los derechos fundamentales que le son inherentes. Eso no supone que las máquinas y la inteligencia artificial no deban ser un poderoso medio para construir un mundo mejor y más justo, en el que los ciudadanos puedan lograr un más perfecto desarrollo de su personalidad y llevar a su plenitud la democracia. Las máquinas transforman los datos en informaciones accesibles y enormemente aprovechables, pero su empleo solo corresponde al conocimiento humano que es capaz de ponderar los juicios últimos morales y de valor».

tos dispositivos a través de las telecomunicaciones, recopilando y compartiendo información, para, finalmente, analizar los datos obtenidos y así mejorar la operación del sistema»<sup>3</sup>.

En el escenario de la digitalización, impulsado decisivamente por la cuarta revolución industrial, están adquiriendo una trascendencia creciente innovaciones como el internet de las cosas<sup>4</sup>, el *big data* o el *blockchain*, las cuales pueden enmarcarse en el contexto de la inteligencia artificial (IA). Son, todas ellas, tecnologías disruptivas que posibilitan la prestación de nuevos servicios con costes marginales muy reducidos. Las plataformas digitales permiten, incluso, que el activo necesario para la prestación del servicio no sea propiedad de la empresa prestadora del mismo<sup>5</sup>.

El sector eléctrico, en concreto, muestra una especial sensibilidad ante la aplicación de las nuevas tecnologías. Se trata de una industria que, desde su origen, se ha visto condicionada por razón de una serie de circunstancias físicas: la imposibilidad de almacenar electricidad en grandes cantidades, la compleja interacción de los electrones o la necesidad de operar con infraestructuras en red; contexto que, lógicamente, ha influido de forma muy significativa en su régimen jurídico y económico.

La industria eléctrica, naturalmente, ha observado cómo la tecnología empleada en su cadena de valor ha evolucionado de forma notable durante el último siglo. Se ha tratado de una evolución tecnológica que ha permitido una mejora sustancial en la eficiencia y la seguridad de las instalaciones sin llegar a provocar profundas alteraciones en su esquema funcional. En los últimos años, sin embargo, la trascendencia de los avances tecnológicos y la elevadísima velocidad con la que estos van llegando está alumbrando, ahora sí, una radical transformación en la cadena de valor del sector eléctrico.

En este contexto surgen las denominadas *smart cities* (ciudades inteligentes), expresión anglosajona que se refiere a aquellos entornos urbanos que emplean las nuevas tecnologías con el fin de aumentar la calidad de vida de sus habitantes y hacer de la ciudad un espacio más sostenible. Es importante, en este punto, que el término *inteligencia* no se asocie a los elementos en sí mismos, sino al uso que se hace de ellos. Advértase, por tanto, que la denominación puede resultar equívoca, fruto de una traducción del inglés, que ha terminado

<sup>3</sup> Informe publicado por la consultora internacional Bloomberg con el título *Digitalization of Energy Systems*, el 6 de noviembre de 2017, p. 3.

<sup>4</sup> Para profundizar, *vid.* Barrio Andrés (2018).

<sup>5</sup> *V. gr.* el modelo de negocio de una central virtual de generación eléctrica: «En Alemania se encuentra el caso de Next Kraftwerke, que comenzó su operación en 2009 y contaba en septiembre de 2017 con 4.800 centrales de producción y centros de consumo en diversos países de Europa central (principalmente clientes industriales con flexibilidad de demanda). Next Kraftwerke no dispone de ningún recurso distribuido en propiedad, siendo sus únicos gastos los relacionados con su centro de control global». Informe elaborado por Orkestra (Instituto Vasco de Competitividad) titulado *Autoconsumo eléctrico: normativa actual y experiencias internacionales de promoción del autoconsumo* (2018), pp. 100-101.

siendo aceptada de forma generalizada. Por ello, consideramos más adecuado decir que el proceso de digitalización ha generado *ciudades interconectadas* que permiten un uso más eficiente de los distintos recursos<sup>6</sup>.

Estos nuevos entornos son particularmente interesantes desde un punto de vista energético. Una ciudad inteligente es, en definitiva, una ciudad interconectada<sup>7</sup>. Y, como explicaremos en las páginas que siguen, la transmisión de información en tiempo real resulta fundamental para que la demanda participe en el sector eléctrico, tarea que, sin el uso de contadores inteligentes, no sería posible. Asimismo, un espacio donde existe una elevada conectividad es el escenario idóneo para que el consumo de energía se realice con eficiencia. El proceso de digitalización, determinante para la consecución de las ciudades inteligentes, permite que las redes eléctricas inteligentes puedan alcanzar todo su potencial al integrar diversos elementos impulsores de la transición energética, como los sistemas de acumulación de energía o los vehículos eléctricos.

Debe tenerse en cuenta, en suma, que la incorporación de inteligencia artificial y la gestión eficiente de los recursos naturales, fenómenos relacionados entre sí, son presupuestos esenciales para que pueda cumplirse el objetivo de desarrollo sostenible (ODS) número 11: «Ciudades y comunidades sostenibles». Según datos ofrecidos por Naciones Unidas<sup>8</sup>, la mitad de la humanidad (3.500 millones de personas), vive a fecha de hoy en ciudades y se prevé que esta cifra aumente a 5.000 millones para el año 2030.

Asimismo, el investigador del Massachusetts Institute of Technology (MIT), Carlo Ratti, aporta cuatro cifras que resultan clave para comprender el impacto de las ciudades: 2, 50, 75 y 80. Comenta al respecto que las ciudades ocupan el 2 % de la superficie global, alojan al 50 % de la población mundial, son responsables del 75 % de la energía que se consume en todo el planeta y emiten el 80 % de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. Por ello, si las ciudades incrementasen en alguna medida su grado de eficiencia, el beneficio aumentaría exponencialmente a efectos globales<sup>9</sup>.

---

<sup>6</sup> Sin perjuicio de nuestro afán por emplear la lengua española con propiedad, utilizaremos en lo sucesivo todas las expresiones que incluyen el término *inteligente* como traducción de *smart* (redes inteligentes, contadores inteligentes, ciudades inteligentes, etc.) por haber sido las que mayor aceptación han tenido en España y, en consecuencia, facilitar así la tarea comunicativa.

<sup>7</sup> Sin embargo, resulta preocupante, como bien señala Magdalena SUÁREZ OJEDA, la desconexión de las zonas rurales respecto del mundo digital. *Vid.* Suárez Ojeda (2018, pp. 921-923).

<sup>8</sup> Datos disponibles en la página web de Naciones Unidas: <<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>>.

<sup>9</sup> Datos ofrecidos en un artículo publicado por Carlo Ratti en la web del World Economic Forum, titulado de la siguiente forma: «These four numbers define the importance of our cities 2, 50, 75 and 80». <<https://www.weforum.org/agenda/2016/12/technology-and-the-future-of-our-cities/>>.

A continuación, trataremos de exponer el proceso de integración en las redes eléctricas inteligentes de las principales innovaciones tecnológicas vinculadas a la generación distribuida, así como sus aspectos regulatorios más destacados. Un proceso que, a nuestro entender, resulta fundamental para la viabilidad de los objetivos climáticos que guían la transición energética.

## 2. Puesta en escena de las redes eléctricas inteligentes

### 2.1. Concepto

La industria eléctrica se ha caracterizado, desde sus orígenes, por funcionar mediante infraestructuras en red, un diseño tecnológico que ha traído como consecuencia más inmediata la formación de monopolios naturales; circunstancia que ha determinado sustancialmente el régimen jurídico y económico del sector.

Esta realidad, aunque no admite alternativa, resulta para muchos incómoda. En este sentido, destaca el movimiento global *Not in my backyard* (lo que podría traducirse al español como «No en mi jardín»), que responde a la organización de aquellos ciudadanos que rechazan la instalación de ciertas infraestructuras (entre ellas, las propias redes eléctricas) en las proximidades de sus viviendas, por considerarlas peligrosas debido a sus externalidades negativas. Esto no significa que los grupos de ciudadanos afectados estén en contra de la actividad que pueda llevarse a cabo mediante la infraestructura instalada, simplemente pretenden que esta se ubique en lugar distinto al de su residencia. El movimiento NIMBY (su acrónimo anglosajón) refleja, en definitiva, que la localización de una determinada infraestructura suele generar beneficios sociales colectivos y, por el contrario, costes sociales muy concentrados.

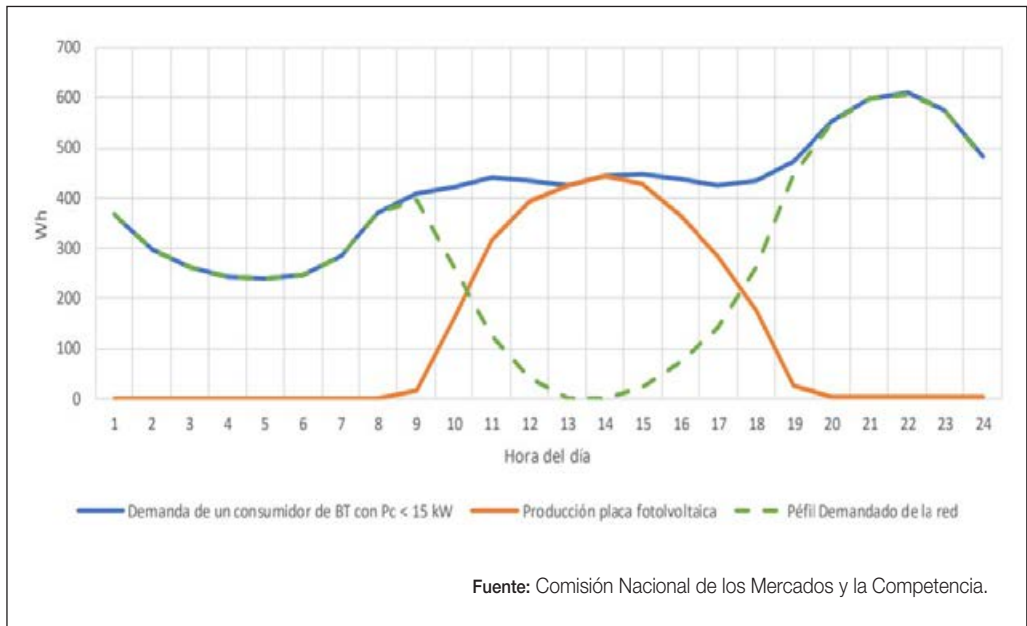
Esta es una de las razones por las cuales el autoconsumo eléctrico, en principio, presenta un importante grado de aceptación por parte de la ciudadanía. El pensamiento de que se pueda producir la electricidad que se consume con la simple instalación de unos pocos módulos fotovoltaicos, sin necesidad de emplear cables aéreos soportados por postes, hace atractiva la actividad. Sin embargo, esta idea solo puede materializarse en los supuestos de *autoconsumo eléctrico aislado*, que normalmente se dan en comunidades rurales de difícil acceso, donde la extensión de la red eléctrica no tiene sentido económico o, directamente, las condiciones técnicas del lugar lo impiden. La actividad de suministro eléctrico con autoconsumo, por lo general, necesita de la red eléctrica. Sin ella, el vertido de energía eléctrica excedentaria sería inviable y la seguridad del suministro quedaría en situación de riesgo.

En este sentido, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) apunta que



en la medida en que el consumidor acogido a autoconsumo no sea autosuficiente, continuará conectado a la red y por tanto el coste impuesto a la red continuará existiendo, en tanto que la red deberá ser capaz de absorber la energía no autoconsumida y deberá, además, atender la demanda punta del mismo en aquellas situaciones en las que la falta de sol dé lugar a que la generación sea insuficiente para atender su consumo<sup>10</sup>.

Gráfico 1. Potencia demandada por el consumidor doméstico medio y perfil de generación de una placa fotovoltaica<sup>11</sup>



En suma, pese al rechazo social producido –en términos generales– por este tipo de infraestructura, es absolutamente necesaria para disfrutar de la electricidad que todos consumimos a diario.

Una vez sentado lo anterior, es oportuno señalar a qué se hace referencia cuando el adjetivo *inteligente* se añade a la clásica expresión *red eléctrica*.

<sup>10</sup> Vid. Memoria justificativa de la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su versión de 15 de enero de 2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, núm. de expediente CIR/DE/002/19, pp. 36 y 37.

<sup>11</sup> Perfil según la REE, suponiendo que no existen vertidos a la red. Día considerado: 8 de febrero de 2018 (día de máxima demanda de 2018).

Según la Comisión Europea, se trata de una «red energética mejorada con la adición de comunicaciones digitales bidireccionales entre el proveedor y el consumidor, contadores inteligentes y sistemas de seguimiento y control»<sup>12</sup>.

No obstante, consideramos que esta definición puede ser completada con la noción que la Red Eléctrica de España (REE) ofrece al respecto, a fin de comprender que el aumento de la conectividad es el factor clave en la incorporación de inteligencia a la red eléctrica. De modo que, desde la perspectiva de la REE como operador del sistema y gestor de la red de transporte, las redes eléctricas inteligentes (denominadas por los anglosajones como *smart grids*) son aquellas que

pueden integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro<sup>13</sup>.

El incremento de la conectividad se está produciendo de forma progresiva a través de la digitalización, proceso que encuentra en las telecomunicaciones y en los sistemas de información sus dos causas motrices. Las nuevas redes eléctricas son fruto, en consecuencia, de la combinación de elementos tradicionales (cobre y hierro) con elementos disruptivos (sensores y medidores).

Puede concluirse sobre la conceptualización de las redes eléctricas inteligentes, en palabras de Miguel Ángel Sánchez Fornié (2014), que

a la infraestructura convencional eléctrica se le incorpora una infraestructura de inteligencia, a base de sensores, que detectan y miden; telecomunicaciones, que transmiten las señales y las reciben en los destinos adecuados y sistemas que procesan esa información para permitir al gestor de redes y sus usuarios, en fin, ese uso inteligente que se busca (p. 253).

## 2.2. Sobre la trascendencia de las redes eléctricas inteligentes en el modelo de generación distribuida

Conviene distinguir, cuando se habla de redes eléctricas, entre las que se destinan al transporte y las que lo hacen a la distribución.

<sup>12</sup> Artículo 2 a) de la recomendación de la Comisión Europea, de 10 de octubre de 2014, relativa al modelo de evaluación del impacto sobre la protección de datos para redes inteligentes y para sistemas de contador inteligente (2014/724/UE).

<sup>13</sup> Recuperado de: <<https://www.ree.es/es/red21/redes-inteligentes/que-son-las-smartgrid>>.

La clasificación de la red responde normalmente al valor de su tensión nominal<sup>14</sup>, siendo que las redes de distribución sirven para transmitir la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación conectadas a las redes de transporte hasta los puntos de consumo –o, en su caso, desde las instalaciones de generación conectadas a la propia red de distribución–.

En la red eléctrica de transporte el grado de inteligencia incorporada a fecha de hoy es elevado, pues, en la medida en la que el desarrollo tecnológico lo ha permitido, la red ha ido aumentando su nivel de automatización y la coordinación de las instalaciones y dispositivos a ella conectados<sup>15</sup>. En la red de distribución es, sin embargo, donde más inteligencia queda por añadir.

La causa de este contraste es la siguiente: para que el modelo de generación eléctrica distribuida adquiera importancia cuantitativa durante los próximos años, es necesario que la actividad de distribución eléctrica se transforme por completo. Una transformación que consistirá, principalmente, en la introducción de inteligencia con el objeto de gestionar por medios telemáticos los sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos, instalaciones de autoconsumo y demás dispositivos que puedan conectarse en el futuro a la red eléctrica de distribución.

La red eléctrica inteligente será esencial, no solo para incrementar la conectividad entre los distintos recursos distribuidos, también para permitir el desarrollo de nuevas activida-

---

<sup>14</sup> En virtud de lo dispuesto por el artículo 34 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, «la red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario». De esta forma, mientras que la red de transporte primario está integrada por «las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares», la red de transporte secundario, por su parte, está formada por «las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte».

<sup>15</sup> Buena muestra del avanzado desarrollo tecnológico que presenta la red eléctrica de transporte es Grid2030, un programa plurianual colaborativo de innovación en el cual Red Eléctrica de España e Innoenergy exploran innovaciones radicales de naturaleza técnica o socioeconómica relacionadas con la operación del sistema eléctrico y su red de transporte. El objetivo es anticiparse a los retos de futuro de la transición energética, identificando las necesidades de los TSO y acelerando el desarrollo de soluciones tecnológicas disruptivas. En este sentido, los objetivos que el programa Grid2030 se ha marcado son los siguientes: 1) acelerar la amplia implantación de la electrónica de potencia en el sistema; 2) desarrollar nuevos recursos para la flexibilidad del sistema, compatibles con un sistema energético libre de carbono; 3) mejorar el conocimiento sobre el estado físico de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica, desarrollando para ello nuevos sensores y algoritmos; 4) identificar nuevos servicios y soluciones para el TSO, basadas en tecnologías digitales emergentes que ayuden a facilitar la transición a un modelo energético más limpio, descentralizado, altamente eficiente y al menos tan fiable como el actual.

des e, incluso, la creación de mercados locales de electricidad. Las actividades de agregación y de almacenamiento, así como los mercados locales, serán realidades que tendrán presencia, sobre todo, en la fase de distribución.

Para que la generación distribuida alcance un crecimiento óptimo, la red eléctrica de distribución tendrá que experimentar, asimismo, una modificación parcial de su diseño, que, actualmente, es mallado y unidireccional.

La primera de las características no plantea problemas para la transición energética, puesto que una red mallada (al contrario de lo que sucede con una red en forma de ramal, donde cada usuario tiene su propia línea de suministro) permite que la electricidad pueda circular por caminos alternativos al estar interconectada en diversos puntos. En consecuencia, su coste es mayor, pero en caso de averías garantiza la seguridad del suministro.

La segunda, sin embargo, sí plantea serias dificultades en materia de generación distribuida. Las redes eléctricas, configuradas tradicionalmente para transmitir la electricidad unidireccionalmente desde la central de producción hasta el punto de consumo, tendrán que experimentar las transformaciones que correspondan para permitir que el flujo de energía eléctrica sea bidireccional<sup>16</sup>. Solo así resultaría técnicamente posible el vertido de los excedentes de electricidad generados por la actividad de autoconsumo a la red de distribución y el uso de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica –incluyendo, entre otros, la batería de los vehículos eléctricos conectados a la red–; posibilidades, ambas, que condicionan sustancialmente el régimen jurídico y económico de la generación eléctrica distribuida.

En este sentido, la CNMC reconoce que

el posible aplazamiento en la extensión o refuerzo de las redes existentes inducido por la reducción de pérdidas requerirá de un esfuerzo complementario orientado a la modernización y digitalización de la red: al menos parte de lo que se ahorre en cobre habrá de emplearse en silicio, y en función de la topología de las dis-

---

<sup>16</sup> «Para garantizar el suministro de energía, las redes se configuran como sistemas mallados, especialmente en el caso de la red de transporte de electricidad. En caso de la red de distribución, además, su configuración tradicional unidireccional ha de adaptarse también al peso creciente de la generación distribuida [...]. Las redes de distribución habitualmente unidireccionales tendrán que pasar a ser bidireccionales como consecuencia del nivel de desarrollo que pueda alcanzar la generación distribuida o el autoconsumo». Informe final elaborado por la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética (creada por Acuerdo del Consejo de Ministros de 7 de julio de 2017), titulado *Análisis y propuestas para la descarbonización*, de 19 de marzo de 2018, p. 459.

tintas áreas, una mayor capilaridad en la distribución de los recursos de generación requerirá redes, si no de mayor capacidad, sí en todo caso más complejas<sup>17</sup>.

Se observa, pues, que las redes se presentan esenciales para la integración de los recursos energéticos distribuidos. Las redes deben ser rediseñadas de tal manera que permitan una mayor conectividad y el flujo bidireccional de la energía, a fin de posibilitar la incorporación masiva de electricidad generada con fuentes renovables. Una tarea que requiere de importantes inversiones y de una adecuada regulación. Y en este sentido, el regulatorio, debe destacarse la reciente aprobación de un marco normativo basado en el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y en la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, normas que establecen diversas medidas para luchar contra la especulación en los derechos de acceso y conexión a la red e incrementar la firmeza exigible a los proyectos.

De escasa utilidad serían –pese a su carácter vinculante– los objetivos en materia de renovables que incorpora el proyecto de Ley de cambio climático y transición energética, aprobado en el Congreso de los Diputados el 8 de abril de 2021, si no se dispusiera de una red capaz de albergar todos los intercambios de electricidad entre los distintos actores del sector.

Las innovaciones que emergen en el sector eléctrico, con un fuerte componente disruptivo en la mayoría de los casos (piénsese, a título de ejemplo, en el almacenamiento, la penetración del vehículo eléctrico o la agregación de demanda), se dan cita en la red. Si se nos permite el símil, la red será en el nuevo modelo de generación distribuida un gran *marketplace*, que conectará a todos los sujetos que participan en el suministro eléctrico<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sobre la propuesta de real decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, de 21 de febrero de 2019, con núm. de expediente IPN/CNMC/005/19, p. 14.

<sup>18</sup> El artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, establece que las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán desarrolladas por los siguientes sujetos: a) los productores de energía eléctrica, b) el operador del mercado, c) el operador del sistema, d) el transportista, e) los distribuidores, f) los comercializadores, g) los consumidores, h) los titulares de instalaciones de almacenamiento, i) los agregadores independientes, j) las comunidades de energías renovables. Esta lista, actualizada en virtud de lo dispuesto por el artículo 4.3 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, alude a todos aquellos actores que, como señalábamos hace un instante, se darán cita en la red. Los mercados eléctricos –en plural, pues existe, como es sabido, diversos mercados que interactúan entre sí– constituyen un valioso instrumento comercial que sirve para atribuir un precio cierto a la energía eléctrica que se consume. Sin embargo, se trata de una ficción. De enorme valor, pero nos hallamos ante una *factio iuris* que parte de algo inexistente para la conformación de una realidad jurídica y económica. El lugar físico donde en verdad se producen los correspondientes intercambios entre los sujetos contem-

### 3. La estructura conceptual clásica de la distribución eléctrica y su adaptación al modelo de generación distribuida

La transición energética implica, parcialmente, la sustitución de un modelo de generación eléctrica centralizada por otro de generación descentralizada. Por consiguiente, la actividad de distribución, siendo la red su principal activo, deberá asumir nuevas funciones. Su papel será fundamental, pues, para que la transición sea llevada a cabo con éxito.

Conviene señalar, en primer lugar, que la actividad de distribución de energía eléctrica queda condicionada por su carácter regulado<sup>19</sup>. Condición que se manifiesta, principalmente, en cuatro aspectos:

- a) La actividad de distribución en nuestro ordenamiento jurídico se encuentra sometida a una *autorización administrativa previa*. En este sentido, los sujetos que vayan a ejercer la actividad de distribución de energía eléctrica deberán reunir una serie de requisitos, entre los que destacan la concesión de autorización administrativa para que sus instalaciones de distribución puedan operar y la inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores<sup>20</sup>.
- b) La red eléctrica de distribución constituye lo que se califica, en términos económicos, un *monopolio natural*. Significa que no resulta razonable, ya sea desde un punto de vista económico o medioambiental, la construcción de redes alternativas. Por ende, en este escenario solo es posible la libre competencia si cualquier comercializador tiene la capacidad de adquirir la energía eléctrica al productor que estime oportuno

---

plados en el artículo 6 de la Ley del sector eléctrico es la red. Por ello, el sector eléctrico podría subsistir sin mercados –como ya hiciera otrora, antes de ser liberalizado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico–, pero no sin redes.

<sup>19</sup> En virtud de lo dispuesto por el artículo 8.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico: «La operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley. Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno».

<sup>20</sup> Según lo establecido por el artículo 37.1 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica: «Los sujetos que vayan a ejercer la actividad de distribución deberán reunir los siguientes requisitos, sucesivamente: a) Certificación que acredite su capacidad legal, técnica y económica; b) Concesión por parte de la administración competente de la autorización administrativa de las instalaciones de distribución; c) Aprobación del Ministerio de Economía de la retribución que le corresponda para el ejercicio de su actividad, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 y su normativa de desarrollo en función de las instalaciones que tenga autorizadas en cada momento; d) Estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores».

a través de las redes que ya existen, aun sin que sean los propietarios de las mismas, a cambio de satisfacer un peaje de acceso. Este razonamiento ha servido para constituir un derecho subjetivo de *acceso de terceros a la red* (siendo su acrónimo ATR), cuya configuración legal debe respetar siempre los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; construcción dogmática de origen estadounidense conocida como *essential facilities doctrine*<sup>21</sup>. Pudiera parecer *prima facie* que esta doctrina tiene por objeto que el propietario de la infraestructura beneficie a la competencia en su propio perjuicio para promover un reparto más equitativo del mercado; sin embargo, la finalidad es otra. La técnica del ATR se construye con el fin último de favorecer, no a los competidores, sino a los consumidores, pues se considera, de forma generalizada, que el aumento de la competencia en la oferta genera incentivos para la innovación y reduce los precios<sup>22</sup>.

- c) La actividad de distribución es objeto de *regulación administrativa y económica*. Quiere decirse, pues, que su ejercicio responde a una determinada ordenación jurídico-administrativa, al igual que sucede con la producción, el transporte y el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, su retribución se fija administrativamente atendiendo a los costes de inversión, mantenimiento y gestión<sup>23</sup>. Por el

<sup>21</sup> No obstante, se trata de una técnica jurídica cuya aplicación sobre actividades novedosas donde no exista un operador histórico que haya explotado la infraestructura en régimen monopolístico puede resultar problemática. En esta línea, conviene traer a colación las siguientes palabras de José Carlos Laguna de Paz (2016): «Con carácter general, nadie está obligado a promocionar a sus competidores en perjuicio propio. No hay que olvidar que, en el Derecho de la Competencia, la *essential facilities doctrine* –que permite el acceso de terceros a infraestructuras esenciales– solo se aplica cuando la duplicación de la red no es factible. El predominio de una empresa en el mercado no justifica que se le prive de parte de sus activos en beneficio de sus competidores, ni se le impida recoger los frutos de su iniciativa y del riesgo empresarial asumido. En otros términos, la obligación singular que se impone sobre el propietario de las infraestructuras solo se justifica en la medida en que sea la contrapartida por alguna ventaja que la empresa disfrute o haya disfrutado en el pasado (construcción de sus infraestructuras en régimen de derechos exclusivos, por ejemplo). En otro caso, la regulación tendría un carácter limitativo de derechos, que no puede entenderse reconociendo al propietario el derecho a percibir un precio de acceso a la red orientado a costes. Menos aún cuando está promocionando a sus competidores» (pp. 313-314).

<sup>22</sup> A decir de Esteve Pardo (2009, p. 344), la decisión más relevante en esta materia fue, posiblemente, la Orden núm. 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), de 1996, que conllevó una profunda reestructuración de la industria eléctrica estadounidense. Reconociendo el monopolio natural constituido por el servicio de transmisión de energía eléctrica, la orden prohibía a las compañías que operaban en esa fase utilizar su posición monopolística para ejercer influencia sobre las compañías que lo hacían en la generación y en la distribución. El propósito de esa regulación, según establecía el contenido de la propia decisión, era «asegurar que los clientes se beneficiasen de la libre competencia instaurada en la fase de generación de energía». Para profundizar sobre el contexto de la citada orden y el origen de la *essential facilities doctrine*, el profesor Esteve Pardo sugiere la consulta de Crandall y Ellig (1997).

<sup>23</sup> El artículo 14 de la Ley 24/2013 dispone al respecto en su apartado tercero que «para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución [...] se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español [...]. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una

contrario, las actividades *liberalizadas* (producción y consumo) obtienen sus ingresos –por regla general– en virtud de los precios que se forman en el mercado.

- d) La distribución de energía eléctrica está sometida a la denominada *separación de actividades* (en inglés *unbundling*). El suministro eléctrico ha sido prestado tradicionalmente por empresas verticalmente integradas; situación que, desde la perspectiva comunitaria, comenzó a observarse como un impedimento para que la liberalización del sector se llevara a cabo con éxito. Es por esta razón que el artículo 14.3 de la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, de 19 de diciembre de 1996, introdujo la *separación contable* entre empresas eléctricas que pertenecieran a un mismo grupo y realizaran distintas actividades<sup>24</sup>. No obstante, con el tiempo, la separación contable se comprobó que resultaba insuficiente para garantizar la libre competencia entre compañías eléctricas en las calificadas como actividades reguladas, puesto que, cuando la red estaba gestionada por una empresa verticalmente integrada (con presencia en alguna de las actividades liberalizadas), la tendencia era que dispensara un trato más favorable a aquellas empresas de producción o de comercialización que pertenecían a su mismo grupo. Con la finalidad de corregir esta distorsión de la competencia, la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, de 26 de junio de 2003, añadió la *separación jurídica y funcional* en aras de reforzar la independencia de los gestores de las redes de transporte y distribución<sup>25</sup>. Finalmente, la Directiva sobre el mercado interior de la electricidad, de 13 de julio de 2009, estableció que el gestor, para alcanzar una independencia efectiva, debía quedar sometido a un régimen de *separación patrimonial*<sup>26</sup>. Este tipo de separación, no obstante, se aplicaría únicamente al gestor de la red de transporte<sup>27</sup>.

---

retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo». Continúa diciendo en su apartado octavo que «las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico».

<sup>24</sup> Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

<sup>25</sup> Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

<sup>26</sup> Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

<sup>27</sup> La Directiva de 2009, por motivo de las reticencias manifestadas por algunos Estados miembros (entre los cuales puede destacarse a Francia), configuró el modelo de separación patrimonial con carácter potestativo. De esta forma, los Estados miembros pudieron escoger entre un modelo TSO (*transmission system operator*), donde el propietario y gestor de la red de transporte es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro; un modelo ISO (*independent system operator*), donde la red de transporte es propiedad de una empresa verticalmente integrada y su gestión se encomienda a una empresa distinta; o un modelo ITO (*independent transmission operator*), donde el propietario y gestor de la red, previo cumplimiento de los requisitos determinados por la Directiva de 2009,



En cuanto a la gestión de las redes de distribución, tanto el artículo 24 de la Directiva de 2009 como el artículo 30 de la Directiva de 2019 coinciden en el contenido, recogiendo sendos preceptos que «los Estados miembros designarán o pedirán a las empresas propietarias o encargadas de las redes de distribución que designen [...] uno o varios gestores de redes de distribución».

A este respecto, en España, el artículo 38.1 de la Ley 24/2013 dispone que «los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen»; definición que resulta poco expresiva. Por ello, conviene acudir al artículo 39.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en lo sucesivo, Real Decreto 1955/2000), en virtud del cual

el gestor de la red de distribución en cada una de las zonas eléctricas de distribución será la empresa distribuidora propietaria de las mismas, sin perjuicio de que puedan alcanzarse acuerdos entre empresas distribuidoras para la designación de un único gestor de la red de distribución para varias zonas eléctricas de distribución.

Este enunciado asocia, ahora sí, dos factores que han permanecido indisolublemente unidos, en la fase de distribución, desde los orígenes del suministro eléctrico hasta la actualidad: la propiedad de la red y su gestión.

Asimismo, por razón de la importancia que las redes eléctricas de distribución irán adquiriendo con el transcurso de la transición energética, el paquete comunitario de directivas y reglamentos titulado «Energía limpia para todos los europeos» (en adelante, el Cuarto Paquete) ha optado por reforzar las relaciones de cooperación entre gestores a nivel comunitario. De tal forma que, por lo dispuesto en los artículos 49 y siguientes del Reglamento 2019/943/UE, relativo al mercado interior de la electricidad, los gestores de redes de distribución, cuando no formen parte de una empresa verticalmente integrada, cooperarán a través de una entidad europea que aún se encuentra pendiente de creación. Las tareas de esta entidad serán, en esencia, las siguientes: a) que la operación y planificación de las redes de transporte y distribución pueda realizarse de forma coordinada, b) facilitar el modelo de generación distribuida integrando los distintos recursos energéticos renovables y digitalizando las redes de distribución, c) participar en la elaboración de los códigos de red.

---

forma parte de una empresa verticalmente integrada. Cabe añadir, respecto de la distribución, que el artículo 26.1 de la citada directiva establece que «si el gestor de la red de distribución forma parte de una empresa integrada verticalmente, deberá ser independiente de las demás actividades no relacionadas con la distribución, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones», concluyendo a continuación que «estas normas no darán lugar a ninguna obligación de separar la propiedad de los activos del sistema de distribución de la empresa integrada verticalmente».

En lo que se refiere a las funciones que desempeñar por el gestor de la red de distribución, debe señalarse que, de conformidad con lo establecido por el artículo 31.1 de la Directiva 2019/944/UE sobre el mercado interior de la electricidad, seguirá siendo responsable

de garantizar que la red esté en condiciones de satisfacer a largo plazo las solicitudes razonables en materia de distribución de electricidad, y de explotar, mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, una red de distribución de electricidad segura, fiable y eficaz en su zona, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente y la eficiencia energética<sup>28</sup>.

Las funciones clásicas, tras la aprobación del Cuarto Paquete comunitario en materia de energía, no agotan la actividad de distribución. La Directiva 2019/944/UE sobre el mercado interior de la electricidad asigna al gestor de la red, con carácter novedoso, una serie de funciones vinculadas al modelo de generación distribuida, pues, como ya se advirtiera en el anterior apartado, será el gestor de la distribución quien se encargue de integrar, con la ayuda de las redes eléctricas inteligentes, los diversos recursos distribuidos en el sistema eléctrico. Las nuevas tareas guardan relación, principalmente, con los siguientes retos: el desarrollo del almacenamiento de electricidad a gran escala, el despliegue de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico y el aumento de la flexibilidad en la operación del sistema.

En cuanto a la relación entre la actividad de distribución y el almacenamiento de energía eléctrica, el artículo 36.1 de la Directiva 2019/944/UE establece que «los gestores de redes de distribución no estarán autorizados a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía». Prohibición que se relativiza por lo dispuesto en el apartado segundo del citado precepto, en virtud del cual los gestores de las redes de distribución podrían ser autorizados si se dieran, cumulativamente, las siguientes condiciones: a) que, tras un procedimiento de licitación abierto y transparente, ningún agente del mercado hubiera manifestado su interés en poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento; b) que tales instalaciones sean necesarias para que los gestores cumplan sus obligaciones en aras de asegurar un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución; c) que la autoridad reguladora, teniendo en cuenta las condiciones mencionadas con anterioridad, valoren positivamente la necesidad de dicha excepción y concedan su aprobación<sup>29</sup>. De lo dispuesto por la nueva directiva se desprende, en suma,

<sup>28</sup> Pueden encontrarse el detalle de las funciones asignadas al gestor de las redes de distribución en el sistema eléctrico español en el artículo 40.2 de la Ley 24/2013, así como en los artículos 40 y 41 del Real Decreto 1955/2000.

<sup>29</sup> En este sentido, el artículo 36.4 de la Directiva 2019/944/UE añade el siguiente matiz: «Las autoridades reguladoras efectuarán, a intervalos regulares o al menos cada cinco años, una consulta pública para valorar de nuevo el interés potencial de los agentes del mercado en invertir, desarrollar, gestionar o administrar instalaciones de almacenamiento de energía. En caso de que la consulta pública indique que

una voluntad clara por parte de las instituciones europeas de que los gestores de las redes de distribución no asuman funciones en materia de almacenamiento, y, en su caso, que la gestión guarde carácter transitorio.

Respecto de las funciones asumidas por el gestor de las redes de distribución en el ámbito de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico, las instituciones comunitarias han decidido actuar del siguiente modo. El artículo 33.1 de la Directiva 2019/944/UE, sobre el mercado interior de la electricidad, señala que «los Estados miembros proporcionarán el marco regulador necesario para facilitar la conexión de los puntos de recarga de acceso público y privado a las redes de distribución», por lo que podría interpretarse que los Estados miembros gozarán de un importante margen de discrecionalidad en la configuración del referido marco; añadiendo a continuación que «los Estados miembros velarán por que los gestores de redes de distribución cooperen de forma no discriminatoria con cualquier empresa que posea, desarrolle, explote o gestione los puntos de recarga para vehículos eléctricos, en particular en lo que atañe a la conexión a la red». Sin embargo, al igual que sucede en relación con las instalaciones de almacenamiento, recoge en su apartado segundo que los Estados miembros podrán permitir que los gestores de redes de distribución posean, desarrollen, gestionen o exploten puntos de recarga para vehículos eléctricos únicamente si se cumplen las siguientes tres condiciones de manera cumulativa: a) que, tras un procedimiento de licitación abierto y transparente, ningún agente del mercado haya manifestado su interés en poseer, desarrollar, gestionar o explotar puntos de recarga para vehículos eléctricos; b) que la autoridad reguladora haya dado su aprobación; c) que el gestor de la red de distribución no favorezca a sus empresas vinculadas.

Este planteamiento comunitario respecto del papel que han de asumir los gestores de las redes de distribución en relación con las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico ya ha sido transpuesto al ordenamiento interno español. En concreto, se recoge en el apartado 10 del artículo 38 de la Ley 24/2013 un párrafo que ha sido añadido recientemente en virtud de lo dispuesto por el artículo 21.3 del Real Decreto-Ley 15/2018. Así pues, el artículo 38.10 de la Ley 24/2013 establece lo siguiente:

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 6.1.g, las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

---

terceras partes son competentes para poseer, desarrollar, gestionar o administrar estas instalaciones, los Estados miembros velarán por suprimir progresivamente las actividades de los gestores de redes de distribución en este ámbito». Idéntico mandato es el que establece el artículo 33.4 de la directiva en lo que a los puntos de recarga para vehículos eléctricos se refiere.

El Gobierno podrá regular procedimientos para la transmisión de estas instalaciones por parte de las empresas distribuidoras a otros titulares, cuando se den las condiciones de interés económico, recibiendo las primeras una compensación adecuada.

Conviene hacer un alto en el camino a fin de observar cómo, sin que el artículo 35 de la Directiva 2019/944/UE haya modificado lo dispuesto por el artículo 26 de la Directiva 2009/72/CE, la configuración jurídica de la *separación de actividades* en la gestión de la distribución eléctrica ha sido adaptada al nuevo modelo energético. La voluntad por parte de las instituciones comunitarias de que los gestores de las redes de distribución no asuman nuevas funciones con vocación de permanencia en materia de almacenamiento y recarga del vehículo eléctrico conlleva, *de iure*, la separación entre la distribución y las dos actividades mencionadas.

En definitiva, la nueva regulación europea de la distribución responde con claridad a un razonamiento concreto: determina que el almacenamiento y la recarga del vehículo eléctrico han de ser actividades de *mercado*. Este criterio explica la separación entre las referidas actividades y la distribución, puesto que las primeras han de ser prestadas en régimen de libre competencia y la última, como ya se advirtiera al comienzo del presente apartado, ha de seguir guardando carácter regulado<sup>30</sup>.

## 4. La distribución de energía eléctrica ante las principales tecnologías disruptivas: aspectos regulatorios

### 4.1. La integración de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas: El carácter esencial de la instalación deberá determinar su régimen jurídico

La cuestión, a nuestro juicio, presenta una cierta complejidad. De modo que, para una mejor comprensión de la problemática planteada, haremos un ejercicio comparativo con dos actividades análogas: de un lado, las estaciones de servicio (gasolineras) y, de otro, las instalaciones de almacenamiento de gas.

En cuanto a las primeras, su similitud funcional respecto de los puntos de recarga del vehículo eléctrico (también conocidos como electrolineras) es evidente, lo cual facilita no-

---

<sup>30</sup> Aunque la Ley 24/2013 distingue entre actividades *reguladas* y *no reguladas*, siguiendo a Juan de la Cruz Ferrer (1999, p. 357), sería más preciso diferenciar entre actividades *competitivas* y *no competitivas* (entre estas últimas, la distribución), pues, desde una perspectiva jurídico-administrativa, todas son actividades reguladas.

tablemente la comprensión de la cuestión; sin perjuicio de las diferencias de régimen jurídico que existen entre ambas actividades por razón de su pertenencia a sectores distintos. Tanto las estaciones de servicio como los puntos de recarga tienen una finalidad *comercial* y, por consiguiente, deben guardar una naturaleza *competitiva*. Por ello, resulta acertado que los servicios de recarga energética de vehículos eléctricos sean ordenados jurídicamente como una actividad potencialmente competitiva, con independencia de que el gestor de la red eléctrica de distribución pueda facilitar el despliegue inicial de las infraestructuras de recarga en vía pública gracias a su capacidad técnica para seleccionar óptimas ubicaciones y a su capacidad económica para realizar elevadas inversiones.

Sobre las segundas, su comparación con las instalaciones de almacenamiento de electricidad ilustrará en buena medida la problemática que nos disponemos a plantear. Recuérdese, en este punto, que el artículo 36.1 de la Directiva 2019/944/UE no permite que los gestores de redes de distribución posean, gestionen o exploten instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica, salvo que concurran las tres condiciones mencionadas *ut supra*, supuesto en el cual las funciones asumidas por el gestor de la distribución tendrían carácter transitorio. Sin embargo, no es este el régimen jurídico al que se someten las instalaciones de almacenamiento de gas.

Siendo conscientes de que la electricidad y el gas poseen características físicas diferentes, no es menos cierto que la regulación de los sectores eléctrico y gasista presenta notables similitudes, las cuales se acentúan en la actividad de transporte por tratarse de sectores que funcionan con infraestructura en red; redes eléctricas en un caso y gasoductos en el otro. La gran peculiaridad de la energía eléctrica que ha condicionado tradicionalmente su régimen jurídico y económico ha sido la imposibilidad de almacenarla (Cruz Ferrer, 1999, p. 17); el gas natural, en cambio, puede ser almacenado en estado líquido o gaseoso<sup>31</sup>. No obstante, una de las innovaciones tecnológicas más disruptivas en el sector eléctrico es la aparición de sistemas de almacenamiento a gran escala. Esta realidad alterará sustancialmente la operación del sistema; por razones de seguridad y eficiencia, de igual manera que en el sistema gasista, surgirá la necesidad de construir instalaciones de almacenamiento con *carácter estratégico*.

En el sector gasista, mientras que los *almacenamientos básicos*<sup>32</sup> tienen la consideración jurídica de instalaciones de la red básica de gas natural ex artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos (en adelante, Ley 34/1998), los *almacenamientos no básicos* se rigen por un régimen jurídico y retributivo distinto. De seguido, la Ley 34/1998

<sup>31</sup> El gas natural licuado (GNL) presenta como gran ventaja de cara a su almacenamiento que ocupa un volumen 600 veces inferior al gas en estado gaseoso. En este sentido, mientras que el GNL se almacena en plantas de regasificación, cuando se encuentra en forma gaseosa suele almacenarse en instalaciones subterráneas o antiguos yacimientos. *Cfr.* Pérez de Ayala (2009, p. 1.300).

<sup>32</sup> Denominados *estratégicos* hasta la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio.

dispone en su artículo 60 que «la regasificación, el almacenamiento básico, el transporte, y la distribución tienen carácter de actividades reguladas».

Puede observarse, también en el sector de los hidrocarburos líquidos, cómo el *almacenamiento estratégico* es tratado jurídicamente como parte de la logística básica de productos petrolíferos. En España existe una extensa red de oleoductos y de instalaciones de almacenamiento conectadas con las refinerías y con los centros de importación. A este respecto, la CNMC reconoce que «

la distribución de carburantes a través de la red de instalaciones de almacenamiento y oleoductos de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH) constituye una infraestructura esencial para los operadores al por mayor del mercado español<sup>33</sup>;

existiendo, además, alrededor de 40 compañías que prestan servicios de almacenamiento alternativos a los de CLH, careciendo, en estos casos, de carácter esencial. Estos servicios alternativos de almacenamiento han crecido en importancia desde la liberalización del sector de los hidrocarburos, hasta representar a fecha de hoy aproximadamente la mitad de la capacidad total de almacenamiento en España<sup>34</sup>.

Por todo lo expuesto sería razonable, en definitiva, que en el sector eléctrico se estableciera una diferenciación análoga entre instalaciones de almacenamiento con carácter esencial y sin él. Aquellas que fueran consideradas estratégicas para la operación del sistema, naturalmente, no podrían desarrollarse en régimen de libre competencia, siguiendo en este aspecto la misma lógica jurídica que las actividades de transporte, distribución y operación del sistema. Las instalaciones de almacenamiento de gran tamaño, en términos generales, deberían adquirir naturaleza de *essential facility*; fundamentales en un contexto de elevada generación renovable y, por consiguiente, escasa capacidad de gestión.

El almacenamiento centralizado, al que nos acabamos de referir, estará integrado por baterías de gran potencia –cuando el desarrollo tecnológico así lo permita– y, sobre todo, por centrales hidráulicas de bombeo. Somos conscientes de que calificar la capacidad de bombeo como *essential facility* puede resultar molesto, dado que hablamos de centrales que tienen dueño. No obstante, las redes eléctricas también tienen propietario y, pese a ello, cumplen una función estratégica para el sistema, quedando sometidas por ello a un

<sup>33</sup> Informe de la CNMC titulado *Estudio sobre el mercado mayorista de carburantes de automoción en España*, 24 de junio de 2015, p. 158.

<sup>34</sup> *Vid.* Informe estratégico de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental sobre «La red de transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos de CLH» (2013).

régimen no competitivo<sup>35</sup>. Todas las transiciones han de ser capaces de conciliar, sabiamente, alegrías y molestias.

En relación con este asunto, el informe elaborado por la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética señala que

el desarrollo de las redes deberá permitir la combinación de grandes centros de generación centralizada con el creciente peso de la generación distribuida y con sistemas de almacenamiento que, en el caso de ser de gran tamaño, estarían conectados a la red de transporte, pero que en muchos casos también estarán conectados a las redes de distribución<sup>36</sup>.

Reflexión que resulta coherente con la crítica que acabamos de pronunciar: si durante las próximas décadas van a coexistir sistemas de almacenamiento de gran tamaño conectados a la red de transporte con otros de reducidas dimensiones conectados a la red de distribución, es razonable que reciban un tratamiento jurídico diferenciado. De igual manera que en el sector gasista es Enagás, SA, como gestor técnico del sistema, el sujeto responsable de la operación y gestión de las instalaciones de almacenamiento a fin de garantizar la seguridad del suministro, en el sector eléctrico sería adecuado que el almacenamiento estratégico fuera gestionado por el gestor de la red de transporte o de distribución, en función de cuál sea la ubicación de la instalación. Situación distinta será la del almacenamiento distribuido, es decir, aquellas baterías de reducida potencia que puedan emplearse en hogares y empresas, las cuales carecerían de carácter esencial para el sistema.

Como muestra de que las instalaciones de almacenamiento son un activo de la red –ya sea de transporte o de distribución– y deben ser operadas, en consecuencia, por el gestor de la propia red, véase lo dispuesto por el artículo 32.3 de la Directiva 2019/944/UE sobre el mercado interior de la electricidad:

El plan de desarrollo de la red también incluirá la utilización de [...] las instalaciones de almacenamiento de energía o de otros recursos que el gestor de la red de distribución esté utilizando como alternativa a la expansión de la red.

Entonces, si la nueva directiva contempla el almacenamiento como una alternativa a la extensión de la red que debe ser reflejada en el plan de desarrollo que presente el gestor cada dos años a la autoridad reguladora, carecería de sentido que no gestionase, asimis-

<sup>35</sup> Naturalmente, no todas las centrales hidráulicas serían *essential facility*, pero, probablemente, sea este el momento de repensar el régimen jurídico y económico de la hidráulica, por dificultoso que resulte.

<sup>36</sup> Informe final elaborado por la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética, *op. cit.*, p. 40.

mo, las referidas instalaciones de almacenamiento, puesto que, a nuestro juicio, forman parte de una infraestructura con características de *monopolio natural* (las redes eléctricas, ya sean de transporte o de distribución) y, además, existen razones de interés general (su carácter estratégico para la operación del sistema eléctrico) que justifican la naturaleza *no competitiva* de las instalaciones.

A efectos de la separación de actividades, guarda interés apuntar que en el sector gasista esta técnica implica, siguiendo a Luis Pérez de Ayala, que las empresas transportistas que sean titulares de instalaciones de la red básica –incluidas, por ende, las de almacenamiento básico– solo podrán realizar, como regla general, la actividad propia del transporte, quedando excluida la posibilidad de que actúen como distribuidoras o comercializadoras<sup>37</sup>. De tal forma que, en lo que al sector eléctrico se refiere, resultaría sensato seguir el criterio regulatorio aplicado en el ámbito del gas natural, estableciendo únicamente un régimen de separación contable entre la actividad de transporte –o, en su caso, distribución– y la actividad de almacenamiento para evitar que la empresa gestora pudiera beneficiarse de subsidios cruzados.

Debemos concluir señalando con satisfacción que las instituciones europeas han decidido regular finalmente la cuestión en línea con la argumentación que acabamos de ofrecer. El artículo 32.1 de la Directiva 2019/944/UE, cuyo título reza «Propiedad de las instalaciones de almacenamiento de energía por gestores de redes de distribución», establece como regla general que «los gestores de redes de distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía». Sin embargo, en su apartado segundo se permite esta posibilidad siempre que se cumplan de forma cumulativa una serie de condiciones<sup>38</sup>. La novedad que desde aquí celebramos reside en que, siendo esto (la citada regla general y la excepción vinculada al cumplimiento de una serie de condiciones) lo previsto en la propuesta de Directiva, de 23 de febrero de 2017, la Directiva 2019/944/UE en su redacción definitiva añade como excepción, en el mismo artículo 32.2, que «los Estados miembros podrán autorizar a los gestores de redes de transporte a poseer, desarrollar, gestionar o explotar instalaciones de almacenamiento de energía, cuando sean componentes de red plenamente integrados»<sup>39</sup>.

<sup>37</sup> Cfr. Pérez de Ayala (2009, p. 1.312).

<sup>38</sup> A saber: «a) tras un procedimiento de licitación abierto, transparente y no discriminatorio, sujeto a la revisión y la aprobación de la autoridad reguladora, no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones, o no puedan prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno; b) dichas instalaciones sean necesarias para que los gestores de redes de distribución cumplan sus obligaciones en virtud de la presente Directiva con vistas a un funcionamiento eficiente, fiable y seguro de la red de distribución y dichas instalaciones no sean utilizadas para comprar o vender electricidad en los mercados de electricidad; y c) la autoridad reguladora haya valorado la necesidad de dicha excepción y llevado a cabo una valoración del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones del procedimiento de licitación, y haya concedido su aprobación».

<sup>39</sup> Nótese que, pese a hacerse referencia expresa en la Directiva 2019/944/UE a «los gestores de redes de transporte», entendemos que se trata de una errata, por estar destinado el precepto a la regulación de la



Quiere decirse que, de conformidad con lo aquí expuesto, las instalaciones de almacenamiento podrán recibir distinto tratamiento jurídico cuando sean *componentes plenamente integrados* en la red, como así sucede con los almacenamientos básicos en los sectores del gas natural y de los hidrocarburos líquidos.

Esta interpretación queda confirmada con la lectura del considerando (63) de la Directiva 2019/944/UE, ausente en el texto de la propuesta, según el cual:

Cuando las instalaciones de almacenamiento de energía sean componentes de red plenamente integrados que no se utilicen para el balance o para la gestión de congestiones, no deben estar sujetas, previa aprobación de la autoridad reguladora, a cumplir con las mismas limitaciones estrictas que los gestores de redes para poseer, desarrollar, gestionar o explotar dichas instalaciones. Dichos componentes de red plenamente integrados pueden incluir instalaciones de almacenamiento de energía, como condensadores o volantes de inercia, que prestan servicios importantes para la seguridad y la fiabilidad de la red, y contribuyen a permitir la sincronización entre las diferentes partes del sistema.

Cabe señalar, por último, que los titulares de las instalaciones de almacenamiento acaban de ser incorporados al ordenamiento jurídico español como nuevos sujetos del sistema eléctrico, añadiéndose a tal efecto un nuevo epígrafe h) al artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico<sup>40</sup>. Así pues, según lo dispuesto por el artículo 6.1 h)

los titulares de instalaciones de almacenamiento son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica,

guardando una elevada importancia –en lo referido a un posible escenario en que los gestores de las redes sean titulares de aquellas instalaciones de almacenamiento que tengan carácter básico o esencial– que el precepto legal añada a continuación «todo ello sin perjuicio [...] de la posibilidad de que los sujetos [...] titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición».

---

distribución y decirse en el mismo artículo y apartado de la propuesta «los gestores de redes de distribución».

<sup>40</sup> El citado epígrafe se añade en virtud de lo dispuesto por el artículo 4.3 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

## 4.2. La recarga del vehículo eléctrico: el distribuidor como facilitador de su despliegue

Resulta significativo que en España, teniendo plaza de garaje tan solo el 30 % de los conductores<sup>41</sup>, el 80 % de la recarga se realice en hogares. Puede deducirse fácilmente, pues, que la compra de vehículos eléctricos se está concentrando en el segmento de conductores con garaje propio, es decir, aquellos que poseen mayor poder adquisitivo. Además, si el 70 % de los automóviles pasan la noche en la calle, se estaría privando de la recarga lenta del vehículo eléctrico durante la madrugada a un colectivo muy importante de conductores.

Decía la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su informe de 26 de enero de 2012, que «se debe garantizar el acceso universal a la recarga en igualdad de condiciones para todos los potenciales usuarios y la utilización eficiente de la energía desde la gestión de recarga»<sup>42</sup>. No obstante, la realidad expuesta resulta un obstáculo difícilmente salvable para el *acceso universal* demandado por la extinta CNE.

No obstante, destaca la supresión del gestor de cargas. Se trataba de una figura que definía el derogado artículo 6 h) de la Ley 24/2013 como «aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, estaban habilitadas para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética». Como ya informara la comisión de expertos, las disposiciones contempladas en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regulaba la actividad del gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, imponían diversas cargas no justificadas a las empresas que desearan prestar servicios de recarga para vehículos eléctricos<sup>43</sup>. Por ello, resulta acertada la eliminación de la figura por medio del Real Decreto-ley 15/2018, liberalizando así la actividad de recarga eléctrica<sup>44</sup>, lo

<sup>41</sup> Según el Anuario sobre el parque de vehículos elaborado por la Dirección General de Tráfico (DGT) en 2018, había en circulación un total de 24.074.151 de turismos.

<sup>42</sup> Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se establecen los requisitos y las condiciones técnicas básicas de la infraestructura necesaria para posibilitar la recarga efectiva y segura de los vehículos eléctricos y a tal efecto se aprueba la ITC-BT-52 «Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos» y se modifican otras instrucciones técnicas complementarias del REBT, de 26 de enero de 2012, p. 4.

<sup>43</sup> Informe final elaborado por la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética... *op. cit.*, p. 403. En esta misma línea, la exposición de motivos del propio Real Decreto-ley 15/2018 reconoce que se trataba de una figura «excesivamente rígida y desincentivadora de la actividad».

<sup>44</sup> La redacción actual del artículo 48.2 de la Ley 24/2013, fruto de lo dispuesto por el artículo 21.4 del Real Decreto-ley 15/2018, establece que «los servicios de recarga energética podrán ser prestados por cualquier consumidor debiendo cumplir para ello los requisitos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno». De este modo, se libra a quien realice la actividad de recarga del cumplir con requisitos tan gravosos como «ser sociedades mercantiles [...] en cuyo objeto social se acredite su capacidad para vender y comprar energía eléctrica sin que existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad».

cual no exime a los nuevos prestadores del servicio de cumplir con la correspondiente normativa en el ámbito de la seguridad industrial ni con sus respectivas obligaciones registrales.

En este contexto es donde se desarrolla una compleja interacción entre tres elementos determinantes para el éxito de la movilidad eléctrica: el precio de las baterías, su autonomía y el despliegue de las infraestructuras de recarga. Si el almacenamiento eléctrico mediante baterías no evoluciona tecnológicamente a un mayor ritmo, el precio del vehículo eléctrico no descenderá y su comercialización se estancará. De darse este escenario, la actividad de recarga en vía pública no sería rentable para la iniciativa privada por la falta de uso y la consiguiente dificultad para hacer frente a los elevados costes que habría de sufragar, a saber: infraestructuras de conexión (entre ellas, la extensión de red, cuyo coste es muy elevado), instalación del punto de recarga y peajes de acceso a la red. Por lo tanto, la situación se agravaría, puesto que, cuantos menos puntos de recarga haya disponibles, mayor será el desincentivo para adquirir un automóvil eléctrico por parte de los ciudadanos. En un contexto de baterías con una autonomía inferior a los 500 km, la infraestructura de recarga en autovías resulta esencial.

Por ello, parece una solución lógica que, en ausencia de iniciativa privada, sean las empresas distribuidoras quienes asuman la gestión de las infraestructuras de recarga durante la fase inicial de su despliegue. Los distribuidores de electricidad pueden así facilitar el despliegue del vehículo eléctrico: por un lado, seleccionando ubicaciones óptimas de conformidad con criterios técnicos en el marco de un plan, y, por otro, desarrollando infraestructuras de recarga gracias a su importante capacidad técnica y económica para realizar este tipo de inversiones.

Las empresas distribuidoras, en suma, pueden ser el sujeto facilitador de la movilidad eléctrica en España<sup>45</sup>.

## 5. Creación de comunidades energéticas locales y mercados locales de electricidad: hacia un sistema eléctrico más flexible

La combinación de recursos energéticos distribuidos vinculados al autoconsumo, almacenamiento y movilidad eléctrica, ya sea individualmente o mediante agregación, encuentra

---

Por lo tanto, ahora cualquier empresa (hoteles, centros comerciales, parkings, etc.) podrán instalar puntos de recarga en sus instalaciones sin necesidad de incluir la prestación de esta actividad en sus estatutos.

<sup>45</sup> Destaca, en este sentido, el Plan Smart Mobility de Iberdrola. Según informa la compañía, «en 2019, las principales autovías y corredores de España, así como los espacios de acceso público de las principales ciudades de la geografía española, contarán con una estación de recarga rápida al menos cada 100 km» <<https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/top-stories/puntos-recarga-coche-electrico-espana>>.

en las redes inteligentes el hilo conductor sin el cual la generación distribuida sería inviable; un conjunto de tecnologías disruptivas cuya sinergia ofrece, entre otras posibilidades, la creación de *comunidades energéticas locales* y *mercados locales de electricidad*. Nos hallamos ante innovaciones que en el clásico escenario de la generación centralizada eran, sencillamente, imposibles de imaginar.

## 5.1. Las comunidades energéticas locales

La expresión *comunidades energéticas locales* se contempla en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) diseñado por el Gobierno de España, y nace con la pretensión de englobar a las *comunidades de energías renovables* (recogidas en la Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables) y a las *comunidades ciudadanas de energía* (recogidas en la Directiva 2019/944/UE sobre normas comunes del funcionamiento del mercado interior de la electricidad) hasta su incorporación en el ordenamiento jurídico español.

Una incorporación que ha llegado, recientemente, por medio del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. En concreto, el artículo 4.3 de la citada norma añade un epígrafe j) al artículo 6.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en virtud del cual las comunidades de energías renovables

son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, 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.

Nos hallamos, en consecuencia, ante un escenario que ofrece libertad formal, señalando María Ángeles Rodríguez Paraja (2019, p. 197) en este punto que «las comunidades locales de energía pueden revestir la forma jurídica de asociación, cooperativa, organización sin ánimo de lucro, etc.»<sup>46</sup>.

Estas comunidades presentan una serie de notas comunes y de diferencias. En relación con las comunes, el PNIEC dispone, con carácter orientativo y no limitativo, que ambas figuras

<sup>46</sup> Asimismo, sobre la indeterminada naturaleza jurídica de las comunidades energéticas locales, destaca el extenso y brillante estudio realizado por González Ríos (2020, pp. 147-193).

deben estar controladas por socios o miembros que estén en las proximidades de los proyectos y su objetivo ha de ser proporcionar beneficios medioambientales, económicos y sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan. Adicionalmente, en el caso de las comunidades de energía renovables, los socios deben ser personas físicas, pymes o autoridades locales (incluidos municipios)<sup>47</sup>.

Es relevante señalar, además, que los socios de ambas comunidades conservarán su condición de clientes finales o domésticos y, con el fin de fomentar la participación en este tipo de organizaciones, podrán recibir un tratamiento fiscal diferenciado.

Asimismo, el PNIEC destaca como la principal diferencia que,

mientras el objetivo de la comunidad de energías renovables es la realización de proyectos de cualquier naturaleza (eléctrico, térmico o transporte) siempre y cuando el origen energético sea renovable, la comunidad ciudadana de energía se ha pensado para abarcar cualquier proyecto relacionado con el sector eléctrico, incluyendo la distribución, suministro, consumo, agregación, almacenamiento de energía, prestación de servicios de eficiencia energética o la prestación de servicios de recarga para vehículo eléctrico, o de otros servicios energéticos a sus miembros.

Para garantizar esta última función, la normativa que incorpore esta figura a nuestro ordenamiento deberá permitir que las *comunidades ciudadanas de energía* puedan poseer, establecer, adquirir o arrendar redes de distribución y gestionarlas autónomamente, así como la posibilidad de acceder a todos los mercados organizados de electricidad.

Se trata, en definitiva, de nuevas formas socioeconómicas de organización fruto de las opciones ofrecidas por el modelo de generación distribuida que pueden aplicarse en diversidad de contextos (piénsese en cooperativas, polígonos industriales, parques tecnológicos, comunidades de propietarios o zonas portuarias).

Debe insistirse en que ambas comunidades tienen como finalidad principal, de acuerdo con lo establecido por las directivas europeas, la obtención de «beneficios medioambientales, económicos o sociales por sus socios o por las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras». De tal modo que subyace una filosofía sostenible y colaborativa, absolutamente compatible con el legítimo ánimo de lucro perseguido por la actividad de las

---

<sup>47</sup> La Directiva 2018/2001/UE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables precisa en su artículo 22.1 que también podrán participar en las comunidades de energías renovables como socias las empresas privadas «siempre que su participación no constituya su principal actividad comercial o profesional».

empresas energéticas (donde, por cierto, las políticas de responsabilidad social corporativa tienen una importancia progresiva), tratándose de actores distintos con objetivos diferentes en un sector que avanza con firmeza, por efecto de la generación distribuida, hacia la descentralización de su estructura productiva.

Finalmente, en lo relativo a las *comunidades energéticas locales*, cabe destacar la labor realizada por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE). Además de publicar un completo y riguroso documento titulado «Guía para el desarrollo de instrumentos de fomento de comunidades energéticas locales», está promoviendo y financiando proyectos piloto relacionados con la implantación de estas comunidades.

## 5.2. Los mercados locales de electricidad

En cuanto a las nuevas funciones que habrán de asumir los gestores de las redes de distribución en el uso de la *flexibilidad*, destaca el contenido que recoge el artículo 32 de la Directiva 2019/944/UE. De este precepto pueden extraerse las siguientes ideas: a) los marcos reguladores permitirán a los gestores de redes de distribución adquirir servicios a partir de recursos tales como la generación distribuida, la respuesta de la demanda o el almacenamiento; b) los gestores de redes de distribución intercambiarán toda la información necesaria y se coordinarán con los gestores de redes de transporte a fin de garantizar la utilización óptima de los recursos, velar por el funcionamiento seguro y eficiente de la red y facilitar el desarrollo del mercado; c) los gestores de las redes de distribución serán adecuadamente remunerados por los costes que implique la incorporación de las tecnologías de la información y la comunicación; d) el desarrollo de una red de distribución se basará en un plan transparente que los gestores de redes de distribución deberán presentar cada dos años a la autoridad reguladora, planificación que incluirá las inversiones previstas en los próximos 5 a 10 años.

La necesidad de dotar al sistema de *flexibilidad* nace con el modelo de generación distribuida. En un *mix* energético con mayor presencia renovable, la oferta incrementará su variabilidad de forma inevitable. Además, la digitalización y la electrificación de la economía reducirán la predictibilidad de la demanda. Es por ello que la flexibilidad se identifica como el elemento que condicionará en mayor medida el diseño del mercado eléctrico durante la próxima década.

Cuando hablamos de flexibilidad pretendemos que el término adquiera un sentido lo más amplio posible, y, quizás por ello, puede resultar en ocasiones equívoco. Un alcance más limitado es el que presenta la interrumpibilidad por su tradicional empleo en España. Hasta ahora, este concepto ha sido asociado casi en exclusiva al sector industrial. Sin embargo, el éxito de la transición energética dependerá, en buena parte, de que la interrumpibilidad se consolide como un fenómeno habitual en oficinas y hogares, siendo, lógicamente, por ello

remunerados. La idea es que haya mercados de interrumpibilidad (o de flexibilidad, usando la terminología de la directiva) en el que los consumidores puedan participar a través de agregadores<sup>48</sup>, siendo estos ayudados por sistemas de inteligencia artificial que permitan la toma de decisión automáticamente cuando los algoritmos programados detecten que la electricidad alcanza un determinado precio. Un escenario complejo que trata de materializar un objetivo muy simple: que, cuando el precio sea elevado, los ciudadanos consuman la menor cantidad de electricidad posible sin que ello perjudique su calidad de vida. Es decir, se pretende que el nuevo modelo de negocio tenga un diseño adecuado para el fomento de la eficiencia energética.

En este nuevo escenario será fundamental que el gestor de la distribución trate de optimizar el potencial de flexibilidad que pueda ofrecer la integración en la red de los diversos recursos distribuidos. Por tanto, será esencial que se permita a los gestores de las redes de distribución que se encarguen de operar la generación renovable a nivel local, práctica que podría disminuir considerablemente los costes de la propia red. Para que ello sea posible, resulta condición necesaria que se permita la agregación de los recursos energéticos distribuidos y la creación de *mercados locales de electricidad*.

Según el informe elaborado por la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética, la agregación de la demanda no se prohíbe en España, pero tampoco está regulada. La comisión de expertos realiza una serie de recomendaciones para el desarrollo de la agregación, figurando entre ellas la de

analizar y comenzar el desarrollo de modelos de mercado locales, inicialmente en forma de prototipos, que, integrados con el mercado mayorista, permitan a los recursos distribuidos disponer de mecanismos de precios libres, ayudando a la mejora de la gestión de las redes locales, principalmente de distribución, para mejorar

---

<sup>48</sup> «Alicia Carrasco, directora general de ENTRA Agregación y Flexibilidad, la asociación que ha sido creada recientemente para impulsar la actividad, la define así: "La agregación de la demanda ofrece al consumidor final la posibilidad de ahorrar y ser remunerado por hacer cambios en su patrón de consumo sin que este afecte a su confort, facilitando la labor de los operadores de red a un menor precio, de una manera más sostenible y potencialmente más segura. Se trata de algo similar a la de la interrumpibilidad, un mecanismo de seguridad del sistema eléctrico que permite cortar la luz a grandes consumidores de energía a cambio de una remuneración, salvo que en el caso del agregador, a menos que se pacte lo contrario, no se cortarían el suministro de los clientes, sino que se modularía para que coincidiera con los períodos de precios bajos del mercado, obteniendo el consecuente ahorro. La agregación existe desde hace años en numerosos países y proporciona ahorros a los clientes que oscilan entre el 3 % y el 10 %, aunque hay casos, como en Francia, en los que llega al 15 %"».

Titular de la noticia: «El Gobierno regula un nuevo agente en el mercado para permitir un ahorro de hasta el 15 % en electricidad» (14 de diciembre de 2018), de *eEconomista.es*. <<https://www.economista.es/empresas-finanzas/noticias/9582499/12/18/El-Gobierno-regula-la-agregacion-de-demanda-para-permitir-un-ahorro-hasta-del-15-en-electricidad.html>>.

la capacidad de transporte de las mismas y evitar el vertido de energía renovable producida a nivel local<sup>49</sup>.

Es esta una sugerencia que, casi con inmediatez, ha sido puesta en práctica por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE). Se trata de un proyecto denominado Integración de Recursos Energéticos a través de Mercados Locales de Electricidad (IREMEL), mediante el cual, a partir de prototipos, se gestiona la integración en la red de los distintos recursos energéticos distribuidos.

Los mercados energéticos locales se encuentran en fase de estudio y desarrollo, debiendo esperar, en consecuencia, a que alcancen su periodo de madurez para realizar al respecto valoraciones precisas. Sin embargo, los prototipos puestos en funcionamiento podrían servir para solucionar una problemática que se irá agudizando según vaya creciendo el nuevo modelo de generación: las congestiones en la red de distribución.

En esta línea, el OMIE diferencia entre lo que denomina *mercados de carácter global* y *mercados de flexibilidad*. Respecto de los primeros, se refiere a los mercados eléctricos *spot* de ámbito europeo (entre ellos, el ibérico) existentes actualmente, los cuales permiten la negociación de la energía con agentes ubicados en diferentes puntos de la red –tanto ibérica como europea–, sin que en las transacciones la localización del productor sea un factor relevante. Mientras que, en relación con los segundos, señala que son aquellos mercados en los que, por motivo de las condiciones técnicas de la red de distribución, los intercambios deben ser realizados por instalaciones situadas en un lugar determinado, siendo trascendental en su diseño la capacidad de los recursos energéticos distribuidos para modificar su producción o consumo en virtud de las instrucciones recibidas de los gestores de la red de distribución<sup>50</sup>.

De esta forma, los recursos energéticos distribuidos tendrán la opción de participar en el referido mercado ibérico o en el correspondiente mercado local, según sea el grado de congestión de la red de distribución. Si el MIBEL presenta un estado global de la red libre de congestiones, los mercados locales de flexibilidad deberían estar desactivados. Por el contrario, en un escenario de potenciales congestiones, los recursos energéticos distribuidos podrían participar del siguiente modo: en el mercado *spot* de manera limitada cuando las necesidades técnicas así lo justifiquen, o, lo que resultaría más aconsejable, en el mercado de flexibilidad de su ámbito zonal (entendiendo estos como los mercados diseñados para permitir a los gestores de las redes de distribución solventar

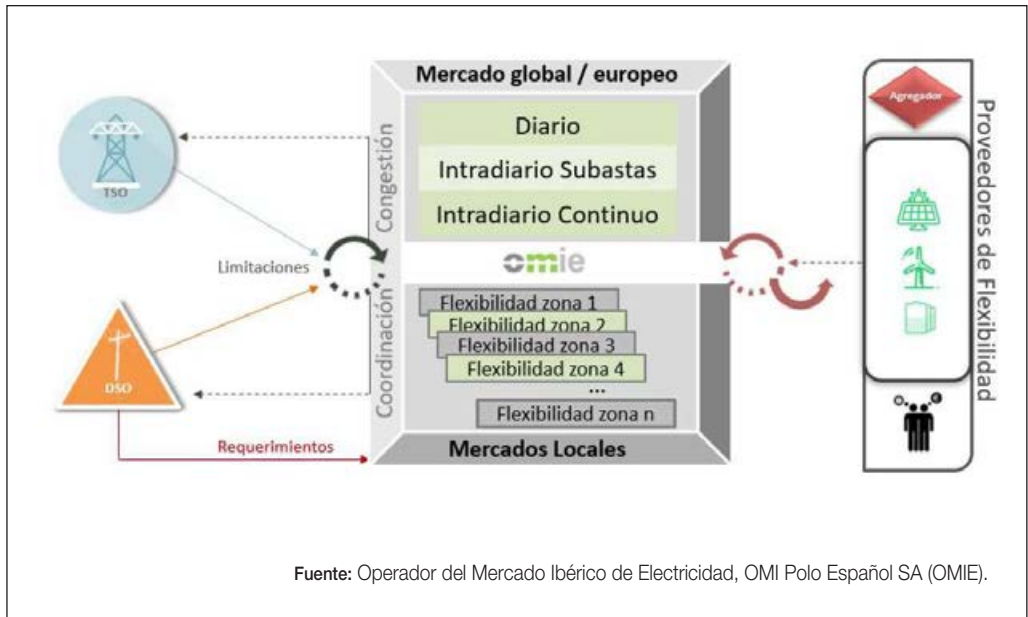
<sup>49</sup> Informe final elaborado por la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética... *op. cit.*, p. 516.

<sup>50</sup> Informe del Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, OMI Polo Español S.A. (OMIE), titulado «Modelo de funcionamiento de los mercados locales de electricidad», 11 de abril de 2019.



los problemas previstos en sus redes mediante la participación de los recursos energéticos localizados en ellas).

Figura 1. Intercambios de información entre los principales actores de los mercados locales



Nos hallamos, en fin, ante la fase inicial de un nuevo modelo de negocio. En el inicio de la transición energética. Un cambio de etapa que, pese a la naturaleza disruptiva de las innovaciones tecnológicas que lo impulsan, permitirá la coexistencia durante años –incluso décadas– entre el tradicional modelo de generación eléctrica centralizada y el nuevo modelo de generación distribuida.

Esta convivencia entre modelos se verá reflejada, naturalmente, en los tipos de mercados eléctricos existentes. Tendremos, en esencia, dos tipos de mercados: el *mercado eléctrico mayorista o spot* (que incluye, a su vez, los mercados diario, intradiario y de balance) y los novedosos *mercados locales de electricidad*. Este último tipo, al nutrirse exclusivamente de fuentes de energía renovables o asimilables, responderá a un modelo retributivo basado en algún mecanismo de competencia competitiva diferente al que se aplica en el mercado *spot*, donde la casación entre oferta y demanda se produce en el contexto de un sistema marginalista.

De cualquier modo, el objetivo fundamental será que estos mercados se integren, junto a los contratos bilaterales (conocidos en este nuevo modelo como PPA), a fin de que la oferta que reciba el consumidor sea unitaria.

Por tanto, el precio final del componente energético deberá guardar una relación lógica con la composición del *mix* con el que realmente se ha producido la electricidad que se consume; unas veces vendrá dado por el precio marginal horario y otras por lo que determine el mercado de flexibilidad correspondiente, pero la señal de precio que se traslade al ciudadano debe ser única.

Un complejo sistema cuya esencia queda reflejada en la reflexión que comparte Rafael Gómez-Elvira González (2017):

Los desarrollos tecnológicos están produciendo cambios muy importantes en el sector eléctrico, donde el modelo centralizado tradicional, basado en aprovechar las economías de escala, se ve desafiado por nuevos recursos distribuidos que cada vez son más asequibles y competitivos. En el nuevo escenario, en el que multitud de agentes pueden operar como consumidor o como generador, aparecen figuras como la del agregador que, como cualquier agente, deberá firmar las reglas del mercado y ser responsable de sus desvíos (evitando situaciones de *free-riding*). En definitiva, serán los mercados quienes permitirán la convivencia entre ambos modelos (centralizado y descentralizado), poniendo precio a la flexibilidad (p. 24).

## 6. A modo de conclusión

Es importante recordar que la transición energética no altera la pretensión de obtener una energía sostenible, segura y competitiva que, desde un comienzo, ha tenido la Unión Europea<sup>51</sup>. El coste de oportunidad, sin embargo, obliga en ocasiones a priorizar entre los objetivos citados, situación que se viene identificando como el trilema de la política energética (Cruz Ferrer, 2019, pp. 17-38). Por consiguiente, aunque la modernización de las redes eléctricas repercuta positivamente en la sostenibilidad medioambiental y en la seguridad del suministro, debe tenerse presente que ello requerirá de grandes inversiones<sup>52</sup>. En este

<sup>51</sup> Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo titulada «Una política energética para Europa», de 10 de enero de 2007, COM (2007) 1 final.

<sup>52</sup> El Grupo Red Eléctrica, a través de su filial Red Eléctrica de España, ha comunicado que «invertirá un total de 3.221 millones de euros para hacer posible la transición energética en todo el territorio español mediante el desarrollo de la red de transporte de alta tensión y la operación del sistema eléctrico. Esta cifra supone la mitad (53 %) de la inversión total de 6.000 millones que la compañía prevé llevar a cabo en los próximos años dentro de su nuevo Plan Estratégico 2018-2022 y centra en gran medida sus esfuerzos en la integración de renovables. De los más de 3.000 millones de euros destinados a la transición energética, 1.538 millones se centrarán en la incorporación de energías limpias (el 47 %), 908 millones reforzarán la fiabilidad de las redes de transporte y la seguridad del suministro, 434 millones se destinarán a ampliar las herramientas tecnológicas y digitales, 215 millones para impulsar los proyectos de almacenamiento y 54 millones a sistemas de control de la energía». Mientras, en relación con la red eléctrica de distribución, Iberdrola ha manifestado que «de los 34.000 millones de euros de inversión durante

sentido, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la economía española, dentro del marco Next Generation impulsado por la Unión Europea, va a significar una excelente oportunidad para el fomento de las redes inteligentes. De cualquier modo, para que la planificación de las redes sea compatible con un precio final de la electricidad asequible, esta deberá elaborarse en virtud de un riguroso análisis coste-beneficio.

Una vez sentado lo anterior, debe concluirse que las nuevas redes eléctricas de transporte y distribución son un instrumento fundamental para afrontar la transición energética con éxito. Nos hallamos, pues, ante una tarea ineludible, siendo que todos los recursos energéticos distribuidos a los que se ha aludido a lo largo del presente estudio –especialmente las instalaciones de almacenamiento y el vehículo eléctrico– solo pueden ser integrados de forma óptima en el sistema eléctrico a través de las redes inteligentes (es decir, bidireccionales y con un alto grado de conectividad). Por ello, puede considerarse la modernización de las redes eléctricas y la elaboración de una nueva regulación adaptada a su concreta caracterización como el elemento vertebrador del modelo de generación distribuida que dirige la transición energética hacia un modelo renovable, flexible y eficiente.

Los objetivos climáticos que orientan la transición son de obligado cumplimiento, pero este devendrá imposible si no se cuenta con unas redes y unos mercados que posibiliten la integración de las innovaciones necesarias. Una realidad, la lucha contra el cambio climático, que si bien no debe presentar grieta alguna desde la perspectiva medioambiental, implica una elevada complejidad en lo referido al rediseño del sistema. Se necesitan nuevas reglas para dar cabida a los nuevos hechos. Un reto apasionante.

---

el periodo 2018-2022, un 47 % del importe global –16.000 millones de euros– será invertido en redes». <<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2019/03/red-electrica-de-espana-invertira-3221-millones-de-euros-para-hacer-posible-la-transicion-energetica-en-todo-el-territorio-hasta-2022>> y <<https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-acelera-crecimiento-mundial-unas-inversiones-34-000-millones-euros-hasta-2022>>.

## Referencias bibliográficas

- Barrio Andrés, M. (2018). *Internet de las cosas*. Reus.
- Crandall, R. y Ellig, J. (1997). *Economic deregulation and customer choice: lessons for the electric industry*. New Haven.
- Cruz Ferrer, J. de la. (1999). *La liberalización de los servicios públicos y el Sector Eléctrico. Modelos y análisis de la Ley 54/1997*. Marcial Pons.
- Cruz Ferrer, J. de la. (2019). La regulación de la transición renovable ante el trilema de la política energética. En J. de la Cruz Ferrer (Dir.) y I. Zamora Santa Brígida (Coord.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*. Thomson Reuters-Aranzadi.
- Esteve Pardo, J. (2009). La regulación de industrias y *public utilities* en los Estados Unidos de América. Modelos y experiencias. En S. Muñoz Machado y J. Esteve Pardo (Dir.), *Derecho de la Regulación Económica: Fundamentos e Instituciones de la Regulación*, Iustel.
- Gómez-Elvira González, R. (2017). Propuestas europeas hacia un nuevo modelo de mercado. *Cuadernos de la Energía* (editados por el Club Español de la Energía, Garrigues y Deloitte), 53.
- González Ríos, I. (2020). Las «Comunidades energéticas locales»: un nuevo desafío para las entidades locales. *Revista Vasca de Administración Pública (RVAP)*, 117.
- Laguna de Paz, J. C. (2016). *Derecho Administrativo Económico*. Civitas.
- Pérez de Ayala, L. (2009). Regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural. En S. Muñoz Machado, M. Serrano González y M. Bacigalupo Saggese (Dir.), *Derecho de la Regulación Económica: Sector Energético* (tomo II). Iustel.
- Piñar Mañas, J. L. (2018). Identidad y persona en la sociedad digital. En T. de la Quadra-Salcedo y J. L. Piñar Mañas (Dir.), *Sociedad digital y Derecho*. Boletín Oficial del Estado.
- Quadra-Salcedo, T. de la. (2018). Retos, riesgos y oportunidades de la sociedad digital. En T. de la Quadra-Salcedo y J. L. Piñar Mañas (Dir.), *Sociedad digital y Derecho*. Boletín Oficial del Estado.
- Rodríguez Paraja, M. Á. (2019). La regulación ante la transición renovable: nuevas perspectivas. En J. de la Cruz Ferrer (Dir.), *Energía y Derecho ante la transición renovable*, Thomson Reuters-Aranzadi.
- Sánchez Fornié, M. Á. (2014). Redes inteligentes. En M. Á. Agúndez y J. Martínez-Simancas (Dir.), *Energía eléctrica. Manual básico para juristas*. Wolters Kluwer (La Ley).
- Schwab, K. (2016). *La Cuarta Revolución Industrial*, Debate.
- Suárez Ojeda, M. (2018). *Smart cities, smart villages* y acción pública. En T. de la Quadra-Salcedo y J. L. Piñar Mañas (Dir.), *Sociedad digital y Derecho*. Boletín Oficial del Estado.