

La transición energética en el sector eléctrico

Líneas de evolución del sistema,
de las empresas, de la regulación
y de los mercados

Gaspar Ariño Ortiz,
y el Equipo de Transición

La transición energética en el sector eléctrico

Líneas de evolución del sistema, de las empresas,
de la regulación y de los mercados

La transición energética en el sector eléctrico

Líneas de evolución del sistema, de las empresas,
de la regulación y de los mercados

**Gaspar Ariño Ortiz,
y el Equipo de Transición**

2020

Orkestra - Instituto Vasco de Competitividad
Fundación Deusto

Autores

Gaspar Ariño Ortiz es Catedrático de Derecho Administrativo y autor de dilatada carrera en el campo del Derecho Público Económico. Desde su gran obra *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia* (editorial Montecorvo, 670 páginas), del año 1998, en el que estudia la transición del sector del monopolio a la competencia con la Ley 54/97, a cuyo nacimiento el mismo contribuyó, a su más reciente libro con el título *Energía en España y desafío europeo* (editorial Comares, 417 páginas) en el que estudia los problemas empresariales en el Mercado Único europeo. Durante estos 20 años ha venido trabajando ininterrumpidamente sobre los problemas del sector en el campo de la consultoría, la abogacía y el asesoramiento empresarial, por el que obtuvo el Premio Aptissimi a la trayectoria profesional concedido por el Club de Derecho de ESADE ALUMNI en 2017 y el Premio Energía del Club de la Energía en 1999.

Iñigo del Guayo Castiella es Catedrático de Derecho Administrativo. Especialista en Derecho Público Económico y Regulación, particularmente de la energía, campo en el cual ha publicado extensamente: es autor de más de doscientas publicaciones (monografías, capítulos de libros y artículos en revistas científicas). Es editor y coautor de las tres ediciones del Libro *Energy Law in Europe. National, European Union and International Law and Regulation* (Oxford University Press: 2001, 2007 y 2016). Miembro del Grupo Académico Asesor (AAG) de la Sección de Derecho de la Energía, Medio Ambiente, Recursos e Infraestructura (SEERIL) de la Asociación Internacional de Abogados (IBA). Director del Master en Derecho de la Energía del Club Español de la Energía. Vicepresidente de la Asociación Española de Derecho de la Energía (AEDEN). Miembro del Comité Científico de la Federación Europea de Asociaciones Nacionales de Derecho de la Energía (EFELA).

David Robinson es consultor en microeconomía y ha dedicado su carrera profesional al estudio y asesoría de la relación entre el sector público y el privado. Desde hace 30 años ha sido uno de los arquitectos de la liberalización y regulación de diversas industrias de especial interés público, sobretudo en el sector de la energía. Actualmente, su trabajo está enfocado en políticas públicas y estrategia corporativa relacionada con la descarbonización de la economía y la colaboración internacional para alcanzar los objetivos definidos en el Acuerdo de París. David es Doctor en Economía por la Universidad de Oxford, *Senior Research Fellow* del *Oxford Institute for Energy Studies* y dirige su propia consultoría. Fue durante dos décadas Director de dos empresas internacionales de consultoría en microeconomía, las que estableció en Madrid, desde donde fue uno de los responsables de la práctica europea e internacional.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra sólo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos, www.cedro.org) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra.

© Instituto Vasco de Competitividad - Fundación Deusto



Mundaiz 50, E-20012, Donostia-San Sebastián
Tel.: 943 297 327. Fax: 943 279 323
comunicacion@orquestra.deusto.es
www.orquestra.deusto.es

© Publicaciones de la Universidad de Deusto
Apartado 1 - E48080 Bilbao
Correo electrónico: publicaciones@deusto.es

ISBN: 978-84-1325-093-9

En memoria de
María Gutiérrez Noguera,
que impulsó, en sus inicios,
la realización de este estudio

Prólogo

El 10 de febrero de 1993, Jacques Delors, en el debate de investidura ante el Parlamento Europeo, abogaba por una política ambiental común, por prepararnos para las transformaciones necesarias en nuestra manera de producir y por evolucionar nuestras estructuras impositivas en línea con los principios anteriores. Ponía el énfasis en una política ambiental ambiciosa como medio para un desarrollo económico sostenible e impulsor de miles de nuevos puestos de trabajo.

Hace 27 años se planteaban estas propuestas de plena actualidad, por un presidente de la Comisión que impulsó la cohesión europea (moneda única, mercado interior integrado, libre circulación...), puso las bases de la integración energética y facilitó un mercado energético competitivo. Buen ejemplo, una vez más, para muchos que olvidan la historia y consideran que el mundo empieza y termina en sí mismos. Buena lección, también, para coger perspectiva y enmarcar de manera adecuada el Green Deal, reconocer su debilidad sin una Unión Energética Europea y considerar la urgencia en consolidar la transformación tecnológica e industrial que la Unión Europea necesita.

El presente libro es un ejemplo de cómo el conocimiento sólido de la historia energética española de los últimos 30 años sirve para transitar con solidez y visión de futuro al nuevo escenario energético presidido por la reducción de la huella de carbono, la revolución tecnológica y una sociedad internacional muy diferente a las décadas pasadas. En definitiva, transitar del actual modelo regulatorio a otro más acorde con los tres grandes desafíos del sector eléctrico más concretamente: la descarbonización, la digitalización y la descentralización.

La adecuación del marco regulatorio a los nuevos paradigmas energéticos debe permitir la estabilidad necesaria para la inversión, garantizar la seguridad de suministro y situar al ciudadano como protagonista. El mercado energético, y eléctrico en particular, está siendo afectado positivamente por la revolución numérica y genera nueva competencia con los nuevos entrantes. Tiene ante sí redes eléctricas en plena mutación —desde la escala local a la escala global— por la introducción de nuevas tecnologías, incluida la de la acumulación de energía, que permiten evolucionar de un paradigma vertical de las redes, con una visión de la liberalización eléctrica alejada de la industria, a otra más descentralizada y asentada en la economía industrial.

Desde esta perspectiva, constatamos cómo la pandemia nos ha introducido en una crisis económica desconocida en la historia económica contemporánea; apreciamos que se están acelerando los cambios que ya se venían produciendo en el sistema industrial global; y es cada vez más evidente que todo ello sitúa en un primer plano la transición energética como eje estratégico de la recuperación económica.

En este contexto la crisis está sirviendo para la recapitalización tecnológica e industrial de los países motores de la Unión para competir con China y Estados Unidos. El Pacto Verde en el foco del paquete de recuperación de Europa propuesto por la Comisión el 27 de mayo, reafirmando la propuesta franco alemana del 18 de mayo, donde la descarbonización y la nueva economía numérica son protagonistas.

Debemos ser conscientes de que la pandemia ha hecho aflorar nuestras propias debilidades y ha acelerado lo que, ya desde 2015, estaba en el corazón de la política climática de la Unión: innovación tecnológica y liderazgo industrial. Nos vemos así obligados a romper *de facto* las barreras mentales y técnicas que impiden el necesario equilibrio entre política industrial y política de competencia.

La gravedad de la crisis, la incertidumbre sobre su profundidad, el horizonte de una deuda inimaginable y el riesgo de una descapitalización tecnológica severa, son suficientes datos como para reafirmar la urgente necesidad de adecuar la política energética a la consolidación de un sistema tecnológico e industrial sólido en España en torno a la energía y la neutralidad tecnológica como herramienta para el objetivo final. Está en juego la sostenibilidad, en su acepción real, del bienestar de España.

En este contexto, el libro que ahora se publica es fruto del trabajo sólido de un equipo interdisciplinar que ha venido reflexionando a lo largo de más de un año sobre los desafíos de la transición energética y la necesaria adecuación del marco regulatorio vigente al nuevo mundo energético.

No es posible hablar de transición energética sin un proceso de transición regulatoria pertinente. No es posible el cambio climático y la descarbonización sin converger transición energética y transición urbana. No es posible una transición energética sin poner en su corazón la transformación tecnológica e industrial de España. En definitiva, no es posible una transición energética con un marco regulatorio diseñado para un mundo energético del pasado e insensible a los impactos de los cambios tecnológicos en el sector. Un marco regulatorio del mundo analógico difícilmente servirá para el mundo digital si no evoluciona. Será en sí mismo una barrera técnica al desarrollo y maduración de la nueva política climática y energética. En resumen, no es posible hablar de futuro con herramientas diseñadas para el pasado.

España tiene ante sí muchos problemas, pero también tiene muchas capacidades. Nuestra historia energética es una historia de éxitos industriales y tecnológicos. Pero esta historia se vuelve gris con la entrada en el siglo XXI del excesivo protagonismo de una perspectiva financiera y una visión de la energía centrada en una óptica singular, donde la liberalización estaba protegida por una muy deficiente conexión con el mercado energético europeo y una singular concepción de mercado relevante por parte de nuestras autoridades de competencia.

Es pertinente revertir esta situación, para ello es conveniente ser sinceros con nosotros mismos y hacer aterrizar la filosofía de la transición energética en algo más que un holograma lleno de fórmulas financieras, precios y subvenciones, que al final todos terminan en los Presupuestos Generales en forma de déficit de tarifa. La transición, o sirve para fortalecer nuestro sistema tecnológico y nuestro tejido industrial, o se convierte en una plataforma extractiva de recursos públicos que alimentan las bases tecnindustriales de otros socios europeos, cuando no de China.

La necesidad de adaptar el marco regulatorio vigente es más necesario que nunca. Valga como botón de muestra una lectura inteligente de la Comunicación de la Comisión del 25 de febrero de 2015 y la Directiva 2019/944, del 5 de junio de 2019. No hay liderazgo climático y transición energética sin bases industriales sólidas, sin una adecuación regulatoria que

dé cobertura y estabilidad al proyecto de descarbonización asentado en la neutralidad tecnológica, sin el protagonismo del ciudadano/consumidor y sin comprender que transición energética es igual a transición urbana.

Por último, y no por ello menos importante, mi más profundo agradecimiento al profesor y maestro, Dr. Gaspar Ariño, quien, desde su más profundo conocimiento del sector energético —no en vano ha tenido un papel significativo en la historia energética española— está implicado activamente en una transición energética sostenible. Es una muestra fiel de cómo los grandes renacentistas siempre son jóvenes porque no pierden nunca la curiosidad intelectual, logran —desde su *auctoritas*, conocimiento y experiencia— volcar su sabiduría en la construcción de los pilares del nuevo mundo, en este caso energético, además de saber rodearse certeramente de profesionales excelentes.

Emiliano López Achurra

Índice general

| | |
|--------------------|---|
| Presentación | 7 |
|--------------------|---|

Libro primero

Relato de lo sucedido y de lo que puede suceder

Gaspar Ariño Ortiz

| | |
|--------------------|----|
| Introducción | 13 |
|--------------------|----|

| | |
|-----------------------------|----|
| I. Lo sucedido | 15 |
|-----------------------------|----|

| | |
|--|----|
| 1. Una mirada al pasado. Otras transiciones y sus enseñanzas | 15 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 2. La escasa competencia lograda hasta ahora en los mercados eléctricos minoristas | 20 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 3. El peligro de una transición estatalizadora y de vuelta al pasado | 23 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 4. Experiencia de la solución estatalizadora en España (1984-1998) | 28 |
|--|----|

| | |
|--|----|
| 4.1. La regulación por costes estándares | 28 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| 4.2. ¿Precios competitivos o intervención pública de los Estados? | 32 |
|---|----|

| | |
|---------------------------------------|----|
| II. Lo que puede suceder | 39 |
|---------------------------------------|----|

| | |
|--|----|
| 1. El cambio climático, causa determinante | 39 |
|--|----|

| | |
|---|----|
| 2. Cambio climático y política industrial. El camino a seguir | 45 |
|---|----|

| | |
|--|----|
| 3. Crisis del modelo tradicional, tecnológico y empresarial. Necesaria redefinición de los mercados y sus reglas | 50 |
|--|----|

| | |
|---|-----|
| 4. Realidad actual de las renovables. Nueva configuración del sector eléctrico | 56 |
| 4.1. Incremento de generación y reducción de sus costes | 57 |
| 4.2. La llegada de grandes clientes y la conjunción de producción y almacenamiento | 60 |
| 4.3. Generación distribuida, el fenómeno de la «agregación» y la constitución de «comunidades ciudadanas de energía y comunidades de energías renovables» | 61 |
| 4.4. Fragmentación del sistema e interconexión de redes. Sin pérdida de garantía unitaria del suministro | 63 |
| 4.5. La energía renovable, preferida también por el gran consumo. Teoría y práctica de las PPAs. | 67 |
| 4.6. El camino nebuloso de las inversiones y la necesidad de respaldo | 70 |
| 5. Progresiva electrificación de la sociedad e incrementos de demanda | 74 |
| 6. Nueva dinámica de oferta y demanda. La flexibilidad del sistema | 77 |
| 7. El almacenamiento de energía, factor clave de un sistema renovable. Su inserción en el mercado | 85 |
| 8. Predicción de producciones variables y necesidades de respaldo | 90 |
| 9. Diseño de nuevos mercados para la Transición. <i>Teoría de los Dos Mercados</i> y necesidad de integración | 91 |
| 10. Una complicada gestión del sistema | 98 |
| 11. El modelo institucional y la gobernanza del sector. Papel del Estado en la Transición y el nuevo modelo de regulación | 100 |
| 11.1. Planificación y garantía de suministro | 100 |
| 11.2. Diseño de mercados, nuevo modelo de regulación y de regulador | 108 |
| 11.3. La experiencia regulatoria española. Correcciones necesarias | 112 |

Libro segundo

Los retos del futuro

Análisis de los temas clave del funcionamiento del sector eléctrico en la transición energética

Gaspar Ariño Ortiz, Iñigo del Guayo Castilla y David Robinson

| | |
|---|-----|
| Introducción | 119 |
| I. Resumen de los cambios claves del sector eléctrico en la transición energética | 121 |
| 1. Contexto | 121 |
| 1.1. Determinantes de cambio del sector energético al nivel global . | 121 |
| 1.2. La electricidad: pieza clave de la estrategia energética y medioambiental | 122 |
| 1.3. Revolución: nuevas condiciones económicas y tecnológicas. . | 126 |
| 1.4. Consecuencias: el marco tiene que reflejar la nueva realidad. . | 128 |
| 1.5. Organización del nuevo marco a desarrollar | 132 |
| 2. Primer temario: estabilidad y flexibilidad a largo plazo, grandes líneas de política | 133 |
| 2.1. Ley de Cambio Climático y Transición Energética | 134 |
| 2.2. El Estado, el gobierno, el regulador y el mercado | 135 |
| 2.3. Planificación, acceso a la generación, libertad de entrada (y salida), ayudas a la inversión | 137 |
| 2.4. Modelo de retribución: ¿precios competitivos o costes reconocidos? | 139 |
| 2.5. Fiscalidad energética-ambiental | 140 |
| 2.6. Electrificación y descarbonización | 142 |
| 2.7. Consumidores industriales | 143 |
| 2.8. Consumidores pequeños | 146 |
| 2.9. Políticas de innovación | 147 |
| 3. Segundo temario: regulación económica | 148 |
| 3.1. Poder de mercado y «price caps» | 149 |
| 3.2. Precios y tarifas regulados. | 149 |
| 3.3. Mecanismos de remuneración de capacidad | 152 |
| 3.4. Subastas centrales | 153 |
| 3.5. Pobreza energética | 155 |

| | |
|--|------------|
| 4. Tercer temario: redes | 156 |
| 4.1. Las redes: tipología, monopolio natural y redes comerciales . . . | 157 |
| 4.2. REE: sus tres actividades | 158 |
| 4.3. Movilidad sostenible | 160 |
| 5. Cuarto temario: mercados eléctricos. | 162 |
| 5.1. Nuevo diseño del mercado eléctrico | 163 |
| 5.2. Mercados de flexibilidad locales | 163 |
| 5.3. La energía hidroeléctrica. | 164 |
| 5.4. El almacenamiento de energía | 170 |
| 5.5. La gestión de la demanda. | 172 |
| 5.6. PPA's y la inversión «merchant» a desarrollar. | 173 |
| 5.7. Supervisión y control de mercados | 173 |
| 6. Quinto temario: activar la participación de los consumidores . . . | 174 |
| 6.1. El autoconsumo y los recursos energéticos distribuidos . . . | 174 |
| 6.2. Agregación y Comunidades de Energía. | 175 |
| 7. La nueva visión de liberalización verde | 176 |
| II. El mercado del futuro sistema eléctrico descarbonizado | 181 |
| 1. El mercado eléctrico original. | 181 |
| 2. Problemas con el modelo actual ante la descarbonización | 183 |
| 3. Algunas alternativas para solucionar el problema | 185 |
| 3.1. Mejorar el mercado «solo energía». | 185 |
| 3.2. Planificación central y comprador único | 187 |
| 3.3. Mercado de seguros | 190 |
| 4. El enfoque «dos mercados» | 191 |
| 5. Conclusiones | 195 |
| III. La transición energética y su implantación territorial | 197 |
| 1. Cambio radical del sector eléctrico | 197 |
| 1.1. El modelo industrial | 197 |
| 1.2. Cambios en la planificación | 198 |
| 1.3. Nuevos agentes en el sistema | 198 |
| 1.4. Síntesis y conclusión | 199 |

Índice general

| | |
|---|-----|
| 2. ¿Cómo afecta lo anterior a los modelos de negocio? | 199 |
| 2.1. Eliminación de viejas certezas | 200 |
| 2.2. Se intensifica la orientación al mercado. | 200 |
| 2.3. Orientación reforzada hacia el consumidor: gran oportunidad de negocio | 201 |
| 2.4. Síntesis y conclusión. Descentralización y vinculación al territorio. | 202 |
| 3. Cambios en las instituciones y gobernanza del sector | 202 |
| 3.1. Las Comunidades Autónomas | 202 |
| 3.2. La energía y las Administraciones Locales | 204 |
| 4. Articular y armonizar las planificaciones | 205 |
| 5. El movimiento de las <i>Smart Cities</i> y los proyectos de ordenación territorial y ambiental autonómicos | 206 |
| 6. Algunas observaciones derivadas de la experiencia | 207 |
| 7. Criterios para la asignación de competencias al Estado y a las Comunidades Autónomas (en la Transición Eléctrica). Estudio de la STC 87/2019, de 20 de junio de 2019, sobre la Ley de Cambio Climático de Cataluña. | 210 |
| Palabras finales, <i>Gaspar Ariño Ortiz</i> | 223 |

Presentación

El estudio que aquí se presenta es el fruto del trabajo de un equipo que lo ha venido elaborando durante los 18 meses transcurridos desde mayo de 2018, en que se inició, a septiembre de 2019, en que el trabajo fue concluido.

El equipo lo han integrado las siguientes personas: Gaspar Ariño, David Robinson, Juan Miguel de la Cuétara, Íñigo del Guayo, Nuria Encinar y Jorge Galán. Junto a ellos han trabajado como consultores externos Marta Villar Ezcurra y Leigh Hancher. Todos bien conocidos en el mundo de la regulación eléctrica y gasista.

El estudio tiene dos partes, a las que hemos llamado Libro Primero y Libro Segundo. El primero es una explicación de conjunto de lo que está pasando en el sector de la energía eléctrica y las consecuencias que ello implica para los demás subsectores energéticos y otros sectores colaterales; es también una previsión de los cambios que se avecinan, los problemas que se van a crear y los modos de hacerles frente. No se entra en este primer documento en el detalle de las soluciones, pero sí se apuntan líneas por las cuales deben ir éstas; y también por dónde no deben ir las cosas. Al Libro Segundo lo hemos titulado «*Los Retos del Futuro*» y constituye un análisis de los temas clave del funcionamiento del sector eléctrico en la Transición energética (y después).

Algunos de los temas que se abordan en el Libro Primero son también objeto de atención en el Libro Segundo en el que se identifican éstos, se analizan y se ofrecen respuestas bien fundadas. La diferencia entre ambas radica en que el primero es más explicativo, de modo que se entienda lo que están pasando y lo que va a pasar; y el segundo es más analítico de problemas concretos, soluciones y propuestas. Es decir, más normativo. El público-objetivo

del primer papel son los no expertos en la materia pero interesados en ella y que quieren saber (políticos, empresarios en general (no energéticos), periodistas especializados y comentaristas de la situación económica y política). El público al que se dirige el segundo papel son los profesionales y expertos del sector (consultores, abogados, economistas especializados en el sector y empresarios del mismo).

El Libro Segundo de este trabajo que ahora se publica tiene su origen en un estudio más amplio (no publicado), donde se abordaron, en veinticuatro capítulos, lo que entendíamos eran principales retos del futuro sector eléctrico español. Los textos que ahora se publican resumen parcialmente los veinticuatro capítulos de aquel estudio.

La elaboración de aquellos capítulos fue responsabilidad (única o compartida) de los miembros integrantes del «Equipo de Transición», de la manera que a continuación se expresa: los Capítulos I y II (*El Estado, Gobierno y Regulador, Planificación y actividades liberalizadas*) (Epígrafes 2.2 y 2.3 del presente texto) fueron preparados por Gaspar Ariño y David Robinson; el Capítulo III (*Modelo de retribución: precios competitivos o costes reconocidos*) (Epígrafe 2.4 del presente texto) por Gaspar Ariño; el Capítulo IV (*El mercado de derechos de emisión*) por Íñigo del Guayo y David Robinson; y el Capítulo V (*Electrificación y Descarbonización*) (Epígrafe 2.6 del presente texto) por David Robinson y Juan Miguel de la Cuétara. El Capítulo VI (*Cambio climático y política industrial*) (Epígrafes 2.7 a 2.9 del presente texto) fue preparado por David Robinson; el Capítulo VII (*Fiscalidad energética-ambiental*, Epígrafe 2.5 del presente texto) por David Robinson y Nuria Encinar; el Capítulo VIII, (*Poder de mercado y «price caps»*, Epígrafe 3.1 del presente texto) por Gaspar Ariño; el Capítulo IX (*Precios eléctricos. Energía, Peajes y Cargos*, Epígrafe 3.2 del presente texto) por Jorge Galán, Nuria Encinar y David Robinson; y el Capítulo X, (*Mecanismos de remuneración de capacidad*, Epígrafe 3.3 del presente texto), por Íñigo del Guayo. El Capítulo XI (*Las subastas centrales*, Epígrafe 3.4 del texto actual), fue escrito por David Robinson e Íñigo del Guayo; el Capítulo XII (*Pobreza energética*, Epígrafe 3.5 del texto actual) por Nuria Encinar e Íñigo del Guayo; el Capítulo XIII (*Las Redes. Tipología, innovaciones y regímenes de acceso y conexión*, Epígrafe 4.1 del texto actual) por Juan Miguel de la Cuétara; el Capítulo XIV (*REE y sus tres actividades*, Epígrafe 4.2 actual) por David Robinson y Gaspar Ariño; y el Capítulo XV (*Movilidad sostenible*, Epígrafe 4.3 actual) por Juan Miguel de la Cuétara y Jorge Galán. El Capítulo XVI (*Nuevos mercados eléctricos*, Epígrafe 5.1

del texto actual), fue escrito por Íñigo del Guayo, David Robinson; el Capítulo XVII (*La energía hidráulica en España*, Epígrafe 5.3 actual), por Gaspar Ariño; el Capítulo XVIII (*El almacenamiento de energía*, Epígrafe 5.4) por Gaspar Ariño; el Capítulo XIX (*La importancia de la demanda y los mercados de flexibilidad*, el Epígrafe 5.2 del presente texto) por David Robinson y Nuria Encinar; y el Capítulo XX (*Gestión de la Demanda. Capacitación del consumidor*, Epígrafe 5.5 actual) por Nuria Encinar y David Robinson. El Capítulo XXI (*Demanda interrumpible*) fue escrito por David Robinson y Nuria Encinar; el Capítulo XXII (*Recursos energéticos distribuidos y autoconsumo. Su régimen de integración en el sistema*, Epígrafe 6.1 actual) por Jorge Galán y Juan Miguel de la Cuétara; el Capítulo XXIII (*Agregación eléctrica y comunidades energéticas locales*, epígrafe 6.2 actual) por Nuria Encinar y David Robinson.; y el Capítulo XXIV (PPAs y la inversión *merchant*, epígrafe 5.6 actual) por David Robinson y Gaspar Ariño.

Ha sido un trabajo realmente colectivo porque es el resultado del debate continuo sobre su contenido, en el que las ponencias iniciales de sus autores sobre los temas a cada uno encomendados fueron luego enriquecidas con una continua aportación de ideas, comentarios, enmiendas y críticas o coincidencias de los demás. Obviamente no siempre ha habido unanimidad en las soluciones ofrecidas. Por ello, aunque era un trabajo en común, hemos querido que en el análisis de los temas clave (del Libro Segundo) quede constancia de su autoría, sin que los demás asuman en su integridad lo escrito por otros. La dirección la asumió desde el primer momento Gaspar Ariño, que en esa tarea estuvo acompañado por David Robinson e Íñigo del Guayo.

Ha sido un trabajo que tuvimos que desarrollar simultáneamente en muchos frentes, con temas distintos, a veces muy conflictivos, que debían integrar sus resultados en una visión global, pues se complementaban y condicionaban unos a otros. Ha sido también un trabajo constantemente *«in fieri»*, pues se desarrollaba sobre una realidad que se estaba configurando al mismo tiempo que se escribía, con continuos cambios y nuevos datos que se producían día tras día. Nuevas Directivas y Reglamentos de la Unión Europea, nuevos Decretos-leyes españoles de reformas urgentes, publicación del PNIEC, Proyecto de Ley del Cambio Climático y Transición Energética y un sinfín de congresos, encuentros, reuniones y seminarios de todo tipo que han tenido lugar en este año y medio, cuyo fruto ha sido una documentación inabarcable. Era difícil seguir todo ello, pero no se podían ignorar los cambios.

Hemos tratado de explicar de dónde venimos, cuál fue el resultado de los procesos de liberalización de los años noventa, cuál el éxito y/o fracaso de los mercados y cuál debe ser el papel del Estado en su ordenación. De estas experiencias del pasado debemos aprender, para saber cómo debemos actuar ahora en los cambios radicales que el sector va a experimentar.

Estamos en una nueva era del sector eléctrico y nadie sabe muy bien cuál va a ser el futuro. No se trata de hacer de futurólogos sino de apreciar las líneas de evolución del sector y, a la vista de hechos probados, que son insoslayables, tratar de definir cómo afectarán los cambios a los mercados, a las empresas y al sistema eléctrico en su conjunto. También, cuál debe ser el papel del Estado en el nuevo mundo de las energías descarbonizadas, evitando repetir los errores cometidos en el pasado.

Hemos tratado finalmente de ofrecer una breve y parcial explicación de los efectos que los cambios del sector eléctrico van a tener en otros sectores energéticos (minero, gasista y petróleo) así como en otras muchas áreas de la economía (transporte, edificación y vivienda, agricultura, sectores industriales, etc.) a las que han llegado las exigencias de descarbonización y control de emisiones a la atmósfera. Todos están tomando posiciones que les permita dar respuesta a esa electrificación creciente de la economía y de la sociedad futuras.

Este trabajo no tiene ambiciones prescriptivas, ni pretende constituir una especie de «bases» para una futura legislación, lo que exigiría precisar muchos extremos. Pero sí contiene un conjunto de reglas y principios sobre las cuestiones más conflictivas de la Transición a las que, en nuestra opinión, deberían ajustarse los preceptos de la futura ley del sector.

La literatura de la transición energética hasta ahora publicada está llena de afirmaciones genéricas e inexplicadas, de metas y objetivos, a los que no se nos dice cómo llegar. Son varios los estudios que exponen los cambios necesarios en el *mix* de generación, pero muy pocos, hasta ahora, lo que se han planteado cómo va a funcionar después el sistema, cuáles van a ser las reglas que presidan las actividades eléctricas y el funcionamiento de los mercados; o cómo articular la integración de todas las energías en una oferta final a los consumidores con garantía de prestación del servicio.

Ha llegado la hora de formular el camino, las reglas y medidas de organización de los mercados y estructuración de los precios, que nos permitan encauzar y hacer posibles esos cambios. Y a ello responden las páginas de este estudio.

Libro primero

**Relato de lo sucedido
y de lo que puede suceder**

Gaspar Ariño Ortiz

Introducción

Vivimos momentos de transformación profunda en la vida económica y social. La revolución tecnológica ha desencadenado profundos cambios en todos los órdenes de la vida; cambios económicos, sociales y culturales; y una sucesión de transformaciones que afectan a nuestra vida diaria. Uno de los cambios más importantes va a ser la revolución energética, en particular la que hemos llamado «transición eléctrica», que es la clave del arco de los demás sectores energéticos. Una «transición» no es una simple reforma, sino una completa alteración que alcanza a las paredes maestras del sector de que se trate, sea éste la energía, el transporte o las telecomunicaciones. Estos grandes cambios son casi siempre consecuencia de avances tecnológicos que afectan a la raíz misma del sistema.

En el caso del sector eléctrico, la causa determinante de los cambios radica en la conservación del planeta, al que hay que evitar los graves daños que se producirían si no se corrige su calentamiento progresivo derivado de la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero. Existe hoy la convicción generalizada de que es esencial la descarbonización de la energía, porque ésta es la mayor fuente de emisión a la atmósfera de estos gases. Y la transformación de los sistemas de generación, la vía más rápida y eficaz de corregir la situación. Descarbonizar la electricidad y electrificar después la vida social son dos de los instrumentos más importantes en la lucha contra el cambio climático y la transición energética.

Toda «transición» es siempre un nuevo comienzo. Ya nada sigue siendo como era. La estructura empresarial, los procesos de generación, los comportamientos de los usuarios y el modelo mismo de sector serán distintos. En las

páginas siguientes vamos a ofrecer nuestra apreciación de lo que puede ser el sector eléctrico en el futuro, cómo funcionará, los cambios que se pueden esperar y las oportunidades y riesgos posibles para un inversor. Se trata de definir un modelo derivado de cambios imparables, tecnológicos, político-internacionales, económicos y medioambientales, que constituyen una realidad insoslayable a la que todo Gobierno, cualquiera que sea la orientación política, tendrá que enfrentarse.

No se trata de hacer de futurólogo, sino de tomar en consideración hechos ya probados de los que hay que partir, porque son insoslayables. A la vista de ellos y con las experiencias del sector que ya tenemos, se trata de diseñar con racionalidad las soluciones posibles para los problemas que se van a crear, dados los componentes de que partimos bajo un sistema político común enmarcado en la Unión Europea.

Lo sucedido

1. Una mirada al pasado. Otras transiciones y sus enseñanzas

Hemos sido ya testigos de dos transiciones eléctricas anteriores y conviene empezar haciendo una breve referencia a ellas porque hay algunas lecciones que aprender. La primera transición tuvo lugar tras los muchos años de gobierno del sector por la originaria UNESA, como gestora y responsable del sistema eléctrico español en un régimen de verdadera *autorregulación*¹. Consistió este cambio en la configuración jurídico-pública del sector planteada por el Gobierno socialista de Felipe González en 1982, que dio lugar a la Ley 49/1984, de Explotación Unificada del Sistema Eléctrico nacional, con la nacionalización de la red de alta tensión y la creación de una empresa pública, REDESA, como entidad gestora del sistema. Esta ley, fue seguida después por el Real Decreto 1538/87 que aprobó el denominado «Marco Legal Estable» (MLE) y ambas normas significaron la más completa *estatalización* del sistema eléctrico español, cuya gestión conjunta se delegó en un grupo de empresas privadas ya existentes, pero que actuarían a partir de ahora bajo el más estricto control público. Sobre esta etapa, nos remitimos a un voluminoso libro de más de 600 páginas en el que estudiamos ampliamente el régimen jurídico del sector².

¹ La experiencia española de gestación privada del sistema eléctrico, frente a lo que era experiencia casi general de nacionalizaciones en el resto de Europa, merecería ser recordada. Puede encontrarse una bella historia de la misma en dos trabajos que escribió uno de sus protagonistas, Eduardo García de Enterría, en los dos preciosos estudios que publicó con ocasión del Centenario de la Compañía Sevillana de Electricidad y la historia de UNESA de 1944 a 2004.

² *Vid.* Gaspar Ariño y L. López de Castro, *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia*, Editorial Montecorvo, 1998, 655 páginas.

La realidad de éste, tras la Ley 49/84 y el MLE, era la siguiente: formalmente el sector aparecía con la calificación jurídica de «servicio público» estricto en todas sus fases, bajo gestión indirecta de un grupo de empresas privadas con posición dominante de una de ellas, Endesa, también pública. Esto era lo que parecía, pero el modelo de regulación real, en la práctica, no era ese. Porque en efecto, la *planificación pública vinculante* suponía la toma de decisiones de inversión a largo plazo por el Estado de un modo centralizado. La *explotación unificada* bajo el mando y dirección de REDESA suponía la toma de decisiones de explotación a corto plazo bajo la dirección de una entidad de mayoría pública estatal sometida a un Delegado del Gobierno y en forma centralizada. Finalmente, el MLE, en su aplicación práctica, suponía un *sistema de retribución sectorial unificada*, con ausencia de incentivos empresariales, lo que nos llevó a afirmar que el reparto de la retribución se parecía a la *financiación de una sola empresa* (la «fraternidad eléctrica») con el objetivo de mantener el equilibrio financiero del conjunto de entidades que la integraban, más que la retribución de cada empresa según los méritos de su gestión. Y es que, realmente no había gestión empresarial; las empresas quedaban limitadas a su función de tenedoras (mantenedoras) de unas instalaciones a las que había que hacer funcionar en la forma que se les dijese (por REDESA o por el Ministerio).

Esa era la realidad de las cosas. Y sobre esa realidad, se podía afirmar con rotundidad que la *configuración jurídico-material* del sector era la de una *empresa única, de carácter público encubierto*. Única, por su unidad de funcionamiento (en planificación y explotación) y por la unidad en su retribución (caja única y compensaciones entre empresas); *de carácter estatal*, porque la toma de decisiones fundamentales se localizaba en el Estado (Ministerio-Redesa); y *encubierta*: pues se mantenía la apariencia —mediante su conservación formal— de una estructura privada multiempresa. Estábamos, cabalmente, ante una verdadera *nacionalización encubierta* del sistema y su gestión, en el que las empresas quedaban limitadas, como he dicho, a su función de tenedoras de unas instalaciones a las que hay que hacer funcionar en la forma que se les ordenase.

Este régimen duró hasta 1996, año en el que tuvo lugar la segunda transición bajo el primer Gobierno de José María Aznar. Se inicia entonces en España la liberalización del sector eléctrico, que cristalizó en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, con gran ambición y alcance, incluso mayor que el previsto por entonces en la primera Directiva sobre la electricidad que fue la 96/92/

CE, vigente entonces en la Unión Europea. El cambio fue radical y absoluto, desde sus mismas raíces, con un período de transición que fue la llamada LOSEN (Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional), vigente de 1994 a 1996, en la que se trató de configurar un sistema mixto.

La LOSEN era una liberalización vergonzante, es decir, se mantenía el mismo modelo regulado existente hasta entonces con algunos resquicios de liberalización, difíciles de implementar. Por eso, ya en junio de 1996 (el Gobierno se había constituido en mayo). El nuevo Secretario de Estado de Energía, Nemesio Fernández Cuesta, afirmó:

«La coexistencia entre el Sistema Integrado y el Sistema Independiente no es posible: Debo confesar —afirmó— que cuando trato intelectualmente de compatibilizar el sistema integrado y el independiente, me resulta bastante difícil.»

El alto responsable ministerial aseguró que lo más apropiado sería profundizar en lo que llamó «modelo eléctrico abierto», frente al sistema independiente. Los principios inspiradores del nuevo modelo liberalizado que se consagraría en la Ley 54/97 eran la antítesis del sistema anterior, a saber:

1. Introducción de *competencia en generación*, como medio para reducir el coste y *bajar precios*.
2. En el futuro *no se «reconocerán costes»* ni se garantizará, como hasta entonces, la recuperación de las inversiones (recordemos aquí los CTC, Costes de Transición a la Competencia).
3. *Retribución por precios* y no por costes: las empresas tendrán que decidir a qué precio ofrecen la electricidad y ese precio será el que tenga que retribuir el conjunto de sus costes fijos y variables.
4. *Creación de un mercado mayorista*, al que llevarán su energía todos los generadores donde surjan precios competitivos.
5. *Aparición de los comercializadores de energía. Creación de un mercado minorista*, junto al mantenimiento de suministros a tarifa regulada.
6. Frente a la *planificación estatal*, planificación empresarial, con asunción de los riesgos por las empresas a través del mercado.
7. Y sobre todo, frente a la *explotación* unificada, es decir, *centralizada*, en base a costes, se enunciaba el principio opuesto: una explotación competitiva, *descentralizada*, en base a los precios libremente ofertados al sistema.

Éstas fueron las ideas que presidieron el nuevo modelo del sector eléctrico, inspiradas en el modelo adoptado por el Reino Unido en los comienzos de los años 90. La audacia de tal reforma fue realmente grande. No era fácil imaginar lo que podía pasar, pues hasta ese momento solo Inglaterra y Gales se habían atrevido a implantar un modelo así. Nadie se lo creyó del todo, ni en España, ni en otros países de Europa (Francia, Alemania, Italia, Portugal...) en los que durante muchos años la liberalización eléctrica era alabada (*lip service*) al mismo tiempo que se incumplía. Hubo espíritu de «campeones nacionales» y poco respeto a la exigible reforma estructural del sector, como hizo UK.

Estamos hoy ante una tercera transición, más profunda y radical que las anteriores. Pero antes de entrar en ella conviene hacer una primera reflexión en cuanto al camino a seguir para llevar a cabo cambios en los procesos de transformación de un sector como el eléctrico. No puede hacerse en modo alguno al margen de las empresas. Los dos cambios de modelo examinados (la estatalización de los 80 y la liberalización de 1997) fueron precedidos por varios Protocolos pactados entre el sector, agrupado en UNESA, y los dos Gobiernos que protagonizaron los cambios (socialista el primero y liberal el segundo). Naturalmente siempre surgen diferencias entre el Estado y las empresas, pero al final se llega a un acuerdo regulatorio. Esta es una lección para recordar: no caben grandes transformaciones en el sector sin la participación activa —y cooperativa— de las empresas. Ciertamente, hoy serían más empresas y nuevos agentes en el transporte, las comunicaciones y el agua (entre otros) los que deberían ser llamados a consulta y exigiría también la presencia de los consumidores y actores políticos relevantes (en particular los Ayuntamientos de las grandes ciudades, para el tema de la electrificación del transporte y la vivienda). Esto resulta especialmente necesario en esta tercera transición, porque a diferencia de lo que sucedía en las anteriores, en que *sabíamos a dónde íbamos* (la estatalización o la liberalización), aunque resultara difícil de alcanzar, en la actual transición no sabemos muy bien adónde vamos, ni cómo se puede llegar ahí.

Tenemos claros indicios de lo que viene, que es ya una realidad, en particular la penetración masiva de energías renovables, muchas veces intermitentes, una generación distribuida, el autoconsumo posible, la digitalización del sector, la progresiva electrificación de otros sectores (transporte, vivienda, consumos domésticos) y una participación más activa de los consumidores organizados. Todo ello supone cambios drásticos en el sistema eléctrico.

Nos encontramos en el momento en que se escriben estas líneas a la espera de que se culmine la aprobación de un *anunciado Anteproyecto de Ley de «Cambio climático y transición energética»* que ya el Gobierno anterior prometió para el primer trimestre del año 2018 y fue incapaz de terminar (se suponía que vendría a sustituir a la Ley actualmente en vigor). Sobre aquel proyecto de Ley, aunque *sin conocer todavía su contenido* concreto, se convocó una consulta pública (finalizada en octubre de 2017) con amplia participación y se constituyó también una Comisión de Expertos que en abril de 2018 hizo público un voluminoso estudio en el que se abordaron algunos de los problemas planteados, pero sin definir reglas ni caminos para su resolución.

Con la llegada del nuevo gobierno (2018), la Ministra Teresa Ribera subrayó la urgencia de actuar, pero el texto definitivo del Proyecto de ley se ha retrasado una y otra vez. Se anunció primero y se hizo público en febrero de 2019 el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), con objetivos ambiciosos pero sin explicar cómo se iban a lograr, cuál era la hoja de ruta a seguir y el marco regulatorio que los haría posible. En la presentación del plan, la Ministra remitió todo ello a la Ley de Cambio Climático y Transición Energética que «establecerá —dijo— un marco regulatorio sencillo y la dotará de un esquema de gobernanza general con instrumentos que puedan facilitar la implementación de las medidas». Pero pasaron los meses sin que apareciese el texto anunciado. Luego se hizo saber que, dada la urgencia del cambio, quizás se abriría la regulación mediante un Decreto-Ley que abordarse los aspectos más urgentes y que cuando el Gobierno «lo tenga claro» procederá al diseño de un «marco estable» para el que trataría de buscar el mayor acuerdo de todos los actores (el sector y subsectores energéticos, las fuerzas políticas, la sociedad civil). Este Decreto-Ley fue el 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar la competencia de la CNMC y sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y el gas natural. Finalmente se dio a conocer con fecha 20 de Febrero de 2019 un Anteproyecto de Ley que parecía definitivo, aunque con muchas lagunas y problemas básicos sin abordar. Pero los avatares políticos, tan frecuentes en España en los últimos tiempos, han mandado el proyecto de Ley al cajón. Parece que ha habido después un segundo Anteproyecto de Febrero de 2020, cuyo texto no ha sido público aunque se dio cuenta del mismo (en términos muy breves, sin detalles) en la reseña del Consejo de Ministros que lo acordó. De modo que seguimos sin saber cuál va a ser el marco regulatorio para la Transición. El texto citado en estas páginas es siempre el de 2019.

En cualquier caso, el Gobierno que venga tendrá —repito— que convocar a todos los agentes y se enfrentará con múltiples problemas, entre ellos los «*stranded assets*» de las antiguas compañías (activos que pueden verse devaluados en el nuevo modelo), que pueden ser de mucha cuantía. La posible compensación a **sus titulares por el cierre o hibernación de sus centrales es un tema que habrá que estudiar**. Hay soluciones que se pueden pensar por la vía de beneficios fiscales, pagos por disponibilidad como centrales de reserva (que solo ocasionalmente funcionan pero que ofrecen seguridad y permiten mantener el empleo) y pagos por hibernación (o uso limitado por número de horas). Asimismo, la Transición dejará también activos varados en otros sectores como el transporte y la industria, que hasta ahora están más apoyados en los hidrocarburos que en la electricidad y cuyos equipamientos e instalaciones se verán afectados por la Transición. Todo eso supone un cambio de gran envergadura para todos y requerirá inversiones masivas, públicas y privadas.

También requerirá un apoyo social, político e industrial amplio, así como la cooperación de los consumidores.

2. La escasa competencia lograda hasta ahora en los mercados eléctricos minoristas

No todo han sido éxitos ni mucho menos en la historia del sector eléctrico. La realidad de los mercados eléctricos liberalizados en los últimos 20 años no ha sido completamente satisfactoria, sino más bien frustrante, tanto en nuestro país como en el conjunto de la Unión Europea y en todo el mundo. El entusiasmo con que se recibió la liberalización del servicio eléctrico y la creación de un mercado único en Europa se ha visto después debilitado. El ambicioso proyecto de mercado único europeo para la energía se ha difuminado y la mayoría de sus objetivos han sido pospuestos durante mucho tiempo.

En noviembre de 2005 la Comisión Europea presentó su Informe sobre los progresos alcanzados en la creación del mercado interior del gas y la electricidad, emitiendo algunos juicios realistas sobre las deficiencias todavía existentes, entre los cuales destacaban los siguientes³:

³ Vid. ampliamente en Pérez Arriaga *et al.*, «*The electricity markets in Europe*», en vol. Colectivo «*Energy Regulation in Spain: from monopoly to competition*», Thomson Reuters, Madrid, 2011, páginas 185 y siguientes.

- Falta de integración de los mercados nacionales por la falta de interconexión suficiente entre países.
- Excesiva concentración horizontal en los mercados nacionales de generación que impide el ejercicio de una competencia efectiva.
- Escasa dinámica de cambio de suministrador en los mercados minoristas.
- Falta de información y transparencia sobre los beneficios y operaciones de las empresas dominantes.
- Extensa práctica todavía de tarifas reguladas para los consumidores finales en muchos países.

Todo ello fue consecuencia de la resistencia y pasividad de muchos países de la Unión en la transposición de las directivas al ordenamiento jurídico interno de cada país y la excesiva vinculación del Regulador, supuestamente independiente, con los Gobiernos de turno. Los gobiernos no quieren perder control y no quieren poner los intereses de otros países encima de los suyos. La falta de interconexión con Francia es una consecuencia de esta visión nacional, no la causa del problema.

Las razones de esta frustración son múltiples y han quedado explicadas con detalle en trabajos anteriores⁴; porque la verdadera prueba de fuego de los mercados está en el *retail market* y es el caso que el comportamiento del consumidor final, doméstico o industrial, se ha mostrado hasta ahora muy poco participativo. Más bien se ha sentido un tanto indefenso, sin la protección de la competencia del mercado —que no ha funcionado del todo— y

⁴ Vid. entre otros, el libro de Gaspar Ariño y otros, «Privatizaciones y liberalizaciones en España. Balance y Resultados (1996-2003)». Editorial Comares, Granada, 2004, 391 páginas. Del mismo autor, «Energía en España y desafío europeo»; Comares, 2016, ... Y también en Gaspar Ariño, con Juan Miguel de la Cuétara e Íñigo del Guayo, «Regulación Económica. Lecturas escogidas», especialmente Capítulo 9, 10 y 11, páginas 765 a 847, Editorial Thomson-Aranzadi, Madrid, 2012.

No obstante, no hay que exagerar. En algún sitio tendríamos que reconocer progresos reales en la integración de los mercados en los últimos años, en particular por regiones (Nord Pool es lo más obvio). Los algoritmos unificados para los mercados diarios, los códigos de redes comunes y las nuevas reglas para la coordinación regional son avances. No suficiente, pero tampoco irrelevante.

El mismo mercado Ibérico es bastante más integrado que antes y los precios mayoristas en los dos países son iguales más de 90% del tiempo. ¿Por qué? Por decisiones políticas bilaterales que facilitaban la construcción de mayor interconexión y la unidad/coordinación de los mercados.

sin la antigua vigilancia estricta del Estado, que éste ejercía en el antiguo modelo del «servicio público».

Al final, el Estado ha vuelto a intervenir en los precios mediante tarifas reguladas para el consumidor final. Es el llamado, en España, PVPC (*Precio Voluntario al Pequeño Consumidor*) que es una tarifa regulada atractiva, muchas veces por debajo de los costes, con la que no es fácil competir en el mercado libre.

Donde la competencia podía verdaderamente practicarse era en la generación y el mercado mayorista, en el que la competencia efectiva es posible. Pero ocurría que la estructura empresarial de Europa en el sector eléctrico estaba —y sigue estando— orientada hacia la construcción de «campeones nacionales» con dominio de mercado y conexiones transnacionales de escasa capacidad. De manera que en los principales países de Europa (Alemania, Francia, Italia o España) unas pocas empresas (dos o tres) dominan los mercados de la producción. Esta excesiva concentración horizontal en los mercados de generación ha hecho que los precios del mercado mayorista tampoco sean muy de fiar para los Gobiernos, por lo que éste los ha ignorado y ha seguido manteniendo en muchos países como precios regulados las tarifas de abastecimiento al consumidor final⁵.

Pues bien, todo esto va a cambiar ahora de verdad, radicalmente, en la transición eléctrica a la que estamos abocados, con la llegada masiva de energías renovables. Pero antes de examinar la razón y el alcance de estos cambios, verdaderamente trascendentales, conviene recordar una segunda lección metodológica y es ésta: en el sector eléctrico no bastan los diseños teóricos, no basta con «idearlos» y presumir que funcionarán tal como los hemos pensado. Como quería Popper, hay que «testarlos», hay que llevarlos a la realidad, hay que experimentarlos. Porque es tal el complejo de intereses y las características técnicas que rodean un servicio como el eléctrico, tan esen-

⁵ Sobre el tema de los precios y su posible manipulación de las empresas sobre ellos, en España ha habido indicios evidentes, que han llevado al antiguo Tribunal de Defensa de la Competencia y a la actual CNMC a abrir expedientes sancionadores en los que la prueba siempre es difícil y no se alcanzan conclusiones definitivas. En algunos supuestos, especialmente el de las restricciones técnicas, la posibilidad de fijar precios está legalmente admitida y las empresas beneficiarias defienden su derecho a hacerlo porque de otra forma no recuperan los costes fijos de centrales que solo funcionan un 20 por ciento —o menos— de su capacidad.

cial para la vida de la sociedad, que surgen multitud de situaciones no previstas, efectos colaterales y comportamientos de los consumidores en los que no se había pensado y a los que hay que hacer frente. La mejor prueba del incumplimiento de lo previsto ha sido, en España, la aparición del «déficit de tarifa», en el que nunca se pensó, que llegó a alcanzar un volumen enorme. Esta es una realidad a tener hoy muy en cuenta cuando nos encontramos de nuevo a las puertas de una reforma tan profunda del sector. El déficit de tarifa era la diferencia entre, por un lado, los costes reales del servicio para las empresas y de los compromisos regulatorios y, por otro lado, el importe de una tarifa insuficiente que no los cubría, lo que generaba una deuda de la comunidad hacia las empresas, que se saldaría por las generaciones posteriores. Era un dislate que los Gobiernos mantuvieron durante años para evitarse el coste político de subir las tarifas hasta cubrir los costes, que ellos mismos imponían mediante impuestos y cargos. El próximo Gobierno ya lo haría.

3. El peligro de una transición estatalizadora y de vuelta al pasado

Ante la obligada reforma del sector eléctrico y la necesidad de diseñar un nuevo modelo de regulación capaz de abrir camino a la Transición, se han publicado ya estudios valiosos sobre las que pueden ser nuevas paredes maestras del sector⁶. Se han formulado en España dos posibles caminos respecto al protagonismo que debe tener el Estado en el nuevo modelo de sector eléctrico que surja con la Transición. Por nuestra parte, formularemos más adelante un conjunto de análisis sobre lo que entendemos constituyen las paredes maestras del cambio. Pero antes conviene prestar atención a un modelo de transición propugnado para España, que parece haber encontrado algún eco en el Gobierno socialista y coincide con proposiciones presentadas por el Grupo Parlamentario Unidos-Podemos en el Congreso de los Diputados en septiembre de 2018, y con los pactos sobre el sector formulados por el PSOE y Podemos con ocasión del debate presupuestario de 2018.

⁶ Entre los estudios más valiosos en que hemos consultado deben citarse el del Oxford Institute for Energy Studies, «*Managing Electricity Decarbonisation*», por Malcolm Keay and David Robinson, 95 páginas; y el de la Fundación Orkestra y el Instituto Vasco de la Energía, «*Implicaciones de Energiewende en el ámbito eléctrico*», por Eloy Alvarez Pelegry y Álvaro Hermana, 157 páginas.

Las líneas inspiradoras de este modelo de la transición energética, que podría calificarse de nueva «estatalización» del sistema y vuelta al pasado, han sido formuladas a lo largo de los últimos años por Jorge Fabra y un equipo agrupado bajo el nombre de «Economistas Frente a la Crisis», cuyas tesis pueden resumirse en las siguientes afirmaciones⁷:

1. Planificación pública de la nueva generación basada en las externalidades positivas y negativas de las diferentes tecnologías y en sus costes medios de generación, incluyendo tanto los fijos (de potencia instalada) como los variables (de producción de energía). El mercado debe remunerar todos esos costes, complementando los precios, si es necesario, con pagos por capacidad en alguna de las modalidades posibles.
2. Encomendar al Estado (Ministerio o Regulador) «el establecimiento y control del **índice de cobertura de la demanda de electricidad** y, por tanto, determinar la potencia firme de generación que, en su caso, sería necesario incorporar al Sistema Eléctrico. No se puede dejar abandonada semejante responsabilidad a las ciclotímicas fuerzas de un mercado incapaz de transmitir en el Sector Eléctrico señales adecuadas para la inversión».
3. Correspondería al Estado igualmente «determinar **la composición del mix tecnológico de la generación** que abastecería en el corto y largo plazo la demanda eléctrica».
4. Para **garantizar la ejecución de la planificación energética** y al mismo tiempo que el mercado despliega toda su eficacia, el regulador convocaría (a lo largo del periodo contemplado en la planificación) **subastas por tecnologías** de generación, con objeto de que

⁷ Pueden verse numerosos papeles elaborados y publicados por Economistas Frente a la Crisis como los siguientes: «*Desde las energías fósiles a las renovables: propuestas regulatorias para una Transición Energética eficiente*». Octubre de 2018; «*En la electricidad los paradigmas también impiden pensar*», Octubre de 2016; «*Tres pilares de la Transición Energética*», Abril de 2018. Los últimos papeles publicados reiterando por enésima vez sus viejas tesis son Martín Gallego, «*España y la revolución energética*», 2 de julio de 2019 y Jorge Fabra «*Emergencia climática – Transición Energética – Cambio de modelo productivo*», 18 de julio de 2019, ambos en la página web de «Economistas frente a la crisis». Entre los defensores de estas tesis podemos citar a Natalia Fabra, Martín Gallego, Óscar Barrera, Mikel González, Gerard Llobet y otros, algunos de ellos miembros del Consejo Asesor para la Transición Eléctrica, del Partido Socialista, que presidía la actual Ministra Teresa Ribera.

Aclaración: la negrita de los textos ha sido añadida por el autor de este estudio.

la competencia entre tecnologías, *iguales o semejantes*, revele el **coste medio de generación a largo plazo de cada una de las centrales ganadoras en cada una de las subastas competitivas**. Se trataría de garantizar tanto que las inversiones obtienen rentabilidades de mercado como de evitar sobrerretribuciones injustificadas.

5. La convocatoria de las subastas se llevaría a cabo de modo que queden garantizados «espacios a la inversión en la generación de energía eléctrica de **medianas y pequeñas empresas**, creando un tejido industrial y empresarial **alejado del tradicional esquema oligopolístico** que caracteriza al Sector Eléctrico».
6. Las centrales eléctricas «con tecnologías inaccesibles para nuevos entrantes, como son las hidroeléctricas y nucleares, serían retribuidas por precios fijos determinados por el regulador de acuerdo con las correspondientes **auditorías regulatorias**. El objeto de estas auditorías sería la determinación de los **costes de inversión pendientes de recuperar después de analizar los recuperados** con los diferentes ingresos percibidos por sus centrales a lo largo del periodo transcurrido de su explotación. Es necesario **no confundir auditorías regulatorias con auditorías contables**». Contra ello no se podría alegar, según Fabra, lesión retroactiva alguna, pues sería retribuirlos según las fórmulas regulatorias bajo las que les fueron otorgadas sus concesiones.
7. Se mantendría el mercado horario de la electricidad, que determinaría el orden de acoplamiento a la red de las centrales, así como la retribución del combustible (coste variable) de las centrales térmicas acopladas. Pero la retribución de cada central se verificará de acuerdo con su específico marco regulatorio retributivo.
8. En la operación del sistema estos autores parecen diseñar un doble régimen, sin aclarar si proponen un doble mercado diferenciado o un doble régimen de entrada en un único mercado unificado de energías firmes y renovables. Este es el texto de su propuesta: «Sería responsabilidad del Operador del Sistema la programación horaria, diaria, semanal y a medio plazo (de naturaleza estacional) de la disponibilidad y funcionamiento del parque de generación que casaría las centrales térmicas de acuerdo con sus ofertas en el correspondiente mercado eléctrico. Por su parte, el orden de acoplamiento de las centrales renovables, en caso de que se presentaran situaciones de vertidos, se

establecería con criterios técnicos objetivos, comprobables y transparentes». (No especifican cuáles son, en concreto, esos criterios...).

9. Los poderes y funciones del operador del sistema serían amplísimos y están formulados así: «**la retribución de la hidroelectricidad por un precio fijado por el regulador exigiría que la explotación de las centrales hidroeléctricas fuera responsabilidad del Operador del Sistema (OS)** que, a tal fin, debería recuperar las competencias que tuvo y desarrolló durante 12 años, desde 1985 hasta 1997. Complementariamente, también correspondería al Operador del Sistema la coordinación de las paradas por mantenimiento y recarga de las centrales que aportan potencia firme, así como la programación de la interrumpibilidad. Todo ello permitiría al Operador del Sistema contribuir eficazmente a la gestión del mismo desde el lado de la oferta y la demanda. La gestión de los intercambios de electricidad internacionales **entre Sistemas** para cubrir los huecos de producción renovable y minimizar vertidos, correspondería al Operador del Sistema, como también la programación del bombeo y de cualquier otro instrumento de almacenamiento útil para la gestión óptima de los equilibrios entre oferta y demanda de electricidad». **Es decir, ejercería un poder omnímodo sobre el sistema eléctrico, volviendo al viejo sistema de explotación unificada bajo dirección estatal.**
10. Finalmente afirman: «La maximización de la generación de electricidad por Energías Renovables, estaría acompañada por la sustitución progresiva de carburantes y combustibles petrolíferos por electricidad en los sectores de la Movilidad y el Transporte. Tal cuestión exigiría la promoción y el desarrollo de las infraestructuras eléctricas correspondientes necesarias para acelerar la transformación del parque de vehículos contaminantes en vehículos eléctricos, contribuyendo así a eliminar las consecuencias negativas sobre la salud y clima».

Tales son las 10 medidas a través de las cuales se organizaría —dicen— «un mercado específicamente diseñado para la electricidad que contemple todos los segmentos tecnológicos susceptibles de someterse a la competencia; un mercado en el que se establecería la retribución de cada tipo de central durante su vida de diseño. Sucesivas subastas en el tiempo irían capturando para los consumidores los beneficios del progreso técnico en forma de menores precios de electricidad. Así, el coste para los consumidores podría ser desde el primer momento inferior al actual y decreciente con el tiempo.

Sería, en definitiva, el coste del *mix* tecnológico de la generación, y no el coste de la electricidad de la central que cubriera la última unidad eléctrica demandada». Las subastas competitivas irían desvelando los costes medios de cada tipo de central y el ciudadano pagaría al final el coste medio del *mix* tecnológico de la energía que consuma. Se apunta aquí, con toda evidencia, al alumbramiento de unos «costes estándares» medios a largo plazo a los que se retribuye la generación según el *mix* tecnológico de la energía que se consuma en cada período establecido.

Estas diez medidas han estado acompañadas, en las exposiciones que de ellas se han hecho, de las argumentaciones en que parecen fundarse. Y es conveniente, para mayor claridad de su propuesta, presentar brevemente dos de ellas⁸.

La base de partida de su argumentación es que el servicio eléctrico continuo y de calidad es la resultante de un conjunto de fuentes primarias que unifican la prestación final. Ahora bien, en el mercado de electricidad —dicen— no existe verdadera libertad de entrada. Algunas fuentes de generación (gran hidráulica) están agotadas y otras presentan fuertes barreras de entrada de todo tipo (nuclear), por lo que es difícil una competencia sostenida entre ellas. Ante tal panorama «el mercado a un solo precio es un contrasentido porque para algunas centrales que en cada instante cubren la demanda resulta insuficiente (no cubre sus costes medios) y para otras resulta excesivo (es muy superior a sus costes medios). Si, al final, todas contribuyen a cubrir conjuntamente y de forma igualitaria las necesidades de los ciudadanos, resulta inequitativo que reciban un trato tan diferenciado, que además resulta un servicio para el ciudadano más caro de lo que podía ser. Porque las empresas que producen a costes mucho más bajos que los precios a los que venden están percibiendo «unos beneficios de los que el regulador expropia al ciudadano». Tal es la crítica fundamental que estos «Economistas Frente a la Crisis» formulan al sistema liberal de mercado eléctrico hoy vigente, que pretenden cambiar.

Se propugna, así, un completo rediseño del mercado eléctrico en el que la competencia en el mercado sería sustituida por la competencia «por el mercado» (competencia por acceder al mercado) a través de subastas competi-

⁸ Las últimas formulaciones, ya citadas son las de Jorge Fabra y Martín Gallego en página web de «*Economistas frente a la crisis*», de 2 de julio y 18 de julio de 2019.

vas en las que se desvelen los costes medios de las distintas tecnologías y se de garantía a los inversores de que su retribución permanecerá vigente durante toda la vida útil de su inversión. Las centrales térmicas (centrales de gas y fuel-oil) también verán cambiar su papel en la cobertura de demanda, como ya está siendo un hecho; pasarán de aportar energía a aportar la potencia firme que se necesita para respaldar el mayor peso de las energías renovables, no siempre disponibles cuando el sistema las necesita. Por ello, la retribución de las centrales térmicas no se podrá hacer en función de su energía, sino en función del servicio de disponibilidad que aportan al sistema. ¿Cómo? De nuevo, haciendo competir a sus inversores por el mercado a través de subastas (de disponibilidad en este caso).

Lo dicho hasta aquí merece que formulemos a continuación algunas consideraciones críticas sobre esta propuesta de re-estatalización del sistema, analizando los efectos que podría traer consigo. Antes, sin embargo, es justo decir que algunas de las ideas que proponen son razonables y certeras; por ejemplo, la necesaria planificación, que el Estado es el único que lo puede hacer (aunque no debe ser imperativa); la práctica de subastas competitivas siempre que sea posible para obtener servicios o inversiones en renovables. El peligro, sin embargo, está en el conjunto, en la combinación de propuestas y la convicción de que el Estado (y el OS) debe intervenir y centralizar todas las decisiones en un sector que será cada vez más descentralizado. Aparte de ignorar el efecto sobre la eficiencia y la innovación, es inconsistente con la libre decisión de los consumidores de producir su propia electricidad. Además, es inconsistente con la legislación europea.

Para valorar rectamente la propuesta que acaba de exponerse, es preciso mirar atrás y recordar cuáles fueron los resultados del marco legal estable y el sistema de costes estándares que rigió en España en los años 80 y 90.

4. Experiencia de la solución estatalizadora en España (1984-1998)

4.1. *La regulación por costes estándares*

Hay que recordar en primer lugar, el funcionamiento del sector según el modelo de regulación de los años ochenta, con la explotación unificada del sistema eléctrico bajo dirección estatal, basada en el reconocimiento de costes estándares; modelo al que ya nos hemos referido al comienzo de este es-

tudio (*vid. supra*, epígrafe 1) y al que ahora algunos tratan de volver en la «Transición». Los resultados de aquel modelo fueron los que se exponen a continuación.

El sistema se basaba en la fijación por el regulador de unos *costes estándares reconocidos*, que se concebían como costes ideales, eficientes y objetivos de cada instalación y de cada actividad (generación, transporte, distribución, comercialización, gestión empresarial y margen de explotación). El operador se tenía que esforzarse en acercarse y, si era posible, mejorar los costes estándares en los que se basaba su retribución (*cost plus*). El problema radicaba, naturalmente en el cifrado de dichos estándares. La fijación de los mismos constituyó un largo y complicado proceso que nunca llegó a buen fin. Levantó toda clase de polémicas, de las empresas con el Gobierno y de aquéllas entre sí; el regulador (es decir, el Gobierno) y las empresas mantenían criterios muy distintos de valoración y se observaban discrepancias en la relación valor estándar/valor contable entre unas empresas y otras. No podemos entrar ahora en una exposición detallada de ese proceso y esas diferencias, temas que fueron ampliamente explicados en un libro de referencia de la época⁹, en el que se da cuenta de los grandes debates para fijar la inversión base reconocible como valor estándar, actualizado, de cada tipología de instalación. También los costes estándares de mantenimiento, los costes «variables» de gestión (personal, infraestructuras, gastos generales, etc...) y otros muchos factores fueron objeto de discusión durante años. Al final, la Administración, abrumada por la documentación que le traían las empresas, acababa siempre cediendo y aceptando una elevación de estándares para todos.

La conclusión a la que entonces llegaron muchos analistas fue que «los costes estándares» en su aplicación en España, habían fracasado como intento de introducir elementos de eficiencia y objetividad en el sistema de retribución, que se mostraba artificiosa y a veces arbitraria. Si unimos a ello que el objetivo prioritario de la Administración en esa época era el saneamiento financiero de las empresas, nos encontramos con que la remuneración en base a costes regulados lo habría facilitado pero a costa del público. El sistema regulatorio de «costes estándares reconocidos» fracasó en su misión de dar a cada uno lo que merecía (incentivos a la eficiencia) y optó por asegurar

⁹ Este libro, ya citado es Ariño-López de Castro, «*El Sistema Eléctrico Español. Regulación y Competencia*», 671 páginas, Madrid, 1998. Loc. cit. páginas 134 a 235.

el equilibrio financiero, dando a cada uno lo que necesitaba. Ello explica el muy singular proceso que se estableció para fijar la tarifa, que arrancaba de determinar el coste global del sistema eléctrico en cada ejercicio, para lo cual se agregaban todos los costes estándares¹⁰ y a continuación se dividía por la demanda prevista (artículo 2.º MLE). La tarifa se calculaba así como precio medio que cubriese el coste global del sistema mediante tarifa uniforme en todo el territorio nacional, sin diferencias en precios por diferencias de costes en las empresas¹¹. Los problemas se presentaban naturalmente a la hora de repartir entre éstas las inmensas cantidades recaudadas, reparto que se ajustaba mediante «compensaciones» interempresas¹². La premisa subyacente del MLE era que cada empresa obtuviese como retribución la cobertura de sus costes estándares, cualesquiera que fuesen los costes reales y la eficiencia lograda por la empresa. En tales términos, el desincentivo empresarial era total. Lo que había que conseguir era que la Administración reconociese costes, aunque éstos no fueran necesarios.

Los efectos de tal modelo de regulación («*cost plus*» colectivizado), en régimen de explotación unificada bajo la dirección de la autoridad pública (revestida de Sociedad Anónima) en base a costes estándares, fueron perversos y pueden sintetizarse así:

1. La *planificación vinculante* de inversiones dio lugar a situaciones generalizadas de *sobrecapacidad* en generación, incrementado los costes a largo plazo y encareciendo el precio final del KWh. Los errores del regulador en las previsiones de demanda se deben tanto a las de-

¹⁰ Recordemos de forma resumida las partidas de costes consideradas en el expediente de tarifas, según el MLE: 1) costes fijos estandarizados (instalación de producción, transporte y distribución y de operación y mantenimiento), 2) costes variables estandarizados (combustible, stocks, estructura, gestión comercial, circulante, intercambios y operación y mantenimiento), 3) corrección de las desviaciones del ejercicio anterior, 4) costes extrapeninsulares, 5) costes de REE (transporte), 6) recargos por Enusa, Enresa, Ofico y Ofile, relacionados con los costes, financiación del stock de uranio, costes de almacenamiento de residuos nucleares y de las centrales inacabadas afectas a la moratoria nuclear, etc.

¹¹ Al margen del «nivel de la tarifa», la normativa regulaba la estructura tarifaria: que permite diferenciar tarifas en cuanto al tipo de consumidor (usos industriales, domésticos), horas del día y volúmenes contratados. *Vid.* OM de 9 de Febrero de 1988 por la que se establecen tarifas eléctricas.

¹² Explicamos también ampliamente el sistema de compensaciones en Ariño López de Castro, ob. cit.

ficiencias de la información de que dispone (asimetría de la información entre regulador y regulado) como a su falta de motivación para ajustarse a la realidad. La Autoridad gestora del sistema era la responsable de garantizar el suministro, objetivo esencial en el que no puede fallar por los costes políticos que llevan consigo los apagones; tiene además la seguridad de que todo exceso de capacidad «irá a tarifas» y paga el consumidor. ¿Para qué asumir riesgos? En definitiva, no se optimiza la eficiencia a largo plazo del sistema, porque la toma de decisiones no se corresponde con la correlativa asunción de riesgos y responsabilidad. También al empresario le interesa la sobreinversión. En un régimen de garantía de recuperación del capital invertido y con una razonable tasa de retorno (*cost plus*) cuanto mayor sea la inversión base «reconocida», mayor será el beneficio de la explotación. Fenómeno denunciado desde siempre por los economistas (efecto Averch-Johnson).

2. Otro tanto ocurre con la ineficiente asignación de recursos a corto plazo a través de la *explotación unificada*. Nadie discute las economías de escala y de alcance que se consiguen con un sistema interconectado de centrales de generación que trabajan en régimen de pool. Pero ocurre que cuando esto se produce en régimen centralizado, en base a costes estimados y bajo la dirección de la autoridad pública, fácilmente se mezclan los criterios económicos y los objetivos políticos que acompañan siempre al sector eléctrico, actuando entonces por circunstancias y razones ajenas a éste y sin asumir las consecuencias directas de sus actos. Esto mina la confianza de los inversionistas, cuando perciben que la explotación viene inspirada por motivos políticos.
3. Por último, el sistema de retribución mediante *costes estándares*, caja común y tarifa uniforme, daba lugar a múltiples ineficiencias y distorsiones en el comportamiento empresarial, que conducían como ya se ha dicho, a un continuo crecimiento de los *costes*. La consideración del sistema como un todo, bien a través de compensaciones interempresas o bien a través de la «integración económica», eliminaba todo incentivo empresarial. Se practicaban continuos *subsidios cruzados* para apoyar empresas en dificultades, desarrollar determinadas políticas industriales o sociales, etc..., imponiendo una gran *opacidad* al sistema. El MLE cumplió su misión de salvamento de las empresas en difícil situación financiera, pero no introducía los incentivos a la eficiencia necesarios para reducir los precios de la electricidad.

En suma, la regulación *cost plus*, demostró sus límites en la teoría y en práctica; la experiencia continuada señala que dichos fallos del «tradicional» sistema regulado no son fruto de errores en su aplicación concreta, sino que se deben a obstáculos insalvables, inmanentes al sistema, muy difíciles de corregir, por mucho que se afinen los instrumentos.

4.2. *¿Precios competitivos o intervención pública de los Estados?*

A la hora de fijar los precios de los servicios energéticos, cualesquiera que éstos sean, hay dos opciones posibles: 1) permitir el libre juego de oferta y demanda y dejar que los precios sean el resultado de la competencia en el mercado, cuando ésta es posible; y 2) acudir a una fijación administrativa de los precios mediante una tarifa impuesta a unos y otros por la Autoridad (Gobierno o Entidad Reguladora independiente) en base a los costes acreditados y reconocidos del generador, transportista o comercializador. Es una opción entre precios competitivos o costes reconocidos, con un amplio catálogo de fórmulas y metodologías con las que unos y otros se pueden calcular. En España hemos tenido experiencia de ambos sistemas.

Hasta la liberalización del sector energéticos de los años 90, los precios de la energía, desde su generación hasta el consumo final, eran tarifas administrativamente establecidas en base a costes estándares reconocidos en los términos ya explicados. Tras la liberalización, se pensó que los precios finales serían el resultado de un modelo competitivo entre los suministradores (comercializadores) en los mercados minoristas y asimismo el precio en los mercados mayoristas entre generadores sería resultado de la libre competencia entre éstos. Al precio mayorista de la energía se sumarían luego los demás costes del sistema (redes, servicios complementarios, cargos, impuestos, márgenes de comercialización, etc.) que se integraría en la tarifa final, aditiva, que pagaría el consumidor. Éste tendría la última palabra para elegir a uno u otro de los suministradores en competencia en función de los servicios y precios que ofertasen.

Pero este modelo no se ha hecho nunca realidad en toda su pureza, sino que se ha visto interferido o mediatizado por intervenciones continuas del regulador y del Gobierno (que en España han sido la misma cosa), en favor de ciertos grupos (consumidores vulnerables) industrias electro-intensivas (como el aluminio o el cemento), territorios insulares (Canarias o Baleares), apoyo de

determinadas tecnologías de generación (como las termosolares), o decisiones de ayuda y fomento de actividades industriales o mineras (carbón de Asturias y León). Intervenciones todas ellas que vienen a distorsionar la libre formación de precios en el mercado. También es un sector en el que fácilmente puede surgir poder de mercado ante el que hay que establecer límites de precios (*price cap*). La razón de estas y otras intervenciones es que el sector eléctrico es un sector estratégico muy determinante del bienestar de los ciudadanos y también de la vida económica y la competitividad de un país. Por ello, los Gobiernos han procurado tenerlo siempre en su mano, bajo su control, resistiéndose a dejarlo en manos de un regulador independiente o de las propias Autoridades de la Unión Europea. La soberanía energética nunca ha sido cedida por los Estados.

Los Estados han rendido sus poderes y competencias ante la Unión Europea en materia de moneda, banca, agricultura, justicia o comercio, pero no en materia de energía. Sobre ésta se han reservado siempre el poder de decisión; el poder de definir su propia política energética, su estructura empresarial y sus inversiones. El derecho a definir el *mix* de generación y la seguridad del suministro han sido con frecuencia el escudo detrás del cual se han ocultado muchas decisiones políticas, sólo limitadas, indirectamente, por las normas de los Tratados sobre competencia y unidad de mercado y por las políticas de medio ambiente y control de cambio climático, que han sido asumidas en los últimos años por las Autoridades Comunitarias. Esta regulación indirecta de la energía ha tenido consecuencias importantes sobre el funcionamiento del sector, pero no ha permitido la configuración interna de éste, de modo que no ha existido nunca en la Unión Europea una política energética común, como la ha habido en otros sectores. En éste, cada país ha negociado por separado sus abastecimientos, ha compuesto como ha querido el *mix* de generación, ha construido (o no) sus infraestructuras de transporte según sus intereses y ha mantenido nacionalizadas o ha privatizado sus empresas según sus convicciones. Todo ello, naturalmente, respetando las líneas rojas de prohibición de ayudas de Estado, control de emisiones, libre circulación de capitales, derecho de establecimiento y demás limitaciones establecidas en los Tratados.

La Comunidad Europea fue muy consciente de este vacío cuando en 2005 el Parlamento Europeo aprobó una Constitución para Europa, en la que figuraba un artículo dedicado a la energía. En él se establecían un amplio conjunto de objetivos que podrían haber garantizado una verdadera

regulación europea de la energía eléctrica, emanada directamente de ese mandato constitucional, capaz de dar unidad a la política energética europea y a la gestión integrada del mercado único. Pero aquel proyecto de Constitución fracasó tras la respuesta negativa de Francia y Holanda; y la política energética común se ha visto solo indirectamente conformada por las directivas comunitarias defensoras del mercado único y de las exigencias medioambientales. Estas últimas han ido progresivamente ampliando su alcance y finalmente las exigencias de descarbonización y lucha contra el cambio climático están modificando sustancialmente el *mix* de generación de los Estados miembros.

El resultado de todo ello es que no existe todavía un mercado único europeo de energía, hay solo mercados nacionales, regionales o zonales, diseñados estos últimos, por acuerdos entre países. No hay tampoco un modelo único de regulación de precios ni de acceso a las redes, ni de cálculo de peajes de transporte, ni un sistema fiscal armonizado, lo que da lugar a muy diferentes niveles de precios de la energía en los diferentes ámbitos de servicio. Además, las prohibiciones comunitarias de ayuda públicas o de control de emisiones se han visto acompañadas de múltiples excepciones por razones de seguridad de suministro y por otros motivos.

Esta falta de uniformidad —y de unidad— de los mercados energéticos no se va a ver corregida en la Transición por la entrada masiva en ellos de energías renovables, que, al contrario, van a diversificar y fragmentar aún más los mercados, con precios muy diferenciados de unos sitios a otros, con gran diversidad de intervenciones públicas (nacionales, regionales o locales) de difícil control por las autoridades de regulación o de competencia. Éstas, naturalmente, deberán vigilar y sancionar aquellas que sean violaciones flagrantes del régimen de ayudas directas o violación de los derechos reconocidos en los Tratados como la libertad de empresa, los derechos de establecimiento y la libre circulación de capitales, en los amplios términos que han sido interpretados por los Tribunales los artículos 49 a 55 y 63 a 66, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (versión consolidada de 2016).

Pero la legislación europea de la Transición (el llamado *paquete de invierno* que se articula en las últimas Directivas y Reglamentos de 2019) sí que va a suponer un paso adelante en algunos órdenes. En primer lugar, en la integración de los mercados, en la promoción de la competencia entre éstos y

en la limitación de la intervención estatal sobre los precios. Los artículos 3, 4, y 5 de la Directiva 2019/944, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad diseña —e impone— un mercado de electricidad competitivo, centrado en el consumidor, flexible y no discriminatorio, en el que se establece la libre elección del consumidor, que podrá determinar libremente el precio al que suministre electricidad. Los Estados miembros garantizarán una competencia efectiva entre suministradores, tanto en mercados mayoristas como minoristas y solo como excepción podrán aplicar intervenciones públicas en defensa del interés económico general, claramente definido y verificable. Estas intervenciones públicas deberán cumplir las condiciones previstas en el artículo 5.7 de la Directiva, deberán notificarse a la Comisión Europea y será revisable su aplicación cada tres años (en concreto, el 1 de enero de 2022 y el 1 de enero de 2025).

También se establecen límites al poder del operador del sistema en la gestión de éste y a la financiación de los mercados de capacidad, que desfiguran el mercado de energía. Supondrá la introducción de derechos al autoconsumo, la creación posible de comunidades energéticas locales y el acceso de consumidores a los mercados a través de «agregadores». Todo lo cual, junto a la mayor interconexión entre los operadores del mercado de los distintos países puede suponer la creación de unos mercados potentes difíciles de manipular. Será cada día más difícil utilizar las tarifas eléctricas como arma fiscal por varios motivos, entre otros la posibilidad de autoconsumo, el interés del gobierno en promover la electrificación de otros sectores (para los que los altos precios eléctricos serán siempre una barrera) y porque la gente está harta de incrementos de tarifas. También será cada vez más difícil subsidiar a los grandes consumidores por el encubrimiento que siempre supondrá de ayudas de Estado. Y se impondrán finalmente diseños de tarifas para actividades reguladas que sean eficientes y solo reflejen los costes de la electricidad, repartiendo los «extra» costes de las renovables y otros objetivos políticos de forma menos distorsionadora y más equilibrada.

Por todo ello, es de esperar que, en la Transición, el modelo de libre mercado se mantenga y fortalezca como sistema de fijación de precios en todos los países de la Unión Europea. Ello no impedirá que los Gobiernos adopten medidas en apoyo de las inversiones necesarias para lograr la descarbonización programada, con primas a la producción, pago por capacidad cuando haga falta, protección de consumidores vulnerables, compras de energía ga-

rantizadas a un precio fijo o impuestos que eleven las tarifas por encima de su coste de generación. Ha sido y seguirá siendo difícil que los Estados dejen la energía en su totalidad bajo un sistema de precios libres. Por unas razones o por otras es un servicio demasiado esencial para la vida de los ciudadanos y para la economía de un país, por lo cual, los Gobiernos querrán siempre tener la posibilidad de intervenir.

Es por ello que después de declarar solemnemente, en los artículos 3, 4 y 5 de la Directiva citada (2019/944, de 5 de junio), la consagración de un modelo de sector eléctrico liberalizado y de mercado, el artículo 9 recuerda la existencia de obligaciones de servicio público, con el siguiente texto:

«En el pleno respeto de las disposiciones pertinentes del TFUE, y en particular de su artículo 106, los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, **obligaciones de servicio público** que podrán referirse a la seguridad incluida la **seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente**, incluidas la eficiencia energética, la energía procedente de fuentes renovables y la protección del clima. Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, garantizar a las empresas eléctricas de la Unión el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales. Las obligaciones de servicio público que atañan a la fijación del precio para el suministro de electricidad cumplirán los requisitos establecidos en el artículo 5 de la presente Directiva.»

Y en garantía del respeto a las reglas del mercado y la competencia, el número 4 de este artículo establece:

«Los Estados miembros **informarán a la Comisión**, una vez hayan transpuesto la presente Directiva, **de todas las medidas adoptadas para cumplir las obligaciones de servicio universal y de servicio público**, incluidos los objetivos de protección del consumidor y del medio ambiente, y sus posibles efectos en la competencia nacional e internacional, independientemente de que dichas medidas requieran una excepción a lo dispuesto en la presente Directiva. Posteriormente, informarán cada dos años a la Comisión de todos los cambios introducidos en dichas medidas, con independencia de que requieran una excepción a lo dispuesto en la presente Directiva.»

En el mismo sentido, el artículo 27 configura un servicio universal con las siguientes palabras:

«Los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del **derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios competitivos**, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios. Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso. Los Estados miembros exigirán a los gestores de redes de distribución la obligación de conectar clientes a su red con arreglo a las condiciones y tarifas establecidas de conformidad con el procedimiento previsto en el artículo 59, apartado 7. La presente Directiva no impedirá que los Estados miembros refuercen la posición en el mercado de los clientes domésticos, y clientes no domésticos pequeños y medianos, promoviendo las posibilidades de agrupación voluntaria de representación de estos grupos de clientes.»

Con ello entramos ya en la segunda parte de este trabajo que es un intento de diseñar cómo puede ser el futuro.



Lo que puede suceder

1. El cambio climático, causa determinante

Es opinión actualmente aceptada por los Gobiernos de casi todos los países, liderados por Europa, que la Tierra atraviesa un proceso de calentamiento y cambio climático al que hay que poner remedio si se quieren evitar graves daños a este planeta. Esta es hoy opinión común en el mundo. El caso es que, tras las cumbres internacionales anuales de Kioto y Copenhague y de otros lugares, tuvo lugar en diciembre de 2015 la adopción del llamado Acuerdo de París, en la Convención Marco de las Naciones Unidas para el cambio climático, en el que Gobiernos de 195 países se comprometieron a contener el incremento de la temperatura de la tierra «muy por debajo de los 2 °C (objetivo de 1,5 °C)» con respecto a los niveles preindustriales, lo que reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático. Para intentar cerrar los detalles del Acuerdo de París, celebraron varios cumbres, en particular la de Katowice (Polonia) los días 3 al 14 de diciembre de 2018 y la de Madrid los días 2 al 13 de diciembre de 2019.

Los datos que se alegan en apoyo de esta lucha contra el cambio climático son múltiples. Desde 2001 —se dice— se han producido 17 de los 18 años más calurosos registrados desde que se tienen mediciones; el segundo año más caluroso ha sido el 2017 y la temperatura de la tierra se ha elevado ya 1,5 °C respecto de la que existía en la época preindustrial; la superficie helada del Océano Ártico se ha reducido desde 1979 en 14,52 millones de kilómetros cuadrados y el nivel del mar ha subido entre 15 y 20 centímetros a nivel mundial; el desierto del Sahara ha crecido un 10% desde 1920 y se han producido en los últimos 20 años múltiples fenómenos climatológicos adver-

sos (inundaciones, sequías, incendios, huracanes, hambrunas, migraciones masivas, destrucción de corales por el calentamiento del agua del mar con la alteración de las cadenas alimentarias marinas y otros). Cada uno puede dar a estos hechos el valor que prefiera, pero el caso es que, salvo excepciones como la del Presidente Trump de los Estados Unidos, que el 1 de junio de 2017 anunció la retirada de Estados Unidos del Acuerdo de París, la mayoría de los países del mundo occidental han aceptado esta realidad y reiterado su compromiso. Y en el propio Estados Unidos, algunos Estados, grandes ciudades, empresas y organizaciones han decidido continuar por su cuenta la lucha contra el calentamiento global de modo que el país cumpla sus compromisos (bajo el lema «*We are still in*»), a pesar de su Presidente.

Elemento fundamental en esta lucha son las emisiones de CO₂ (dióxido de carbono), de efecto invernadero, que deben ser reducidas por constituir factor determinante. El sector eléctrico a nivel global es el principal emisor de CO₂ (en más de un 30% de las emisiones a la atmósfera), junto con el transporte (en un 27%), por la utilización del carbón y otros combustibles fósiles para la producción de energía y la movilidad terrestre; y son también ambos sectores en los que puede implementarse de forma rápida una disminución sustancial de sus emisiones y un mayor control de las mismas mediante el cambio de sistema de generación y propulsión. Esta es la causa determinante de la que ha sido llamada «transición energética», consistente esencialmente en la sustitución de las energías primarias de carbón y otros combustibles fósiles, que generan grandes masas de CO₂, por energías cinética o calorífica del agua, el viento o el sol, que pueden ser convertidas en energía eléctrica y son naturalmente renovables y mucho menos contaminantes que los combustibles fósiles.

Esta transición es inevitable, pero no va a ser tarea fácil. Venimos de un modelo industrial y de un sistema eléctrico que está basado en instalaciones térmicas y nucleares construidas para la combustión de energías primarias que son abundantes en el mundo, de gran potencia y controlables en su explotación, frente a unas energías renovables aleatorias, incontrolables y que llevan consigo una costosa curva de aprendizaje que se ha recorrido a un gran precio. En el largo plazo, el resultado final será muy provechoso por la gratuidad de las fuentes primarias de estas «nuevas» energías y la continua reducción de su coste de generación, pero la transformación del sistema llevará consigo un enorme sacrificio para los operadores tradicionales; las empresas eléctricas convencionales y los sistemas de movilidad terrestre y marítima, basados en motores de combustión, se verán obligados a una completa

sustitución de sus infraestructuras con millonarios patrimonios que quedarán congelados (*stranded assets*) con los que no se sabrá muy bien qué hacer. De manera que, aunque la energía producida por las renovables siga bajando de precio, la gestión de las intermitencias, la dificultad y el coste de almacenamiento de electricidad y la sustitución completa del millonario parque de motores de combustión por motores eléctricos suponen una transformación tal, que costará mucho hacer realidad. Pero no hay alternativa. Es una revolución que no tiene vuelta atrás.

Esto es lo que ha tratado de hacer en las dos últimas Cumbres del Clima de la ciudad polaca de Katowice (COP24) y de Madrid (COP25). En ellas, casi 200 países han intentado sentar las reglas básicas para cumplir con los compromisos marcados en el Acuerdo de París. Se ha elaborado un llamado «Libro de Reglas» que regirá la lucha contra el calentamiento global en los próximos decenios. Son decisiones que hacen operativo el Acuerdo de París y permiten seguir avanzando en el logro de los objetivos contemplados en el Informe Científico de Naciones Unidas. Todos los países se han comprometido a informar a la comunidad internacional sobre sus avances y sus logros en la lucha contra el cambio climático, regla de transparencia que es el primer paso para garantizar el compromiso global en la reducción de emisiones, único camino para obtener los resultados buscados.

Los compromisos de Katowice son flexibles y prevén la posibilidad de otorgar un período de adaptación a países que lo necesiten para su cumplimiento. Pero se insiste en la necesidad de tomar en cuenta las recomendaciones del Informe del IPCC (Grupo Científico de Naciones Unidas), aunque haya sido cuestionado en algunos puntos por varios países (fundamentalmente los Estados Unidos). Y aunque han quedado algunos puntos sin resolver (por ejemplo, la regulación mundial del mercado de carbono), Katowice y Madrid han constituido un paso adelante en la implementación de medidas contra el cambio climático.

Pero las dificultades en la puesta en práctica de los acuerdos subsisten. Las emisiones globales de CO₂ aumentaron en 2018 un 2,7% sobre las emisiones de 2017, alcanzando los 37.000 millones de toneladas (en Estados Unidos un incremento del 2,5%) y el incremento de consumo de energía es mayor que el crecimiento de las energías renovables y de eficiencia energética, lo que quiere decir que éstas siguen siendo un complemento de las energías derivadas de combustibles fósiles, en lugar de reemplazarlas. Se ha sustituido en

una buena medida el carbón, cuyo consumo ha disminuido enormemente en algunos países; más de un 40%, desde 2005, en Estados Unidos y Canadá, (en China y Rusia éste sube y baja, según los años), pero el petróleo y el gas siguen siendo los reyes energéticos mundiales. El cambio climático, piensan los expertos, sigue imparable y la concentración de gases de efecto invernadero, el 75% de los cuales es CO₂, no disminuye por el momento.

Ciertamente, el carácter global (es decir, mundial) que deben tener las políticas de todos los países contra el cambio climático, única manera de que el problema sea resuelto, ofrece dificultades para obtener acuerdos. Algunos países como China o la India presentan características singulares y es difícil imponerles soluciones análogas a las que se implanten en Noruega, Gran Bretaña o Australia, pero el tiempo y la experiencia de los países pioneros en estas políticas y los buenos resultados de las nuevas tecnologías de generación renovable (en especial eólica y fotovoltaica) acabarán imponiendo soluciones universales. Supuesto instructivo en este orden son los Estados Unidos de América. El Presidente Trump denunció los acuerdos de París y no aceptó suscribir el «Libro de Reglas» de Katowice. Pero seis Estados de la Unión, incluyendo dos de las tres economías más importantes del país —California y Nueva York— se han comprometido, al margen del Presidente, a promover el logro en sus territorios de un 100% de electricidad limpia. Y otros Estados y ciudades (Colorado, Connecticut, Oregón, la ciudad de Washington y otras) han proclamado la misma política, de modo que esta presión ciudadana impondrá antes o después el cambio de las autoridades federales (de Trump o del siguiente).

La polémica que hasta hace poco existía en el mundo científico sobre el verdadero alcance y el ritmo del cambio climático, que ha desencadenado la transición energética no tiene ya mucho sentido, pues es lo cierto que, con razón o sin ella, el cambio climático ha desencadenado más procesos de innovación en las tecnologías de generación eléctrica, que por razones puramente económico-financieras (no climáticas), resultan hoy más atractivas las inversiones en energías renovables, eólicas o fotovoltaica, que en energía nuclear o térmicas de gas.

A la vista de todo ello y aun cuando los resultados hasta ahora sean insuficientes, las predicciones de Bloomberg sobre la transición energética para 2019 fueron optimistas, en base a las reducciones de costes en las dos fuentes de energía más importantes —la energía solar y la eólica— y también en los mecanismos y técnicas de almacenamiento, que permitirán avanzar en

ambos campos sin demasiados subsidios¹³. Según Bloomberg las instalaciones solares aumentarán por el mundo, así como la nueva capacidad eólica, especialmente eólica *offshore*, que puede alcanzar en Europa, los 8,5GW; en la eólica terrestre, los precios de las turbinas han caído de forma importante. Desde diciembre de 2016, han bajado un 17% según el Índice de Precios de Turbinas Eólicas de finales de 2018. La firma prevé una estabilización temporal por debajo de los 800.000 dólares por MW en 2019. Pero donde el crecimiento va a ser más espectacular es en el almacenamiento, que superará en 2019 los 10GWh por primera vez en la historia del mercado. Esto incluye tanto los activos a gran escala como los que se encuentran detrás del contador, y aumentará con respecto a los 8GWh ya estimados del año pasado de nuevas instalaciones. Todo ello, se verá favorecido por el descenso en los precios de las baterías, empujado por los descensos de costes del cobalto y litio. Otras previsiones que se formulan son el aumento de la venta de vehículos eléctricos que aumentará un 40%, alcanzando los 2,6 millones en 2019 (el 57% de ellos, 1,5 millones, se venderán en China; en Europa unos 500.000 y en América del Norte otros tantos). El comercio de gas, especialmente las exportaciones de Estados Unidos y las ventas de GNL, crecerán fuertemente, sustituyendo en gran medida al carbón.

Estas son algunas de las predicciones que Bloomberg fórmula para 2019. Otras medidas que con carácter general se prevén en los próximos años para asegurar una mayor penetración de las energías renovables en los sistemas eléctricos son la construcción de más proyectos de generación distribuida, cercanos a los centros de demanda (como la energía solar en la azotea o la energía eólica distribuida), haciendo también que las fuentes de energía más flexibles, como las centrales hidroeléctricas, las centrales de gas de arranque rápido y nueva capacidad de almacenamiento están disponibles, junto a nuevas líneas de transmisión que permitan integrar en el sistema la nueva energía renovable.

La Unión Europea ha asumido el liderazgo en este proceso de cambio. La primera determinante del futuro del sector eléctrico en España es el nuevo marco de la UE y los objetivos detrás del marco que constituyen el famoso «trilema»: la seguridad de suministro, la sostenibilidad ambiental y la com-

¹³ Tomo los datos que se consignan a continuación del Informe Bloomberg New Energy Finance (BNEF), publicado en enero de 2019, del que ofreció un excelente resumen el *Periódico de la Energía*, con las 10 predicciones para 2019 sobre la Transición Energética.

petitividad (coste). La electricidad tiene una importancia fundamental en la realización de estos objetivos, en particular por su capacidad de liderar la descarbonización. Este nuevo marco europeo también dará un impulso a la integración del mercado eléctrico europeo y garantiza a los consumidores eléctricos un protagonismo nuevo. La legislación europea conocida como el paquete de invierno es casi completa, ya está publicada y tendrá que reflejarse en la legislación española y en los detalles del marco regulatorio. En aspectos importantes, como el futuro diseño de mercado eléctrico, las interconexiones y la regulación, la legislación europea delimita la libertad de actuación de los gobiernos nacionales, pero también deja a éstos un margen importante de actuación, especialmente en lo que se refiere a uno de los términos del «trilema»: la seguridad de suministro.

Por lo que a España se refiere, el Gobierno que entró en funciones en España a finales de junio de 2018, encabezado por el Partido Socialista, ha traído consigo un renovado impulso a los planes de transición energética que se venían preparando desde muchos meses atrás. Ha sido muy comentado y bien valorado el informe del Comité de expertos del Gobierno anterior sobre análisis y propuestas para la descarbonización, aunque deja muchas cuestiones abiertas que hay que precisar. La nueva Ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera, es persona competente y con espíritu emprendedor y proactivo, que no va a esperar a ver cómo se desarrollan las cosas, sino que tratará de marcar ella misma el camino. Desde hace años se ha pronunciado inequívocamente a favor de una aplicación plena del proceso de París de 2015. Fue protagonista del proceso que condujo a su adopción y en la primera reunión del Consejo Europeo de Energía (junio 2018) se pronunció audazmente por la superación del 27% de energías renovables sobre el consumo de energía final que había propuesto la Comisión Europea en el *mix* energético para el año 2030, elevándolo al 35% en dicho año y abriendo incluso la posibilidad de aumentar tal porcentaje si la evolución tecnológica y los mercados lo permiten. Posteriormente, en el borrador del PNIEC hecho público en febrero de 2019 se ha vuelto a elevar este porcentaje al 42%. Estos ambiciosos planes ministeriales, alimentados por un propósito novedoso de liderar la transición energética en Europa, puede, sin embargo, conducir a medidas no bien pensadas ni ajustadas a las posibilidades reales, tecnológicas y de financiación, del sector energético español.

Desde luego, el cambio es imparable y así lo ve también el mundo empresarial en todos los subsectores de energía (eléctrico, gasista y petrolero) cu-

yas empresas están tomando posiciones y preparando su estrategia de actuación ante el nuevo mundo de la generación distribuida y la comercialización de electricidad. También el sector del transporte y la logística están abriendo camino a su electrificación creciente. La transición energética está hoy en el centro de la política industrial con el apoyo del sector financiero y se ha generado una especie de ola imparable en favor de las energías renovables, a cualquier precio. Pero hay que hacerlo de la forma más eficiente posible, evitando costes inasumibles como ocurrió en España con los anteriores programas de promoción de las energías renovables (años 2005 a 2010) que desencadenaron costes altísimos que hubo que contener. Hay que hacer compatible la lucha contra el cambio climático con una política industrial competitiva.

2. Cambio climático y política industrial. El camino a seguir

La transición energética es hoy una realidad indiscutida, aceptada por Gobiernos de todo género y de cualquier ideología; también, como acabo de señalar, por el mundo empresarial y financiero, es decir, por aquellos que han de llevarla a cabo. Pero hay grandes diferencias en el diseño del camino a seguir, es decir, en cómo debe hacerse. Ello es así especialmente en dos aspectos fundamentales:

1. En *el protagonismo que debe tener el Estado*. No tanto en su implantación, que es evidente, sino en el papel que tenga una vez establecido el nuevo sistema; si ello va a suponer una vuelta al Marco Legal Estable y la dirección centralizada —es decir, pública— de la explotación del sistema en los términos que han quedado expuestos páginas atrás (Capítulo I, epígrafes 3 y 4), o si se va a mantener un modelo de explotación competitiva, liberalizada y de mercado. La opción por uno u otro sistema supone un modelo de sector completamente distinto en multitud de aspectos: en la generación, régimen de las redes, pagos por capacidad, gestión de la energía hidráulica, diseño y modelo de mercado, régimen de retribución de actividades, régimen de precios, y otros muchos aspectos esenciales al funcionamiento del sistema¹⁴.

¹⁴ Esta posible alternativa ha quedado expuesta con mayor detalle en los epígrafes 3 y 4 anteriores.

2. El segundo tema objeto de polémica es *el ritmo de su implantación y el respeto a una política industrial competitiva*. Para muchos, la Transición tiene que ser rigurosa, pero no dogmática, sino pragmática, respetando aquello que es válido y cuya eficiencia está probada. Para otros, se trata de apostar por el máximo de descarbonización posible, se trata de liderar los cambios e imponerlos obligatoriamente, si es preciso, mediante mandatos y prohibiciones. Pero la electrificación no es siempre el medio más eficiente para descarbonizar mercados finales. En concreto, algunas formas de transporte (especialmente viajes aéreos de larga distancia, pero también camiones) y algunas industrias (que requieren calor significativo) no pueden económicamente ser suministrados únicamente por la electricidad.

Naturalmente, todos coinciden en que hay que cumplir los acuerdos internacionales firmados y respetar los compromisos adquiridos, en París o en Bruselas. Pero se pueden establecer para ello plazos prudentes y exigir aquello que esté demostrado, sin adoptar visiones cuasiproféticas de las que no tenemos todavía un conocimiento suficiente. Que para el 2030 haya que reducir las emisiones entre un 30 y un 40 por ciento respecto del nivel actual y que para el 2050 éstas sean totalmente eliminadas es sin duda algo muy deseable y hay que comprometerse a ello, dando señales adecuadas para promover la inversión y la innovación, como han hecho otros países, pero hay que hacer al mismo tiempo un análisis riguroso y transparente de los costes que supone y quien los va a pagar. Sabiendo, además, que este es un problema global que no depende del comportamiento de un país sino de los demás y que habrá que reconocer márgenes de adaptación de un país u otro (lo que puede ser asequible para Noruega, puede ser muy difícil para Alemania o Polonia).

Que las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se verán reducidas en un 40% para el 2030 y en un 80% para el 2050, ambos casos comparados con los niveles de 1990 es ciertamente muy deseable. Que los objetivos de penetración de renovables en el consumo de energía final sean del 35% (o del 42%) para el 2030 y del 80% (o el 90%) en el 2050; y que el porcentaje de generación renovable en el sistema eléctrico sea del 70% como mínimo para el 2020 y del 100% en 2050 son todos objetivos muy deseables a los que hay quizás que aspirar. Pero habrá que determinar el coste de tales objetivos y quien va a asumir las inversiones.

Finalmente, que deban desaparecer en el 2040 los motores de combustión en su totalidad parece un poco precipitado que se pueda decidir ya, pues es difícil asegurar cuál será la evolución de la eficiencia y la hibridación de los motores convencionales dentro de veinte años y la exigencia de reducción de GEI en ese momento, distribuida entre los distintos sectores de la economía.

Las energías renovables son, sin duda, una rica fuente de nueva generación eléctrica, fruto de la investigación, de la evolución tecnológica y de la iniciativa empresarial. Pero no se pueden implantar sin medida, guiados por unos juicios poco precisos todavía en cuanto al ritmo de su evolución. En cualquier caso, hay que implantarlas sin destruir lo existente antes de tiempo, sin dogmatismos ni universalismos, respetando las diversas realidades que existen hoy en el mundo. Naturalmente, hay que abrir vías de actuación para todos aquéllos que quieran intentarlo, pero más que prohibir tecnologías hay que instrumentar apoyos amplios para los cambios que se desean y crear condiciones tecnológicamente neutras para lograr su cumplimiento al menor coste posible. Hay que conseguir la descarbonización de la economía mediante mecanismos de mercado, regulación neutral de la tecnología y política fiscal, con el objetivo común de alentar la innovación, pero dejando los riesgos (y los beneficios) a los inversores.

Esta es una gran diferencia de estrategia, planteada hoy en nuestro país. Nadie sabe exactamente cuáles son las condiciones en las que se puede desarrollar la generación de energía eléctrica o el transporte por automóvil dentro de 30 años; ni cuál va a ser el aumento de la capacidad de almacenamiento y la necesidad de nuevas redes capaces de llegar a los miles y miles de centros de recarga que serán necesarios para mantener en funcionamiento los coches eléctricos. Por tanto, no se deben adoptar —ni anunciar— medidas de demonización de las actuales tecnologías de combustión, porque nadie sabe hoy cómo será ésta en el futuro. Está bien hacer previsiones de lo que puede pasar si no se hace nada, y hay que crear incentivos económicos para conseguir los objetivos en términos de emisiones, sin especificar cómo conseguir éstos.

Las reformas de la transición energética van a traer consigo no pocos esfuerzos y algunos sacrificios en sus etapas iniciales. La sustitución del carbón y la energía nuclear, la renovación del parque automovilístico y los sistemas de transporte, el acondicionamiento y nuevo equipamiento de las viviendas,

que permita la implantación generalizada de la domótica en los hogares, automatizando servicios y aumentando la seguridad y bienestar de sus habitantes, todo ello supondrá un gran coste para esta generación, implicará dejar patrimonio congelados y destruirá empleos, al mismo tiempo que se crearán otros nuevos.

Sin duda habrá que pagar un precio para reducir las emisiones de CO₂. Pero ello no significa —como afirma el responsable de energía de la UE— que para reducirlas debamos sacrificar los medios de vida de los europeos. «En los últimos años —dice— hemos demostrado cómo reducir las emisiones, creando al mismo tiempo prosperidad, puestos de trabajo locales de alta calidad y mejorando la calidad de vida de las personas. Inevitablemente, Europa continuará su transformación. Nuestra estrategia muestra ahora que para 2050 es realista hacer de Europa un espacio a la vez climáticamente neutro y próspero, sin dejar de lado a ningún europeo ni ninguna región». Esto es posible, pero dependerá de cómo se lleva a efecto la Transición, con qué ritmo, con qué medidas, con qué compensaciones. Europa aspira a liderar el mundo hacia la neutralidad climática que entiende debe alcanzarse en 2050, logrando al mismo tiempo la modernización de la economía y la mejora de la calidad de vida de los europeos. Pretende garantizar también que esta transición sea socialmente justa y refuerza la competitividad de la economía y la industria de la UE en los mercados mundiales, garantizando empleos de alta calidad y un crecimiento sostenible.

La transición energética no puede, por tanto, absolutizarse y dejar de lado toda política industrial. Ciertamente la lucha contra el cambio climático necesita la transformación de una determinada forma de producir y consumir; y la reforma del sector de la energía es el primer y principal campo de actuación para combatirlo, desde el que se puede actuar con grandes resultados. Hay que anticiparlo y prepararlo con la implantación de aquellas tecnologías y servicios que lo hagan viable al mejor ritmo posible. Las actuaciones sobre sectores paralelos como el transporte, la vivienda, la economía doméstica y la industria en general tendrán ritmos de desarrollo más lentos y en parte dependientes del propio cambio eléctrico.

Por tanto, la senda a seguir por cada país en la política de descarbonización y el ritmo al que debe recorrerse deben ser flexibles. Cada país tiene una situación específica que debe influir en su estrategia industrial, aprovechando al máximo sus oportunidades y cuidando de sus debilidades. Debe-

mos debatir —ha escrito Luis Atienza— sobre una estrategia industrial que asegure que nuestras empresas afrontan la transición competitivamente y aprovechan todo su potencial. «Sirva como ejemplo —escribe Atienza— la industria del automóvil, que está abocada a una profunda transformación en las próximas tres décadas. ¿No es posible trabajar con el sector en una hoja de ruta que compagine la estrategia hacia la descarbonización con la renovación del parque convencional? Además de impulsar el posicionamiento de nuestra industria automovilística en la electrificación, teniendo un parque de ocho millones de vehículos de más de 15 años, ¿no es razonable desde el punto de vista industrial y ambiental incentivar transitoriamente su renovación por vehículos de combustión interna más eficientes y limpios?». Por su parte, Antonio Brufau y en general el sector petrolero piden que se respete la neutralidad tecnológica para abordar la transición energética, es decir, que se haga la transición aprovechando el momento oportuno de cada tecnología, sin destruir aquéllas que hoy están funcionando y sin el determinismo de dar por hecho que el vehículo eléctrico es una «solución única»; «ni nosotros ni ningún Gobierno —dice Brufau— sabemos con certeza que vías serán las que aporten las soluciones tecnológicas más eficientes para abordar los problemas que hoy enfrentamos»; hay que dejar que sean las empresas y el mercado los que encuentren las soluciones, y sin desincentivar la innovación.

En España, a finales de febrero de 2019 se hizo público y se envió a Bruselas el «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030» (PNIEC), según el cual entre 2020 y 2030 se irán cerrando las centrales de carbón y entre 2025 y 2035 se verán clausuradas progresivamente las nucleares, de acuerdo con un Plan previamente pactado con las mismas y entre las mismas. El Gobierno no quiere «dictar» a las empresas, en este caso, lo que han de hacer. Únicamente les pondrá el marco en el que han de actuar, garantizando la seguridad de suministro, el tratamiento de los residuos y la financiación para abordar esta tarea. Ambas fuentes de generación —carbón y nuclear— se espera sean sustituidas, con el respaldo del gas, por 50.000 MW verdes a instalar hasta el 2030 y una movilización de inversiones de más de 230.000 millones, destinados sobre todo a generación de renovables, eficiencia energética, redes y electrificación de usos finales. La Ministra Ribera cree que son objetivos creíbles y alcanzables. Pero es algo que está por ver. En cualquier caso, nadie ha explicado hasta ahora cómo se va a llegar a ellos.

3. Crisis del modelo tradicional, tecnológico y empresarial. Necesaria redefinición de los mercados y sus reglas

La literatura de la transición energética está llena de afirmaciones genéricas e inexplicadas de metas y objetivos, a los que no se nos dice cómo llegar. Se habla de la volatilidad de los mercados, que hay que corregir; de una energía limpia y barata pero de la que no se garantiza el suministro; de la necesidad de una generación firme que venga a respaldar la variabilidad de la renovable, pero no se sabe en qué cuantía ni a qué precio; nadie explica de forma muy convincente tampoco cómo se cubrirán los costes fijos de aquellas centrales que vean reducidos cada vez más el número de horas de funcionamiento; se cifra la inversión necesaria a largo plazo, pero nadie explica adecuadamente cómo se va a producir ésta en medio de la inseguridad que presentan todavía las inversiones ante la inexistencia, de un modelo de regulación para la transición. Se habla de suprimir la energía nuclear y del carbón, como energías que han pasado a la historia, y se hacen estimaciones de los megavatios eólicos y solares que serán necesarios para sustituirlas, pero brilla por su ausencia cómo funcionarán éstas y cómo se integrarán en el mercado eléctrico que hoy tenemos. Dicho brevemente: son numerosos los estudios que nos explican los cambios necesarios en el *mix* de generación, pero muy pocos¹⁵ hasta ahora los que se han planteado cómo va a funcionar después el sistema, cuáles van a ser las reglas que presidan los cambios y cuáles las reformas de los mercados para lograr un desarrollo eficiente de la generación; o cómo articular la integración de todas las energías en una oferta final a los consumidores con garantía de prestación del servicio.

Es hora de formular, no metas, ni estrategias, ni objetivos, sino el camino, las reglas y medidas de organización de los mercados y los precios, que nos permitan encauzar y hacer posible esos cambios. Medidas de ordenación del autoconsumo; medidas sobre tasa de retribución a la inversión en nuevas redes con garantía de su cumplimiento; medidas sobre pagos por capacidad y/o disponibilidad de energía para prevenir o hacer frente a situaciones de desabastecimiento o falta de inversión (problema del *missing money*); medidas de

¹⁵ Por ejemplo, el informe de IIT (Universidad de Comillas), *El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas*, diciembre de 2018; el libro del MIT *Energy Initiative, Utility of the Future*, de 2016; y el Informe de la Comisión de Expertos de Transición Energética, *Análisis y Propuestas para la descarbonización*, de abril 2018.

regulación de la energía hidroeléctrica, de regulación del almacenamiento, de formación o fijación de los precios en situaciones no competitivas; o términos en que se piensa regular la interrumpibilidad, tanto de las industrias de gran consumo como de comunidades y grupos organizados. Y así, otras muchas cuestiones.

Vamos a exponer a continuación, con toda modestia, algunas ideas en las que trataremos de describir diversos problemas que se pueden plantear en la transición y posibles soluciones (o intentos de solución) a los mismos. Quizás no es todavía el momento de entrar en los detalles, pero sí se pueden identificar los desafíos y ofrecer líneas generales de actuación.

Porque, en efecto ocurre que, con mayor o menor liberalización, el modelo industrial de sector eléctrico construido en las economías occidentales se componía de grandes centrales de generación eléctrica en manos de unas pocas empresas (en algunos países una sola) que a través de unas redes unitarias de transporte y distribución enviaban la energía a los centros de consumo, a veces muy distantes. El sistema funcionaba de arriba abajo, con la dirección de unos entes de gestión económica y técnica del sistema, separados e independientes de los operadores del mercado, que debían seguir en todo momento las indicaciones (instrucciones) de aquéllos. Con o sin planificación vinculante, el sistema eléctrico actuaba con carácter unitario en cada país, basado en centrales de fuel, carbón, gas natural, hidroeléctricas o nucleares de gran potencia.

Este modelo tecnológico-industrial de sector eléctrico va a saltar por los aires por distintas razones. En primer lugar, por razones medioambientales: la necesidad de reducir emisiones a la atmósfera de efecto invernadero (singularmente CO₂) con objeto de contener el incremento de la temperatura por debajo de 2 °C (Acuerdo de París). Sea cual sea el grado de reducción que al final se imponga, esto llevará a reducir sustancialmente la producción de las grandes centrales de generación térmica.

En segundo lugar, razones económicas, pues se entiende que es ineficiente un modelo que pretende cubrir de un modo unitario la totalidad de la demanda, incluso en los períodos más altos de ésta, llegando hasta el último consumidor, situado a veces a miles de kilómetros de distancia; planteamiento que lleva consigo grandes pérdidas de energías en las redes, obliga a inversiones excesivas y eleva los precios. En algunos casos puede tener más sentido configurar sistemas autónomos, con generación y redes propias, ce-

rradas o no, en vez de intentar conectarlo todo. Tenemos la experiencia, en España, de los sistemas insulares, y también pueden darse zonas industriales o rurales con demanda agregada donde podría ser más eficiente y más barato tener un sistema independiente. Es pensable la competencia entre el sistema general de generación convencional y empresas capaces de crear un sistema independiente con generación propia destinada a suministrar energía a una zona industrial, a un gran consumidor o a una demanda agregada de una comunidad. Puede siempre acompañarse de una conexión a la red general para caso de necesidad. La clave es que la competencia entre sistemas cerrados (aislados) y el sistema central sea efectiva, sin subsidios ni privilegios para nadie.

Los avances tecnológicos, los sistemas de generación en pequeñas instalaciones, la distribución, medición y comunicación permiten a muchos consumidores ordinarios acudir hoy directamente, sin pasar por el pool, a fuentes naturales de energía renovables (agua, sol, viento) con ubicación dispersa, que pueden alimentar redes propias o las generales de distribución, suministrando energías de modo directo a territorios y consumidores cercanos, sin tener que integrarse en un sistema nacional, abaratando con ello el servicio.

La capacidad tecnológica de generación, información, medición y comunicación de que hoy disponemos en una economía digitalizada permite, por un lado, integrar las distintas energías en una oferta unitaria de servicios eléctricos al ciudadano; y por otro, dar un mayor protagonismo a la demanda, de modo que cada uno pueda elegir lo que necesite en la forma más eficiente y al menor coste. En el nuevo sistema eléctrico que está por nacer esto último va a ser quizás el factor de cambio más importante, a saber: el papel protagonista que van a jugar los consumidores, cuyas decisiones conformarán el equilibrio de oferta y demanda. Nos encontramos ante nuevas tecnologías de generación, tipos diferentes de energía producida y modalidades de consumo diferentes, todo lo cual rompe lo que era hasta ahora el modelo industrial de sector y el modelo de negocio eléctrico.

Es por ello que todas las previsiones apuntan a una gran transformación del sistema, que cambiará en su estructura empresarial y dejará de tener el carácter oligopólico que ha tenido hasta ahora. Va a modificarse también, sustancialmente, la «operación del sistema», que ya no será un mercado unificado con un producto homogéneo, sino, muy probablemente, distintos mercados, en función de las tecnologías con que se genera la energía.

No parece que pueda seguir funcionando un *pool* horario de la energía total del país con un sistema de precio único marginalista. Junto al *pool* actual o al margen de él van a surgir una gran variedad de transacciones descentralizadas, bilaterales y asociativas, que no tendrán que pasar por el gestor del sistema; tendrán lógicamente que serle notificadas, pero no necesariamente autorizadas por él en tanto no requieran servicios de la Red General. El cambio posiblemente consistirá en: a) más contratos bilaterales, financieros y físicos, b) ninguna autorización, aunque quizás con notificación de los contratos bilaterales físicos, y c) posiblemente, nuevos operadores de mercado, por ejemplo a nivel local, no dependiendo de OMIE. El *pool* subsistirá, pero solo como un mercado de ajustes de última hora, que garantice el suministro.

En cuanto al sistema de fijación de precios, hasta el momento ha estado entregado a la competencia en el mercado entre distintos operadores en el lado de la oferta sin apenas protagonismo de la demanda; un sistema en el que la última unidad producida marca el precio a todas las demás. Este sistema marginalista de precios funcionó correctamente cuando el parque de generación se basaba en tecnologías de producción con altos costes variables (fuel, carbón, gas) o altos costes de inversión y mantenimiento con altos riesgos (nuclear, hidráulica con incertidumbre de caudales). Pero hoy hay que preguntarse: ¿va a ser posible organizar la competencia entre generadores que trabajan a coste marginal próximo a cero y no ofrecen continuidad en el suministro, con otros que ofertan energía firme pero a coste muy variable según un cúmulo de circunstancias? Y allá donde no exista competencia efectiva en generación, ¿cómo se fijarán los precios de suministro? Por otro lado, la demanda va a dejar de ser pasiva y será un elemento esencial en la formación de los precios. Una demanda informada y organizada por los «Agregadores» o en Comunidades Locales de Energía, con capacidad de autoconsumo individual o colectivo y con disponibilidad de almacenamiento, puede ser un actor muy dinámico que elija suministrador, configure el patrón de su consumo y negocie los precios que está dispuesto a pagar por la energía que adquiere; una demanda que valorará la seguridad y decidirá de energía firme o variable según sus precios. La dinámica de oferta y demanda en estas condiciones rompe los actuales mercados.

Porque hoy las características del parque de generación son otras: una gran parte de la generación (en torno al 40%) es ya renovable y puede entrar en el mercado con ofertas a precio próximo a cero, lo que unido a la entrada continua de las centrales nucleares a cualquier precio, ofrecerá un *pool*

muy deprimido en los precios finales durante gran número de horas del día; un pool que puede dejar fuera de producción a muchas centrales convencionales de altos costes variables, que quedarán con pocas horas de funcionamiento al año (actualmente menos del 20% sobre el total posible en algunas centrales de ciclo combinado).

En tales condiciones, un pool general marginalista puede resultar inviable. Para algunos puede suponer retribuciones muy por encima de sus costes fijos, únicos a los que deben hacer frente (así, hidráulica y renovables) que pueden ser altos, pero claramente amortizables durante el plazo concesional o la vida útil de la instalación, siempre que gocen de un mínimo constante de recursos primarios (sol, viento o agua, que son gratis). En cambio, para otros, los precios finales de mercado pueden verse muy deprimidos por la entrada de las renovables y no alcanzarán a cubrir sus costes medios (variables y fijos), especialmente si ven reducidas sus horas de funcionamiento. Éstos necesitan, entonces, ingresos complementarios fuera del mercado: pagos por capacidad, garantía de potencia o pagos por disponibilidad de energía cuando se necesite, en los términos establecidos. Esta sigue siendo cuestión debatida, como se explica ampliamente en otro lugar de este estudio¹⁶.

Ahora bien, los mecanismos de remuneración de capacidad (CMR por sus siglas en inglés) son problemáticos pues con ellos no se puede precisar el volumen de generación necesario, ni el *mix* por el que los consumidores están dispuestos a pagar. Los precios, con estos instrumentos de ayuda al inversor, no se establecen bilateralmente con los consumidores, sino apriorística y unilateralmente de acuerdo con una planificación centralizada. Como alternativa a este modelo, centralizado y estatalizado, se presenta la opción de la contratación a largo plazo de compras de energía en grandes cantidades mediante operaciones comerciales bilaterales por largos períodos de tiempo (ocho a diez años) en las que los precios se pactan entre comprador/gran consumidor y vendedor/generador de energía gestionable (firme o renovable, normalmente una combinación de ambas). Energía que se puede luego distribuir (revender) entre multitud de consumidores más pequeños, partícipes de una comunidad de energía o de un grupo agregado. Es el conocido modelo *PPA* (*power purchase agreement*).

¹⁶ Vid. sobre los términos concretos de estas regulaciones de pago por capacidad el trabajo de David Robinson e Íñigo del Guayo, «*Mecanismos de remuneración de capacidad y pagos por confiabilidad*», resumido en el Libro Segundo, Epígrafe 3.3.

Una tercera modalidad de organizar el mercado consiste en adoptar el modelo de dos mercados, según la disponibilidad de la energía. El primer mercado estaría integrado por las plantas de generación tradicionales, de energía firme bajo demanda, que son programables y gestionables (mercados *OD*, *On Demand*) con entrada en él según orden de mérito, de costes variables ascendentes como hasta ahora. El segundo mercado sería para energías renovables intermitentes, que entrarían a medida que son generadas (*As Available*, *AA*), con costes estandarizados y reconocidos, alumbrados en muchos casos en las subastas de entrada al sector. Los precios de uno y otro mercado responden a criterios diferentes: el primer mercado (precio OD) refleja la oferta más alta aceptada en cada período comercial (en España, cada hora); el segundo mercado (precio AA) éste viene marcado por el coste marginal a largo plazo alumbrado por la propia compañía en un procedimiento competitivo y reconocido por el regulador.

El consumidor tiene la opción de elegir entre comprar energía renovable, pero insegura, a un precio estable y probablemente barato, o comprar energía firme a un precio volátil que refleje los costes de los combustibles y el CO₂ entre otros. Para garantizarse la seguridad del suministro, lo normal será que el consumidor/agregador o comercializador contrate horas de ambos mercados o hará frente a la intermitencia con almacenamientos. El consumidor pone precio a su seguridad, participa con su demanda a la determinación del *mix* de generación, tiene un incentivo para ser más flexible cambiando su patrón de consumo y/o acudiendo a técnicas de almacenamiento para no tener que adquirir mucha energía OD. Nos parece un buen sistema de articular un mercado de flexibilidad y abrir la vía a una participación de los consumidores en decisiones claves del sistema.

Lo que está claro es que las reformas previstas llevan consigo la necesidad de grandes inversiones. Hace falta inversión, no solo en generación con renovables, sino también en nuevas redes inteligentes, especialmente a nivel de la distribución, en fuentes de energía descarbonizada y flexible (por ejemplo, en almacenamiento, en gestión de la demanda, generación basada en gas renovable) para respaldar las renovables y en sistemas de recarga para los coches eléctricos. El gobierno tiene que asegurar que los mercados son capaces de soportar esta inversión, o introducir mecanismos adicionales. Igualmente decisivo va a ser el apoyo político y social para la Transición. Hemos visto recientemente en Francia las consecuencias del enfrentamiento con una parte importante de la población. La experiencia gala es un reflejo de un descontento

muy extendido en Europa y más allá con los gobiernos de turno y con el sistema económico y político. La penetración de energía renovable no tuvo inicialmente un rechazo social porque no obligó a los consumidores a cambiar sus patrones de consumo o a hacer inversiones importantes. Pero ocurre que estos consumidores están pagando mucho más por su electricidad ahora que hace 10 años porque están financiando varias políticas públicas (en particular por el apoyo a las renovables) y crece el hartazgo por el incremento de estos precios. El rechazo social puede ser mucho más duro frente a los esfuerzos políticos de electrificar el transporte, restringir el uso de coches de diésel y gasolina, o cambiar la calefacción de diésel y gas a bombas de calor. La exigencia de gastos que todo ello puede imponer para las economías familiares o las pequeñas empresas comerciales puede ser insoportable para muchas de ellas, aun cuando se les prometa a medio plazo una reducción de sus costes. Por eso, es crítico tener un plan de transición justa, que sea equitativo, capaz de obtener respaldo social y sobre todo que no perjudique a los más vulnerables, incluyendo los trabajadores en los sectores afectados. Y es fundamental que la legislación relevante tenga apoyo político amplio de todos los partidos políticos significativos a nivel nacional, de CC.AA. y municipal; sin esto, los inversionistas solo invertirían con primas de riesgo muy alto.

4. Realidad actual de las renovables.

Nueva configuración del sector eléctrico

España se encuentra en condiciones de cumplir con el objetivo del año 2030 gracias al notable desarrollo en nuestro país, en años pasados, de una extensa y diversificada generación renovable eléctrica. La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) en la voz de su Presidente (Adnan Amin) ha manifestado que «España puede asumir el objetivo de cubrir con energías renovables el 42% de uso de energía final (hasta ahora era sólo del 35%) en el año 2030, **porque tiene un gran potencial empresarial, con grandes compañías energéticas y un sector renovable líder; también porque dispone de territorio y buena situación geográfica, además de un buen nivel económico y político, y un sistema eléctrico preparado para ello. Entonces, ¿por qué no?»** (negrilla incorporada). Es una afirmación esperanzada, más que demostrada. Ciertamente, todas las renovables serán competitivas para el 2020, lo que propiciará que en los próximos años la mayor parte de la nueva capacidad que se instale en el mundo sea básicamente renovable.

Pero cubrir los objetivos futuros exigirá adoptar un conjunto de medidas, nada fáciles, que afectan a otros sectores como el transporte, las viviendas y la mejor eficiencia energética en las industrias, todas las cuales tendrían que contribuir a la progresiva descarbonización de nuestra economía. Son muy numerosas las acciones que se requieren en estos otros sectores; algunas, en el transporte, suponen una verdadera transformación modal (de la carretera al ferrocarril); otras exigen alterar el uso de elementos energéticos pasando a otros con menos emisiones (sustitución de derivados del petróleo, primero por gas natural y después por la electricidad en el transporte terrestre o marítimo); otras, por el momento, no tienen de momento alternativa (por ejemplo, el transporte aéreo).

En cuanto a la progresiva penetración del coche eléctrico, se estiman para España 250.000 vehículos en 2020 y de 5 a 6 millones de vehículos eléctricos a 2030, así como el despliegue de autobuses urbanos eléctricos (al 100% en 2030); cifras, a veces muy optimistas, que exigirán una infraestructura de recarga de postes en la vía pública, electrolineras en las carreteras y puntos de conexión en aparcamientos. La electrificación de estos mercados finales está llamada a ser cubierta, como es lógico, por energías renovables, de modo que se consiga el efecto de descarbonización que se pretende con ello. Asimismo, se procurará la sustitución en todos los sectores de equipos convencionales por tecnologías (eléctrica y gasística) más eficientes, tanto en el ámbito residencial y de servicios, como en la industria. Esta es ciertamente tendencia imparable. Pero la implantación efectiva de sistemas eléctricos domésticos o industriales —incluida la movilidad eléctrica— tiene por delante un largo camino, presenta muchas dificultades y no se sabe cuándo ello puede significar la sustitución del parque automovilístico existente.

4.1. *Incremento de generación y reducción de sus costes*

En todo caso, el elemento de cambio más decisivo para la transición energética es la sustitución del parque de generación eléctrica basado en el carbón, la nuclear y el gas, por otro basado en energías renovables, con exceso de capacidad instalada en la mayoría de los casos. El crecimiento de demanda estimado por Monitor-Deloitte en España para el 2030 implica entre 30-40 GW de nueva potencia renovable hasta alcanzar los 84-89 GW desde los 50 GW actuales y otros 10 GW de respaldo adicional. Esta nueva

potencia, repartida entre eólica y fotovoltaica, permitiría cumplir el objetivo del peso de renovables en la demanda final de energía total inicialmente establecido en el 27%, que luego se elevó al 35% y al final se ha cifrado por el PNIEC en el 42%, que es uno de los más ambiciosos de la UE, algo difícil de conseguir. Junto a ello, se aspira a una generación renovable para el año 2030 del 74% del total. El reparto adecuado entre ambas modalidades (60-40% entre eólica y fotovoltaica, es decir 18 GW y 12 GW) permitiría disminuir sustancialmente los vertidos. En el largo plazo —de aquí a 2050—, la instalación de generación renovable (de nuevo, eólica y solar fotovoltaica) sería entre 145 y 201 GW, lo que implica unas inversiones entre 330.000 y 385.000 millones, es decir, más de 10.000 millones al año, sin contar con las inversiones adicionales que deben correr a cargo de los consumidores en este proceso de electrificación. Todas estas cifras pueden variar, como es lógico, en más o en menos, con el paso del tiempo, pero son las que dan los expertos en febrero de 2019.

Las energías renovables a instalar, básicamente eólica y fotovoltaica, son sin duda la solución más eficiente por su mayor grado de madurez y disponibilidad de recursos y emplazamientos respecto de otras tecnologías renovables en las que éstos son más escasos, como ocurre con la hidráulica o la biomasa. Las primeras, además, han reducido hoy extraordinariamente sus costes de inversión. El sol y el viento pueden ofrecer actualmente iguales o mejores precios que la energía convencional. El coste medio de generación (*LCOE, levelized cost of energy*) se ha reducido considerablemente y junto a la reducción de precios de las tecnologías de almacenamiento (especialmente las baterías), combinados ambos factores, hacen también más fiable la continuidad del servicio y reducen considerablemente la intermitencia de estas energías, que resultan más baratas¹⁷.

En concreto, la reducción media de precios de la energía eólica y fotovoltaica desde el 2010 ha sido, aproximadamente, del 67% en la primera y

¹⁷ Las estimaciones cuantitativas de generación e inversión necesarias para la transición han sido tomadas del trabajo de Alberto Amores —Monitor Deloitte—, publicado en *Cuadernos de la Energía*, abril de 2018, páginas 36 a 49. Estas previsiones, sin embargo, son muy inciertas, pues todo depende de cuándo y cómo se cargan las baterías. Si se hace en horas valle, la demanda se puede atender, aunque se incremente, sin necesidad de más capacidad instalada. Pero es difícil prever y programar los consumos de los usuarios en este tipo de demanda.

86% en la segunda, en producción a gran escala. En Europa, la energía solar y eólica ha permitido a Alemania reducir sus precios mayoristas más de la mitad sobre la pasada década y Dinamarca, el país con la cuota más grande de renovables intermitentes, tiene los precios mayoristas de la electricidad más baratos de Europa, dejando a un lado impuestos y tasas. La reducción de estos precios desplaza en gran medida a los generadores menos eficientes, es decir, más caros, que se ven obligados a reducir sus precios o quedar inactivos.

Según Motyka, Slaughter y Amon el coste no subvencionado de la eólica está hoy en los Estados Unidos en torno a los 30-60 US dólares por MWh, muy por debajo de las energías fósiles, cuyo coste se sitúa entre los 42 y los 78 US dólares. Los nueve países con más bajos costes en energía eólica son: China, USA, Alemania, India, España, Francia, Brasil, Reino Unido y Canadá. La segunda fuente de energía más barata es la solar fotovoltaica generada a gran escala, cuyo coste medio se sitúa en los países más evolucionados (China, Japón, Alemania, USA, Australia, Italia y el Reino Unido), en torno a los 43-53 US dólares MWh. El país con precios más baratos de energía eólica es USA (en las grandes llanuras de Texas) y en energía fotovoltaica Australia¹⁸. Y las últimas subastas de energía eólica en Portugal están saliendo a precios más baratos todavía, entre 17 y 20 MWh.

Las consecuencias que se derivan de todo ello —y de los avances tecnológicos que le acompañan— es que la energía solar y eólica, siempre que resuelvan adecuadamente el problema de su intermitencia (con almacenamiento o con energía firme contratada), están hoy en condiciones de competir, sin necesidad de primas, con la energía convencional y equipararse a ésta en los servicios que puede prestar para resolver problemas de red y servir a los usuarios con la misma eficacia y funcionalidad que lo hacían hasta ahora las energías convencionales. Las energías renovables intermitentes (complementadas con el almacenamiento u otro respaldo) están así en condiciones de contribuir efectivamente al balance de la red y prestar servicios al consumidor tan confiables como las energías convencionales, más baratos y medioambientalmente responsables.

¹⁸ Marlene Motyka, Andrés Slaughter y Caroly Amon, «Global renewable energy trends. Solar and wind move from mainstream to preferred». En *Deloitte Insights*, September 2018, páginas 1/38 a 37/38.

4.2. *La llegada de grandes clientes y la conjunción de producción y almacenamiento*

Han surgido, por ello, nuevos e importantes clientes de estas energías, por las que se pronuncian hoy ciudades enteras (*smart cities*), comunidades constituidas con proyectos energéticos *ad hoc* y corporaciones industriales y de servicios, con suministros muy relevantes, que compran directamente de los generadores renovables mediante contratos bilaterales (*power purchase agreements, PPAs*). Estas tendencias recientes a favor de las energías renovables están provocando enormes crecimientos de demanda de las mismas, lo que contribuirá en el futuro a reducir todavía más sus costes y mejorar su integración en el sistema. Contribuirán también a incrementar el número de los consumidores que prefieren este tipo de energías y acelerarán la transición energética.

Por éstas y otras causas, la producción de eólica y fotovoltaica es creciente en todo el mundo y, combinadas, como ya se ha dicho, con técnicas de almacenamiento suficiente, se hacen más gestionables. El almacenamiento sigue siendo caro, pero permite aumentar considerablemente la capacidad de servicio de dichas energías y hace a éstas más valiosas, pues los gestores del sistema pueden utilizarla según sus necesidades y desplazar el suministro de las horas pico a las horas valle. Esta combinación de energía renovable y almacenamiento, cuyo coste de baterías de ion-litio se ha reducido también en casi un 80% desde los precios del año 2010, hace a las energías renovables cada vez más gestionables, permitiendo también la incorporación de energía distribuida y energía ahorrada por los consumidores, con políticas activas de gestión de la demanda. La flexibilidad que hoy ofrece ésta al sistema de generación de energía eólica y solar permite solucionar así muchos problemas de intermitencia y aumentar la capacidad de resistencia de las redes, con mínimos ajustes en la estructura y funcionamiento de las mismas (*vid.* sobre flexibilidad del sistema lo que se dice más adelante en el Libro Segundo, epígrafe 5.2: «*Mercados de flexibilidad*»).

Así pues, entre ambas tecnologías puede repartirse en España, que tiene abundancia de ambas, la nueva generación en los próximos años. El diferente perfil de producción de eólica y fotovoltaica mitiga el hecho de que ninguna de las dos sea gestionable, ya que cuando una no genera, en la noche, la otra puede aumentar su producción y de esta forma se pueden complementar dándole más firmeza a su oferta. No obstante, ambas tecnologías, cuya producción en España está por ahora básicamente centralizada en gran-

des parques de generación y no distribuida, seguirán siendo no gestionables y presentan retos importantes para su integración de un modo masivo en el sistema eléctrico. El nivel máximo de penetración de estas tecnologías está supeditado a su impacto en la operación del sistema y se estimaba, hasta ahora, que el límite de integración de energía renovable no gestionable era de un 70% de la generación total, aunque esta cifra es debatible (de hecho, el PNIEC la cifra en el 74%).

4.3. *Generación distribuida, el fenómeno de la «agregación» y la constitución de «comunidades ciudadanas de energía y comunidades de energías renovables»*

No podemos entrar ahora en una descripción detallada de las nuevas modalidades de organización de la demanda. Solo diremos que la original idea de constituir «comunidades solares» con energía distribuida se ha extendido a la creación, mediante la agregación de la demanda, de «comunidades de energía y almacenamiento» para servir en amplias áreas fuera de la red general.¹⁹ Estos proyectos de energía solar distribuida, almacenamiento organizado y agregación de la demanda han tenido gran expansión por el mundo en áreas con suficiente densidad de población, dotadas de microrredes tan fiables como la red general del país. Ha constituido también uno de los objetivos de muchas organizaciones no gubernamentales que han promovido la creación de estas comunidades de energía. La misma estructura de producción y consumo es la generalmente aplicada en mercados insulares en los que se puede obtener así un servicio eléctrico tan fiable, asequible y limpio como el que podría proporcionar la conexión con la red general del país. La estructura más común para la organización de estas comunidades de energía ha sido la cooperativa, que implica una propiedad en común de los ciudadanos con una gestión técnica y profesional organizada²⁰.

¹⁹ La nueva legislación europea se refiere a las comunidades ciudadanas de energía y a las comunidades de energías renovables. La legislación también se refiere a los agregadores. Resumimos nuestras ideas sobre estas nuevas figuras más adelante en el Libro Segundo, Epígrafe 6.2.

²⁰ *Vid.* sobre la situación en Estados Unidos, Deloitte Center for Energy Solutions, «Un sector en auge: desafíos y oportunidades en el mercado mundial de almacenamiento energético en baterías», en *Cuadernos de Energía*, Garrigues-Deloitte, octubre de 2018.

La energía solar distribuida organizada en comunidad está siendo objeto de una expansión notable en los Estados Unidos donde en algunos Estados como California la instalación de paneles solares quiere declararse obligatoria y también en Hawaii donde los hogares establecen una combinación de energía solar y almacenamiento residencial. Pero aparte del Estado de California, siempre líder en los avances tecnológicos, Deloitte nos informa que se han establecido objetivos de almacenamiento energético compartido en Massachusetts, Oregón y más recientemente, en Nueva York²¹. Nevada podría seguir sus pasos²², mientras que Maryland se ha declarado por una opción ligeramente diferente al lanzar un programa de créditos fiscales en febrero de 2018²³. Muchos otros Estados están estudiando o estableciendo incentivos para el almacenamiento energético y algunos de los organismos reguladores estatales exigen actualmente que las eléctricas incluyan el almacenamiento energético en sus programas de recursos integrados²⁴. La competencia se plantea, así, no solo entre energías renovables y convencionales sino también entre generación a gran escala centralizada y generación distribuida.

Las comunidades-cooperativas energéticas se han implantado también en algunas áreas de hogares y comercios que no podrían disponer de superficie suficiente para extender paneles propios y constituir unidades de generación (solar ni eólica), pero en las que la constitución de una comunidad de consumo les permite comprar energía en grandes cantidades procedente de instalaciones de generación solar o eólica centralizada, ubicadas en parques o superficies no lejanas.

²¹ Maloney Peter, «New York energy storage target oficial after Gov. Cuomo signs Bill». *Utility Dive*, 1 de diciembre de 2017, <https://www.utilitydive.com/news/new-york.energy.storage.target-official-after-gov-cuomo.signs.bill/512056/>.

²² Colthorpe, Andy, «NV Energy to consider energy storage in 330MW renewables push», *PV Tech*, 10 de enero de 2018, <https://www.pv-tech.org/news/nv-energy-to-consider-energy-storage-in-330mw-renewables-push>.

²³ Walton, Robert, «Maryland is first state to launch energy storage tax credit», *Utility Dive*, 13 de Febrero de 2018, <https://www.utilitydive.com/news/Maryland-is-first-state-to-launch-energy-storage-tax-credit/517011/>.

²⁴ Trabish, Herman, K., «As feds focus on baseload, grid modernization is sweeping the nation», *Utility Dive*, 14 de noviembre de 2017, <https://www.utilitydive.com/news/as-fed-focus-on-baseload-grid-modernization-is-sweeping-the-nation/510680/>.

4.4. *Fragmentación del sistema e interconexión de redes. Sin pérdida de garantía unitaria del suministro*

La fragmentación del sistema va a ser algo inevitable. Nuevas tecnologías de generación distribuida, ubicada en multitud de lugares diferentes, con producción variable y poco gestionable; la racionalización y flexibilización de los consumos a precios diferentes, según los tiempos y el lugar en que se consuma; el aumento creciente del almacenamiento y una gran variedad de transacciones bilaterales y asociativas; son, todas ellas, realidades nuevas sobre las que se asentará el sector en el futuro, lo que obligará a la revisión de algunos dogmas regulatorios que han presidido hasta ahora el funcionamiento unitario del mercado eléctrico.

Está en revisión, desde luego, el carácter monopólico y unitario de las redes y los criterios sobre derecho de acceso y conexión a las mismas; también exigirá nueva formulación del *unbundling* o separación de actividades de generación y transmisión o de distribución y comercialización. En este orden, el artículo 35 de la Directiva 2019/944, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece la independencia de la red de distribución en los siguientes términos:

«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. Estas normas no darán lugar a ninguna obligación de separar la propiedad de los activos del sistema de distribución de la empresa integrada verticalmente.»

No se exige separación de propiedad, pero sí se establecen algunos criterios mínimos que garanticen la separación entre la distribución y el resto de actividades del grupo. El artículo 35.2 establece un complejo sistema de garantía de independencia de la red de distribución respecto de las demás actividades del grupo (*vid.* el texto de dicho artículo, n.º 2, letras a) y b) junto al primer mandato del apartado c) al mismo tiempo que reconoce los derechos de supervisión de la matriz respecto de los activos de sus filiales; podrá aprobar el plan financiero anual pero no dar instrucciones respecto de la gestión cotidiana ni sobre decisiones particulares. Y en ningún caso podrá aprovecharse la integración empresarial para falsear la competencia.

Por otro lado, sin embargo, los sistemas renovables de energía distribuida (principalmente eólica y fotovoltaica) pueden estructurarse de forma autónoma e independiente de la red general (es decir, sin conexión con ésta ni con las redes monopólicas de distribución) basándose en redes propias (líneas directas, redes cerradas) para suministro directo de grandes clientes con consumos masivos o respondiendo a una demanda agregada en determinadas áreas o pequeñas comunidades agrupadas. En estos casos, naturalmente, no es exigible la separación entre producción, transmisión y comercialización de la energía, sin que ello pueda suponer un atentado a la competencia, que es el objetivo fundamental que persigue la regulación de las redes. Así, el capítulo IV de la Directiva 2019/944, bajo el título de «Gestión de las Redes» establece las normas que han de presidir ésta, subrayando que *«no ejercerán ningún tipo de discriminación en el acceso, proporcionarán la información que necesitan para ello y actuará siempre mediante procedimientos de mercado para la obtención de los productos y servicios que requieran para el desarrollo de sus funciones»*.

La única preferencia que se reconoce es la que se refiere a las instalaciones generadoras que aplican fuentes de energía renovables, que deberán tener prioridad en el despacho y acceso a la red (artículo 31.4). La Directiva establece, en cambio una matizada separación entre la titularidad de instalaciones de almacenamiento de energía y la gestión de redes. Dice así el artículo 36:

«1. Los gestores de redes de distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán instalaciones de almacenamiento de energía.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado 1, 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 y la autoridad reguladora haya concedido su aprobación, o si se cumplen todas las condiciones siguientes:

- 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 oportunos;

- 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.»

Y el mismo régimen de separación impone el artículo 54 sobre los gestores de redes de transporte.

Es evidente que esta nueva estructura del sector deberá ir acompañada de un sistema de reglas para la regulación de las nuevas redes y su interconexión con la Red General que, lógicamente, seguirá existiendo como garantía de cobertura de todos los suministros (salvo contadas excepciones). La energía distribuida y la interconexión de las múltiples redes eléctricas exigirá la transformación de éstas, que pasarán de ser un sistema unidireccional donde la energía fluye de arriba abajo (desde las estaciones de generación centralizadas a los consumidores) a un sistema de redes inteligentes que puedan detectar, aceptar y controlar activos de producción y consumo descentralizados, que sirven a determinadas comunidades con una conexión de ajustes a la Red General, de forma que la energía pueda fluir en ambas direcciones, según se necesite. Obviamente, se exigirá de las redes servicios de flexibilidad para la gestión de las congestiones; servicios que las redes de distribución deberán obtener a partir de suministradores de generación distribuida, instalaciones de almacenamiento (de entrada o salida de energía), respuesta de la demanda y medidas de eficiencia energética. La Directiva 2019/944 regula estas situaciones del siguiente modo:

«Los gestores de redes de distribución sujetos a aprobación por parte de la autoridad reguladora o la propia autoridad reguladora establecerá, a través de un proceso transparente y participativo que implique a todos los usuarios pertinentes de la red y a los gestores de redes de transporte, las **especificaciones para los servicios de flexibilidad** a obtener y, si procede, los productos normalizados del mercado para estos servicios, al menos a nivel nacional. En dichas especificaciones se **garantizará la participación efectiva y no discriminatoria**

de todos los participantes en el mercado que presten servicios de respuesta de demanda, los gestores de instalaciones de almacenamiento de energía y participantes en el mercado que presten servicios de agregación. Los gestores de redes de distribución se 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. Los gestores de redes de distribución serán adecuadamente remunerados por la obtención de tales servicios con el fin de que se les permita recuperar al menos los costes razonables correspondientes, incluidos sus gastos necesarios en materia de tecnología de la información y la comunicación, así como los costes de infraestructura.» (Artículo 32)

El resultado final será un sistema de redes inteligentes que utilizará las tecnologías del «*Internet de las Cosas*», con una infraestructura de medición avanzada, con una red digitalizada de comunicación que ordena los dispositivos de acceso y conexión de los diferentes sistemas conectados. Finalmente, como se ha hecho en las telecomunicaciones, que tienen también pluralidad de redes, habrá que regular los derechos y las condiciones técnicas de interoperabilidad entre ellas (que habrá que estandarizar).

Todas estas transformaciones del mercado eléctrico levantan, como es lógico, numerosas incertidumbres, no solo en términos de inversión y tecnologías disponibles de generación y almacenamiento, sino también en términos de operación y gestión de un sistema abastecido en una gran proporción por producciones que no son gestionables, como la energía eólica y solar en sus diversas modalidades. La integración de estas últimas en el sistema y la cobertura de las intermitencias con energía firme y capacidad suficiente harán más complicada su gestión, que tendrá como siempre la obligación, primera y principal, de equilibrar exactamente, en cada momento y en cada lugar, la oferta y la demanda en condiciones de calidad. La tecnología digital y la comunicación instantánea de los datos de generación y de capacidad de red disponible facilitará ciertamente el ajuste continuo de unos y otros, en algunos casos de modo automático, sin necesidad de intervención alguna del gestor del sistema.

4.5. *La energía renovable, preferida también por el gran consumo. Teoría y práctica de las PPAs*

La energía renovable ha cruzado en los últimos años —escriben Motyka, Slaughter y Amon— un nuevo umbral de su existencia, porque han pasado de ser una energía más entre los distintos tipos de generación que existían, a ser la energía preferida por muchos en los mercados, tanto en su fase de generación e inversión necesaria (las inversiones hoy en renovables superan con mucho las que se llevan a cabo en energías convencionales), como en sus fases de utilización y consumo (muchos suministros se condicionan hoy al origen renovable de la generación). La llegada de grandes corporaciones a los mercados de energías renovables ha supuesto para éstas un cambio de gran alcance, pues aparte del aumento de las ventas, lleva consigo un proceso de producción de mayor capacidad que puede emprenderse por la previsibilidad y firmeza de la demanda. En los últimos años grandes empresas en todo el mundo como IKEA, WALMART, Facebook, Microsoft o APPLE han firmado acuerdos de suministro de energías renovables para cubrir una parte sustancial de sus consumos. La demanda de electricidad para sus centros de datos que funcionan 24 horas al día, siete días a la semana no puede correr el riesgo de sufrir una interrupción del servicio. Mantienen su conexión con la red general, de transporte o distribución, pero toman el compromiso de alcanzar el 100 por 100 de sus consumos con energía eólica, solar e hidráulica en el 2020. Es también el caso de Telefónica en España que tiene concertado con Acciona el suministro a sus grandes instalaciones de proceso de datos, oficinas y otros centros con energía 100% renovable; o el del BBVA, que tiene suscrito un análogo acuerdo con Endesa, para el suministro de todas sus oficinas.

Los instrumentos posibles para estas transacciones son varios, pero sin duda, el instrumento más común y el más utilizado para la compra de energía por corporaciones son los PPAs (*power purchase agreement*) que son contratos de adquisición de grandes cantidades y largos plazos con 8, 10 o 15 años de horizonte operativo que permiten multitud de operaciones bilaterales; en algunos casos pueden llegar a ser inversiones en común de generador y comprador. La seguridad que estos contratos ofrecen a ambas partes, la distribución de riesgos que permiten y la comercialización posterior de la energía por el comprador a terceros sirven para ampliar y diversificar los mercados, expandiendo el consumo de renovables y promoviendo su generación.

Mediante la agregación de pequeños operadores y consumidores menores, éstos se pueden beneficiar de las economías de escala en la generación y transmisión; y los vendedores y compradores de energía en régimen de PPA ven diversificados sus riesgos y garantizados mejor sus intereses. Desde la perspectiva del consumidor, un PPA permite garantizar un ahorro y una estabilidad relevantes en el precio de la energía (frente a la volatilidad imperante en el mercado). Para el productor de energía, un PPA puede facilitar la obtención de financiación de su proyecto, al garantizar un retorno predecible en el largo plazo. En todo caso, un PPA asegura una rentabilidad que el marco regulatorio de nuestro país no siempre ofrece.

Recordemos que las primas y tarifas de renovables se cambiaron por decisión política en 2013, con una reducción de aproximadamente 20% de media en la remuneración. En el caso español, el anterior régimen de retribución regulada (las primas y tarifas) ha sido sustituido por procedimientos de competencia competitiva mediante subastas por tecnologías. Las subastas garantizan un retorno mínimo; actúan como seguro ante un desplome de precios energéticos. Las subastas son atractivas ahora porque (a) ofrecen esta garantía que permite conseguir financiación que reflejan la garantía; y (b) los precios mayoristas siguen altos y no hay riesgo de un desplome en el corto plazo. En estas condiciones, la inversión sería también atractiva sin subastas (p. ej. vía PPA) y se puede argumentar que la garantía es una ayuda innecesaria. No hay que hacer, por tanto, una panacea de las subastas (*vid.* Libro 2, capítulo 11).

Lo habitual en nuestro país será que intervenga en el PPA un comercializador intermediario entre productor y consumidor final, que diseñe un modelo de contrato con distribución equilibrada de beneficios y cargas. El consumidor querrá cubrir sus riesgos mediante cláusulas que cubran una variación relevante del precio de mercado, la posible indisponibilidad del activo renovable y posibles cambios regulatorios. El productor y comercializador tratarán de asegurar el volumen de energía consumida, las garantías de cobro, y la posible rescisión del contrato ante el alza de los precios (en el caso del intermediador) a los que él tiene que comprar.

En este sentido, la conexión de la industria pesada y el gran consumo con las energías renovables se está extendiendo por Europa y América. En los bosques de Suecia central se está construyendo un enorme parque eólico con un único objetivo: suministrar electricidad durante 30 años a la fundición de

aluminio de Norsk Hydro, uno de los principales productores del mundo. La granja eólica, con un coste de 270 millones de euros, pone de relieve una importante novedad: el aumento de las inversiones de la industria pesada en plantas de generación construidas exclusiva o principalmente para su abastecimiento eléctrico.

Otros PPAs recientes de gran volumen han sido la compra por Fortia, la mayor comercializadora del mercado ibérico, a Statkraft, propiedad del Gobierno noruego y uno de los mayores titulares de activos renovables en Europa, de 3.000 gigavatios/hora (GWh) durante 10 años para su reventa a grandes consumidores (cemento, metalurgia, química, papel y otros) que son sus propios socios en muchos casos y representan el 4% de la demanda total del Mibel. Asimismo, Audax Renovables ha firmado un contrato para comprar a Welink proyectos fotovoltaicos que serán desarrollados por ésta con un total de 700 MW de potencia instalada en España y Portugal. Estas y otras operaciones están dando un extraordinario crecimiento a los PPA corporativos que se han prodigado desde 2018.

Las últimas operaciones de adquisición de energía por plantas de cemento y fundiciones de aluminio son también un claro ejemplo de la evolución del mercado de las renovables, en un momento de volatilidad de los precios de la energía. En España los acuerdos bilaterales han aumentado en estos últimos años y permiten el desarrollo de grandes proyectos de energía eólica y solar. Podemos recordar, entre otras, el acuerdo reciente entre Cox Energy, uno de los grandes productores de energía renovable, y Audax, una de las mayores comercializadoras de electricidad de la península ibérica, por un total de 660 MW, que la primera se compromete a suministrar a la segunda con tecnología solar fotovoltaica de sus instalaciones en España y Portugal; o el PPA eólico cerrado entre Endesa y el BBVA por un período de 15 años, en el que la entidad financiera se asigna el suministro 100 por 100 renovable para su sede y sus oficinas en España; o finalmente el PPA suscrito entre Forestalia, la mayor adjudicataria de las últimas subastas convocadas en España en 2016 y 2017 y la francesa Engie para la compra por ésta de 300 MW eólicos a construir por aquélla para un período de explotación de 12 años. Estos son solo algunos de los PPAs acordados en los últimos meses

En este momento (mes de julio 2019), hay en España alrededor de 4 GW firmados de PPAs, la mayoría de ellos entre productores renovables y comercializadores. Los primeros buscan con ello garantía de sus ventas y obtener

financiación; los segundos buscan estabilidad en sus precios y conseguir así una rebaja en la futura tarifa eléctrica. Esta contraposición de intereses suele articularse mediante una cláusula techo y una cláusula suelo, con precios referenciados a la evolución del MWh del pool, dentro de los límites del techo y suelo acordados.

La naturaleza intermitente de este tipo de energía hace que estas compras se vean acompañadas muchas veces de adquisiciones simultáneas de energía firme a centrales térmicas o hidroeléctricas que cubrirán los posibles vacíos renovables con aumentos de sus niveles de producción; esta adquisición de cobertura la puede formalizar el propio generador de renovable o el cliente final. Otras veces —y esto será cada vez más habitual— la venta de energía irá acompañada de almacenamiento suficiente (hidráulica de bombeo) para la cobertura de las intermitencias normales (días, semanas), de modo que la energía eólica o fotovoltaica se convierten en firmes y gestionables en el mercado. En cualquier caso, es muy relevante que la siderurgia, especialmente el aluminio, las cementeras, las redes ferroviarias, las grandes ciudades, algunas centrales tecnológicas que consumen muchísima energía, grandes empresas de telecomunicaciones como ATT o Facebook, que no pueden correr riesgos de desabastecimientos, así como otros grandes consumidores, sean hoy clientes de los generadores de energías renovables que ofrecen también energía segura a buen precio, con redes directas o con entrega a través de la red general.

4.6. *El camino nebuloso de las inversiones y la necesidad de respaldo*

Las tecnologías renovables, solar fotovoltaica y eólica, son como hemos dicho ya muy competitivas en coste y por ello es muy previsible que el *mix* eléctrico evolucione de forma natural hacia un nivel de penetración de las mismas considerablemente mayor que el actual sin coste adicional para el sistema (salvo la necesidad de respaldo). Esta tendencia se verá reforzada en la medida en que las centrales de carbón vayan cerrando y las nucleares vayan reduciendo su cuota de generación. Para el año 2030 se prevé unas cuotas de producción de energías renovables que pueden alcanzar en torno al 70% del total de generación eléctrica en España, sin centrales nucleares operativas, que pueden ir desapareciendo a lo largo de la próxima década (2020 a 2030). Esta amplia penetración de energías renovables supone inversiones

muy cuantiosas, pero no tienen por qué entrañar —repito— mayores costes en el sistema. Los precios del mercado de energía se mantendrían en valores similares o menores que los actuales, aunque con grandes diferencias y volatilidades en función de las tecnologías disponibles, el tiempo y el lugar de consumo. Aquí las diferencias entre los resultados previstos por los expertos en los distintos escenarios contemplados en sus estudios son muy notables y ninguno de ellos ofrece resultados seguros sobre el futuro. Son muchas las incertidumbres que pesan todavía sobre los desarrollos tecnológicos, el coste de los almacenamientos, la evolución de la demanda y el funcionamiento real de los mercados imaginables. Hay muchos datos sólidos que marcan tendencias claras, pero las consecuencias de estos cambios y los efectos colaterales que éstos traigan consigo pueden desencadenar el respaldo (o no respaldo) social, resultando difícil hacer afirmaciones seguras sobre los resultados.

Obviamente todas estas inversiones necesarias para afrontar las nuevas demandas no se llevarán a cabo si no encuentran un camino seguro para el desarrollo de estas actividades de generación y transporte, que exigirán una rentabilidad mínima esperable. Ahora bien, con el actual sistema de fijación de precios, en los mercados de «solo energía», en base a costes variables, que se van a ver muy reducidos, puede ocurrir que las empresas de energía, tanto renovables como térmicas, no puedan recuperar la totalidad de sus costes. Los precios de mercado de la energía, sin más, pueden no ser señales suficientes para la inversión y habrá que poner en marcha algún modo de ingresos complementarios para sostener el sistema. Aunque es tema discutido, será necesario, al menos en la transición, algún sistema de pagos por capacidad o por disponibilidad, que hagan posible la recuperación de la inversión sin infringir el régimen de ayudas de Estado. La asignación de estos incentivos y ayudas deberá basarse en mecanismos de mercado. Una exposición detallada de este tema puede verse más adelante, en otro lugar de este estudio²⁵.

Caben otras vías de obtención de ingresos complementarios, por encima de los que se pueden obtener un mercado de «sólo energía», como pueden ser contratos a largo plazo entre agentes y compradores libres (PPAs), a los

²⁵ Vid. David Robinson e Iñigo del Guayo, «Mecanismos de remuneración de capacidad y pagos por confiabilidad», ya citado. Se incluye un resumen breve en el Libro Segundo, Epígrafe 3.3.

que ya nos hemos referido (aunque estos *dealings* pueden no ser siempre beneficiosos para el generador) y los derivados de mercados de flexibilidad (compromisos de aumento o disminución de producción, según sean las necesidades del mercado; aumento o disminución del consumo, con posible interrumpibilidad pactada y otras condiciones acordadas). Pero obviamente estas vías de ingresos son más aleatorias, y la fuente más sólida de retribución seguirían siendo los precios mayoristas que se preveían conseguir durante la explotación de las inversiones, aunque la incertidumbre en relación con éstos es grande. En un mercado marginalista como el que tenemos los precios caerán a medida que vaya aumentando la penetración de las renovables (efecto caníbal). Los expertos aventuran precios del orden de 35-40 euros/MWh en 2025 y entre 15 y 20 euros/MWh en 2030. Y aún cifras inferiores a que han llegado las ofertas en las últimas subastas en Portugal. Precios difícilmente atractivos para promover la inversión en energía firme, lo que parece conducir a la ineludible instrumentación de ingresos complementarios.

Por lo demás, sabido es que las inversiones masivas en energías renovables tienen que ir acompañadas en muchos casos (en otros no) de nuevas centrales de respaldo que garanticen el suministro en un mercado de creciente demanda. Todas las simulaciones realizadas por los expertos sobre las necesidades de generación futura para cubrir la demanda eléctrica coinciden en que *«la gestión activa de la demanda, el almacenamiento y las interconexiones no serán suficientes por sí mismos para lograr una operación segura del sistema, por lo que la generación de respaldo (y en particular las centrales de gas) seguirán jugando un papel relevante en el medio plazo»*²⁶. Las cifras obtenidas por unos y por otros son similares, aunque obviamente dependen del crecimiento de la demanda, que no es seguro. En nuestro caso se ha dado la cifra de 10 GW de respaldo adicional para el 2030, si se cumplen las cifras de renovables previstas para ese año, de entre 85 y 90 GW de nueva capacidad renovable (*vid. supra*). Otro tanto ocurre con las necesidades de reservas de generación flexible que debe estar disponible en cualquier momento para hacer frente a la variabilidad de la eólica o la fotovoltaica, que pueden sufrir alteraciones en cualquier hora del día. *«La provisión de las reservas se podrá hacer con generación térmica convencional, con generación hidráulica, con dispositivos de almacenamiento, con mecanismos de gestión activa de la demanda*

²⁶ *Vid.* las que ofrece el IIT de Comillas en «El Sector Eléctrico Español del futuro: votos y políticas», las páginas 50 y 51.

como la interrumpibilidad o, en última instancia, con la reducción de la producción eólica o solar»²⁷.

No se puede establecer con exactitud cuál será la cifra de respaldo necesaria para cubrir las intermitencias de la nueva generación prevista, porque ésta dependerá del crecimiento efectivo de la demanda, especialmente de las puntas y la posible gestión de éstas; también del mayor uso de las interconexiones y de las técnicas de almacenamiento disponible, todo lo cual es difícil de cuantificar. En este orden, una transición inteligente aconsejaría no prescindir antes de tiempo de las tecnologías y centrales de respaldo de que hoy disponemos (gas y nucleares) mientras la nueva generación renovable (básicamente eólica y fotovoltaica), apoyada por la hidráulica y con una suficiente capacidad de almacenamiento pueda estar en condiciones de ofrecer seguridad de suministro.

Los distintos informes de expertos publicados hasta ahora nos presentan distintos escenarios de evolución de la demanda de energía eléctrica y la estructura de generación que sería más eficiente desarrollar. Todos coinciden en una cosa: para una transición eficiente del *mix* de generación se debe apostar por tecnologías maduras y, al mismo tiempo, aprovechar el parque actual de energías convencionales ya instaladas para asegurar una transición eficiente y evitar la necesidad de inversiones adicionales de respaldo, algo que sería necesario en el caso de cierre de centrales de carbón y la inhabilitación simultánea de las centrales nucleares. En el Informe Monitor-Deloitte del pasado enero (2018), se recomienda sabiamente seguir manteniendo la mayor cantidad posible de opciones abiertas porque son muchas las incertidumbres que pueden condicionar la composición final del *mix*, entre ellas las siguientes: el ritmo real del crecimiento de la demanda que es siempre incierta, las tecnologías verdaderamente disponibles de almacenamiento a gran escala, las tecnologías renovables que aporten mayor cobertura y los límites de éstas en la operación de un sistema eléctrico con gran intermitencia de generación²⁸.

Todas las tecnologías de generación, convencional y renovable, son necesarias para asegurar la transición. Un sistema eléctrico basado exclusivamente

²⁷ IIT, Comillas, ob. cit., página 52.

²⁸ *Vid.* exposición ampliada de estas incertidumbres en página 42 del Informe IIT y también páginas 51 a 53.

en renovables no parece viable, al menos por ahora, quizás nunca, salvo que se disponga de un parque de generación sobredimensionado, con un coste económico inasumible y tecnologías de almacenamiento a gran escala, que no se sabe cuándo estarán disponibles ni a qué coste. Por tanto, serán siempre necesarias centrales de respaldo, tanto en el muy corto plazo, que cubran la entrada inmediata en funcionamiento, como a medio o largo plazo (semanas o meses) que cubran eventuales largas intermitencias de las renovables. Las políticas que se desarrollen sobre el *mix* de generación deben, por consiguiente, dejar abiertas la mayor cantidad de opciones posible. Y parece evidente que hay que dejar las fuentes de respaldo abiertas en función de lo que resulte en un mercado competitivo de alternativas posibles²⁹.

5. Progresiva electrificación de la sociedad e incrementos de demanda

Han sido ya objeto de *múltiples análisis*, en los últimos años, los *escenarios de evolución de la demanda* que se pueden producir en un mundo de electrificación creciente. También se ha estimado cuál puede ser la estructura de *generación eléctrica necesaria* para cubrir la vieja y la nueva demanda, al tiempo que se logra la progresiva *descarbonización* de nuestra economía, así como las acciones que hay que poner en marcha para hacer realidad esa transición.

No obstante, la realidad en cuanto a la evolución de la demanda, es que en la transición resulta bastante incierta. Por un lado, el fomento de la eficiencia energética, que constituye uno de sus objetivos, se traducirá en ahorros de consumo; pero por otro lado la proclamada electrificación de la economía como camino más eficaz de descarbonización (en el transporte, en la vivienda, en la industria) implicará un considerable aumento de consumo eléctrico y una necesidad, por tanto, de más generación (renovable) y de más transmisión. A su vez, la gestión activa de la demanda, orientada casi siempre a una reducción de los consumos, es practicable tanto en el sector in-

²⁹ *Vid.* sobre el tema, ampliamente, los Informes citados de Monitor-Deloitte, de enero y abril de 2018, en los que se hacen certeras consideraciones sobre los distintos escenarios posible de electrificación, aumento de demanda, crecimiento de las renovables y necesario respaldo de las mismas por generación convencional. De estos Informes están tomados la mayoría de los datos cuantitativos que aquí se ofrecen.

dustrial como en el residencial, aunque en este último, por los volúmenes de energía implicados, será seguramente necesaria la figura de un «agregador» de consumos³⁰. En cualquier caso, una de las prioridades del sistema eléctrico del futuro será la de flexibilizar el comportamiento de la demanda, de manera que ésta responda ante cambios en la generación renovable intermitente. Asimismo, es importante señalar que este aumento en la flexibilidad debe producirse, no sólo en los grandes consumos industriales (que ya responden en gran medida a señales de precio), sino en todos los tipos de consumidores, incluyendo los residenciales. Ello requerirá contar con equipos de medida que permitan también la automatización de los sistemas de control de consumo, en función de los precios que se ofrezcan. Como consecuencia de todo ello, no va a ser fácil hacer estimaciones fiables ahora sobre las demandas finales posibles.

Con estas salvedades diremos que los analistas prevén en los próximos años una progresiva expansión de la demanda y los consumos eléctricos sobre el consumo total de energía final. Actualmente, significan el 26% de ésta y se prevé que alcance entre el 35 y el 40% en el año 2030. Este aumento se produciría como consecuencia de la mayor penetración de la energía eléctrica en los sectores del transporte y el aumento de los consumos industrial y residencial, hasta hoy más apoyados en el gas para usos térmicos. Es previsible también una progresiva electrificación de estos consumos, con un amplio desarrollo del vehículo eléctrico y la sustitución con energía eléctrica de otros consumos domésticos, especialmente con bombas de calor.

La penetración del vehículo eléctrico puede ser muy rápida en el mundo desarrollado. Aunque estos datos varían cada semana y cuando estas páginas se publiquen ya serán otros, en 2018 se calcularon para 2030 en España la presencia de unos 200.000 vehículos para el 2020 y entre 5 y 6 millones, lo que llevaría consigo una amplia red de postes de recarga en la vía pública y también de electrolineras (emplazadas en las antiguas gasolineras) que pueden llegar a las 100.000, de carga rápida, en calles y lugares de estacionamiento. El tiempo de recarga puede ser muy variado, en función de la potencia disponible en el punto de conexión y de la capacidad de soporte de la

³⁰ Que puede ser tanto el comercializador con una nueva funcionalidad, o un agregador independiente. Sobre el tema de la «agregación» nos remitimos a lo explicado en el Libro Segundo de este estudio, Epígrafe 6.2.

batería receptora. Se están perfilando distintos tipos de redes de recarga, básicamente estos tres:

- a) **Una recarga lenta**, en un mínimo de ocho horas, normalmente de noche en garajes domésticos. Requiere de 3.7 a 7.3 KW de potencia y permite aprovechar los horarios normales de detención nocturna de los vehículos.
- b) **Una recarga rápida** del 80% de la batería en 30 minutos, normalmente concebida para viajes que requieran períodos de descanso. Útil para centros comerciales y electrolineras. Requiere uno o varios postes de alimentación con potencia de salida mínima de 50 KW cada uno (usa corriente continua a 12 voltios).
- c) **Una recarga ultrarrápida** según lo que admita el vehículo, del orden de los 5 minutos de duración y potencias hasta 250 KW o más. De carácter un tanto exclusivo (la potencia empleada en un solo poste equivale a la utilizada por más de 30 viviendas)³¹.

Tales cambios en el transporte supondrían un aumento considerable de la demanda eléctrica que llevará consigo, para los vehículos eléctricos, un despliegue de nuevas infraestructuras de recarga de mayor potencia que las actuales redes de distribución con la extensión de nuevas redes por todo el territorio nacional; necesidades éstas que habrá que cubrir lógicamente con centrales de generación libre de emisiones. Si la demanda crece en los términos previstos, ello parece requerir una cuidadosa planificación a medio y largo plazo, incentivadora de la inversión, con un régimen de ayudas articuladas mediante mecanismos de mercado, lo que deberá hacerse extensivo a las nuevas redes de transporte y distribución a las que habría que garantizar también una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos. Ésta ha sido siempre una reclamación de las empresas distribuidoras en régimen de monopolio y exclusividad de servicio, pero en las redes futuras, de recarga de baterías, el servicio (y las inversiones) podrá hacerse en régimen competitivo, de modo que en las carreteras y en las calles puede haber, como las hay actualmente (para los carburantes), competencia entre postes y electrolineras para servicios de recarga. En ese caso no hay que garantizar nada.

³¹ Sobre la movilidad sostenible puede verse la detallada exposición de J.M. de la Cuétara y Jorge Galán, «La movilidad eléctrica», resumida en el Libro Segundo de este estudio, Epígrafe 4.3.

En este orden, la Ley debería reflejar la legislación europea que solo permite a las distribuidoras de electricidad invertir en redes de recarga, si no hay iniciativa privada que cubra esta necesidad en un determinado territorio (sin prestación de subsidio). En el caso de que se ofrezca subsidio, las distribuidoras deberían también poder competir con otras empresas en una subasta. Asimismo, es fundamental que las condiciones de acceso a la red de distribución en estos casos sean razonables, de modo que no hagan imposible el desarrollo de este negocio por la iniciativa privada.

6. Nueva dinámica de oferta y demanda. La flexibilidad del sistema

Hasta ahora el equilibrio de oferta y demanda se ha conseguido siempre por el lado de una oferta flexible, que debía cubrir la demanda, cualquiera que ésta fuese; para ello había que disponer de una generación gestionable, siempre disponible, con una reserva de capacidad por encima de las puntas que alcanzase la demanda. Sin embargo, la presencia masiva de energías renovables —con inseguridad de oferta— va a exigir cambios en esta dinámica de oferta y demanda, obligando a la gestión de la segunda para ajustarla a la oferta disponible.

Hasta ahora, apenas nos fijábamos en el consumidor, que era un elemento pasivo, que recibía un servicio monopolístico y uniforme en el que no tenía nada que decir. Era «el abonado», al que el regulador trataba de proteger, pero carecía de voz. Además, la energía eléctrica era y es un servicio esencial, del que nadie puede prescindir para seguir viviendo; como consumidores cautivos habrá siempre consumidores vulnerables, tanto cuando el suministrador sea único en un territorio, como cuando sean varios, entre los que teóricamente puede elegir; porque lo que hasta ahora se podía elegir era pasar de una cautividad a otra, más o menos en las mismas condiciones. Además, hasta ahora había poco que elegir. Todos ofrecían las mismas prestaciones con mínimas diferencias en precios, que se otorgaban solo por algún tiempo. Pues bien, estamos en un momento en que las cosas van a cambiar radicalmente. Vamos a pasar de la «protección del consumidor» al «protagonismo del consumidor» que ya no será testigo mudo, sino sujeto activo del mercado. Porque el consumidor, organizado e informado, va a tomar decisiones que condicionen la generación de energía y los mercados.

La diferente estructura empresarial, la diversidad de fuentes de generación, el incremento continuo de la capacidad de almacenamiento, la existencia de una demanda capacitada y organizada, y de un sistema de generación distribuida, todo ello va a hacer posible un verdadero mercado de servicios diferentes; y el protagonismo de la demanda va a ir mucho más allá de las ofertas por tramos horarios que hasta ahora conocíamos. Los operadores o gestores del mercado en los nuevos sistemas de energía distribuida y en particular el «agregador» o gestor de demanda colectiva necesitarán tener a su alcance instrumentos y mecanismos suficientes de reducción o flexibilización de la demanda, si no es posible el aumento de oferta, para cubrir las intermitencias de los recursos variables. Por eso, serán cada vez más necesarios los análisis de demanda que deben acompañar a la generación distribuida, previendo los consumos que se puedan interrumpir, el almacenamiento disponible y otras fuentes de generación flexible, gestionable, que sean capaces de cubrir las interrupciones (básicamente, recursos hidráulicos disponibles).

En España la morfología de la curva de carga o curva de demanda es, además, muy desigual, con grandes diferencias de consumo entre máximos en horas «punta» y mínimos en horas «valle» (en España hay pocas horas «llano» por inexistencia de industrias medias de consumo continuo durante muchas horas). Las diferencias se producen básicamente entre consumos de día y consumos de noche, con puntas entre diez de la mañana y diez de la noche, en que se puede llegar a los cuarenta y tantos GWh de demanda y bajos consumos el resto de las horas, que se sitúa entre los 25 y 30 GWh³².

Al mismo tiempo, el patrón de producción del 40% de la generación en España es ya renovable, no gestionable³³ y presenta también grandes diferencias. Como señala Carbajo Josa³⁴:

«Las condiciones meteorológicas locales son muy variables, lo que se traduce en que la generación que depende de ellas es también

³² Vid. sobre el tema Carbajo Josa, «*La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*», Fundación Alternativas, Madrid, 2012, páginas 27 y siguientes.

³³ El año 2016 la generación renovable alcanzó en España el 40,8 por 100 de la generación total peninsular: vid., Informe CES, «*El sector eléctrico en España*», diciembre de 2017, página 40.

³⁴ En su informe, «*La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico*», 2012, página 22.

variable. Un parque eólico puede permanecer parado debido a la falta de viento y pocas horas más tarde puede producir su potencia nominal debido a un aumento del viento. Mayor regularidad presenta la generación solar fotovoltaica, que durante la noche no produce energía y en días soleados produce prácticamente su potencia máxima en las horas centrales del día, pero puede verse también disminuida por abundante nubosidad. Una consecuencia de este comportamiento es que **el factor de utilización** de estas tecnologías, es decir, la relación entre la energía producida durante un período de tiempo determinado y la energía que se hubiera producido si la instalación hubiera generado a plena potencia durante todo el período de tiempo, es bajo. En el caso de la generación eólica es de **alrededor del 25%** en los parques españoles y de **alrededor del 20%** en el caso de las plantas fotovoltaicas.»

Ello supone que, dada la alta potencia renovable instalada en España, puede haber muchos momentos de fuerte viento en toda la península y días soleados de verano, en que la producción total renovable sea muy alta y resulte imposible integrarla en el sistema (por incapacidad de las redes, demanda reducida o cualquier otra causa) obligando a realizar vertidos considerables. Porque la energía producida o se consume o se almacena o se vierte, algo, esto último, que hay que evitar, aunque las tecnologías de almacenamiento por ahora no son muy poderosas.

Ante este cuadro de consumos y producciones, muy desiguales y con escaso almacenamiento, es evidente que la política energética debe tender, por un lado, a estabilizar en lo posible la generación y, por el otro, a gestionar eficazmente la demanda, haciendo lo más flexible tanto una como otra. El concepto de *flexibilidad* es clave en los nuevos sistemas eléctricos de generación renovable, variable y no gestionable. Frente a la rigidez que tenía en el corto plazo la oferta y demanda en el modelo industrial clásico, al que ya nos hemos referido páginas atrás, el nuevo modelo de sistema eléctrico descentralizado de energía distribuida y generación renovable en alto porcentaje, exige flexibilidad y adaptabilidad a situaciones variables del mercado. Porque la generación con mucha electricidad intermitente, puede ofrecer alteraciones grandes en cualquier momento, en función de los cambios climatológicos del viento y el sol, tanto en volumen de producción como en precios, por la entrada en operación de centrales de respaldo cuando sea necesario. Esta continua alteración posible de la oferta exige gestionar la demanda con in-

formación disponible en tiempo real de precios y cantidades. El balance continuo de oferta y demanda de energía en estas situaciones es algo que habrá que ir construyendo minuto a minuto, sin que las programaciones diarias del despacho de antaño puedan permanecer inmutables. El regulador debe exigir a las compañías la instalación progresiva de mecanismos de medida e información a los consumidores, que permita a éstos reestructurar su demanda.

Las *fuentes de flexibilidad* en el mercado son varias. En primer lugar, la modulación de la oferta, que permiten algunas centrales clásicas; en segundo lugar, la gestión de la demanda que puede aumentar o reducirse según las necesidades de los consumidores finales, domésticos e industriales; ello puede modularse mediante la técnica pactada de la interrumpibilidad y también mediante la articulación de horarios domésticos que pueden ser «agregados» y actuar como si se tratase de un único agente; en tercer lugar, las posibles reservas de potencia del sistema eléctrico, con generación convencional hidráulica o de gas que puedan ser rápidamente activados ante la eventualidad de desequilibrios en la red; en cuarto lugar, mediante instalaciones de almacenamiento que suponen una especie de generación virtual capaz de cubrir en algunos momentos los vacíos derivados de falta de generación; y finalmente para asegurar la continuidad de suministro y amortiguar posible desequilibrios territoriales, una última herramienta es la interconexión de los sistemas de transporte y distribución entre países.

Esta flexibilidad debe lograrse tanto en la oferta como en la demanda. En cuanto a la oferta, las dos tecnologías con mayor flexibilidad técnica, capaz de adaptarse a las variaciones instantáneas de la demanda son la hidráulica y la generación de gas de ciclo combinado; y a ellas habrá que acudir para aumentar o reducir en poco tiempo la producción ante la falta o los excedentes de renovables.

Por lo que a la demanda se refiere, la buena gestión de la misma ha sido una aspiración permanente del sistema eléctrico, pues equivale a una especie de generación adicional por la energía ahorrada en las horas punta. Se trata de hacer la demanda más flexible y elástica respecto de los precios de la energía, de modo que se puedan aplanar las puntas y reducir los costes medios del conjunto del sector. Por «**gestión de la demanda**» se entiende *«el conjunto de acciones cuyo fin es influir sobre el uso que los consumidores hacen de la electricidad, para producir los cambios deseados relativos al ahorro y al momento de su consumo, en el ámbito individual y en la curva*

de la demanda agregadas» (Pérez Arriaga). Tiene por objeto, junto al ahorro que en su caso se consiga, el cambio de patrón de consumo, tanto individual como agregado, de modo que éste sea más eficiente aplanando las puntas de carga en las horas en que éstas se producen y abaratando los precios para todos.

Las *puntas de demanda*, tanto en invierno, con las calefacciones, como en verano con el aire acondicionado, son en España cada vez más acusadas, a medida que crece la renta y el bienestar de una sociedad, que supone mayores equipamientos domésticos y comerciales, mayor consumo y mayor concentración de la demanda en el tiempo, que es necesario equilibrar, minuto a minuto, con producción equivalente. La estructura del consumo es además en España, por razones del turismo y otras circunstancias, muy desigual según los meses, lo que exige una capacidad de reserva que funciona pocas horas al año y encarece considerablemente el sistema³⁵. Se trata, por tanto, de flexibilizar en lo posible la demanda para reducir las instalaciones ociosas. Llevar a la práctica esta política exige adoptar determinadas medidas y la primera de ellas es que los costes reales de la energía se reflejen en los precios y tarifas de la misma, que no pueden ser igual en todo lugar y en todo tiempo, sino que deben diversificarse según el modo de generación, las horas y lugares de consumo y el volumen de energía consumida. Pero hay una cosa evidente: *el consumo sólo se reduce si la gente sabe cuánto cuesta la energía y tiene que pagar más por lo que consume*.

La gestión de la demanda a través de recursos distribuidos, con autoconsumo y almacenamiento, puede reducir el precio de la compra y también generar ingresos a través de la venta de excedentes de energía renovable y servicios de flexibilidad al sistema. El agregador de demanda tiene aquí un papel fundamental. Debe ayudar a los consumidores en la toma de decisiones de cambio de patrón de consumo; debe asumir la tarea de satisfacer la demanda colectiva con generación propia (si el grupo dispone de ella), compra de energía (si hay escasez), venta (si tiene excedentes) o almacenamiento de energía

³⁵ Según M. Pina (PricewaterhouseCoopers), en el año 2005 se demandaron 6.000 MW de la punta del sistema durante tan sólo 240 horas anuales (de las 8.500 horas posibles). Para que nos hagamos una idea, 6.000 MW equivalen a 15 centrales de ciclo combinado de 400 MW cada una, que supondrían una inversión cercana a 3.000 millones de euros. Esta situación provoca un incremento de las inversiones en generación y transporte: *vid.* su artículo «Fórmulas de gestión de la demanda eléctrica», en diario *Expansión*, 19 de julio de 2006.

(si dispone de medios para ello). En todo momento actuará según las preferencias de los miembros del grupo, recibiendo por sus servicios una compensación.

Ahora bien, el consumo de energía eléctrica, que puede ser elástico en las puntas de demanda, no lo es en absoluto *en los servicios básicos*, mínimos, de un hogar, un comercio, un hospital o un despacho profesional. En estos niveles de servicio *la demanda es absolutamente rígida*, porque el suministro eléctrico es hoy el más esencial de los servicios, el más insustituible (más que el agua, el teléfono, los carburantes o cualquier otro) y hay que asegurarlo minuto a minuto. Hay que recordar aquí la doctrina del *servicio universal* formulada en las Directivas europeas; se define como «*un servicio básico (algunos dicen «mínimo») garantizado a todos los ciudadanos a un precio asequible, que debe permanecer estable*». Por encima de ese servicio (mayores consumos, servicios de valor añadido) todos deben pagar el precio comercial. También cabe pensar en compras de energía a medio plazo (dos a cinco años) sobre la base de unos consumos pactados. Si se consume más, se paga un recargo; si se consume menos se devuelve dinero con una prima. Igualmente, hay que extender, no sólo a pequeñas y medianas empresas, sino también a muchos consumidores domésticos y establecimientos públicos, los contratos de suministro interrumpible, de corta y larga duración, con o sin preavisos de antelación mínima (minutos, horas, días). En suma, hay que individualizar más las tarifas, si se quiere gestionar la demanda.

Hasta ahora, el **servicio de interrumpibilidad**, que consiste en reducir la potencia activa demandada en respuesta a una orden dada por el operador del sistema, ha sido muy poco relevante y se ha concretado casi siempre en algunas grandes industrias³⁶, que, en número aproximado de 150 a 200 y por volumen entre 2.200 y 2.500 MW, tienen firmado actualmente con el OS contratos en los que se formaliza su compromiso de interrumpir el consumo de energía, obteniendo por ello una compensación. Es previsible que, con la energía distribuida y sistemas digitalizados de información de los consumos y precios, sea posible una más extensa actuación en este campo. El sistema

³⁶ La interrumpibilidad es el mecanismo que tiene REE para gestionar la demanda eléctrica de punta. En España existen unos 200 consumidores industriales con contratos interrumpibles (unos 2.500 MW aproximadamente). *Vid.* M. Pina, «*Fórmulas de gestión...*», cit. Este instrumento se limita hoy a grandes consumidores y es necesario extenderlo a otras demandas agregadas, por zonas geográficas o tipos de consumo.

contará con consumidores agregados en número suficiente que, previo concierto con su Agregador, puedan interrumpir su consumo a requerimiento del gestor. Pueden ser incluso consumos de energía residencial para el hogar, que puede usar termostatos inteligentes para controlar el gasto energético y de modo automático desconectar determinados usos cuando los precios alcanzan ciertos niveles (por ejemplo, sistemas eléctricos de calefacción o aire acondicionado, bombas de piscinas, iluminación de carreteras o edificios comerciales, etc.). Caben también sistemas de gestión energética para grandes edificios que se pueden combinar con instalaciones fotovoltaicas propias construidas para el autoconsumo. Se puede crear, en definitiva, un *verdadero mercado de interrumpibilidad* en el marco del «mercado de flexibilidad» en el que con los incentivos y compensaciones adecuadas surjan nuevas ofertas de interrupción que den flexibilidad al sistema. Los consumidores deben ser conscientes de que la fiabilidad del sistema tiene un precio que hay que pagar y que la flexibilidad de la demanda tiene un valor —y supone un ahorro— que se puede cobrar.

Con este fin, el gestor del sistema puede convocar subastas de interrumpibilidad, licitando bloques de energía de diferentes dimensiones, de forma que puedan participar en ellas consumidores de diferente nivel y no se reduzca la competencia a unas pocas ofertas de las grandes industrias electrointensivas. Hay que abrir las subastas de interrumpibilidad a todos los posibles consumidores y sus agentes. Esto exige permitir que los consumidores, directamente o vía agregadores, participen en las subastas. La gestión de la demanda compite en este orden con otras fuentes de flexibilidad como son la generación de arranque inmediato, el almacenamiento y las interconexiones. No sólo asegura mayor competencia y precios que reflejan el valor de la flexibilidad, sino que también ofrece los servicios que actualmente necesita el sistema para hacer posible el respaldo, subiendo o bajando su producción, algo que hoy necesitan las energías renovables.

El aplanamiento de la curva de carga que se puede conseguir con todas estas medidas puede ser considerable, y con ello se reducen costes y se aumenta la seguridad. Es ésta una importante tarea a la que están llamados los «agregadores de demanda», figura de la que se trata en otra sección de este informe³⁷.

³⁷ Sobre el tema de la «Agregación eléctrica y comunidades locales de energía», el estudio de Nuria Encinar y David Robinson esta resumido en el Libro Segundo, Epígrafe 6.2.

En el caso inverso, cuando haya excedentes de oferta, la vía de aumento de demanda conduce al almacenamiento con las técnicas disponibles, que no tienen por el momento gran capacidad de absorción a coste razonable, salvo las centrales de bombeo que pueden absorber y almacenar grandes cantidades de energía. Los bombeos tienen esta función importante: almacenar los excedentes de producción renovable (antes era nuclear) cuando éstos se producen y no pueden ser consumidos ni exportados, por falta de redes o interconexiones. Por eso, hay que aumentar, mediante una gestión acertada de los caudales, la capacidad de los bombeos que actualmente existen y aumentarlos en lo posible con nuevas instalaciones. Para ello hay que ofrecer incentivos a los titulares de estas instalaciones, de modo que puedan ver elevados sus precios y obtener beneficios suficientes cuando sean requeridos para operar, por el gestor del sistema, como centrales de respaldo o como almacén de excedentes. Por su parte las baterías están siendo objeto de importantes aumentos de capacidad y reducción paralela de precios, como se explica en el siguiente epígrafe. También deben pensarse incentivos para promover las demás fuentes de flexibilidad (demanda, generación flexible, baterías, interconexiones, bombeo) que pueden competir para ofrecer su capacidad de respaldar a renovables o almacenar excedentes.

Naturalmente, también pueden evitarse los vertidos mediante la limitación de la producción en las centrales térmicas gestionables de respaldo, abriendo así mayor hueco a las renovables. Pero esto también tiene un límite cuando sobre las primeras descansan los servicios complementarios del sistema o cuando requieren un tiempo mínimo para su desacoplamiento y puesta de nuevo en funcionamiento, algo que puede resultar necesario después. Por ello, se procura mantener en las horas valle las centrales térmicas en funcionamiento, reduciendo la producción al mínimo necesario, de modo que se pueda subir carga rápidamente si se necesita (energía rodante). Como última solución, cabe también intentar reducir o bloquear la producción renovable.

De lo dicho hasta aquí se desprende una conclusión: que cada tecnología de generación —y en general, de flexibilización del sistema— presenta características muy distintas y que ninguna de ellas por sí sola daría solución a todos los retos que requiere un sistema eléctrico con gran penetración de energías renovables. Resultará por ello necesario contar con una combinación de varias de ellas para construir un *mix* apropiado y lograr el balance continuo del sistema.

Las tecnologías renovables más competitivas, como la eólica y la solar fotovoltaica, pueden llegar a tener una importante cuota de generación (ya la tienen hoy) y seguirán incrementándola, pero seguirán siendo no gestionables. Y aunque se puede mejorar su firmeza a través de una adecuada previsión de producción con mejores predicciones meteorológicas en términos de seguridad de suministro, seguirán teniendo necesidad de respaldo por energía firme. Ahora bien, la cobertura completa de toda la intermitencia (de todas ellas en todo momento) puede resultar imposible de asumir si no se dispone de otras fuentes de equilibrio, básicamente cuatro: la disponibilidad continuada de energía hidráulica de embalse y de bombeo; subsidiariamente, suficiente almacenamiento, las conexiones internacionales; en tercer lugar, generación flexible y flexible demanda en los términos que se acaban de exponer; y finalmente, las interconexiones. No obstante, dados los límites actuales del almacenamiento por baterías y la aleatoriedad de la gestión de la demanda, el resultado es que el alcance y régimen de gestión de la energía hidráulica es en España un tema clave, muy polémico que exige una consideración amplia y por separado. Nos remitimos a lo escrito en otro parte de este informe³⁸.

7. El almacenamiento de energía, factor clave de un sistema renovable. Su inserción en el mercado

Factor clave para la integración de energías renovables en el sistema eléctrico son los mecanismos y tecnologías de almacenamiento de electricidad. Resulta éste especialmente necesario con la entrada masiva de renovables porque éstas son en algunos momentos excedentarias y en otros muchas deficitarias; su producción se reduce sensiblemente o desaparece por completo cuando no hay viento, falta el sol o se reduce la intensidad lumínica. El almacenamiento de energía es, por ello, un instrumento fundamental para conseguir la flexibilidad del sistema eléctrico y la integración en él de energía distribuida. También es factor determinante en el proceso de descarbonización de otros sectores como el transporte, la vivienda, o la industria, permitiendo la integración en ellos de mayores cuotas de energías renovables.

³⁸ Sobre este importante tema, *vid.* Gaspar Ariño, «La energía hidráulica en España: los términos del problema», resumido en el Libro Segundo de este estudio, Epígrafe 5.3.

Las intermitencias propias de la generación renovable podrían ser cubiertas con suficiente almacenamiento, pero las opciones que hoy tenemos para ello son limitadas³⁹. No parece que el almacenamiento pueda convertirse por ahora en una alternativa capaz de sustituir con carácter general a las energías convencionales de respaldo. Las tecnologías actualmente existentes son múltiples y variadas, pero están todavía en sus comienzos. Algunas de ellas como las estaciones de bombeo son ya maduras y con larga experimentación, otras en cambio requieren de innovaciones técnicas, comerciales y regulatorias para su puesta en servicio a un coste asumible. Actualmente, el bombeo de agua y las baterías de ion-litio son las tecnologías más utilizadas. Según datos de 2015, los sistemas de almacenamiento en operación en el mundo eran 944, con una potencia total de 145.778 MW, de los cuales el 97,47% correspondían a centrales de bombeo, siguiéndole en importancia las baterías de litio, con una cuota del 1,18%.

Hasta ahora, la cobertura de corto plazo (minutos, horas) se consigue mediante baterías de escasa capacidad. La única opción de almacenamiento capaz de cubrir, a escala de red, los déficits de medio y/o largo plazo (semanas, incluso meses) son las centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse, especialmente las dotadas de instalaciones de bombeo, en las que el agua se vuelve a elevar hasta un depósito situado en una cota más alta durante las horas de menor demanda, cuando la electricidad es excedentaria y barata, con el fin de turbinarla posteriormente para suministrar electricidad durante las horas de mayor consumo y coste más elevado. Pero las instalaciones de bombeo requieren disponer de lugares adecuados, no muy abundantes, con diferencia de altura entre el pie de presa y el vaso, así como equipos de bombeo del agua, lo que supone una inversión adicional a la propia central, con una eficiencia energética del 70-80% (el bombeo consume entre el 30 y el 20% de la energía que produce); aún así, desplazar el consumo de electricidad de horas valle, en que ésta es excedentaria, a las horas punta, resulta rentable, pues evita la inversión en capacidad de generación adicional de carga pico, que luego es usada pocas horas.

La existencia de instalaciones de bombeo responde en su origen a decisiones pasadas de empresas eléctricas verticalmente integradas, que utilizaban

³⁹ *Vid.* sobre el tema del almacenamiento los informes de Monitor Deloitte sobre la Transición Energética y «un modelo sostenible para España» de 2018 (enero y abril).

sus excedentes de producción (casi siempre nuclear, cuando ésta superaba la curva de carga), para elevar el agua al vaso superior y volver a turbinarla en horas punta. Con las renovables, el bombeo cumple esa doble función: por un lado, la absorción de la producción fluyente excedentaria y por otro el almacenamiento de agua —es decir, de energía— para la posterior cobertura de las intermitencias. El bombeo es la mejor garantía de disponibilidad de potencia y de provisión inmediata de energía y servicios de balance que garanticen la regularidad y calidad del suministro. Se trata de un elemento esencial en un sistema eléctrico presidido por energías poco seguras. Se ha planteado, por ello, la cuestión de si la gestión de las centrales de bombeo deben depender en todo o en parte del gestor del sistema (no de su propietario) porque constituyen instalaciones esenciales de uso común, indispensables para el buen funcionamiento del sistema («*essential facilities*») de modo que vengan a cubrir las necesidades de cualquier generador y del sistema eléctrico en su conjunto.

Las centrales hidroeléctricas, en general, constituyen una **reserva rápida de producción** a gran escala y durante largos períodos de tiempo, si es necesario, para hacer frente a contingencias de fallos de grupos generadores y/o líneas de transporte, o a desvíos importantes de la demanda, al alza, respecto a las previsiones utilizadas en los análisis de seguridad. Según su localización y características, se prevé la **participación directa de estas centrales en los planes de reposición del servicio** tras incidentes importantes que den lugar a cortes de mercado a nivel nacional o zonal. Su operatividad como elemento de producción está condicionada, claro es, a la **existencia de reservas de agua** en el embalse y en el caso del bombeo, en el vaso superior. Sobre el modo de garantizar esto, nos remitimos a lo escrito en otro lugar sobre el régimen jurídico de la hidroelectricidad⁴⁰.

Obviamente las centrales de bombeo no son la única alternativa para responder a las intermitencias de amplio plazo. Hay otros posibles servicios de reserva que puedan ofrecer rapidez y duración de la cobertura siempre que su ubicación y las disponibilidades de red lo permitan. Las centrales de gas de ciclo combinado de arranque rápido pueden constituir servicios de respaldo por días y semanas, pero pueden no tener la inmediatez de respuesta

⁴⁰ Vid. Gaspar Ariño, «*La energía hidroeléctrica y su inserción en un mercado con presencia masiva de energías renovables*». Madrid, mayo de 2019. Algunas de las ideas están resumidas en el Libro Segundo de este estudio, Epígrafe 5.3.

que ofrece la central hidráulica. En cualquier caso, hay que definir siempre los servicios de respaldo disponibles, dejar abiertas todas las posibilidades y tener programada la cobertura de la intermitencia, si es posible pactada previamente entre las compañías.

El suministro a escala de red difícilmente se puede cubrir con baterías, pues los sistemas de baterías de mayor capacidad ensambladas en contenedores completamente cargados que funcionan como una unidad, no pasan por ahora de los 4 MW, claramente insuficiente para cubrir necesidades de cierto nivel, pero está creciendo. En cambio, las baterías pueden ser muy aptas para servicios auxiliares que requieran una liberación de energía frecuente y de corta duración. Debido a las diferencias de las distintas fuentes de energía renovable, se hace muy necesario el diseño de sistemas versátiles de almacenamiento, con capacidad de operar en amplios rangos de densidad de potencia y de densidad de energía.

Cada vez más, los grandes consumidores y las uniones locales de consumo valorarán las opciones de generación distribuida y almacenamiento de electricidad como una solución integrada, y podrán tener la oportunidad de salir de la red y volverse autónomos en cuanto al abastecimiento y consumo propio de energía eléctrica, con una reducción de sus costes que puede ser sustanciosa (exoneración de cargos del sistema).

Por lo demás, como consecuencia de la masiva actividad de I + D + I que se está desarrollando en estos años se ha logrado una reducción importante del coste del almacenamiento, lo que permite un despliegue generalizado de estas tecnologías en los sistemas eléctricos de todo el mundo y está suponiendo una profunda transformación en la gestión de éstos. El almacenamiento, junto a la gestión de demanda y una generación flexible, permitirá próximamente una mayor penetración de la generación distribuida, la reducción de vertidos, una disminución de infraestructuras de respaldo y una mejor programación de la generación convencional, aplanando la curva de cargas y evitando las puntas de consumo, que son abastecidas casi siempre por los generadores más costosos. Todo ello supondrá, previsiblemente, una reducción del coste de operación del sistema eléctrico en su conjunto.

Actualmente, la hidroeléctrica (bombeo y embalses) participa en los mercados de reserva. Es importante que todo tipo de almacenamiento (p.ej. baterías) puede también participar y competir en estos mercados sin discriminación. Eso puede implicar cambios en el marco regulatorio, en particular para

evitar pagar dos veces la parte fija de la tarifa de acceso (una vez para comprar y otra vez para vender). También resulta necesario un nuevo diseño del mercado, y nuevos mercados, en el que puedan integrarse los nuevos sistemas de almacenamiento, bien como generador virtual, que hace innecesarias nuevas inversiones en centrales de respaldo, bien como consumidor de energía capaz de absorber los excedentes evitando los vertidos. En uno y otro caso hay que crear un marco que permita que el almacenamiento constituya un modelo de negocio autónomo que puede ser impulsado por generadores, distribuidores o consumidores finales, como han venido funcionando hasta ahora, pero también por operadores independientes, que construyan instalaciones y ofrezcan sus servicios de recarga de movilidad o de garantía de suministro para consumidores especiales (hospitales, cuarteles, etc.).

No va a ser fácil el surgimiento de empresas de almacenamiento independientes de los actores establecidos. En un sector eléctrico como el existente hasta hoy, integrado y de estructura vertical, no sujeto en este orden a separación de actividades, era relativamente fácil —y beneficioso para la compañía eléctrica— el desarrollo de recursos de almacenamiento que diera soporte al sistema, facilitando su uso óptimo en el suministro de energía eléctrica. En el caso de sistemas con diversificación de la generación y el transporte, como será en el futuro, los beneficios derivados de los recursos de almacenamiento son más difíciles de cuantificar y valorar por separado, debido al elevado número de objetivos y agentes involucrados, entre los que resulta más difícil su asignación. Pero, en cualquier caso, hay que dar entrada al almacenamiento, en el modelo de regulación futura, como actividad autónoma e independiente de las demás actividades del sector.

El respaldo que necesita la generación renovable no puede ser proporcionado en la medida suficiente por el almacenamiento, que seguirá siendo siempre caro (no hay, hoy por hoy, almacenamiento barato ni a gran escala). Una demanda flexible (interrumpible) puede venir a aliviar los momentos de escasez, pero difícilmente puede cubrir los servicios básicos de consumo, industrial o residencial. Puede afirmarse, por tanto, en conclusión⁴¹, con el IIT de Comillas que *«el respaldo térmico (no necesariamente de gas natural) es fundamental para producir en las pocas horas de punta del sistema, y durante el anticiclón invernal. El almacenamiento (baterías, bombeos reversibles,*

⁴¹ Así, el IIT de Comillas, página 50.

o el almacenamiento de las centrales solares termoeléctricas) pueden contribuir a reducir el primer problema (las puntas del sistema), pero pueden no ser capaces de proporcionar completamente el almacenamiento de carácter estacional que será necesario. La gestión de la hidráulica regulable podría contribuir a gestionar los dos problemas, aunque determinar dicha contribución requiere de estudios más profundos. El respaldo hidráulico puede provenir de la gran hidráulica regulable o de los bombeos hidráulicos. En el caso de la hidráulica regulable esto podría implicar un cambio en su operativa», lo que obliga a replantearse todo el régimen de explotación de estas instalaciones en los términos que se explican en otro lugar de este estudio⁴².

8. Predicción de producciones variables y necesidades de respaldo

Importante va a ser también para la gestión del sistema eléctrico de la Transición la precisión que pueda alcanzarse en la previsión de producción de las energías renovables. Éstas podrían gestionarse más fácilmente si se supiese con antelación suficiente cuándo, dónde y con qué intensidad va a brillar el sol o soplar el viento, lo que permitiría estimar la cuantía de los recursos variables. El Informe Deloitte ha subrayado que cada región con una alta penetración de las fuentes de energía renovables está tratando de mejorar su capacidad para elaborar previsiones, basándose en múltiples datos históricos y actuales sobre parámetros climatológicos como la velocidad del viento, la temperatura, la presión barométrica y la radiación solar.

La predicción diaria de viento o luz solar en cada parque instalado de producción eólica o fotovoltaica es, sin embargo, difícil de hacer. Más previsible —pero poco útil— resulta la predicción anual o trimestral, así como también por grandes áreas territoriales; o con carácter general en Europa (cuando no sopla el viento o luce el sol en una región suele hacerlo en otra), pero es difícil gestionar un sistema unitario de renovables con carácter europeo por las limitaciones de transporte. Por ello, lo normal será configurar las renovables como sistemas autónomos que prestan servicio con carácter zonal o territorial, aunque conectadas a la Red general de cada país por razones de se-

⁴² Vid. Gaspar Ariño, «La energía hidráulica y su inserción en un mercado con presencia masiva de renovables», Madrid, mayo de 2019; un resumen esta en el Libro Segundo de este estudio, Epígrafe 5.3.

guridad. Ciertamente pensar en la integración de energías renovables a escala europea, con diferentes climas y condiciones meteorológicas, si algún día fuese posible, facilitaría en todos los países el uso de energías renovables. Esto, naturalmente requeriría conexiones internacionales de gran capacidad. En nuestro caso, sobre todo con Francia, que presenta una menor correlación de eventos climatológicos con España que la que ofrece Portugal (muestra dos países limítrofes). Se calcula que la gestión conjunta de ambos sistemas (España y Francia) exigiría una interconexión de 8 GW de capacidad, mucho mayor que la que hoy tenemos. Por lo demás, la integración de todas las producciones eólicas o fotovoltaicas de los 27 países de la Unión resulta hoy una utopía.

En todo caso, las producciones previstas de energías renovables deberán siempre ir acompañadas, por razones de seguridad, de un plan de puesta en marcha de centrales de respaldo de energía firme en particular de centrales de generación térmicas y hidroeléctricas. Estas centrales térmicas de respaldo se verán obligadas a más frecuentes ciclos de arranque, producción y parada, lo que incrementa el coste de producción, a la par que reduce el número de horas de funcionamiento de dichas centrales, que no se verán despachadas cuando haya generación eólica o solar. Se suman así tres factores: preocupantes para la generación convencional: menores precios de mercado, mayores costes de producción y muchas menos horas de funcionamiento, todo lo cual supone una baja rentabilidad de las centrales térmicas de respaldo. Lógicamente cuando se produzca puntas de demanda y horas de mayor requerimiento térmico, la generación, en esas horas, deberá tener precios muy elevados, capaces de cubrir los altos costes fijos y de funcionamiento de esas centrales, que se verán muy incrementados. Está por ver el nivel de subida que el regulador les permite.

9. **Diseño de nuevos mercados para la Transición.** ***Teoría de los Dos Mercados y necesidad de integración***

La competencia directa entre las energías firmes y renovables será difícil de articular en un mismo mercado, porque sus diferencias son muy notables. Hemos visto a lo largo de las páginas anteriores cómo la estructura de costes de generación tiene en la energía firme un elemento importante de coste variable (en especial, los combustibles), mientras en las renovables los determi-

nantes son los costes fijos, siendo los variables próximos a cero; hemos visto también cómo la generación es hoy centralizada y en el futuro será descentralizada, lo que refuerza la potencial competencia; y cómo la demanda es ahora pasiva y la oferta tiene que ser flexible y coincidir con aquella (cualquiera que sea), pero con las renovables la demanda tendrá que ser flexible y tendrá que variar para coincidir con la oferta, que será rígida y no despachable; finalmente, vimos cómo unas ofrecen seguridad y las otras no, presentan muy diferentes precios en la oferta y, sobre todo, muy diferente impacto sobre el medio ambiente lo que implicará diferentes regímenes fiscales. Es difícil, por tanto, que uno y otro tipo de energía se puedan integrar, sin más, en un pool horario con precios marginalistas.

Por otro lado, sin embargo, ambas energías —intermitentes y firme, renovable y convencional— se complementan, son necesarias y hay que integrarlas para mantener en equilibrio el sistema eléctrico de un modo no solo sostenible, sino también económicamente eficiente, que cubra las necesidades totales de los consumidores con el menor coste posible. Asimismo, los consumidores necesitan que la energía les sea suministrada con una calidad definida por la **continuidad** del suministro, un **voltaje estable** y una **frecuencia constante**, lo que demanda la integración de energías diversas.

Por otro lado, los nuevos mercados van a encontrar en los consumidores, como hemos dicho *supra*, un actor principal; la tecnología y la agregación de demandas y almacenamientos va a permitir que estos sean más activos, participen en los mercados y presenten demandas flexibles en sus decisiones de consumo. El autoconsumo organizado en comunidades locales de energía es un factor de potencial competencia que quiebra los términos del actual pool de energía total y precio marginalista. Recordemos también que el mercado de «solo energía» con precios basados en costes variables presentó siempre el problema de la recuperación de los costes de inversión, cosa que será más difícil todavía con las energías renovables, que agravarán el problema por la presión a la baja en el mercado spot sobre los precios de las energías convencionales y la reducción de las horas de funcionamiento de estas centrales. Tales precios serán todavía más incapaces de asegurar la recuperación de la inversión y será difícil, por no decir imposible, que los precios alcancen, para lograrlo, los elevados niveles (en cientos o miles de euros/MWh) que tendrían que alcanzar en momentos de escasez. La intervención regulatoria del precio final de mercado lo impedirá siempre en mayor o menor grado (al menos en España).

Por todo ello, resulta impensable el mantenimiento del actual modelo de mercado unitario de energía —y solo energía— de ámbito nacional y despacho centralizado. Será necesario contemplar la existencia de varios mercados, tanto desde el punto de vista territorial (con distintos centros de control) como funcional (con distintas reglas de funcionamiento). Y desde luego, será necesario articular apoyos extra-mercado para solucionar el problema del «*missing money*» (insuficiencia de inversión, que resultará poco atractiva). La alternativa sería dejar que los precios suban sin límite hasta el valor (para el consumidor) de la energía no suministrada («*value of lost load*»), pero no parece que sea aceptable por razones político-sociales. En consecuencia, los pagos por capacidad (o disponibilidad de energía), así como cualquier otro mecanismo de apoyo a la inversión (p.ej. exenciones fiscales) resultarán ineludibles en el mercado actual, aunque siempre con el obstáculo de la prohibición comunitaria de ayudas públicas, que deberá relajarse⁴³.

No deben ser nunca pagos adicionales abstractos al margen del mercado, sino vinculados a éste. Lo más recomendable en este orden es la llamada «opción de fiabilidad», con un alto precio *strike* de ejercicio de la opción. «A través de esta opción, el generador se compromete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio *strike*) y el regulador optará por hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior al precio *strike*. De este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio *strike* y a cambio de este seguro, el generador cobra una prima. Esta opción se ha establecido recientemente en Irlanda e Italia y antes lo fue en Colombia»⁴⁴.

El acceso a estos mecanismos de remuneración que garanticen la inversión no debe limitarse a la generación sino extenderse también a aquellos otros recursos que contribuyan a lograr seguridad de suministro, como pueden ser compromisos de almacenamiento o técnicas de gestión de la demanda (interrumpibilidad sobre todo) equivalentes a generación virtual. *El precio asociado al mecanismo debe establecerse por medio de una subasta.*

Parece deseable, por todo ello, la organización de dos mercados separados, con diferentes reglas de funcionamiento, para los dos tipos de electrici-

⁴³ Sobre los mecanismos de retribución a la capacidad o disponibilidad de energía, *vid.* lo que se dice en otro lugar de este estudio.

⁴⁴ *Vid.* sobre el tema IIT, Comillas, *El sector eléctrico...*, cit. Página 64 y siguientes.

dad. Uno para la energía firme, despachable (*on demand*) y otro para la energía intermitente disponible (*as available*); el primero según el orden de mérito y precio marginal (como hasta ahora); y el segundo, cuando la energía esté disponible, a un precio que refleje el coste medio definido en las subastas de instalación de las centrales y parques de generación. Estas últimas, no despachables, irán acompañadas de planes de almacenamiento y demanda flexible⁴⁵. Aunque hay dos mercados diferentes desde la perspectiva de precios, el despacho debe seguir siendo muy similar que ahora; las energías renovables con coste marginal cero entrarían primero y las demás energías según el orden de mérito.

Ciertamente los mercados de energías renovables pueden aproximarse, con el tiempo, a los de energía firme. Es patente, en efecto, la complementariedad de la energía hidráulica con la eólica y solar y la posibilidad de una gestión conjunta de las tres. Asimismo, la nueva capacidad de generación renovable podría repartirse de forma equilibrada entre eólica y fotovoltaica, que ofrecen un diferente perfil de producción, se complementan y ello mitiga el hecho de que, aunque ninguna de ambas sea gestionable, la producción conjunta de ambas puede serlo más. Por tanto, aunque la programación de la eólica carece de la certeza necesaria para resultar fiable por sí sola, una empresa que integrase eólica/solar e hidráulica —esta última totalmente programable— podría ofertar energía al mercado diario o a plazo con gran certidumbre del cumplimiento de su programa. Podría hacer ofertas por su producción eólica y solar en firme y, si ésta no se materializa en su totalidad, cubrirla con la producción hidráulica de la que la propia empresa disponga. Cabe extender el acuerdo, si la hidráulica tiene capacidad de bombeo, a la alimentación de las centrales de bombeo de la empresa con la energía excedentaria eólica o solar barata, convirtiendo aquélla en energía de punta, cara y programable. Este planteamiento se puede hacer mediante pactos bilaterales, empresa por empresa, o mediante una oferta conjunta de la producción eólica/solar e hidráulica, armonizadas, de carácter territorial, que promueva o construya (en casos excepcionales, reflejando la legislación europea) el Operador del Sistema (nacional o territorial).

⁴⁵ El enfoque original de los dos mercados puede verse expuesta con todo detalle y precisión en Malcolm Keay and David Robinson, «*The Decarbonised Electricity System of the Future: The 'Two Market Approach'*», Oxford Institute for Energy Studies, June 2017.

Resulta en todo caso muy conveniente para el consumidor la integración en la oferta de ambas modalidades de generación, firme y variable, que deben estar en el mercado a su disposición, de modo que éste pueda elegir la combinación de ambas que más se ajuste a sus necesidades. También puede elegir no consumir por encima de un precio determinado, o elegir consumos de energía renovable y almacenamiento en vez de comprar energía firme. El consumidor va a tener en el futuro, por tanto, un gran protagonismo, como ya se ha dicho, eligiendo aquella oferta o tipo de suministro que le resulte más conveniente. La estructura del mercado final podrá estar, así, compuesta por un operador del sistema (OS), preferiblemente con la gestión simultánea del transporte en alta (TSO) que garantiza el continuo balance del sistema en su conjunto; en segundo lugar, unas plataformas de generación, es decir, de oferta de energía generada, gestionadas por el operador del mercado (OM) en la que se integren los resultados procedentes de ambos mercados, de centrales convencionales y parques de energía renovables, cada una con un régimen de precios diferente; y en tercer lugar, por plataformas de grandes consumidores y/o agregadores de comercialización y consumo, a través de los cuales se articule la demanda. Los titulares de redes de distribución (líneas directas o redes cerradas) pueden pertenecer a alguno de los anteriores grupos o ser meros propietarios de éstas, que las construyen y ponen al servicio de los anteriores. Naturalmente esto exigirá una garantía de retribución suficiente mediante peajes.

Las empresas de servicios eléctricos (comercializadores y agregadores) presentarán así precios muy distintos, en función de quien es el proveedor del suministro y a qué hora y en qué lugar se solicita. Y el consumidor/agregador podrá elegir cuánto quiere de energía renovable y cuánto de energía firme. No es pensable un precio uniforme como hasta ahora para todos los servicios de un mismo tipo. El precio estará en función de la modalidad de generación en origen, del tiempo por el que se contrata y del lugar y momento en que se consume. El principio general es que el consumidor pague el tipo y cantidad de energía que realmente consuma, identificada por las notas o circunstancias que le caractericen. La mejor manera de articular tal mercado será mediante contratos bilaterales entre los distintos agentes: generadores, empresas de servicios, grandes consumidores, agregadores de demanda y comercialización y consumidores finales.

De este modo, la energía podría llegar a la Red general e integrarse en la oferta proviniendo de los dos mercados organizados, diseñados específicamente para cada tipo de electricidad. El mercado de energía firme (*on de-*

mand, OD) servido por las grandes centrales de generación se mantendría como garantía del equilibrio del sistema y funcionaría como hasta ahora, sobre la base del despacho según costes marginales de corto plazo. El mercado de renovables (*as available*, AA) funcionaría bajo otro modelo en los términos que se explica a continuación. La demanda se generará en los mercados al por mayor en función de las peticiones que los consumidores/agregadores hayan hecho llegar a los proveedores de servicios, generadores y comercializadores. El precio al que se suministrará la energía se fijará, bien por pacto bilateral con los comercializadores, bien por los resultados que dé el mercado horario del pool (en generación firme), o el que resulte de los mercados de energía renovable (en generación variable).

Estos últimos serán mercados organizados por tecnologías renovables, en los que compitan energías de las mismas características procedentes de tecnologías comparables, iguales o semejantes. Pueden articularse ofertas de energías renovables con cobertura de respaldo previamente contratada y producción garantizada, cualquiera que sea la tecnología inicial con que se genere. Los precios en estos mercados por tecnologías pueden ser el resultado de oferta y demanda horaria a precios libres no marginalistas, con retribución por pacto previo («*Pay as bid*», precio por energía ofertada). Si hay suministrador único —lo que será infrecuente— se puede acudir para fijar precios a un sistema de costes reconocidos —costes medios, fijos y variables— de cada tecnología, según se hayan manifestado en las subastas convocadas para su instalación. La competencia se dará entre tecnologías y entre empresas operadoras en cada una de ellas y es pensable, que como medida de fomento, el sistema ofrezca, al menos temporalmente, una prima o un pago por capacidad en alguna de sus modalidades (inversiones en tecnologías que haya que promover).

El precio que pague el consumidor final por la energía adquirida en estos mercados de renovables no será el coste marginal de la última unidad producida, sino el precio pactado por contratos bilaterales o el determinado por el coste del *mix* tecnológico que genere en cada momento la electricidad que realmente consume. No estaremos en el futuro ante un solo mercado de oferta y demanda a precios libres, sino ante dos mercados distintos: el de energía en firme, que sería de energía y potencia en base a ofertas libres de los generadores en los términos actuales (del mercado «solo energía»); y el mercado de energía renovables que se basaría en pactos bilaterales determinados por la competencia entre ellos. Si ésta no existe, por costes reconocidos alumbrados por las subastas.

Las relaciones entre el mercado al por mayor de generación y el mercado al por menor de comercializadores, agregadores de demanda y consumidores finales puede articularse, bien en términos de compra de solo energía, al precio que ofrezca el mercado de energía firme, que puede ser muy alto, especialmente si hay poder de mercado, o bien de precios de energía limitados por un tope (*price cap*), acompañados con pagos a los generadores por capacidad o disponibilidad de energía. Los comercializadores podrán ofrecer a los consumidores en el mercado al por menor una opción entre energía intermitente a un precio barato en la medida en que esté disponible (sin seguridad de suministro), o energía firme (y segura) a un precio elevado y volátil. Cada consumidor podrá componer un *mix* de consumo diferente, según el uso que piensa dar a la energía solicitada y lo que esté dispuesto a pagar por la seguridad de suministro, que no tienen el mismo valor para todos. Lo normal será diseñar un suministro mixto, en el que se combinen un consumo ordinario de renovables y un número de horas, semanal, mensual o anual de energía firme (por ejemplo, mil horas al año, 100 horas al mes o 3 horas al día), que le cubra, a un precio pactado razonable, las posibles intermitencias. Si éstas son superiores y el consumo de energía firme tiene que cubrir muchas más horas de las previstas, éstas deberán ser pagadas a precios más altos, hasta alcanzar el valor de la energía no suministrada.

También es planteable una demanda a la inversa, es decir, suministro continuo de energía firme, combinado con horas de energía renovable, mucho más barata, pero interrumpible (si no está disponible). Esto podría asemejarse a la contratación actual de la interrumpibilidad o de la contratación por tramos horarios, nocturnos o diurnos, a precios diferentes, pero en el futuro una y otra pueden tener proveedores distintos, lo que exigirá mediciones —y quizás líneas de suministro— diferentes de las distintas energías demandadas. La instalación de los equipos y redes necesarios en este último caso, para hacer posible esta opción, debería ser costeadada por la compañía vendedora o por pacto entre ésta y los consumidores interesados. Los contratos de suministro con energías renovables, si son de larga duración, pueden soportar estos costes. Los clientes serán en último término los que valoren su propia seguridad y el riesgo que estén en condiciones de asumir.

España ha tenido hasta ahora bastante éxito en la integración de las energías renovables intermitentes en los mercados mayoristas de energía firme y ello ha sido posible por la gran capacidad de la Red General Peninsular y el control ejercido por REE como titular de ésta y gestor del sistema, que ha

conseguido acoplar la abundante energía hidroeléctrica de que España dispone y la capacidad de un gran número de centrales de ciclo combinado, para cubrir con ellas las intermitencias de las renovables. Esto se ha llevado a cabo también con relativa facilidad por la mayoritaria presencia hasta ahora de las grandes empresas eléctricas en todos los campos de actuación, también en renovables. El futuro será más diversificado y de más complicada gestión.

10. Una complicada gestión del sistema

Un sistema eléctrico de las características que acaban de ser formuladas conlleva obviamente *una gestión de mayor complejidad* para asegurar en todo momento, a todos los consumidores, un suministro continuo de calidad. Previsiblemente, el sistema estará compuesto en el futuro por un conjunto de subsistemas de generación y consumo —de oferta y demanda— territorializados, que pueden estar o no equilibrados en sí mismos, con un centro de control en cada uno de ellos y todos conectados a la Red general peninsular, salvo aquellos que quieran mantenerse como «independientes». El Operador del Sistema (OS) recibiría la resultante de oferta y demanda de cada subsistema y centro de control que se integre en la Red, de modo que éstos últimos puedan equilibrar internamente oferta y demanda en todo momento y en cada lugar, con los ajustes complementarios del OS que sean necesarios para que todas las demandas sean atendidas. Cuando se produzcan desbalances en el sistema territorial, el gestor de este mercado tendrá que acudir al OS-Gestor de la Red general peninsular, que podrá requerir el despacho y acoplamiento a todas las centrales de base que estén disponibles en cada período horario en cualquiera de los subsistemas, cada una a su precio; y también la energía resultante de las correspondientes subastas de energías renovables que estén en cada momento en condiciones de ser vertida a la Red.

Con estos medios e instrumentos, al OS le corresponderá «componer» la oferta final de electricidad, acudiendo para ello a la producción programada de todas las centrales y tecnologías disponibles, cuyo *acoplamiento a la Red General ordenará* en cada mercado según costes de generación (de menor a mayor). La integración de la energía intermitente en el mercado diario de energía mayorista o minorista es una exigencia para el buen funcionamiento y la eficiencia económica del sistema. Esta es una tarea esencial del OS que

requiere disponer de suficiente capacidad de red, una red mallada, que permita el acceso y transporte por diferentes vías, de modo que se pueda ampliar su capacidad cuando sea necesario. También puede el OS promover la integración de las energías mediante pactos bilaterales de empresas con generación intermitente y empresas con generación de respaldo, capaces de cubrir de modo inmediato la interrupción o cortes de suministro que puedan darse en las primeras, a fin de que puedan éstas responder con seguridad a los compromisos de producción ofertados.

Estos *pactos de cobertura* pueden concretarse, *ex ante*, entre empresas eólicas o fotovoltaicas y generadores hidráulicos o de ciclo combinado de gas de arranque rápido, de modo que la sustitución de su energía pueda, con conocimiento del operador del sistema, producirse automáticamente en milisegundos. También cabe que, en ausencia de pacto, el operador del sistema, territorial o nacional, ordene la conexión a la red de unas u otras centrales, aquellas que estén en mejores condiciones para realizar la cobertura según el procedimiento ordinario de actuación.

En principio, las renovables de oferta rígida no gestionable deberán funcionar siempre que sople el viento o brille el sol, gozando de un derecho prioritario de acceso a la red para evitar los vertidos. Las centrales flexibles y gestionables deberán despacharse luego según el orden de mérito habitual, salvando las restricciones técnicas que existan. Los operadores de generación o transporte vendrán obligados al cumplimiento de las instrucciones que dicte el Operador del Sistema. *Cada tipo de energía y potencia despachada o «disponible», será luego retribuida de acuerdo con su propio modo de liquidación.*

Conviene aquí recordar algo que viene siendo olvidado. Una cosa es la gestión del sistema y otra la gestión de las redes, su planificación y explotación. Hay que establecer un código de Redes y evitar que éstas sean aprovechadas como vía de ayuda y protección de determinadas instalaciones con discriminación de otras. Las redes tienen una dinámica económica propia, que debe ser respetada, no utilizada en favor de unos o de otros. Con este fin, algunos defienden la separación entre el gestor de la red de transporte y el Operador del sistema, pero esto es algo discutible⁴⁶.

⁴⁶ Nos remitimos en este punto al análisis llevado a cabo por Iñigo del Guayo y David Robinson sobre «*El gestor del sistema y la Red General Peninsular*», en páginas posteriores de este estudio.

Finalmente, el OS adoptará también las medidas necesarias para la cobertura del sistema en tres órdenes de actuación:

- Coordinación de las paradas por mantenimiento y recarga de las centrales que aportan potencia firme.
- Gestión de las reservas hidroeléctricas, (especialmente la programación del bombeo) y de la interrumpibilidad, que le permitirá una eficaz gestión desde el lado de la demanda.
- Gestión de los intercambios internacionales de electricidad para cubrir los huecos de producción renovable y minimizar vertidos.

11. El modelo institucional y la gobernanza del sector. Papel del Estado en la Transición y el nuevo modelo de regulación

11.1. *Planificación y garantía de suministro*

Han quedado formuladas algunas conclusiones a las que se puede llegar en cuanto a cambios en el sistema eléctrico, estructura empresarial y organización de los mercados. Tratemos ahora de formular algunas sugerencias sobre el modelo institucional y la gobernanza del sector.

El mandato imperativo de descarbonización de las economías desarrolladas puede traer consigo en el sector eléctrico importantes cambios en el modelo de regulación y en el sistema de gobernanza. La liberalización de actividades y la política de no intervención del Gobierno en los mercados, vigente hasta hoy, es algo que se puede volver a poner en cuestión, por lo menos hay que repensarlo, pues parece difícil que un cambio tan rompedor como el que se avecina pueda llevarse a cabo sin una decidida intervención de los Gobiernos. La seguridad de suministro es sin duda el factor más determinante en la regulación del sector eléctrico; condiciona la legalidad o ilegalidad de muchas decisiones, es factor decisivo en procesos de concentración de empresas (fusiones, OPA'S, absorciones, etc.); es causa determinante y legitimadora de la autorización —o denegación— de cierre de instalaciones de generación y transporte de energía; y en fin, legitima la concesión de ayudas de Estado y condiciona radicalmente cualquier decisión que pueda ponerla en peligro. La continuidad de un suministro de calidad es también la primera y más importante responsabilidad del Estado —de cada Estado— que no ha sido entregada a la Unión Europea.

La liberalización trajo ciertamente ganancias evidentes de eficiencia, descensos de precios de generación (no de tarifas finales), mejor atención al cliente y un cambio cultural en las empresas —y en el sector— que ha sido notable. Pero ha conllevado también inseguridad en el suministro, dando lugar a sucesos inesperados, como fueron en los años pasados, tras la liberalización, numerosos *black-outs* (apagones) que tuvieron lugar en Europa y América. Y es que frente a la sobreinversión que fácilmente se producía en el viejo modelo (efecto Averch-Johnson), la competencia y el mercado trajo consigo en algunos casos la *sub-inversión* (al menos temporal). Disminuyó la reserva de capacidad y la inversión en redes (especialmente de baja tensión), lo que dio lugar a algunas alteraciones del servicio. Y surgen las preguntas: ¿es esto algo inevitable en regímenes liberalizados en los que hay libertad de ofertar servicios (y, por tanto, de invertir)? ¿Por qué en este producto (servicio) que es la electricidad, los aumentos de demanda y la competencia no generan oferta suficiente? No está demostrado, ciertamente, que la liberalización de la generación y comercialización de la energía sea la responsable de las alteraciones del servicio, que han podido deberse también a las redes de distribución, pero éstas son preguntas que hay que hacerse. En relación con ello Eurelectric advertía hace ya algunos años que *«no debe darse por garantizado que los mercados eléctricos en competencia den lugar a todas las inversiones necesarias para hacer frente a las capacidades de punta; la seguridad de suministro no está en modo alguno garantizada»*. La razón de ello puede ser la limitación de precios y el tope a las tarifas del consumidor que muchas veces imponen los Gobiernos a este servicio, tan esencial para la población.

La simple apertura del mercado, a diferencia de los que ocurre en otros sectores y productos, ha demostrado no constituir garantía suficiente de suministro eléctrico. Por otro lado, no se puede correr el riesgo de esperar y ver si con el desarrollo del mercado europeo y el tendido de interconexiones, éste será capaz de responder a la demanda creciente que las sociedades generan. Los Estados son los responsables de que no se produzcan interrupciones del servicio y tienen que poner para ello todos los medios necesarios. La electricidad es demasiado importante para correr el más mínimo riesgo. Por tanto, si el mercado, por las razones que sean, no es capaz de alumbrar las inversiones necesarias y garantizar el suministro, siendo éste absolutamente necesario para cubrir necesidades vitales de los individuos y las empresas, habrá que actuar para conseguirlo por la doble vía *del mercado y el Estado*, incluyendo medidas de fomento o actuaciones de este último, a largo y a corto plazo.

Entre las responsabilidades que tendrán que asumir los Estados, la primera es determinar y asegurar la **cobertura de la demanda** de manera que su abastecimiento quede garantizado sin quedar entregado a las fluctuantes fuerzas de un mercado que no se ha mostrado siempre capaz de transmitir señales adecuadas para la inversión. Esta responsabilidad puede ir acompañada de la tarea de orientar la composición tecnológica del *mix* de generación, que dé seguridad de suministro en el corto y largo plazo.

Para empezar, hay que realizar una estimación prudente y realista de la demanda esperable y su tendencia. Ésta es la primera tarea de todo Gobierno, pues el mercado (esto es, el conjunto de los operadores) no será (serán) capaz (capaces) de hacerlo. Hay que garantizar que el sistema mantiene un margen suficiente de potencia disponible para hacer frente a la demanda punta predecible. A esto le llamamos «planificación», que es una tarea que no debe ser abandonada y a la que hay que volver también en un sistema de mercado eléctrico liberalizado. Planificación, que no será vinculante para las empresas (como ocurría antaño), pero sí incentivadora, mediante la convocatoria de subastas o concursos, con primas de apoyo, si fuese necesario, para comprometer la inversión privada. Si ésta no bastase, el Estado puede acudir a la iniciativa pública para garantizar la seguridad del suministro y las obligaciones de servicio público.

Esta tarea ha quedado encomendada a los Estados desde la Directiva 2003/54, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, tal como se lee en los siguientes artículos de la misma:

«3.2. Dentro del pleno respeto de las disposiciones pertinentes del Tratado, y en particular del artículo 86 (hoy art. 106 del RFUE), los Estados miembros podrán imponer a las empresas eléctricas, en aras del interés económico general, **obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad**, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y **al precio de los suministros**, así como a la **protección del medio ambiente**, incluida la eficiencia energética y la protección del clima...

3.3. Los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, es decir, las empresas que empleen a menos de 50 personas y cuyo volumen de negocios o balance general anual no exceda de 10 millones de euros, disfruten en su territorio del **derecho a un servicio universal**, es decir del derecho al suministro

de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables y transparentes. Para garantizar la prestación del servicio universal, los Estados miembros podrán **designar un suministrador de último recurso**. Los Estados miembros deberán imponer a las empresas distribuidoras la obligación de conectar a los clientes a su red con arreglo a las condiciones y tarifas establecidas de conformidad con el procedimiento previsto en el apartado 2 del artículo 23...»

(...)

«Artículo 4. **Los Estados miembros se harán cargo** de supervisar los aspectos relacionados con la **seguridad del suministro**. Cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, podrán encomendar esta tarea a las autoridades reguladoras contempladas en el apartado 1 del artículo 23. Esta supervisión abarcará, en particular, el equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado nacional, el nivel de demanda prevista y las capacidades adicionales en proyecto o en construcción, la calidad y el nivel de mantenimiento de redes, así como las medidas destinadas a hacer frente a los momentos de máxima demanda y a las insuficiencias de uno o más suministradores. Cada dos años, antes del 31 de julio a más tardar, las autoridades competentes publicarán un informe con los resultados de la supervisión de dichos aspectos, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados, y lo presentarán sin demora a la Comisión.»

(...)

«Artículo 7.1. Los Estado miembros garantizarán que, por razones de seguridad del suministro, puedan prever **nuevas capacidades** o medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda **a través de un procedimiento de licitación** o cualquier procedimiento equivalente en cuanto a transparencia y no discriminación con arreglo a criterios publicados. No obstante, sólo podrán iniciarse tales procedimientos si, mediante la aplicación del procedimiento de autorización, la capacidad de generación obtenida o las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda adoptadas no son suficientes para garantizar la seguridad del suministro.»

La Directiva 2003/54 fue sustituida en su día por la Directiva 2009/72 y ésta finalmente lo ha sido por la reciente Directiva 2019/944, de 5 de junio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, pero todas ellas mantienen las mismas reglas y principios asentados en 2003 (véase

lo escrito *supra*, en Epígrafe 4.2). Las Directivas han sido siempre conscientes del problema y prevén un amplio catálogo de medidas que permiten a los Gobiernos intervenir para garantizar el suministro universal. Los balances energéticos, anuales o bianuales, mostrarán los posibles déficits de reserva de potencia que puedan producirse, a lo que tienen que hacer frente los Gobiernos mediante una planificación no vinculante. La experiencia nos enseña, con todo, que la tendencia inevitable de los Gobiernos es la de invertir o promover inversión superior a lo necesario, para evitar cualquier posible problema de desabastecimiento, que tiene para ellos un gran coste político, pasando los costes económicos de la inversión a los consumidores.

Este protagonismo del Estado en materia de planificación y garantía de suministro hay que conjugarlo con la apreciación que cada consumidor —y el conjunto de todos ellos— puedan tener sobre el valor de la energía no suministrada, cosa que ni el Gobierno ni el regulador llegan nunca a saber, de modo que puedan estimar la posible reducción del consumo.

La planificación que estas tareas exigirán no debe ser vinculante pero sí incentivadora y reductora de incertidumbres para el inversor en un marco de libertad de empresa y de competencia entre tecnologías iguales o semejantes, de modo que, realizadas en ese marco, las propias inversiones revelarán lo que pueden ser costes reales de generación. Los Estados, más que los mercados, han sido hasta ahora, los determinantes de las inversiones en energías renovables, a través de las convocatorias de subastas y el otorgamiento en su caso de pagos por capacidad. Pero los gobiernos, con las subastas y demás instrumentos de protección, no deben provocar un efecto de «*crowding out*» de la iniciativa privada, que se verá desmotivada a participar en inversiones vía negocios bilaterales si sabe que el Estado va a garantizar todas las renovables vía subastas.

La planificación, por tanto, es necesaria, pero no debe ser excluyente. Junto a las convocatorias estatales, las empresas deben gozar de la más completa libertad para llevar a cabo las inversiones y actuaciones industriales y comerciales que crean conveniente en el mismo régimen jurídico y fiscal que las promociones gubernamentales. En las inversiones necesarias para la transición hay, pues, que distinguir entre (i) inversiones que necesitarán la aprobación del Estado con garantías razonables sobre la recuperación de costes y (ii) inversiones libres del sector privado. Parece lógico que el gobierno o el regulador sigan aprobando inversiones en redes y dando seguridad cuando

sea necesario a la recuperación de costes (incurridos razonablemente). Pero si los mercados están funcionando bien, el gobierno no deberá tener que garantizar inversiones, ni en la generación convencional ni en las renovables. Por supuesto, el Gobierno o el Gestor del sistema puede organizar subastas (de renovables, de capacidad, de interrumpibilidad), pero no tienen por qué ser inevitables, ni cauce único de la inversión. Con la reducción de los costes de energías solar y eólica, veremos también inversión basada en PPAs sin subastas. Hay que diseñar mercados para apoyar todo tipo de inversión sin que el gobierno decida en exclusiva cuánto hay que construir, qué *mix*, cuándo y dónde.

No hay que olvidar la experiencia que tenemos de la planificación gubernamental vinculante o imperativa. Tanto los Gobiernos como los operadores del sistema (grandes empresas eléctricas) han tenido siempre incentivos a promover una inversión «excesiva» (márgenes de cobertura altos) para hacer crecer su negocio en el caso de las empresas, que veían así aumentar su inversión base, y para evitar cualquier riesgo de interrupción del servicio en el caso del Gobierno, pasando luego los costes a los consumidores. Objetivo principal de la liberalización fue terminar con esta situación y hacer recaer los riesgos de la inversión sobre los inversionistas. Por otro lado, con la descentralización del sistema y las nuevas tecnologías será cada vez más factible utilizar la gestión de la demanda, para equilibrar ésta con la oferta, haciendo menos importantes unos márgenes de cobertura referidos sólo a la capacidad de generación. La tecnología permitirá a los consumidores poner valor a la seguridad de suministro. Es un tema complejo, pero en el futuro se puede imaginar diferentes niveles de seguridad para los consumidores según su valoración, especialmente para grandes consumidores. La tendencia del planificador público ha sido siempre la de subestimar la posible reducción del consumo por un alto precio de energía, pero hoy debemos integrar en cualquier planificación, como un elemento a tener en cuenta, la creciente capacidad de gestionar la demanda.

Para una planificación prudente hay que considerar también la fiabilidad de las tecnologías respecto a la garantía de suministro. Por lo que se refiere, en concreto, a España, la previsión de ésta no es tarea fácil por varias razones que conviene recordar:

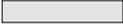
- 1.^a Por el ritmo de crecimiento de la demanda ; en invierno y en verano las puntas de demanda crecen año tras año, a un ritmo cada vez

mayor. Así ocurrió entre el 2000 y el 2005, en los que pasamos de 33.200 MW en el primero, a los 43.700 de demanda punta en el último invierno del segundo, casi un 30% de aumento en cinco años. En 2008 la demanda se redujo, pero desde 2013 ha vuelto a crecer con altos índices, que además son muy variables a lo largo del año. Más importante, la electrificación incrementará de forma sustancial la demanda eléctrica.

- 2.^a En segundo lugar, España, como otros países, ha hecho una decidida opción por el gas y las energías renovables, pero el primero no está siempre asegurado (España es un país sin ningún gas y su dependencia de Argelia es excesiva) y la aportación real a la garantía de suministro que ofrecen las renovables es por ahora escasa. En una medición aproximada de la aportación real a la garantía de suministro de cada tecnología, elaborada por REE en marzo de 2005, puede leerse lo siguiente:

La capacidad neta instalada no presenta correctamente la aportación real a la garantía de suministro de cada tecnología

Los días 27 de enero (máxima punta del sistema) y 1 de marzo de 2005 (aplicación de interrumpibilidad) son buenos ejemplos para comprobar la aportación de cada tecnología a la fiabilidad del sistema

| | Potencia instalada (MW) | Disponibilidad media a las 20:00 del 27/01/05 y 01/03/05 (MW) | Fiabilidad |
|-------------------------|-------------------------|---|---|
| Nuclear | 7.876 | 7.174 |  91% |
| Carbón | 11.565 | 9.503 |  82% |
| CCGT | 8.259 | 6.761 |  82% |
| Bombeo | 2.467 | 1.681 |  68% |
| Hidráulica convencional | 14.190 | 5.124 |  36% |
| Eólica | 8.46 | 2.346 |  29% |

Las situaciones de necesidad extrema de garantía de suministro deberán servir para reflexionar sobre la potencia fiable que realmente aporta cada tecnología y sobre la gestión de las reservas hidráulicas.

Fuente: REE.

Estos datos deberían actualizarse incluyendo hoy la solar, térmica y fotovoltaica, que entonces apenas existía, pero la fiabilidad de las energías seguirá siendo la misma o muy parecida, lo que obliga a reflexionar, pues resulta que las dos tecnologías más fiables (nuclear y carbón) son las que están llamadas a desaparecer. Ello obligará a pensar en más reservas de capacidad mediante centrales flexibles, más almacenamiento a gran escala, una más activa gestión de la demanda y la ampliación de las interconexiones.

- 3.^a En tercer lugar, la energía hidráulica, que en España es importante, ofrece en nuestro país grandes desequilibrios, según sean los años lluviosos o secos, por lo que su aportación a la garantía de suministro varía mucho; si a ello le añadimos la conflictiva gestión que ofrecen los embalses, resulta que la hidráulica solo es fiable en términos de seguridad del suministro en la medida en que haya una gestión público-privada coherente y prudente (no especulativa). Sobre este punto nos remitimos de nuevo a nuestro estudio sobre régimen de la energía hidroeléctrica, citado anteriormente (*vid. La energía hidráulica en España*, resumido en el Epígrafe 5.3 del estudio actual).
- 4.^a Finalmente digamos que España es un país todavía en camino de desarrollo industrial y de servicios, con consumos por habitante todavía bajos, por lo que el crecimiento de la demanda puede prolongarse algunos años.

Por todas estas razones la planificación sigue siendo necesaria en España, aún sin ser vinculante. Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definan. Las inversiones serán libremente realizadas, a riesgo y ventura de sus propietarios. Éstos tienen igualmente la libertad de salida y cierre de sus centrales previa autorización administrativa, que se otorgará siempre que ello no suponga un peligro a la seguridad del suministro. El cierre definitivo de instalaciones de generación requerirá el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad del suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente si aquél resulta posible sin atentar contra ésta. El Plan determinará la capacidad mínima que debe permanecer instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro, competitividad, diversificación energética de fuentes y tecnologías, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

11.2. *Diseño de mercados, nuevo modelo de regulación y de regulador*

Junto a estas actuaciones de planificación y garantía de suministro, los Gobiernos tendrán también que intervenir en la fijación de precios en casos de monopolio natural, como ocurre en las redes, o en situaciones de dominio de mercado, que pueden darse con frecuencia. En estos casos, si no se alcanza un pacto previo de precios, se deberá acudir al sistema de «costes reconocidos», establecidos por las subastas competitivas de instalación⁴⁷. El Gobierno debería definir un marco que consiga los objetivos políticos con la menor intervención posible. Su misión es desarrollar mercados eficientes, marcos regulatorios con buenos incentivos y protección de los consumidores en la toma de decisiones.

Ocurre, sin embargo, que con la retirada de los Gobiernos que trajo consigo la liberalización de los sectores energéticos en los últimos veinte años, aquéllos han quedado mal equipados para formular soluciones concretas a los múltiples problemas que va a traer consigo la llamada descarbonización de la economía. Ésta exige una disciplina analítica de la que hoy muchos Gobiernos carecen. Tampoco los reguladores independientes tal como hoy los conocemos, centrados únicamente en supervisar la competencia y controlar los precios, son entes adecuados para liderar la transición, que va a requerir quizás mayor iniciativa y una actitud proactiva de los cambios.

En definitiva, parece inevitable que el Estado tenga que asumir cierto protagonismo en la ordenación de la generación verde, de modo que ésta cubra las necesidades futuras con la tecnología conveniente y se cumplan los objetivos programados en cuanto a cuotas de participación de los distintos tipos de renovables en el conjunto del sistema. Pero el intervencionismo del Estado tiene el peligro de una vuelta a la estatalización del sector, con los efectos perversos de arbitraje e ineficiencia que en España ya experimentamos en los tiempos del Marco Legal Estable y una explotación unificada políticamente dirigida (*vid.* lo dicho anteriormente sobre el tema en este Libro Primero, Epígrafe I.4).

Para evitar esto, la transición eléctrica debe traer consigo un nuevo modelo de regulación y quizás también una configuración nueva del regulador. Hasta ahora, la función del regulador independiente en el sector de la ener-

⁴⁷ Sobre el contenido y características de estas subastas, *vid.* lo que se dice Libro Segundo, Epígrafe 3.4.

gía ha consistido esencialmente en supervisar y promover la competencia de modo que el sistema alumbre precios competitivos, es decir, aquellos que surgirían en un mercado no monopolista ni dominado por algunos de los operadores. El modelo estándar de regulador en los mercados liberalizados de energía desde los años 90 tenía, junto a su tarea de ordenación y control de los monopolios naturales del sector, dos notas definitorias: 1) independencia del Gobierno, de modo que se eviten interferencias políticas en los mercados; y 2) defender y promover la competencia entre los operadores, como el mejor camino de conseguir la eficiencia económica y la protección del consumidor.

Ahora bien, en la nueva era eléctrica que se anuncia no van a ser solo estos dos los objetivos del regulador. A él corresponderá también el impulso y la defensa de las energías limpias necesarias para la descarbonización de la economía. Y éstas no podrán ser valoradas como las más eficientes en términos económicos, a corto o medio plazo, sino como las más necesarias por razones de sostenibilidad del planeta en el largo y muy largo plazo; las más necesarias también para las próximas generaciones de consumidores. En la nueva era de energías renovables la función del Regulador puede verse así ampliada —y complicada— con la responsabilidad de promover, fomentar o estimular el uso de energías no contaminantes. Ello tendrá impacto en muchos órdenes, entre otros, muy sustancialmente, en la regulación de las redes, el almacenamiento de energía, la gestión hidroeléctrica o los pagos por capacidad. En todos estos aspectos la regulación puede venir inspirada —o interpretada— por consideraciones de política energética que vengán a diluir la separación entre regulador y gobierno. La regulación, puede verse muy influida y mediatizada por los objetivos políticos que, en términos muy genéricos, hayan sido consagrados en sus normas inspiradoras.

Si se lee con atención el artículo 58 de la reciente Directiva 2019/944, de 5 de junio, bajo el título de «*Objetivos generales de la autoridad reguladora*», se aprecia la ampliación de sus funciones, entre las cuales se formulan las siguientes:

«c) Eliminar las restricciones al comercio de electricidad entre Estados miembros, incluyendo en este objetivo el desarrollo de la capacidad de transporte transfronterizo adecuada para satisfacer la demanda y reforzar la integración de los mercados nacionales que pueda facilitar el flujo de electricidad a través de la Unión;

d) contribuir a lograr, de la manera más eficiente en términos de costes, el desarrollo de redes no discriminatorias seguras, eficientes y fiables, orientadas hacia los consumidores, y fomentar la adecuación

de la red y, en consonancia con los objetivos generales de la política energética, la eficiencia energética, así como la integración de la producción a pequeña y gran escala de electricidad procedente de bienes renovables y la generación distribuida en las redes tanto de transporte como de distribución y facilitar su funcionamiento en relación con otras redes energéticas de gas o calefacción.

e) facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de generación e instalaciones de almacenamiento de energía, en particular suprimiendo las redes que pudiera impedir el acceso a nuevos agentes de mercado y de electricidad procedente de fuentes de energía renovables.

f) asegurar que se dan a los gestores y usuarios de redes los incentivos adecuados, tanto a corto como a largo plazo, para que aumenten la eficiencia, especialmente la energética, de las prestaciones de la red y fomentar la integración del mercado.»

Los cambios que esto puede suponer en la tarea del regulador van a ser notables y probablemente requerir una reconfiguración del propio Ente encargado de la tarea. Porque ésta no va a consistir sólo en establecer un marco de reglas que distorsionen lo menos posible el mercado en el que operen libremente las compañías, sino también dirigir la acción de éstas hacia determinados objetivos en los que se concrete la descarbonización: reducción de emisiones de CO₂ por debajo de un determinado nivel establecido, el logro de cuotas de generación de energías no contaminantes en el conjunto del sistema, la electrificación de actividades hoy cubiertas con otros vectores energéticos, etc., etc. Tendrá que ser un regulador proactivo en la búsqueda de los objetivos impuestos por acuerdos internacionales asumidos por los Gobiernos de cada país. El nuevo regulador del sistema eléctrico no va a ser sólo «regulador», con las limitadas funciones actuales, sino también en alguna medida «diseñador y desarrollador» de política energética que será muy genéricamente formulada por los Gobiernos mediante objetivos a conseguir, encomendando al regulador la definición de las medidas a adoptar para su logro. Su tarea será, por tanto, en parte, de definición y desarrollo de políticas, en el marco de leyes muy genéricamente formuladas siguiendo las «orientaciones» o instrucciones de los Gobiernos⁴⁸. Algo que va mucho más allá de lo que era hasta ahora la función regulatoria.

⁴⁸ Puede verse en este orden las orientaciones de política energética dadas por el Ministerio para la Transición Ecológica con fecha 5 de abril de 2019 a la CNMC para que ésta tome en consideración en su tarea regulatoria «las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno» (BOE de 9 de abril de 2019).

Esto puede exigir del regulador una gran capacidad de análisis, en un sector como el eléctrico, que es sistémico y cuyas decisiones en un determinado aspecto (por ejemplo, almacenamiento, acceso a las redes, régimen de la energía hidráulica o formación de precios en los mercados) traen consigo ineludiblemente consecuencias en otros elementos (pago por capacidad, separación de actividades de generación y transporte, o de distribución y comercialización).

En tales términos, el ámbito de la discrecionalidad técnica que acompaña siempre la regulación económica puede verse considerablemente ampliado, con dificultades de control judicial sobre las decisiones, sean éstas del Gobierno o del Regulador. Pero aún con estas dificultades, hay que intentar mantener la separación entre política y regulación, como hasta el momento se ha intentado —al menos teóricamente— y conseguido en gran medida. La regulación y gestión de los sistemas eléctricos seguirán siendo una tarea técnica y racional, fruto de análisis en los que se justifiquen y motiven las decisiones, que deben ser siempre ampliamente explicadas a los interesados y al público en general. La electricidad es un producto esencial para la vida y no puede verse amenazada por la improvisación o el arbitrio.

Cabe crear para ello un organismo de nuevo cuño que asuma las nuevas responsabilidades de definición y desarrollo de las políticas de descarbonización, respetando al regulador actual en el ejercicio de sus funciones tradicionales. Algunos autores han propuesto para esta nueva función la creación de un Comité de Expertos que actúe como instrumento del Gobierno. Esta solución parece haber sido la adoptada por el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética conocido en noviembre de 2018, cuyo artículo 30 crea dicho Comité como órgano consultivo del Gobierno que lleve a cabo un seguimiento de cómo se llevan a cabo las políticas adoptadas por el Gobierno. No queda claro en el texto conocido si estamos ante una autoridad administrativa independiente (especie de Consejo de Estado del cambio climático) o un simple órgano asesor interno de Gobierno. En cualquier caso, resultará indispensable **deslindar con claridad el papel y las competencias respectivas de este Comité y del organismo regulador independiente del sector energético (en la actualidad, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)**. Ello parece particularmente necesario si, como sería deseable, se atribuyera al Comité de Cambio Climático y Transición Energética una genuina función consultiva previa, de carácter preceptivo, en relación con toda iniciativa legislativa que incida de modo significativo en el ámbito de las políticas climáticas.

En cualquier caso, será necesario asegurar dos cosas: 1) el mantenimiento de los mercados y la competencia leal y efectiva como mejor sistema de asignación de recursos y de formación de precios, con todas las medidas que sean necesarias para que no se vea falseada o dominada por ningún operador; y 2) el aislamiento y defensa de la nueva Agencia reguladora frente a las presiones políticas de corto alcance o puramente partidarias de los Gobiernos de turno.

En este sentido, es muy de alabar la definición legal de las Autoridades regulatorias europeas que se contiene en el Capítulo VII de la reciente Directiva ya citada (2019/944, de 5 de junio) cuyos artículos 57 y 59 contienen una enumeración completa de las características, competencias y obligaciones que deben reunir estas instituciones para el mejor desempeño de sus funciones en el mercado único europeo.

11.3. *La experiencia regulatoria española. Correcciones necesarias*

Ciertamente, España no es en esto un buen ejemplo. Los reguladores —en el sector de la energía y en otros, pero especialmente en aquél— han tenido una independencia limitada, con continuas interferencias del poder político en los nombramientos de reguladores, en el ejercicio de sus competencias (limitadas) con poderes de tutela por el Gobierno y una dependencia fáctica en la adopción de decisiones que ha hecho de los reguladores, en muchas ocasiones, un organismo asesor, más Administración consultiva que decisora. En algún momento, la Unión Europea ha tenido que llamar la atención al Reino de España por la excesiva concentración de poder de decisión en el Gobierno y el falseamiento del regulador «independiente».

En España teníamos una buena regulación en la Ley 54/1997 y hemos tenido una muy deficiente práctica regulatoria. Tenemos también los peores hábitos, de mediatización política del regulador e instrumentación del sector eléctrico al servicio de otras finalidades, algo que no se debe hacer por muy nobles que sean las intenciones (contener la inflación, políticas recaudatorias, protección a la industria, políticas territoriales y sociales) y peor todavía es que se trate de meras finalidades electorales. El sector se presta a todo ello, y además es posible hacerlo de forma opaca, sin que se vea demasiado. Por eso resulta políticamente manipulable y es fácil desplazar los problemas hacia

el futuro, para que los aborde el que venga detrás, como han hecho sucesivos Gobiernos con el déficit tarifario.

Por las características del negocio eléctrico que se han descrito en este estudio, el sector requiere un regulador capaz e independiente, bien dotado y ajeno a los intereses cortoplacistas de los políticos. Esto es *conditio sine qua non* del buen funcionamiento de cualquier sector eléctrico, regulado o liberalizado. Por ello, contra lo que era norma habitual de la Unión Europea, que no interviene nunca en la estructura orgánica de los Estados miembros, en este sector la Comisión ha impuesto un tipo de ente regulador no integrado en la estructura orgánica del Gobierno. En España tuvimos una Comisión Nacional de la Energía que desarrolló una labor técnica estimable, aunque en algunas decisiones se viese mediatizada. Esto es algo que hay que corregir en la Transición, diseñando un nuevo regulador en los términos establecidos en los artículos 57 y 59 de la Directiva 2019/944, de 5 de junio.

Una segunda consideración me parece absolutamente necesaria para España: la necesidad de redefinir las tareas del Gobierno y las tareas del regulador. Al primero le corresponden, como ya se ha dicho, la responsabilidad de *definir la política energética y garantizar los suministros*: fomento de energías autóctonas, eficiencia y ahorro energético, planificación no vinculante pero sí incentivadora, desarrollo de redes, opción nuclear, política de importaciones, reservas estratégicas, etc. Le corresponde también *la definición y el diseño legal del mercado eléctrico*, lo que exige un impulso político capaz de acometer reformas necesarias como las siguientes: correcta estructura empresarial, definición de conductas, un mercado de contratos abierto y plural (no centralizado en su operativa), límites a la concentración efectiva, reglas de acceso a las redes y una adecuada institucionalización de la gestión del sistema. Ahora bien, una vez sentadas estas bases, hay que garantizar por ley la *completa separación entre política y regulación*. Ésta se basará en unos principios generales legalmente asentados, pero su aplicación es un arte en el que no hay reglas precisas sino un proceso de ensayo y error, cuya gestión no corresponde al Gobierno, sino al ente regulador independiente.

Debe fortalecerse en España —tercera recomendación— el estatuto de independencia, la ampliación de funciones y la asunción de responsabilidad por parte de la CNMC. Nunca nos cansaremos de insistir en este tema, sin el cual toda liberalización es mentira y la misma privatización resulta engañosa, pues a la postre, si no se hace así, son tales los poderes que conserva el Gobierno

sobre la marcha de las empresas que fácilmente se convierte en su gestor en la sombra (como cuando participaba en el capital). Si se quiere llegar a un buen fin en los procesos de liberalización es fundamental —repito— la *separación entre política y regulación*: al Ente regulador independiente le corresponde el ejercicio de las facultades decisorias, incluyendo el cálculo y fijación de tarifas según una metodología preestablecida; y el Gobierno debe renunciar a la tentación de seguir manipulando el sector, al servicio de sus objetivos a corto plazo, muchas veces electorales o partidistas.

Para todo ello, se impone un pacto de Estado en el que se establezcan las bases del nuevo proyecto de sector a largo plazo —diez a quince años— en el que se defina qué tipo de generación se quiere tener, qué energías van a fomentarse, con qué financiación, qué modelo de regulación se va a adoptar y qué sistema institucional va a hacerse cargo de él. En la definición de todos estos extremos hay que practicar lo que se ha llamado «el diálogo regulatorio» entre las empresas, el gobierno y el regulador de la nación. Gobierno y empresas se necesitan para ofrecer un horizonte de estabilidad sin el que no es posible un buen servicio a la sociedad. El diálogo además no debe ser bilateral (de cada empresa con el Gobierno), sino del conjunto del sector y de los subsectores a él vinculados, cada vez más importantes en la definición de la demanda. Todos los agentes que protagonizan el funcionamiento del sistema eléctrico (empresas tradicionales y energías renovables, productores y consumidores, empresas de transporte y de la construcción, distribuidores y comercializadores, etc.) deben llegar a un acuerdo sobre algunos parámetros fundamentales.

De ambos foros unificados, político y empresarial, surgirá un nuevo proyecto de sector. Después, hay que cumplir lo pactado y respetar la legalidad con todas sus consecuencias. Solo así se logrará la estabilidad y la seguridad jurídica que inversores y consumidores necesitan para operar con eficiencia. El sector eléctrico debe descansar, tanto en uno como en otro orden —político y empresarial— sobre profesionales con experiencia y conocimientos, con plena dedicación, con espíritu de servicio a la sociedad, sin partidismos de ningún tipo. El Estado debe definir un plan eléctrico a medio y largo plazo —diez, quince años— que cubra con seguridad la demanda previsible y fije, en lo posible, un *mix* de generación óptimo. Para su ejecución debe convocar concursos o subastas con ofertas competitivas, sin perjuicio de la libre iniciativa que estará siempre abierta a las empresas, asumiendo cada una sus propios riesgos. Si lo cree necesario, puede incentivar aquellas inversiones que

no hayan sido cubiertas por la iniciativa privada o, en último término, con carácter subsidiario, asumirlas con empresas públicas. Los mercados de solo energía no son capaces de asegurar las inversiones. En algunas situaciones, el Gobierno tendrá también que intervenir en la fijación de precios, en casos de monopolio natural como ocurre en las redes o en situaciones de dominio de mercado. En tales casos deberá acudir al sistema de «costes reconocidos», establecidos por las subastas competitivas de instalación. Por estas y otras razones, la presencia e intervención de los Gobiernos en el sector eléctrico pueden verse incrementadas. Hay que definir, entonces, con toda la precisión posible, las tareas y competencias del Gobierno y del regulador independiente.

Libro segundo

Los retos del futuro

Análisis de los temas clave
del funcionamiento del sector eléctrico
en la transición energética

Gaspar Ariño Ortiz
Íñigo del Guayo Castiella
David Robinson

Introducción

De cuanto ha quedado expuesto páginas atrás, en la primera parte de este estudio, se deriva con toda evidencia que los cambios del modelo se basan en una serie de temas que constituyen las paredes maestras del nuevo sistema eléctrico y de un nuevo marco con cambios que pueden justificar una nueva Ley Eléctrica. Estos temas o mejor dicho, estos retos del futuro, que requieren un estudio en profundidad, pues son los definidores del modelo; y aunque hemos hecho ya referencia a ellos en páginas anteriores, debemos precisar los términos de su posible regulación.

La segunda parte del presente estudio incluye tres papeles que ofrecen mayor detalle sobre algunos de los temas más importantes. El primero resume la esencia de un análisis pormenorizado sobre la justificación de una revisión de la legislación relativa al sector eléctrico y los cambios a considerar; incluye al final una nueva visión del sector basado en la liberalización verde. El segundo escrito explica porque el mercado eléctrico actual (de solo energía) no sirve en el nuevo contexto e introduce posibles soluciones, en particular el enfoque de «dos mercados» a que hacemos referencia en otras partes de este estudio. El tercer y último escrito considera la transición energética y su implantación territorial, un tema de máximo interés que refleja unos cambios radicales del sector eléctrico en términos de los modelos de negocio, los nuevos agentes y las instituciones y gobernanza del sector.

Queremos finalmente señalar que de algunos temas aquí abordados se han elaborado textos más amplios en los que se explican con mayor detalle los problemas y soluciones. Entre tales temas están los siguientes entre otros:

«Mecanismos de remuneración de capacidad»; «Regulación de la energía hidráulica en España»; «Agregación de demandas y almacenamientos»; «Las redes: transformación del marco regulatorio»; y el «Nuevo diseño de mercados eléctricos». Estos textos serán objeto de publicación por sus autores próximamente. Por ahora, era suficiente al objeto de este estudio recoger en él un resumen de los mismos.

Resumen de los cambios claves del sector eléctrico en la transición energética

1. Contexto

1.1. *Determinantes de cambio del sector energético al nivel global*

Para entender la transición energética y su relevancia a la hora de la reforma del sector eléctrico en España, es importante entender el contexto global y europeo. El sector eléctrico está cambiando de forma rápida y fundamental por tres motivos. El primero es la decisión política, a nivel global y sobre todo en la Unión Europea, de luchar contra el cambio climático. Se puede cuestionar la capacidad política de conseguir el objetivo principal del Acuerdo de París, de limitar el incremento de la temperatura este siglo muy por debajo de 2 °C comparado con el período preindustrial, pero es incuestionable que las políticas a favor de la descarbonización se han consagrado en la Unión Europea (UE) y están teniendo un impacto transformador en la economía, empezando por el sector eléctrico. La descarbonización es uno de los elementos centrales de la Unión de la Energía y del nuevo «*European Green Deal*». La consecución de estos logros exige un correcto mecanismo de gobernanza, que implica los siguientes elementos: a) la aplicación de estrategias y de medidas correctas que permitan alcanzar los objetivos del Acuerdo de París de 2015; b) estimular la cooperación entre los Estados miembros; c) garantizar la oportunidad, exhaustividad, exactitud, coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada por la UE y sus Estados miembros; y d) contribuir a una mayor seguridad jurídica, así como a una

mayor seguridad para los inversores, y ayudar a aprovechar plenamente las oportunidades de desarrollo económico, estímulo de la inversión, creación de empleo y cohesión social (artículo 1 del Reglamento núm. 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima).

En segundo lugar, el desarrollo con éxito de nuevas tecnologías, de energías renovables, baterías y tecnologías de información y comunicación (TIC en sus siglas en español), están permitiendo una nueva operativa del sector, haciendo inviable el marco y los mercados diseñados para el siglo pasado.

Tercero, los costes de la transición siguen siendo altos, pero están bajando rápidamente. Hoy, casi nadie duda que el futuro sector energético será descarbonizado y más electrificado. La incertidumbre es su ritmo y la configuración específica del sector.

Aunque los detalles del futuro sector eléctrico son inciertos, hay bastante claridad sobre la importancia de éste, que es clave en la transición energética, especialmente en la UE; e indicios claros de la dirección de cambio.

1.2. *La electricidad: pieza clave de la estrategia energética y medioambiental*

La estrategia europea sobre la energía responde a tres objetivos (el trilema): la sostenibilidad, la seguridad de suministro y la competitividad (coste). Preferimos este «trilema» sobre el que ha puesto de moda el *World Energy Council* (seguridad, equidad y sostenibilidad), porque este segundo no se subraya en él la relevancia de la reducción de los costes, en particular a través de la competencia efectiva. Es evidente que los tres objetivos son vitales. Sin embargo, el concepto mismo de «trilema» sugiere que los objetivos pueden tener dimensiones contradictorias, o por lo menos que existe tensión entre ellos y habrá que priorizar. Es útil entender como está evolucionando la relación entre estos objetivos para explicarnos el por qué de la opinión, cada vez más extendida, de que el futuro del sector energético es eléctrico, o por lo menos, que la electricidad es la pieza clave de la transición energética.

De los tres objetivos, la sostenibilidad —en particular la descarbonización— es la política más influyente en este momento, especialmente si se mide por el impacto en el sector energético, al que seguirán después otros

sectores (transporte, construcción, industria, equipos domésticos). Los compromisos europeos —reforzados con la firma del Acuerdo de París— implican una reducción de por lo menos el 80% de las emisiones de efecto invernadero antes del 2050, comparado con los niveles de 1990. Las últimas declaraciones de la Comisión Europea son aún más ambiciosas, con un objetivo de conseguir la neutralidad de carbono, es decir que emisiones negativas compensan emisiones positivas, en 2050. En este contexto, las centrales de carbón cesarán de aportar energía al sistema como tarde para el año 2030, como reconoce en España el Plan Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y queda de manifiesto en normas tales como el Real Decreto-ley núm. 25/2018, de 21 de diciembre, de medidas urgentes para una transición justa de la minería del carbón y el desarrollo sostenible de las comarcas mineras.

Hasta ahora, la política de descarbonización se ha concretado en la penetración de las energías renovables (notablemente, eólica y solar fotovoltaica) en los mercados eléctricos, con el apoyo financiero vía regulación (*Feed in tariffs*, cuotas, garantías), subastas organizadas por los gobiernos y contratos con entes públicos. Hubo varios motivos para este enfoque político a favor de energías renovables eléctricas, que tomó fuerza después de 2005. En primer lugar, se debió a la relativa facilidad de apoyar financieramente las renovables eléctricas para conseguir el objetivo de descarbonización. No implicaba un cambio en el comportamiento del consumidor, ni inversiones por parte de este. En segundo lugar, era una solución rápida. No hacía falta esperar a que el mercado de derecho de emisiones de CO₂ (EU ETS) diera incentivos para la inversión en energía renovable u otras soluciones bajas en carbono. En tercer lugar, ya existían tecnologías renovables eléctricas que podían conectarse a las redes existentes. Era cuestión de reemplazar algunas grandes centrales contaminantes por centrales más limpias. En cuarto lugar, la descarbonización eléctrica era más económica que la descarbonización de transporte, edificios e industrias. Finalmente, las renovables podrían ayudar a cumplir con otros objetivos políticos, incluido el desarrollo de sectores industriales (y empresas) dedicadas a los negocios bajos en carbono, con sus potenciales mercados globales, y la reducción de importaciones de petróleo y gas natural, con los consecuentes beneficios macroeconómicos. Éstos fueron los motivos principales del impulso y protección entusiasta de las energías renovables entre 2001 y 2012. Después vino una importante reducción de las ayudas, sobre todo en 2013, que dio lugar a diversos procedimientos internacionales de arbitraje, con condenas al Reino de España por las modificaciones y que tra-

taron de contenerse mediante la aprobación del Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación. Los efectos de esta norma han sido muy limitados.

Aunque la atención política fue inicialmente sobre el sector eléctrico, la Comisión Europea (CE) y los gobiernos nacionales apuntaban cada vez más al petróleo y al gas. Eso era inevitable dada la importancia de las emisiones de los mercados finales donde dominan el petróleo y el gas, en particular el transporte, los edificios y la industria. Aparte de los objetivos climáticos, la UE y los gobiernos (sobre todo los municipales) están introduciendo políticas para reducir las emisiones locales, en particular de partículas, óxido de nitrógeno y dióxido de azufre.

La CE está retando a las industrias de combustible fósil a que demuestren cómo pueden ser parte de la solución medioambiental (global y local) ya que de otro modo no tendrán el futuro asegurado en la UE. No se puede descartar el desarrollo de tecnologías para descarbonizar estos combustibles, o de reemplazarlos por gases renovables. Sin embargo, la CE, los gobiernos y los mercados financieros están apostando por una creciente electrificación de los mercados finales, en particular de transporte y calefacción. Dada la larga vida de las inversiones en gas y petróleo y la presión de los mercados financieros para ver márgenes atractivos a corto plazo, no es una sorpresa que las empresas de petróleo y gas en Europa están examinando cómo acomodarse y beneficiarse del nuevo entorno de descarbonización y electrificación de sus mercados. Recientemente el Consejero Delegado de Shell dijo que el sector eléctrico hoy en día corresponde a aproximadamente 20% del mercado energético mundial y que en 2050 será cerca de los 50%; por esto, casi todas las empresas petroleras y de gas natural están buscando oportunidades en el sector eléctrico como parte de sus estrategias de transición.

Hay otro motivo para esperar que el sector eléctrico descarbonizado sea la pieza clave del futuro sector energético. Como comentamos al principio, el concepto de un trilema implica que existen objetivos potencialmente contradictorios, en particular entre la competitividad y sostenibilidad. Con la reducción dramática de los costes de las renovables, las baterías, las bombas de calor y los coches eléctricos, esta tensión es menos importante, aunque subsiste. Además, la penetración de las renovables contribuye a bajar la preocu-

pación por la seguridad de suministro relacionada con la dependencia de la importación de gas y petróleo.

Por supuesto, no han desaparecido las preocupaciones por la competitividad ni por la seguridad de suministro del sector energético, pero éstas han cambiado. De ahora en adelante, habrá mucho más énfasis en garantizar seguridad y competitividad del *sistema eléctrico y energético*. En particular, habrá que insistir en la flexibilidad y la firmeza del sistema para respaldar las energías renovables intermitentes cuando las condiciones climáticas así lo requieran, sin contar con el uso de combustible fósiles. La flexibilidad es la capacidad de variar la demanda o la producción en el corto plazo. Hay muchas formas de hacer esto. La firmeza es más complicada. Es la garantía de que tenemos potencia cuando la necesitamos, independientemente de las condiciones meteorológicas. Con casi total seguridad, las baterías y la demanda flexible pueden solucionar el problema de intermitencia diaria sin emisiones de CO₂. No obstante, todavía falta soluciones de firmeza adecuadas para la intermitencia de largo plazo, por ejemplo, de semanas y meses con poco viento o lluvia. Actualmente, la energía hidráulica y el nuclear son los dos recursos sin emisiones de carbono que pueden cubrir la intermitencia de largo plazo, pero hará falta recursos adicionales. Tanto el hidrógeno verde (vía electrolisis utilizando electricidad renovable) como otros gases renovables son candidatos para ofrecer este servicio. Además, estos gases renovables son necesarios para descarbonizar actividades que no podrán electrificarse, como muchas aplicaciones industriales. Esto refuerza la convicción de que la seguridad de suministro en el futuro depende de la flexibilidad del sistema energético (especialmente gases y electricidad renovables) en su conjunto.

Sin embargo, la electricidad renovable solo es parte de la solución y todavía es pronto para saber su alcance. Por ejemplo, el hidrógeno verde compite con otros gases renovables y con combustibles sintéticos. Además, hasta que el hidrógeno verde y otras energías limpias sean competitivas, el sistema eléctrico y los mercados finales tendrán que depender en parte de los combustibles fósiles. Hay también actividades industriales y agrícolas que emiten gases de efecto invernadero (GEI) por motivos que no tienen que ver con las energías consumidas. Finalmente, una parte importante de la reducción de emisiones depende de mejoras en la eficiencia del consumo de la energía. Por este motivo la UE aprobó la Directiva núm. 2018/2002, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, así como la Directiva núm. 2018/844, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica

la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

A continuación resumimos el argumento desarrollado hasta ahora. Es cada vez más evidente que la electricidad es el eje central de la estrategia europea para descarbonizar la economía y mejorar el medioambiente local. Inicialmente se lleva a cabo mediante el apoyo a la penetración de las energías renovables en el sector eléctrico y ahora se trabaja para conseguir la electrificación de transporte, los edificios y las industrias. Es evidente que la descarbonización del sector eléctrico y la electrificación requieren la firmeza y la flexibilidad de todo el sistema energético para ofrecer respaldo a las renovables intermitentes. Seguramente, una parte de la firmeza para cubrir la intermitencia de larga duración vendrá de gases renovables, incluyendo el hidrógeno verde producido con la generación renovable. No se puede decir que el futuro será solo eléctrico, pero sí que la electricidad será la pieza clave del futuro sector energético descarbonizado en Europa y probablemente en todo el mundo.

1.3. *Revolución: nuevas condiciones económicas y tecnológicas*

Aunque hay grandes incertidumbres sobre el futuro sector eléctrico, ya tenemos indicios muy claros sobre la dirección del cambio, basado en las nuevas condiciones tecnológicas y económicas del sector. Cuando nos referimos al futuro, estamos pensando en cambios cada vez más evidentes en el sistema actual, como se resume en la Tabla número 1:

Tabla 1
Cambios del sistema eléctrico

| | Ahora | Futuro |
|---------------------------|---|---|
| Estructura de costes | Mayoría variable | Mayoría fija (capital) |
| Estructura generación | Centralizada | Descentralizada |
| Precios | kWh | ? |
| Planificación y operación | Oferta flexible para coincidir con la demanda | Demanda flexible para coincidir con la oferta |
| Control y despacho | Desde el centro | Desde todo el sistema (internet) |
| Papel de la demanda | Pasiva | Interactiva |
| Papel de las redes | Conducto neutro | Jugador inteligente |

I. Resumen de los cambios claves del sector eléctrico en la transición energética

La estructura de costes de la generación ahora tiene ahora un elemento importante de coste variable, en particular el coste de los combustibles fósiles. En el futuro, una gran parte de los costes de generación serán costes fijos (de capital) con costes variables casi nulos. Con una penetración alta de energías renovables, la nueva estructura de costes hace poco realista la recuperación de los costes de la inversión sólo a través del mercado spot actual.

La estructura del sector está ahora muy centralizada, con grandes centrales lejos del consumo. No fue siempre así. Originalmente, el sector se organizó al nivel local. La estructura centralizada actual reemplazó los originales sistemas locales por motivos económicos (grandes economías de escala y alcance) y para mejorar la seguridad de suministro a través de la integración. Siguen existiendo motivos para la integración física del sistema y para tener centrales lejos del consumo. No obstante, en el futuro, el sector estará más descentralizado, con muchos recursos energéticos distribuidos y autoconsumo. Este cambio refuerza la potencial competencia y hace necesario revisar el marco regulatorio para asegurar una competencia efectiva entre la generación centralizada y los recursos energéticos descentralizados.

La estructura de precios finales en muchos países está basada en gran medida en el volumen consumido (p/kWh) y no está claro cómo lo será en el futuro. Es probable que haya diferentes estructuras de precios, tal y como existen en el sector de las telecomunicaciones, por ejemplo, una cuota mensual fija que permita un consumo sin límites, o un precio variable que difiere según las condiciones del mercado. No obstante, existe mucha incertidumbre sobre los nuevos modelos comerciales que se van a desarrollar.

La demanda ahora es pasiva y en el futuro podrá ser interactiva (p.ej. variando la demanda) porque existirán incentivos y herramientas para que eso sea así, como por ejemplo vender excedentes de la generación distribuida. Pero, hasta ahora, los consumidores no han mostrado mucho interés en ser activos. Un gran reto será el desarrollo de nuevos modelos de negocios, mercados y regulaciones que faciliten la participación y convenzan a los consumidores que tienen sentido ser más activo. En concreto, los agregadores de demanda y las comunidades de energía tendrán un papel importante, y la tecnología que facilita la participación del consumidor también.

La planificación y la operación suponen hoy que la generación es flexible y puede corresponderse con una demanda incierta, mientras que en el futuro será al revés: la gran mayoría de la generación será inflexible y no despacha-

ble, mientras que la demanda ofrecerá una fuente de flexibilidad al sistema. Los consumidores tienen un recurso importante que pueden utilizar para reducir la factura de la luz. Los mercados tendrán que adaptarse para fomentar esta flexibilidad.

El control y el despacho ahora están ahora controlados desde el centro (el Operador del Sistema) y en el futuro Internet y la digitalización permitirán la descentralización del sistema eléctrico. Esto podría cambiar de forma sustancial la gobernanza del sector, dando a la demanda una influencia relevante sobre la seguridad de suministro y el *mix* de recursos energéticos, dos temas que hasta ahora han sido controlados por el gobierno y el Operador del Sistema.

La red va a pasar de ser un conducto neutro a ser un actor inteligente, que compite con otras fuentes energéticas. Además, la red va a tener que adaptarse a un sistema con volatilidad tanto en el lado de la oferta como en el lado de la demanda. En este nuevo contexto, puede ser importante que el Operador del Sistema —que elige entre diferentes fuentes de energía y de flexibilidad— sea independiente del dueño de la red.

1.4. *Consecuencias: el marco tiene que reflejar la nueva realidad*

El marco actual no refleja la revolución económica y tecnológica del sector eléctrico y no es adecuado para permitir que el sector cumpla con el papel que tiene que jugar según la estrategia europea y la lógica económica. En concreto, el nuevo marco tendría que solucionar nueve problemas fundamentales.

1. *El mercado eléctrico está roto.* Para minimizar el coste del sistema y garantizar la seguridad de suministro de un sistema descarbonizado, es esencial que los mercados ofrecen señales eficientes. En la actualidad, sin embargo, el mercado mayorista está roto. Los gobiernos de la UE y muchos otros países apoyaban a la penetración de las energías renovables con tarifas y garantías; flujos económicos fuera del mercado. Inicialmente, esta penetración no afectaba de forma notable a la operación del sistema eléctrico ni a los precios de mercado porque las cantidades eran pequeñas. No obstante, con una penetración más alta, estas energías con costes marginales cerca de cero presionaban a la baja los precios mayoristas y las cuotas de las centrales convenciona-

les, en particular las de gas natural y carbón. Como consecuencia, las centrales convencionales no eran rentable y los dueños insistieron en recibir pagos adicionales para mantenerlos abiertos o para invertir en nuevas. Dado que estas centrales eran y son necesarias para respaldar las renovables, muchos gobiernos introdujeron mercados de capacidad u otros pagos para evitar el cierre de las centrales e incentivar la construcción de nuevas centrales. En resumen, en un sistema donde la generación es una actividad en régimen de competencia, los gobiernos intervinieron primero para promover las renovables y luego para asegurar la rentabilidad de las centrales convencionales. El resultado fue la ruptura de la lógica del diseño original del mercado «solo energía», base del mercado europeo de la electricidad. Son los gobiernos, y no los mercados, quienes dan las señales para la inversión y garantizan su financiación.

2. *Costes, precios y fiscalidad desmotivan la descarbonización.* España tiene precios eléctricos residenciales entre los más altos de la UE, en gran parte por la importancia de los impuestos y los cargos que financian las políticas gubernamentales, entre otros para promover las energías renovables. Impuestos y cargos representan aproximadamente la mitad del precio residencial. Como consecuencia, la electricidad —cada vez menos contaminante— se hace menos competitiva con los combustibles fósiles en los mercados finales, en particular el transporte y la calefacción, desmotivando la descarbonización vía electrificación. Además, los precios eléctricos altos impactan sobre todo a los más desfavorecidos y a las industrias electro-intensivas. Aunque los costes de las renovables, coches eléctricos y bombas de calor están bajando, el coste total del sistema puede seguir subiendo. El nuevo marco tendría que conseguir que los costes del sistema energético sean los mínimos necesarios y que los precios finales (incluyendo impuestos y cargos) no desmotivan la descarbonización via electrificación.
3. *El concepto de seguridad de suministro está cambiando.* La expresión «seguridad de suministro» se refiere, sobre todo, al margen de capacidad de generación firme por encima de la demanda en hora punta. Constituye una responsabilidad política la definición y el aseguramiento de este margen a través de políticas dirigidas a mantener suficiente capacidad de generación flexible y firme, que en gran parte depende, hasta ahora, de carbón y del gas natural importado. Con la penetración de energías renovables intermitentes, la seguridad de su-

ministro dependerá cada vez más de la coordinación dentro de sistema eléctrico descentralizado. Esta nueva visión de la seguridad se aprecia, también, en el Reglamento núm. 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE.

4. *La firmeza y la flexibilidad en el futuro serían diferentes.* La penetración profunda de energías renovables intermitentes va a cambiar las necesidades de firmeza y flexibilidad del sistema. Ahora la flexibilidad depende sobre todo de la capacidad de las centrales convencionales de subir y bajar su generación para responder a cambios predecibles e impredecibles, sobre todo del lado de la demanda. En el futuro, el lado de la generación será cada vez más impredecible y habrá que buscar nuevas fuentes de firmeza y flexibilidad, sobre todo del lado de la demanda, del almacenamiento, de la energía hidráulica y de nuevas centrales de generación con emisiones cero, posiblemente basadas en hidrógeno verde (vía hidrólisis con generación renovable).
5. *Los consumidores no son activos.* La digitalización y el desarrollo de recursos distribuidos tienen el potencial de cambiarlo. Por ejemplo, hoy los consumidores pequeños tienen pocos incentivos y casi ninguna capacidad de influir en el *mix* de generación del sistema, la seguridad de suministro o de ofrecer servicios de flexibilidad al sistema. Los gobiernos y los operadores del sistema deciden el *mix* y la seguridad de suministro a través de planes indicativos (generación) y vinculante (redes). En el futuro, la tecnología permitirá a los consumidores influir en su propia seguridad de suministro y en el *mix* de recursos que producen, consumen y venden al sistema. El sistema ya puede y debe permitir a los consumidores tomar decisiones que antes no podían. La tarea para el gobierno y para el regulador es diseñar mercados y regulaciones que den incentivos para que los consumidores tomen decisiones eficientes, y para que las empresas ayuden a los consumidores.
6. *Falta de solución para la firmeza a largo plazo.* Aunque la demanda flexible y las baterías pueden solucionar el problema de la intermitencia diaria de las renovables, será necesario encontrar fuentes de flexibilidad para solucionar el problema de la firmeza (semanas, meses). Es probable que los gases renovables sean una fuente de flexibilidad a largo plazo, o para respaldar la generación intermitente o para reemplazar la electricidad en usos finales, como la calefacción. También es

probable (aunque ahora es muy caro) que la electricidad renovable sea la base para producir hidrógeno verde, que puede ser almacenado y utilizado en muchas actividades, entre otras la generación eléctrica, el transporte, la calefacción y la industria. Será necesario un marco regulatorio adecuado para un sistema energético cada vez más integrado entre electricidad y gases renovables y para apoyar la I&D necesaria para fomentar nuevas soluciones.

7. *El marco regulatorio para las redes de distribución no es el adecuado.* Con la descentralización del sistema eléctrico y el impulso a la electrificación, el papel de las redes de distribución cambia. En vez de gestionar el flujo unidireccional de energías hacia los consumidores, el operador de la red de distribución tendrá que gestionar los flujos muy inciertos en diferentes direcciones y tendrá que apoyar el desarrollo de otras redes de servicios que necesitan acceso a la red de distribución. Este cambio requiere un nuevo marco para las empresas de distribución no sólo para incentivar la inversión y la operación en las nuevas condiciones, sino también para asegurar una separación adecuada entre actividades en régimen de monopolio y actividades en régimen de competencia.
8. *El marco regulatorio actual no promueve la eficiencia energética.* Según la Agencia Internacional de Energía, una mejora en la eficiencia energética podrá contribuir más que cualquier otra medida en la lucha contra el cambio climático. Ha habido mejoras de eficiencia energética en España, pero todavía estamos lejos de tener un marco adecuado para incentivar la eficiencia. Por ejemplo, la electrificación de transporte ofrece mejores sustanciales en eficiencia energética (el motor eléctrico es aproximadamente 4 veces más eficiente que un motor de combustión interna) pero el sistema fiscal actual no envía esta señal al consumidor. Para promover mejoras en la eficiencia energética, el marco tendrá que enviar señales de precio a los consumidores que reflejan los costes, incluyendo las externalidades medioambientales.
9. *No hay estrategia política para la innovación y para promover el desarrollo de nuevas industrias.* La transición energética necesitará innovación para resolver estos problemas, y también para aprovechar nuevas oportunidades que se abran durante la transición. Sin embargo, España no tiene una estrategia ni instituciones adecuadas para fomentar esta innovación como tienen otros países. Ya es hora de arreglar esto.

1.5. *Organización del nuevo marco a desarrollar*

En este nuevo contexto, es necesario revisar el marco del sector, posiblemente con una Nueva Ley Eléctrica. El «Equipo de Transición» (en él está el origen de esta publicación) analizó en detalle más de 20 temas que tendrían que revisarse para su inclusión en el nuevo marco regulatorio. Hemos sistematizado un resumen de este análisis en cinco «Temarios» y una nueva visión de la «Liberalización Verde».

Un primer mensaje es que la transición energética necesitará compromisos a largo plazo por parte de los inversores y esto requiere un marco político e institucional estable que justifique la confianza de los inversores y de la sociedad. El objetivo de crear un marco estable no es nuevo y vale la pena reforzar algunos elementos del marco actual. No obstante, hay elementos nuevos que destacar, en particular la Ley de Cambio Climático y la nueva legislación europea. Además, es importante que la legislación reconozca las grandes incertidumbres y que sea diseñada para responder de forma flexible a los cambios inesperados.

El segundo mensaje es que la regulación económica, como siempre, debe defender la competencia, proteger a los más débiles, solucionar los fallos de mercado y remunerar las actividades reguladas de forma eficiente. Además, en el nuevo contexto, también tiene que ser incentivadora de la innovación y ser flexible para responder a las sorpresas, sobre todo de tecnología. Podría implicar un cambio en las tareas del regulador y los recursos necesarios.

El tercer mensaje es que las redes y la operación eficientes del sistema eléctrico son esenciales para la transición energética. La organización de estas actividades y los incentivos de las empresas de red y operación deberían apoyar la descentralización y la descarbonización. Requiere reflexionar sobre la estructura empresarial y la regulación de las redes.

El cuarto mensaje es que los mercados eléctricos actuales corresponden a condiciones tecnológicas y económicas del siglo xx. Hoy resultan inadecuados y hacen falta nuevos mercados para el siglo xxi.

El quinto mensaje es que la transición energética dependerá mucho del respaldo social y de la participación activa en los mercados de los consumidores de todo tamaño. El problema es que los consumidores, sobre todo los

más pequeños, hasta ahora no han sido muy proclives a participar. Es esencial que la regulación y los mercados promuevan el desarrollo de nuevos modelos de negocio y de las tecnologías que faciliten y motiven la participación activa de los consumidores.

El último mensaje es que la legislación debería ser guiada por una visión que llamamos «liberalización verde» cuyo objetivo es aprovechar la competencia para acelerar y reducir el coste de la descarbonización.

Veamos a continuación con algún detalle el contenido de estos mensajes.

2. **Primer temario: estabilidad y flexibilidad a largo plazo, grandes líneas de política**

La transición energética requiere la descarbonización del sector eléctrico y de una gran parte del resto de la economía. Hay diversas estimaciones sobre las inversiones necesarias para conseguir la neutralidad de carbono. La estimación del Gobierno Español es que la inversión ante de 2030 puede rondar a los 240 mil millones de Euros, de los que el 80% sería de fondos privados. De esta cantidad, las renovables (para la producción de electricidad) y las redes eléctricas se llevarían la mayor parte. Según el Gobierno, el resultado de la transición para la economía sería positiva. Aunque se pueden debatir las cifras y la conclusión sobre el efecto económico, no hay ninguna duda que la inversión es sustancial, que la gran parte tendrá que venir de los mercados financieros privados y que es esencial minimizar el coste y maximizar el beneficio para la sociedad española.

Entonces, hacen falta inversiones significativas con modelos de negocio y una regulación que permiten recuperar la inversión al coste mínimo para la sociedad española. El *sine qua non* es un compromiso político amplio, creíble, de largo alcance que reduzca los riesgos y el coste del capital. Sin ello, o las inversiones no se harán o el coste sería mucho más alto de lo necesario para reflejar los riesgos. Es esencial crear, por tanto, un marco político, jurídico e institucional estable, a largo plazo y hacerlo cuanto antes para enviar las señales adecuadas.

No obstante, hay también que reconocer la enorme incertidumbre, en particular sobre las nuevas tecnologías disponibles y sus costes. En este con-

texto, es importante construir un marco que se pueda adaptar y en dónde haya instituciones que ayuden en entender los últimos acontecimientos científicos e industriales y los procesos políticos y regulatorios predecibles para hacer los cambios necesarios.

2.1. *Ley de Cambio Climático y Transición Energética*

Antes de resumir los temas directamente relevantes para una ley del sector eléctrico, vale la pena insistir en un elemento que es fundamental para el futuro del país: la Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Para dar confianza y dirección a los inversores y a la sociedad, la ley debe tener un apoyo político amplio, tanto a nivel nacional como a niveles autonómicos y municipales. Según los sondeos, hay un consenso amplio en España a favor de esa ley. No obstante, hay todavía mucho para debatir —especialmente en el Parlamento— sobre los detalles. Para conseguir un consenso amplio en el Parlamento, nuestra posición es que esta ley no debería entrar en los detalles de los diferentes sectores. Debería limitarse a los elementos más importantes. Estos incluyen la definición de los objetivos de reducción de emisiones, un mecanismo administrativo para asegurar que el país puede cumplir con sus objetivos (por ejemplo, los presupuestos quinquenales de carbono), un comité independiente y científico sobre el cambio climático que dé cuentas al Parlamento, una declarada preferencia por la neutralidad tecnológica y el uso de mecanismos de precios. Estas características de la ley se cumplen en la ley británica sobre cambio climático.

Una alternativa, que es el modelo que siguen actualmente los distintos borradores de ley en España, implicaría entrar en el detalle de cómo descarbonizar diferentes sectores energéticos. En nuestra opinión, este modelo tiene dos inconvenientes. Por un lado, es complejo y hace muy difícil conseguir un acuerdo con amplio apoyo político, social e industrial. Una ley con poco consenso no da suficiente confianza a los inversores, porque éstos pueden fácilmente imaginar que la ley misma cambiará con los gobiernos de turno. Aunque la flexibilidad en la legislación tiene sus ventajas, sería mejor que la ley esté diseñada justamente para permitir cambios en las prioridades sectoriales, los instrumentos y las tecnologías; algo que hace el modelo británico. Por otro lado, si el Gobierno consigue un amplio consenso político para una ley que intente estipular los detalles relativa a diferentes sectores, hay

riesgo de tener que hacer muchas concesiones para conseguir el apoyo de los diferentes intereses. La presencia en la ley de estos compromisos reduciría la necesaria ambición, pues los retos son variados y grandes.

2.2. *El Estado, el gobierno, el regulador y el mercado*

El primer tema a considerar en una nueva Ley Eléctrica es el papel del Estado, el Gobierno, el Regulador y el mercado en el nuevo sistema eléctrico. El marco europeo favorece el libre mercado para las actividades en régimen de competencia —la generación y la comercialización—. Pero en España hay un escepticismo hacia los mercados y una tradición de intervenir en ellos, incrementando los costes innecesariamente. Por interés social y el de los inversores, es importante aprovechar en lo posible los mercados y hacerlos funcionar, aunque los gobiernos hayan tenido y tengan un papel importante, entre otros el de configurar esos mismos mercados de forma que sean adecuados y se correspondan a las nuevas tecnologías. Tratemos de identificar las diferentes áreas donde el Estado debe estar activo y donde debe dejar que los mercados funcionen por sí mismos.

El marco europeo deja en manos de los gobiernos las decisiones más importantes, entre otros la planificación, la definición por Ley del modelo de regulación, la aprobación de objetivos y la fijación de las reglas y principios que deben presidir la actuación en el sector. Se puede justificar la intervención puntual cuando los mercados no funcionan y cuando hay prioridades más importantes, pero hay que definir una estrategia para volver cuanto antes a la lógica de la liberalización que preside el marco europeo.

Otro reto es asegurarse la separación entre política y regulación, aunque es inevitable que haya un elemento político en la regulación y que la regulación influye en las decisiones políticas. Debe asegurarse por Ley la separación. La misión de los Gobiernos y de los Entes reguladores es diferente. Al Estado le corresponden las decisiones estructurales: definición por Ley del modelo de regulación, aprobación de objetivos, fijación de las reglas y principios que deben presidir la actuación en el sector. Al Regulador le compete el desarrollo y la ejecución de esos principios y criterios de actuación definidos por la Ley; la regulación es, esencialmente, ejecución de Ley, con discrecionalidad técnica revisable por los jueces, control del que está exenta la decisión política. El regulador desarrolla y ejecuta las decisiones contenidas en la Ley mediante

la definición de actuaciones concretas que permitan el logro de los objetivos marcados por aquélla. La Ley definirá cómo y cuándo el Gobierno puede guiar al regulador en el desarrollo de la regulación, dejando claro que es éste el que tiene la responsabilidad de tomar la decisión final en las áreas que le han sido asignadas. Desde la Unión Europea se exige esta separación entre política y regulación. Además, la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER), responde a ese modelo (Reglamento núm. 2019/942, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019 por el que se crea esta Agencia).

Corresponde al Gobierno la adopción de las decisiones necesarias para que se cumplan los objetivos marcados por la Unión Europea en cuanto a descarbonización de la economía y cuotas de participación de las energías renovables en el conjunto del sistema. El nuevo Regulador es posible que tenga nuevas responsabilidades para apoyar la transición energética, por ejemplo, la regulación de la interconexión entre las redes de distribución y las otras redes de servicios (por ejemplo, redes cerradas), o el desarrollo y control de nuevos mercados, por ejemplo, de flexibilidad local. Aparte del objetivo actual del regulador de defender y promover la competencia y la protección del consumidor, el Gobierno tendría que decidir si quiere asignarle una nueva responsabilidad de impulsar y defender las energías limpias mediante el diseño y desarrollo de las medidas necesarias para la consecución de los objetivos de política energética marcados por el Gobierno. Eso sería un cambio de mucho calado; implicaría no solo recursos diferentes para el regulador sino también el riesgo de crear una confusión sobre la misión principal.

No se puede subestimar, sin embargo, la complejidad de separar regulación y política. Un ejemplo de la complejidad es evidente en la legislación reciente que otorga nuevas competencias a la CNMC. (Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural). De conformidad con las exigencias de la Unión Europea, el Gobierno transfirió varias responsabilidades (incluyendo la fijación de los peajes) a la CNMC. Eso abrió el debate sobre cómo la CNMC está utilizando esta competencia en las Circulares recientemente aprobadas

y hasta qué punto el Gobierno está dispuesto a ceder control a la CNMC. Otro tema muy sensible es la independencia de los vocales de la CNMC y el proceso de elección; aparte de la capacidad profesional de las personas, cuenta también el apoyo político y personal en este proceso; esto puede condicionar la independencia. Seguramente habrá también que debatir la futura estructura de la CNMC y mejorar su capacidad técnica y su acceso a información del sector eléctrico. Pero no basta con esta posible reasignación de competencias. En el nuevo orden hacia el que caminamos el regulador puede verse implicado en nuevas tareas que hasta ahora no ha desarrollado, pues se ha limitado a regular la competencia y controlar los precios. Es necesario discutir si el regulador tendrá nuevas responsabilidades para promover la descarbonización; y si no lo tiene, quién debería tenerlas y con qué recursos.

2.3. *Planificación, acceso a la generación, libertad de entrada (y salida), ayudas a la inversión*

Corresponde al Estado la planificación eléctrica. Tendrá por objeto prever las necesidades del sistema en inversiones de generación, transporte y distribución para garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los ciudadanos. Sin embargo, es cada vez más importante distinguir entre la planificación vinculante de las redes en régimen de monopolio y la planificación indicativa para las actividades en régimen de competencia con libertad de entrada, en particular la generación, la comercialización y nuevas redes de servicios específicos.

En España tenemos una experiencia no muy buena de la planificación vinculante y en cambio resulta beneficiosa la planificación incentivadora y reductora de incertidumbres, que facilita e incentiva la inversión. En algún caso, de modo excepcional y por procedimientos competitivos (p.ej. subastas de capacidad o de opciones de confiabilidad), la planificación puede llevar consigo una garantía de retribución, que haga viable la recuperación de la inversión, lo que entraña lógicamente el compromiso vinculante de quien asume esa actividad. Pero ello será siempre excepcional en actividades en régimen de competencia.

¿Debe el Estado asumir la tarea de decidir la generación necesaria, y la elección de las tecnologías a implantar?

Para responder a esta pregunta lo primero que hay que decir es que la política energética es una responsabilidad nacional de *cada Estado*, condicionada, claro está, al respecto a las libertades económicas, a la apertura a la competencia y a la política medioambiental que impone la Unión Europea, pero sin entrar a determinar ni condicionar en lo más mínimo la política de abastecimientos, el *mix* de energías primarias, la estructura y propiedad empresarial, las reservas estratégicas y las facultades de disposición sobre ellas y, en consecuencia, la seguridad de los abastecimientos, es decir, lo que constituyen parámetros definitorios de una política queda en manos de los Estados.

El Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, elaborado en España en 2020 constituirá sin duda una guía a seguir para los próximos Gobiernos. Ahora bien, este plan no tiene la misma significación ni el valor jurídico de la vieja planificación energética anterior a 1998. Este Plan de Energía y Clima no genera vinculación ni obligación alguna, ni responsabilidad para el Estado, ni para ninguna empresa. Es solo un compromiso moral y político, para adoptar las medidas que se consideren necesarias con el fin de lograr sus objetivos, sin que éstas hayan quedado precisadas en el Plan. Dichas medidas deberán ser adoptadas por los Gobiernos mediante el desarrollo de mercados y regulación adecuados y cuando sea necesaria, por la convocatoria de subastas, concursos, incentivos fiscales, precios de garantía, pagos por capacidad, ayudas al almacenamiento y otras que cada Gobierno impulse para el sector eléctrico y demás sectores finales de uso y consumo de energía.

Hay elementos nuevos a tomar en cuenta en la planificación. En primer lugar, la posible integración entre electricidad renovable y gases renovables (en particular la producción de hidrógeno vía electrolisis con electricidad renovable) sugiere que la posibilidad de planificar ambos sectores en coordinación. Este tema es muy debatido. Primero, el futuro de los gases renovables es muy incierto en este momento, mientras que el futuro de renovables eléctricos es bastante claro; se puede argumentar que no tiene sentido condicionar el futuro de las renovables eléctricos por algo todavía muy incierto. En segundo lugar, el desarrollo de hidrógeno verde introduce importantes complejidades porque las actividades de generación eléctrica y la producción de hidrógeno son actividades en régimen de competencia, pero la integración podría influir en el desarrollo de redes eléctricas y de gases para las que la planificación es vinculante. No obstante, pensamos que es un tema a considerar dado la potencial importancia de hidrógeno en el futuro sistema energético español y europea.

Otro cambio importante que afecta a la planificación es el papel del consumidor en la toma de decisiones sobre su propia seguridad de suministro y sobre el *mix* de energías que quieren comprar o producir. La planificación central y el nuevo marco tienen que tomar en cuenta la libertad de los consumidores de decidir por ellos mismos sobre estos temas.

Por último, destacamos la relevancia del desarrollo de nuevos servicios (como los puntos de recarga de vehículos eléctricos) y de las energías distribuidas. Estas actividades necesitan los servicios de las redes de distribución, pero también pueden competir con ellas, por ejemplo, ofreciendo servicios de flexibilidad que evitan nuevas inversiones en las redes de distribución.

Dicho todo lo anterior, hay que reiterar que el marco en el que en nuestro país y en la UE seguirá desarrollando la actividad eléctrica es el de la libre iniciativa empresarial salvo aquellas actividades que tengan carácter de monopolio natural, que estarán obviamente reguladas; en relación con estas últimas, en la medida que son necesarias para el servicio (garantía de suministro), la planificación es vinculante (artículos 2 y 4 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico).

2.4. *Modelo de retribución: ¿precios competitivos o costes reconocidos?*

A la hora de fijar los precios de los servicios energéticos, cualesquiera que sean, hay dos opciones posibles: 1) permitir el libre juego de oferta y demanda y dejar que los precios sean el resultado de la competencia en el mercado; y 2) acudir a una fijación administrativa de los precios mediante una tarifa impuesta a unos y otros por la Autoridad (Gobierno o Entidad Reguladora independiente) en base a los costes acreditados y reconocidos del generador, transportista o comercializador. Es una opción entre precios competitivos o costes reconocidos, con un amplio catálogo de fórmulas y metodologías con las que unos y otros se pueden calcular. En España hemos tenido experiencia de ambos sistemas en los términos y con los resultados ya conocidos.

De acuerdo con el modelo liberalizado adoptado en los años 90, la UE impone como obligación la retribución vía precios libremente fijados en mercados de energía competitivos (la generación y la comercialización). No obs-

tante, hay por lo menos cuatro circunstancias en que los precios libres no son adecuados. En primer lugar, en casos de monopolios naturales, típicamente las redes de transporte y distribución, en las que hay que introducir un sistema de regulación con incentivos (de varios tipos; desde luego, eficiencia, pero posiblemente también de apoyo a la descarbonización). En segundo lugar, en casos de abuso de posición dominante o prácticas anticompetitivas, la solución puede ser cambios estructurales o medidas correctivas impuestas por la autoridad de la competencia. Tercero, con tecnologías que no son por el momento económicas, pero que tienen futuro reconocido y prometedor (por ejemplo, el hidrógeno), puede ser necesario determinar un precio sin tener la guía del mercado. En este caso, existen mecanismos de mercado (por ejemplo, subastas) para determinar *ex ante* el precio. De cualquier modo, hay que evitar en lo posible la imposición de precios basados en coste reconocidos cuando se trate de sectores que pueden estar abiertos a la competencia. Con el Marco Legal Estable hemos visto en España la consecuencia de este tipo de regulación por costes estándares. No fomentan ni la innovación, ni la competencia, ni la eficiencia. Cuarto, el fallo de mercado más importante se debe a las externalidades ambientales, en particular el cambio climático. Los gobiernos pueden y deben intervenir para asegurar que los precios reflejan estas externalidades.

Por tanto, es de esperar que en la Transición el modelo de libre mercado sea mantenido y depurado como sistema de fijación de precios en todos los países de la Unión Europea, lo que no impedirá intervenciones de los Gobiernos en apoyo de las inversiones necesarias para lograr la descarbonización programada, mediante primas a la producción, pago por capacidad, cuando haga falta, protección de consumidores vulnerables, compras de energía garantizadas a un precio fijo o impuestos que eleven las tarifas por encima de su coste de generación. Ha sido y seguirá siendo difícil que los Estados dejen la energía en su totalidad bajo un sistema de precios libres.

2.5. *Fiscalidad energética-ambiental*

La Transición Energética requieren políticas fiscales que promuevan la eficiencia para minimizar los costes de la descarbonización y mantener la estabilidad financiera del país. Actualmente, el marco fiscal no está alineado con estos objetivos.

ENFOQUE FISCAL NO HOMOGÉNEO PARA EL SECTOR DE LA ENERGÍA

Las energías han sido históricamente gravadas en muy diferentes formas y esto ha sido relativamente fácil porque cada una estaba en su propio silo. En concreto, la electricidad no competía directamente con los combustibles fósiles en el sector de transporte y solamente lo hacía de una forma muy limitada en calefacción e industria. Sin embargo, hoy estas energías compiten más directamente y podrían en el futuro ser parte de un sistema integrado, como es el caso de hidrógeno verde. Todas las energías deberían enfrentarse a un marco de política fiscal homogéneo para evitar que los impuestos distorcionen la competencia entre estas alternativas y para asegurar que todas ellas se enfrentan a incentivos y señales fiscales (siguiendo el principio de «quien contamina paga») para conducir hacia la descarbonización. Una reforma fiscal medioambiental también debería ayudar a reemplazar los ingresos impositivos que se perderán como consecuencia de la descarbonización, especialmente del sector de transporte.

GRAVÁMENES EN LOS PRECIOS ELÉCTRICOS: DISTORSIONAN LOS MERCADOS Y DESALIENTAN LA DESCARBONIZACIÓN

Los «cargos» (gravámenes) ajenos al suministro eléctrico incluidos en las tarifas reguladas financian un variado número de objetivos políticos característicos de España incluyendo entre otros los siguientes: la política regional, la política industrial, la política de descarbonización y la recuperación del histórico déficit tarifario. Los impuestos y gravámenes equivalen a aproximadamente la mitad del precio promedio final para los consumidores de electricidad residenciales y una parte (en algunos casos muy importantes) del precio final para las pequeñas empresas y la industria. Incluir estos gravámenes e impuestos en las tarifas eléctricas crea por lo menos cuatro problemas. En primer lugar, causa un incremento de los costes de la electricidad para todos los consumidores, especialmente problemático para los consumidores más desfavorecidos. En segundo lugar, hace menos atractiva la electrificación del transporte, los edificios y la industria. Tercero, los gravámenes están incluidos en los componentes variables de las tarifas reguladas (de red y energía), lo que supone un incentivo no económico para la autogeneración. Esto alienta a los consumidores a invertir en energía solar en los techos de sus domicilios, cuando, en muchos casos, la inversión a mayor escala sería más económica. El resultado es un desperdicio de re-

cursos. Además, cuarto, este diseño tarifario implica que cuando los consumidores eligen la autogeneración, el sistema ya no recuperará parte de los gravámenes que están incluidos en las tarifas reguladas, lo que podría contribuir a la creación de un nuevo déficit tarifario o la revisión al alza de tarifas, afectando sobre todo a los menos favorecidos que no tienen la capacidad de invertir en autogeneración.¹

LOS PRECIOS DE CARBONO SÓLO INFLUYEN EN UNA PARTE DEL MERCADO DE ENERGÍA

En el sistema actual, los precios al carbono se aplican (a través del *European Trading System* o ETS) a combustibles fósiles usados en la generación de electricidad y en algunas industrias, pero no en el uso final de los combustibles fósiles en transporte, edificios y otras industrias. Tendría sentido económico y ambiental extender estos precios de carbono, por ejemplo, a través de un impuesto de carbono, a todos los sectores de la economía.

FALTAN SEÑALES ADECUADAS PARA PROMOVER LA INVERSIÓN EN LA DESCARBONIZACIÓN

El ETS de derechos de emisión y precios del carbono ha sido reformado y los precios son ahora mayores, pero este sistema de comercio ha potenciado la volatilidad y siempre existe el potencial peligro de un colapso en los precios. Dentro de este contexto, merece la pena considerar otras medidas de política fiscal adicional o políticas regulatorias complementarias para proporcionar mejores señales a largo plazo, por ejemplo, precios mínimos de los derechos de emisión y objetivos de reducción de intensidad de carbono en una gama de productos (como ya existen para el sector de automoción).

2.6. *Electrificación y descarbonización*

Hay consenso político europeo en que la electrificación es una clave para la descarbonización de las economías europeas, así como a nivel global. En particular, se espera una electrificación parcial del transporte, la calefacción y muchas industrias. Aunque es muy probable que la electrificación ayude en

¹ Más adelante en estas páginas, en la Sección 3.2, proponemos reformas para mitigar el problema de los cargos.

este sentido, es importante que esto no sea impuesto como única solución por los gobiernos, sino el resultado de la operación de los mercados, de regulaciones y sistemas fiscales bien diseñados para conseguir los objetivos políticos y ambientales a coste mínimo. En general, no se deberían fijar objetivos medioambientales por tecnologías.

Ello implica que todas las alternativas bajas en carbono tienen que competir y deben existir incentivos para innovar. Por ejemplo, el coche eléctrico debería competir con otras alternativas, incluyendo el coche de hidrógeno o el de combustible sintéticos; y la bomba de calor eléctrico debería competir con la calefacción basada en gases renovables como el biometano y el hidrógeno, con energía solar térmica y con el reciclaje de aguas sucias.

Sin embargo, la legislación debe reconocer la responsabilidad del gobierno de apoyar puntualmente a tecnologías e industrias prometedoras, como por ejemplo el vehículo eléctrico. El Gobierno debería también apoyar a la investigación y desarrollo de tecnologías más inmaduras, como el hidrógeno verde.

2.7. *Consumidores industriales*

Hay sectores industriales, en particular los electro-intensivos, preocupados por el coste de la electricidad y por las consecuencias de las políticas para luchar contra cambio climática. Ya el Real Decreto-ley núm. 20/2018, de 7 de diciembre, anunció la aprobación de un Estatuto de Consumidores Electro-intensivos, que aún no se ha aprobado (existe un borrador de febrero de 2020). La estrategia tiene que considerar varios instrumentos.

REFORMA DE FISCALIDAD

Se puede demostrar que las industrias españolas están perjudicadas por varios elementos del marco fiscal español. En primer lugar, el precio mayorista es más alto por una serie de impuestos (no medioambientales) introducidos en 2014 para paliar el problema histórico del déficit de tarifas; especialmente importante es el impuesto de 7% sobre la generación eléctrica. Se estima que estos impuestos incrementan en 10% el precio del mercado mayorista. En segundo lugar, los cargos (en la tarifa de acceso) pueden añadir otro 20% al precio eléctrico final a las industrias españolas. Estos cargos fi-

nancian varias políticas públicas. Aunque las grandes industrias paguen menos cargos (por kWh) que los consumidores más pequeños, es un coste importante para ellas, dados los altos volúmenes de consumo. En tercer lugar, según la legislación europea los gobiernos pueden compensar en parte el coste adicional del precio eléctrico (debido al precio de carbono) a las empresas que se enfrentan a un riesgo de «fuga de emisiones». Es decir, donde hay el riesgo de que las industrias pierdan sus mercados porque la producción pasa a países donde el productor no pague un impuesto equivalente al precio de emisiones de carbono europeo. La legislación europea permite los gobiernos dedicar (a esta compensación) hasta 25% de los ingresos de la venta de los derechos de emisiones de carbono. Hasta ahora, España estaba dedicando menos a estas compensaciones.

Hay un conjunto de posibles reformas fiscales a considerar, siempre reconociendo las necesidades fiscales del Gobierno y las restricciones sobre ayudas estatales. Primero, se podría eliminar impuestos no medioambientales sobre la generación. Segundo, sería oportuno considerar pasar los cargos a los Presupuestos Generales del Estado y/o repartirlos de otra forma. En tercer lugar, la legislación europea permite incrementar las compensaciones relacionadas con el precio de CO₂ para industrias sujetas a la fuga de emisiones. Cuarto, el Gobierno debería considerar otras reformas fiscales implantadas en otros países de la UE y que no implican ayudas estatales ilegales.

PARTICIPACIÓN EN TODOS LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

En los últimos años, las grandes empresas electro-intensivas han participado en las subastas de interrumpibilidad. Antes, disfrutaban de una tarifa interrumpible y pocas veces tenían que interrumpir su consumo. Desde la perspectiva de las autoridades de competencia, estas tarifas y subastas probablemente se veían como subsidios encubiertos. El Gobierno por su parte ha ido reformando las subastas para hacerlas más competitivas y reducir el coste resultante. Al mismo tiempo, el sistema eléctrico dependerá cada vez más de la flexibilidad del lado de la demanda. Las industrias electro-intensivas tienen el potencial de vender su flexibilidad en todos los mercados eléctricos, no sólo en las subastas de interrumpibilidad. Aunque los volúmenes en estos mercados cercanos al tiempo real (por ejemplo, los servicios de reserva terciaria y balance) son relativamente pequeños, los precios pueden ser

muy altos. Además, estos mercados fomentan no sólo la reducción del consumo, sino también su incremento cuando hay mucha energía renovable. La recomendación es que la industria electro-intensivo tenga el derecho a participar en todos los mercados eléctricos, especialmente los mercados de flexibilidad. No obstante, hay que reconocer que muchas industrias no quieren dejar de consumir electricidad a menudo porque su producción requiere continuidad.

ACCESO Y CONEXIÓN EQUITATIVOS

El Gobierno y la CNMC deberían asegurar que el régimen de acceso y la conexión a las redes ofrecen una prioridad equitativa, tanto a los proyectos desarrollados fuera de las subastas centrales como dentro de ellas. Una opción sería que la prioridad fuese la del primero en llegar, primero en ser atendido (*prior in tempore, potior in iure* o *first come first served*). Otra opción es que el Gobierno y la CNMC introduzcan subastas para asignar (y fijar los precios de) los derechos de conexión en puntos específicos. Subastas que tienen especial relevancia son para ubicaciones donde la demanda exceda la capacidad de conexión. En cualquier de estas alternativas, el Gobierno y la CNMC deben mejorar los mecanismos para evitar la especulación en los derechos de conexión, por ejemplo, con una regla (*use it or lose it*, en inglés) más efectiva, según lo cual el dueño de un derecho de acceso pierde este derecho si no se lo utiliza en un plazo determinado (breve).

ESTRATEGIA INDUSTRIAL

El cambio climático plantea una variedad de desafíos para las industrias, y también ofrece oportunidades. Nuestro análisis de los desafíos y las oportunidades nos lleva a la conclusión de que el gobierno debería desarrollar una estrategia industrial que promueva la innovación y la inversión orientada a lograr las metas gubernamentales respecto al desarrollo industrial durante la transición energética. La estrategia debería: (a) aprovechar la ventaja de las fortalezas de España e integrar esas fortalezas con las industrias, por ejemplo, fomentando la integración de la generación solar con la penetración del coche eléctrico; (b) enfrentar sus debilidades, especialmente a través de un cambio hacia los servicios y alejándose de las tecnologías que dependen de los combustibles fósiles; (c) apoyar la transformación industrial hacia

el uso de las energías renovables, por ejemplo mediante PPAs, con incentivos fiscales; (d) proteger contra la fuga de carbono, por ejemplo con compensación de los costes indirectos del incremento de precios del EU ETS y la introducción de aranceles europeos (*border tax adjustments*) para limitar la importación de productos de países sin protección medioambiental; (e) alentar un sistema eficiente de integración entre sectores energéticos, especialmente entre gas descarbonizado y electricidad (por ejemplo, producción de hidrógeno vía electrolisis) cuando esto tiene sentido económico; (f) aprovechar oportunidades de colaboración público-privado, especialmente en el I + D + i; y (g) asegurar una transición justa para aquellas industrias, trabajadores, comunidades y consumidores que se ven afectados negativamente por la transformación.

La estrategia debería ser tan neutralmente tecnológica como sea posible, proporcionando información sobre los objetivos políticos y estableciendo mercados y regulaciones que alienten las actividades industriales que sean coherentes con esos objetivos. Sin embargo, la dirección política y el apoyo financiero pueden ser necesarios (dentro de los límites de la legislación de la UE sobre ayudas estatales) para promover las tecnologías incipientes o industrias claves, como el desarrollo de una industria de baterías, la penetración de vehículos eléctricos, el desarrollo de gases renovables y la participación activa de los consumidores. En este caso, la estrategia debería asegurar que el apoyo político y financiero a esas tecnologías esté limitado en el tiempo y esté asignado de una manera que minimice los costes e involucre a los inversores para que tomen parte del riesgo y se comprometan con la innovación.

2.8. *Consumidores pequeños*

La digitalización y el desarrollo de recursos energéticos distribuidos hace viable una participación activa de los consumidores en los mercados eléctricos. Su participación puede ayudar a bajar los costes del sistema, además de sus propios costes de energía. Pero, con el marco actual (fiscalidad, regulación y mercados), las señales económicas que reciben los consumidores no son eficientes y no fomentan inversiones y decisiones que apoyan la descarbonización y la reducción de los costes del sistema. Al contrario, pueden llevar a un incremento de los costes del sistema, un tras-

paso de los costes a los consumidores menos favorecidos y ser una barrera a la descarbonización.²

El nuevo marco tendría no sólo corregir las señales económicas, sino también entender y bajar otras barreras para la participación activa. Entre otras iniciativas legislativas, hace falta apoyar el desarrollo de los agregadores y las comunidades ciudadanas de energía y comunidades de energías renovables, y fomentar la innovación de tecnologías de apoyo a la participación de los consumidores en la provisión de servicios de flexibilidad.

2.9. Políticas de innovación

La transición energética afecta a toda la economía. Tanto para aprovechar al máximo esta transición como para paliar los desafíos, hace falta innovación. No tiene sentido prever mejoras en la economía sin especificar las instituciones y los instrumentos que puedan hacer realidad estas previsiones.

En otros países, los gobiernos han creado organismos estatales para promover la innovación. En 2011, el Gobierno de Reino Unido creó una red de *catapultas* para promover la productividad y el crecimiento económico. La red cubre diferentes actividades prometedoras, incluyendo, entre otras, los sistemas energéticos, la digitalización y las energías renovables. Cada *Catapult* reúne empresas, científicos, investigadores, especialistas e ingenieros para transformar ideas con gran potencial en nuevos productos y servicios. En los EEUU en 2005, con el apoyo de los líderes de los dos partidos políticos principales, el Gobierno creó **ARPA-E** (*Advanced Research Projects Agency-Energy*) para identificar los desafíos más urgentes para mantener el liderazgo en áreas claves de ciencia y tecnología, y de identificar políticas públicas pertinentes. Esta agencia, dentro del Departamento de Energía, sigue el modelo de DARPA, la agencia del Departamento de Defensa que creó sistemas de posicionamiento global (GPS), y elementos del internet. El Gobierno español debería considerar estos modelos y otros instrumentos para promover la innovación, especialmente relacionada con la transición energética y con tecnologías y servicios que tienen gran potencial.

² Ver David Robinson, *Prices Behind the Meter: efficient economic signals to support decarbonization*, Oxford Institute for Energy Studies, November 2019.

Otra idea a considerar es la de un «*regulatory sandbox*» (literalmente, «arenero» o «cajón de arena») para ensayar nuevos modelos de negocio, tecnologías, políticas sin las restricciones que puede imponer el marco regulatorio actual. La idea es promover la experimentación a una escala pequeña para aprender. Esta idea es cada vez más aceptada en otros países y nos parece un modelo que el Gobierno Español debería considerar.

3. Segundo temario: regulación económica

Una vez definido el marco para crear la estabilidad política, fiscal e institucional necesaria, es esencial diseñar regulaciones para la transición. Por supuesto, el regulador independiente tiene que seguir con sus tareas tradicionales, en particular la de defender la competencia, proteger a los más débiles, solucionar los fallos de mercado y remunerar las actividades reguladas de forma eficiente. En el nuevo contexto, podría tener otras tareas también, en particular diseñar mercados y tarifas de distribución para integrar la energía distribuida, incentivar la inversión en centrales renovables y flexibles que no pueden recuperar sus costes en el mercado y regular los aspectos económicos y de seguridad relacionados con la digitalización del sector. Es importante que la legislación defina bien sus responsabilidades al respecto.

Hay que añadir otro elemento a la regulación: la flexibilidad del marco y la previsibilidad del cambio. Es muy difícil conocer de antemano las tecnologías, modelos de negocio o las preferencias de los consumidores. La regulación tiene que estar abierta a la experimentación y la adaptación, especialmente en el contexto de la digitalización del sector. Sin embargo, no debería la regulación ser «sorpresa» para los inversores. Es importante que el regulador tenga los recursos humanos adecuados, el acceso a la información necesaria y los procesos (tiempo suficiente para que todos puedan participar) para introducir cambios de forma predecible.

La demanda de electricidad era, hasta hace poco rígida y la generación flexible, capaz de equilibrar ésta en todo momento y en cualquier lugar. Con la penetración masiva de energías renovables intermitentes, la generación es cada vez más impredecible y dependiente de las condiciones meteorológicas. Alguna generación, especialmente los ciclos combinados (CC) e hidroeléctrica (almacenamiento en estanque y bombeado), está bien adaptada para propor-

cionar firmeza y flexibilidad en el lado de la oferta. Pero los CC's no son una solución a largo plazo (por razones económicas y ambientales) y los recursos hidroeléctricos existentes son limitados y, los nuevos, caros. Otras fuentes de generación flexibles y descarbonizadas, como el hidrógeno, son inciertos y relativamente caros por el momento. Por eso, hay que buscar una flexibilidad adicional mediante la respuesta de la demanda (consumiendo más o menos, dependiendo de las señales de precio) y con el apoyo de otros recursos energéticos distribuidos, especialmente baterías y generación propia. Y esa podría ser también una tarea del «nuevo» regulador.

3.1. *Poder de mercado y «price caps»*

Siempre ha existido una preocupación acerca de la posibilidad de que las grandes empresas eléctricas abusasen de una posición dominante para incrementar los precios de la energía, tanto en los mercados mayoristas como en los mercados minoristas. No obstante, no hay evidencia definitiva que las empresas realmente hayan abusado en este sentido. Con la penetración de las energías renovables, con la generación distribuida y las nuevas tecnologías para gestionar la demanda, el poder de mercado potencial se ha reducido y el argumento a favor de regular los precios se debilita. Para fomentar la inversión y el consumo eficiente, sería mejor que los precios fuesen libres. No obstante, siempre habrá casos concretos donde la fijación de los precios (vía *price caps* u otro control) tenga sentido, en particular para los negocios de redes que gozan de un monopolio natural y también para la energía en zonas donde no existe más que un operador. Además, siempre las autoridades de la competencia tienen que estar vigilantes ante el posible abuso, sobre todo si el gobierno decide confiar en los mercados en vez de favorecer la intervención. Para poder vigilar de forma efectiva, habrá que reforzar tanto la capacidad técnica de las autoridades de la competencia como su derecho a conseguir la información necesaria.

3.2. *Precios y tarifas regulados*

La CNMC fija los peajes para tener acceso a las redes reguladas y el Gobierno determina los precios finales para pequeños consumidores (menos de 10 kV contratada). En ambos casos, es necesario considerar reformas.

TARIFAS DE ACCESO

Existen dos componentes esenciales del régimen económico: peajes que cubren el coste de las redes, y «cargos» que financian políticas públicas. Como consecuencia del cambio legislativo en enero de 2019, la CNMC tiene responsabilidad de fijar los peajes, pero es el Gobierno el que fija los cargos.

La CNMC ha establecido una nueva metodología para fijar la estructura y el nivel de los peajes eléctricos en la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Aunque esta circular supone una mejora sobre la situación anterior, cuando no existía una metodología transparente, la reforma es insuficiente por varios motivos.

Primero, como decimos, la CNMC no tiene autoridad de fijar los cargos (políticos), que es responsabilidad del Ministerio. La inclusión de estos cargos en las tarifas de acceso reduce la competitividad industrial y el poder adquisitivo de los consumidores residenciales. También desincentiva la electrificación y promueve el autoconsumo o la desconexión aun cuando no tiene sentido económico desde la perspectiva del coste total del sistema. De hecho, hay consumidores que optan por el autoconsumo como vía de «escape» a los elevados precios del suministro eléctrico. Esto lleva consigo una disminución de ingresos del sistema, lo cual puede suponer un problema agravado si se tienen en cuenta las inversiones de red que requieren los recursos distribuidos para su adecuada integración en el sistema. Igualmente, la configuración de los peajes de acceso (y los cargos) supone una falta de estímulo para la implantación de otros sujetos relevantes en el marco de la transición energética, incluyendo las redes de carga de los vehículos eléctricos.

Recomendamos, por tanto, una serie de reformas para paliar estos problemas. En primer lugar, aunque tenemos una metodología transparente, para fijar los peajes, hace falta una metodología también transparente para los cargos que se incluyen en las tarifas de acceso. En segundo lugar, el Gobierno debería decidir cómo mitigar los problemas derivados de incluir los cargos en las tarifas eléctricas. Debería trasladar la financiación de los cargos a los Presupuestos Generales del Estado y/o considerar alternativas para su recuperación, por ejemplo, con su reparto dentro del conjunto del sector ener-

gético. En tercer lugar, si la penetración de energías distribuidas reduce los ingresos del sistema eléctrico y pone en riesgo su sostenibilidad financiera, se debe establecer una *tarifa fija de «conexión»* para todas las instalaciones conectadas a la red eléctrica. Este tarifa debería incluir los costes reconocidos por la CNMC de las infraestructuras de red que no han podido recuperarse por los otros elementos de los peajes de acceso y los cargos de índole política. El Gobierno definirá tal tarifa fija de conexión para las diferentes categorías de consumidor.

Aparte de la metodología de fijar las tarifas de acceso, es importante asegurar que la remuneración de las actividades de red cumple con los siguientes requerimientos: i) permitir recuperar los costes fijos y variables de las redes; ii) permitir una retribución razonable de las redes de distribución, incluyendo incentivos adicionales para apoyar la innovación y la flexibilidad en estas redes (modelo RIIO en Gran Bretaña); iii) motivar la gestión eficiente de los recursos distribuidos y minimizar así los costes de inversión y operación de las redes; iv) incentivar de manera eficiente la entrada de nuevos operadores en actividades vinculadas a los recursos distribuidos y la movilidad sostenible; v) alinear la formación de tarifas integradas eléctricas con las medidas fiscales necesarias para promover una transición energética eficiente; y vi) permitir a los distribuidores una retribución adecuada por las inversiones acometidas por apoyar la flexibilidad y la innovación tecnológica previstas en la Directiva y el Reglamento sobre el Mercado Interior de la electricidad, de 2019.

PRECIO VOLUNTARIO AL PEQUEÑO CONSUMIDOR

Hay problemas con el precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC). En primer lugar, existe una preocupación sobre la insuficiencia del PVPC, que ofrece un margen de comercialización menor que el coste real. En segundo lugar, como cualquier tarifa de último recurso, el PVPC reduce el potencial mercado para nuevos servicios de comercialización y agregación porque desmotiva la participación de los consumidores en el mercado libre. Mientras subsistan momentáneamente en pie los PVPC u otras tarifas integradas reguladas, los poderes públicos deben arbitrar un calendario de eliminación gradual de estos precios o tarifas. Las tarifas integradas y reguladas serán únicamente de aplicación para aquellos colectivos en situación de vulnerabilidad, los *consumidores vulnerables*.

3.3. *Mecanismos de remuneración de capacidad*

Un tema de máximo interés es cómo financiar la inversión en centrales de generación firme y flexible, u otros activos (almacenamiento, respuesta de la demanda) que puedan respaldar las energías renovables intermitentes. En muchos países, la CE ha aprobado la creación de mercados de capacidad-disponibilidad. Los gobiernos que tienen estos mecanismos de mercado defienden ante la CE que los ingresos de los mercados de energías son insuficientes para financiar la inversión y que los mecanismos adicionales no implican una ayuda estatal ilegal.

Mientras tanto, España no tiene un mercado de capacidad, y muchos de los pagos administrativos que existían han sido eliminados. Un tema importante es decidir si tiene sentido introducir un mercado de capacidad, qué tipo de mercado debe ser, qué períodos puede cubrir y qué tipos de tecnologías pueden participar.

Dentro de la lista de alternativas a considerar, es necesario decidir cuál es el objetivo del gobierno, por ejemplo, si dejar que la competencia determine el precio y la tecnología sin restricciones o introducir restricciones, por ejemplo, mediante la diferenciación entre centrales nuevas y centrales existentes, y la aceptación o no de la participación de la demanda en los mercados de capacidad.

Sea cual sea el objetivo político, recomendamos que el gobierno considere diferentes mecanismos competitivos, en particular las subastas para asignar «opciones de confiabilidad», que han funcionado bien en otros países, incluyendo los EEUU, el Reino Unido y Colombia. En caso de querer introducir un mecanismo de capacidad, el Gobierno tendría que conseguir el visto bueno de la CE, de conformidad con las previsiones que, sobre mecanismos de capacidad, se contienen en los artículos 21 y siguientes del Reglamento núm. 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

En todo caso, es importante reconocer que la CE ve estos mecanismos como una distorsión del mercado energético y les aprueba siempre como una medida temporal. Sería oportuno estar considerando el nuevo diseño de mercado de energía para reemplazar a los mecanismos temporales.³

³ Analizamos este tema más adelante, en la Sección II de este libro.

3.4. Subastas centrales

Los gobiernos utilizan con frecuencia las subastas centrales (*Comprador Único*) para incentivar la inversión en energías renovables y para garantizar la seguridad de suministro. Hay un consenso internacional acerca de que las subastas son preferibles a los precios administrativos. Con las subastas, los gobiernos pueden asegurar la inversión que desean y los inversionistas pueden conseguir capital a un coste menor si la subasta garantiza un flujo económico seguro. Las subastas centrales son tan aceptadas que casi se las ve como necesarias.

Aunque son muy populares, las subastas tienen algunos inconvenientes⁴, sobre todo pueden implicar ayudas estatales y pueden enfriar la innovación procedente de inversión fuera del régimen de subastas. Por ello, es preferible no depender de ellas como única solución permanente, sino crear las condiciones en donde los mercados puedan ofrecer las señales necesarias para la libre iniciativa. No obstante, las subastas centrales (organizadas por los gobiernos) tienen un papel importante en determinadas condiciones, incluyendo las dos siguientes:

- a) tecnologías no económicas todavía y
- b) mercados rotos o inadecuados para atraer las inversiones necesarias.

Sin entrar en los detalles del contenido de los diferentes tipos de subastas, sobre la base de una experiencia internacional contrastada, exponemos a continuación algunas sugerencias para la organización de subastas en materias de seguridad de suministro, energías renovables y almacenamiento.

En cuanto a las subastas dirigidas a garantizar la seguridad del suministro, nuestra recomendación incluye los siguientes, suponiendo que el objetivo principal es de minimizar costes:

- a) Incluir todos los recursos disponibles para garantizar la energía firme (para atender la punta de demanda) y flexible (para poder ofrecer un respaldo a las energías renovables). Por ejemplo, deberían incluirse los siguientes recursos energéticos:

⁴ Ver Malcolm Keay and David Robinson, «The Limits of Auctions: reflections on the role of central purchaser auctions for long-term commitments in electricity systems», *Oxford Institute for Energy Studies*, April 2019.

- a. la gestión de la demanda (entre otras cosas, la interrumpibilidad), porque hace falta flexibilidad para subir y bajar el consumo,
 - b. la generación firme y flexible (con preferencia por aquella descarbonizada, en particular la hidroelectricidad, pero al principio puede ser necesaria la aceptación de combustibles fósiles),
 - c. el almacenamiento y
 - d. las interconexiones.
-
- b) Organizar la subasta de forma que permita la participación de todos los agentes del lado de la demanda y de la oferta, dentro de España y fuera: incluyendo por supuesto de los consumidores, probablemente a través de los agregadores.
 - c) Permitir la participación de nueva capacidad, así como de la capacidad existente que no esté recibiendo ningún subsidio o apoyo regulatorio, actualmente.
 - d) Subastar «opciones de confiabilidad», que implica que la fuente de fiabilidad recibe un *option fee* para estar disponible cuando el sistema lo necesita y un *strike price* cuando produce en condiciones de escasez (cuando el precio de mercado está por encima del *strike price* en el mercado de referencia).

En cuanto a los sistemas de apoyo a la electricidad renovable, dicha ayuda debe proporcionarse de forma que distorsione lo menos posible el funcionamiento de los mercados eléctricos. Para ello, cada vez más Estados miembros utilizan subastas para fijar el precio de la energía renovable y para elegir los que ganan contratos llamado «contratos por diferencia». Cuando el precio de mercado (o de referencia) es mayor que el precio fijo del contrato, el operador compensa el sistema; y cuando el precio de mercado (o de referencia) es menor que el precio del contrato, el sistema compensa al operador. Nos parece un modelo atractivo.

En cuanto a la regulación de estos sistemas de apoyo a la electricidad renovable, nos remitimos al texto de la Directiva número 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Finalmente, en cuanto a los sistemas de almacenamiento, existe una propuesta del gobierno (contenida en el PNIEC) para que se construya nuevo bombeo; en este caso, tendría sentido tener una subasta para elegir el bom-

beo y fijar el precio. Sin embargo, el tema es más complejo porque hay varias tecnologías de almacenamiento y el almacenamiento compite también con otros recursos del lado de la demanda y la oferta. Serían razonables estas dos posibilidades:

- a) Que haya subastas para diferentes tecnologías de almacenamiento. Esto podría tener sentido especialmente si las tecnologías no son todavía competitiva.
- b) Que el almacenamiento se incluya en las subastas para la seguridad de suministro y otros servicios y compite con otros recursos energéticos.

En cualquiera de estos dos casos, hay que reconocer una característica especial del almacenamiento, pues utiliza la red dos veces: una para comprar la energía y otra para venderla. Hay que reconocer el coste que imponen, pero no se le ha de penalizar mediante el cobro, por dos veces, del componente fijo para tener el derecho al acceso.

3.5. *Pobreza energética*

La pobreza energética es un problema eminentemente social. En este sentido, ni las causas que motivan que los consumidores se encuentren en situación de pobreza energética ni la solución para erradicarla se halla en el sistema eléctrico. Antes, al contrario, es un problema más amplio, que camina parejo con la evolución del número de ciudadanos que viven por debajo del umbral de la pobreza.

Con independencia de las medidas que los operadores, conjuntamente, con los gobiernos, ya sean autonómicos, locales o central, debieran arbitrar para aliviar el número de colectivos vulnerables, habría que comenzar resolviendo el problema de su financiación, que como política social debiera ser con cargo a los presupuestos públicos. Su financiación actual con cargo a los comercializadores introduce un elemento que distorsiona el mercado.

La defensa o protección de los consumidores constituye una política pública esencial en nuestra sociedad. Dadas las características de la estructura empresarial que opera en el sistema eléctrico, es lógico que las leyes contengan un conjunto de medidas para proteger a los consumidores. Junto a previsiones dirigidas a proteger a todos los consumidores de electricidad, existen

otras destinadas a los consumidores vulnerables o aquellos que padecen la pobreza energética, a favor de los cuales existen medidas adicionales de protección, como el bono social. Existe en España un régimen de bono social, que ha ido progresivamente adaptándose, hasta crear la figura del consumidor vulnerable severo, a quien (con razón) no se puede cortar el suministro, en caso de impago, de conformidad con el Real Decreto-ley núm. 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

El Gobierno defiende al consumidor vulnerable, mediante una reducción, en forma de bono social, del precio final de electricidad que han de pagar tales consumidores vulnerables. El Gobierno debería financiar éste, en particular los descuentos, con cargo al Presupuesto General del Estado.

4. Tercer temario: redes

El sector eléctrico depende de las redes eléctricas, especialmente la optimización del sistema eléctrico en su conjunto, incluyendo la planificación a largo plazo y la coordinación de la oferta y la demanda en cada momento. Más que nunca, el sistema eléctrico depende de las redes, incluyendo las redes tradicionales de transporte y distribución, y ahora unas nuevas redes comerciales, que podemos llamar «de valor agregado» o «de finalidad y uso específico» para la cobertura de servicios, por ejemplo, la recarga de los vehículos eléctricos, la atención a una Comunidad de consumo, una línea ferroviaria de alta velocidad, un ayuntamiento o un polígono industrial. Son redes locales o comarcales para fines específicos comerciales, que no tienen obligaciones de servicio público. Además, mientras antes se concebían las diferentes energías dentro de silos (electricidad para luz y electrodomésticos, petróleo para transporte e industria, y gas natural para calefacción e industria), ahora los silos están desapareciendo. Las energías no solo compiten entre ellas, sino también son complementarias, como por ejemplo nuevos sistemas de calefacción que utiliza gas natural y electricidad en bombas de calor híbrido. Un reto de la transición energética es concebir un nuevo sistema energética que combina la electricidad con otras fuentes energéticas limpias y que puede implicar una coordinación entre diferentes redes energéticas (electricidad y hidrógeno por ejemplo).

4.1. *Las redes: tipología, monopolio natural y redes comerciales*

Las redes están llamadas a desempeñar un papel muy relevante en la transición energética dado su carácter de infraestructura física esencial en la transmisión de la energía eléctrica. Como infraestructuras básicas, las redes deben enfrentar múltiples problemas, entre los que destacan el aumento de la potencia conectada y el aprovechamiento de los recursos distribuidos, el surgimiento de redes y subredes avanzadas de carácter limitado o los procedimientos de acceso y conexión. Para gestionar con éxito estos desafíos, las redes deben ser abiertas al uso general y conservar su carácter de actividad regulada por razón del interés público que representan. Asimismo, los poderes públicos deben estimular la implantación de nuevas instalaciones avanzadas que aporten valor añadido y contribuyan al cumplimiento de los objetivos de transición energética, de modo que el sector se abra a nuevos actores que pongan en servicio otras redes o subredes inteligentes comerciales.

Entre esos nuevos tipos de redes comerciales se encuentran «las redes de distribución cerrada», que tiene capacidad de reducir los costes económicos de la mediana y grande industria concentrada en ámbitos geográficos limitados. El Real Decreto-ley núm. 20/2018, de 7 de diciembre, autorizó al Gobierno a regularlas. Estas nuevas tipologías de redes comerciales pueden y deben convivir con las actuales redes de distribución, o sustituirlas si acreditan una gestión más eficiente. La «inteligencia de red» no debe monopolizarse. El caso de los servicios de recarga de vehículos eléctricos lo pone de relieve: si cada distribuidora desarrollase su propia tecnología, se haría imposible ofrecer el servicio en toda España, y no digamos a nivel paneuropeo. No se trata tan sólo de la compatibilidad de estándares, sino del aprovechamiento integral de las redes de postes de recarga. Liberalizada la comercialización de electricidad, las redes no pueden convertirse en un obstáculo para ensayar sobre ellas nuevas combinaciones de servicios.

Un tema importante a abordar es como incentivar a las redes de distribución para dar los servicios nuevos y para evitar dos tipos de potencial conflicto de interés. El primero es el conflicto entre el interés del sistema en su conjunto y el interés del propietario de la red. El segundo es el conflicto entre el interés del sistema y los intereses de todas las empresas afiliadas al distribuidor, por ejemplo, el comercializador y el agregador. Hay varios modelos a considerar, como la posibilidad de una regulación incentivadora de decisiones

que beneficien al sistema y nuevas fórmulas para integrar la operación del sistema de alta tensión con la operación del sistema de distribución.

Por todo ello, la Transición exige la libertad de implantación de redes comerciales que no pueden ser tipificaciones *ex ante*. Una planificación centralizada de todo tipo de redes no solo impediría la innovación y conllevaría graves riesgos de apostar por la tecnología inadecuada, sino también sería incompatible con la liberalización imperante en la Unión Europea de los sectores de generación, comercialización y consumo. Y no se diga que se planificarían sólo las infraestructuras; la planificación centralizada, quiérase o no, acabaría afectando al «*mix*» de generación y en todo caso llevaría a una planificación, al menos indicativa, del conjunto del sistema eléctrico.

4.2. REE: sus tres actividades

REE es transportista único (dueño de la red), gestor de la red de transporte (GRT) y Operador del Sistema (OS). La legislación española define con toda claridad que el OS será también el GRT. Pero ésta y la actividad de transportista son dos figuras y dos actividades distintas: una cosa es la operación del sistema vinculada a la ordenación del despacho, unida a la gestión de la red de transporte y otra es la actividad misma del transporte y el mantenimiento de la red, aunque sean hoy ejercidas por la misma entidad. Las redes de transporte de alta tensión son muy importantes para la transición energética. También lo es la operación del sistema, que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, tarea especialmente compleja en un sistema eléctrico con entrada masiva de renovables.

La incorporación masiva de energías de origen renovable intermitente exigirá el respaldo flexible de las centrales de combustibles fósiles que subsistan, así como, con carácter protagonista, de las centrales hidroeléctricas y los sistemas de almacenamiento que se vayan logrando. Pues bien, la red de transporte es la pieza esencial en el mantenimiento de la integración y la unidad del sistema, incorporando a él todas las fuentes de energía distribuidas conectadas a las redes de distribución. A la luz de las funciones que la LSE encomienda a REE en su doble función de OS y GRT, resulta artificial la distinción entre la operación del sistema y la gestión de la red de transporte; la energía no es almacenable en grandes cantidades y por tanto la operación

del sistema se vincula a la inserción instantánea de la energía, desde el momento de su generación, en la Red de transporte; ambas actividades se identifican, son inseparables porque son la misma cosa. Máxime después de haberse introducido el principio legal de transportista único. De hecho, las funciones están atribuidas por el artículo 30 de la LSE de un modo indistinto entre el OS y GRT. Es cierto que la Ley española permite (de modo excepcional) que algunas distribuidoras tengan en sus activos algunas redes de transporte secundario de electricidad, pero se trata de redes que, en el derecho europeo, podrían ser consideradas como redes de distribución (por eso, precisamente, pueden estar entre los activos de una distribuidora). De hecho, para el art. 30.1, de la LSE la operación del sistema es la misma cosa que la gestión de la red. En estos términos el debate tiene que ver con la separación de estos tres negocios y si existe un conflicto de interés dentro de REE que puede distorsionar la competencia o incrementar los costes del sistema en beneficio del propietario de la red de transporte.

Debe analizarse si son necesarias medidas adicionales para que en la planificación y en la operación llevada a cabo por el OS/GRT tenga en cuenta no sólo las necesidades de su propia red, sino también de otros sujetos implicados, como las otras redes conectadas, los generadores y los consumidores. Se trata de perfeccionar el marco regulatorio para que la expansión y la operación de la red responda a las necesidades del sistema en su conjunto, y, en particular, para que haya suficiente promoción de los nuevos servicios que favorecen la descarbonización y el interés del consumidor. La figura del ISO no goza de buen predicamento en la Unión Europea, y por eso parece que la senda de la reforma va a ir hacia un reforzamiento de la separación funcional, la adopción de medidas para evitar que el OS/GRT actúe no sólo en interés del transportista, sino también del sistema (y la transición energética) en su conjunto. Por ejemplo, el Gobierno podría considerar un nuevo código de conducta, murallas chinas más efectivas, mayor transparencia y reforzar la capacidad del regulador de controlar las decisiones del OS/GRT. Algunas de estas cuestiones son ya tenidas en cuenta por las siguientes normas aprobadas por la CNMC: a) Circular 2/2019, de 12 de noviembre, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural; b) Circular 4/2019, de 27 de noviembre, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico; c) Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se esta-

blece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; d) Circular 7/2019, de 5 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica; y e) Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Antes de llegar a una conclusión sobre las alternativas, recomendamos una revisión del marco institucional y la regulación de las redes (transporte y distribución) con la idea de apoyar su papel como plataformas. Se debería considerar la experiencia de las telecomunicaciones. En este sector, el dueño de la red ofrece y gestiona una plataforma de servicios y está obligado a facilitar el desarrollo de servicios nuevos por parte de terceros que necesitan acceso a la red. Se debe también considerar el modelo británico en que se ha creado una empresa independiente para la operación del sistema eléctrico. Aunque la nueva empresa tiene el mismo dueño que la red (National Grid), hay una separación empresarial y regulatoria que puede servir como modelo para regular REE.

4.3. *Movilidad sostenible*

La descarbonización exige electrificar la movilidad terrestre de personas y mercancías, esencialmente por dos razones: a) porque en el transporte rodado pueden producirse a corto plazo grandes reducciones de emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero); y b) porque en el entorno urbano y metropolitano es ya imperativo reducir el uso de motores que usen combustibles fósiles. Además, la electrificación del transporte rodado ha de realizarse con energías limpias, pues de lo contrario las emisiones de GEI continuarían a través de las centrales de producción de la energía eléctrica consumida.

La movilidad eléctrica requiere un enfoque nuevo para las redes comerciales de puntos de recarga. No se trata de crear aquí y allá unas instalaciones de recarga que puedan ir creciendo a medida que aumentan sus usuarios; lo que se necesitan son auténticas redes comerciales, conectadas a las redes existentes, muy tecnificadas de miles (o millones) de puntos de recarga, que se pongan al servicio del tráfico rodado y atiendan todos sus requerimientos.

I. Resumen de los cambios claves del sector eléctrico en la transición energética

El transporte de la energía para el abastecimiento de puntos de terminación de redes de recarga que estén alejados entre sí se realizará por las redes generales a tarifas de acceso regulado diseñado para un uso eficiente de estas redes.

Tales cambios en el transporte rodado supondrían un aumento considerable de la demanda eléctrica. Si la demanda crece en los términos previstos, ello va requerir una planificación, incentivadora de la inversión, lo que deberá extenderse a la extensión y rehabilitación de las redes reguladas de transporte y distribución a las que habría que reconocer el derecho a una rentabilidad razonable sobre los capitales invertidos.

Se están perfilando distintos tipos de redes de recarga, básicamente estos tres:

- a) **Una recarga lenta**, a completar en un mínimo de ocho horas, normalmente de noche en garajes domésticos, Requiere de 3.7 a 7.3 KW de potencia y permite aprovechar los horarios normales de detención nocturna de los vehículos.
- b) **Una recarga rápida** del 80% de la batería en 30 minutos, normalmente concebida para viajes que requieran períodos de descanso. Útil para centros comerciales y electrolineras. Requiere uno o varios postes de alimentación con potencia de salida mínima de 50 KW cada uno (usa corriente continua a 12 voltios).
- c) **Una recarga ultrarrápida** según lo que admita el vehículo, del orden de los 5 minutos de duración y potencias hasta 250 KW o más. De carácter un tanto exclusivo (la potencia empleada en un solo poste equivale a la utilizada por más de 30 viviendas).

La configuración jurídica nacional de estos nuevos servicios tendrá que seguir la nueva legislación europea. Ésta apuesta por la libre iniciativa empresarial, donde las empresas ofreciendo el servicio de recarga tienen el derecho de acceso a los elementos de la red de distribución que precisen y los gestores de las redes de distribución no participarán en la provisión de estos servicios de recarga, excepto en casos excepcionales. Según el artículo 33 de la Directiva 2019/944,

1. ... 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.

2. Los gestores de redes de distribución no poseerán, desarrollarán, gestionarán o explotarán puntos de recarga para vehículos eléctricos, a excepción de aquellos casos en los que los gestores de redes de distribución posean puntos privados de recarga únicamente para su propio uso.

Según el mismo artículo 33, las empresas de distribución eléctrica debe tener el derecho de desplegar redes de recarga solo si «no se haya concedido a otras partes el derecho de poseer, desarrollar, gestionar o explotar puntos de recarga para vehículos eléctricos, o no hayan podido prestar esos servicios a un coste razonable y en tiempo oportuno».

Para un despliegue de las redes para la movilidad eléctrica, recomendamos un marco que incluye estas características. El servicio de recarga se organizará a partir de dos servicios: 1) el de recarga domiciliaria y garajes colectivos; y 2) el de recarga en carretera. Para ambas categorías: a) las energías que utilicen deberán ser preferentemente renovables, carentes de emisiones de GEI; b) deberán poder conectarse e interoperar con otras redes y con todo tipo de vehículos que usen estándares europeos debidamente certificados; c) mantendrán en todo momento elevados niveles de seguridad, con consideración especial de las redes generales con las que se conecten y las personas que operen los puntos de recarga individuales; y d) deberán atender a todo usuario que demande sus servicios, siempre que disponga del conector estándar apropiado y abone el precio correspondiente.

5. Cuarto temario: mercados eléctricos

En el sector eléctrico, los mercados no aparecen de forma espontánea. Han de ser construidos. Los mercados actuales fueron diseñados para las condiciones tecnológicas y económicas del siglo pasado. Están caducos y necesitamos nuevos diseños del mercado energético mayorista y nuevos mercados locales, aptos para el siglo XXI.

5.1. *Nuevo diseño del mercado eléctrico*

Un tema especialmente importante es el nuevo diseño de los mercados de energía. Ni la CE ni ACER (coordinador de los reguladores europeos) apoyan los mercados de capacidad como un instrumento permanente. Prefieren mercados de «solo energía» y ven los mercados de capacidad como una fuente de distorsión de aquél. Por eso ven los mercados de capacidad como un instrumento temporal. Ahora bien, no parece factible volver al mercado que se diseñó para un parque de generación del siglo pasado. El gran desafío será el diseño de un nuevo mercado de energía que refleje las tecnologías del siglo XXI, en particular la energía renovable intermitente y las fuentes de energía firme y flexible para respaldar la energía renovable. Los nuevos mercados de energía tendrán que reflejar también la descentralización territorial del sector y, en particular, la importancia de la energía distribuida. Será oportuno, por tanto, no sólo considerar el diseño de mercados de capacidad, sino también los futuros mercados de energía, modificados en varios aspectos.

Por la importancia de este tema, hemos preparado un capítulo separado, dentro de este estudio⁵ sobre los problemas relativos al mercado de energía actual y como solucionarlos. En particular, proponemos un enfoque con «dos mercados»: uno (como el mercado actual) para centrales firmes y flexibles y otro para energías renovables (intermitentes) con costes variables próximos a cero. La idea no es introducir un mercado nuevo hoy, sino tener una idea del diseño a que nos dirigimos y empezar la transición hacia ello.

5.2. *Mercados de flexibilidad locales*

La penetración de las energías renovables intermitentes ha cambiado fundamentalmente el papel de la generación y la demanda en el sector eléctrico. En todos los sistemas eléctricos, la oferta y la demanda deben coincidir en cada momento. Hasta hace poco, la generación era flexible y la demanda no. Ahora y en adelante, la generación será volátil y dependerá de las condiciones de sol, viento y lluvia. Afortunadamente, los consumidores están ahora en una mejor posición para proporcionar flexibilidad adicional al sistema, mediante la respuesta de la demanda (consumiendo más o menos dependiendo

⁵ Ver a la Sección II.

de las señales de precio) y con el apoyo de otros recursos energéticos distribuidos, especialmente baterías y generación propia. Entre otras recomendaciones, proponemos el desarrollo de mercados locales en donde los consumidores (y sus representantes) pueden ofrecer su flexibilidad a los operadores del sistema de distribución y reformas de la fiscalidad, las tarifas de acceso y los mercados principales para incentivar el desarrollo de la flexibilidad. No es cuestión de favorecer una fuente de flexibilidad o de intervenir en su operación, sino de asegurar que todas las fuentes pueden competir para ofrecer los diferentes servicios necesarios. Notamos el intento de OMIE y IDAE de diseñar mercados locales de flexibilidad para reducir la congestión de las redes de distribución, con participación en estos mercados de los recursos distribuidos.

5.3. *La energía hidroeléctrica*

Un sector clave para el futuro, que podría experimentar también cambios sustanciales, es la energía hidroeléctrica. El futuro de su gestión y su compensación es muy debatido. El debate es relevante no sólo por la importancia de la energía hidráulica en el sistema eléctrico español, sobre todo con la penetración de las energías renovables intermitentes, sino también porque requiere una aclaración del papel del mercado y del Estado en el futuro sector eléctrico descarbonizado. Es un tema complejo y no podemos entrar aquí en los detalles, pero resumimos primero lo que significa la hidroelectricidad en España y luego los dos temas más debatidos: la gestión y la retribución.

España tiene una gran capacidad hidroeléctrica con una potencia instalada de casi el 20% del total y una producción que oscila entre el 10 % (años secos) y el 20% (años húmedos) de la total producción española, con presas y embalses distribuidos por todo el territorio nacional. Tiene por ello una gran capacidad de respaldo de las energías renovables y de garantía de suministro, lo que levanta continuas polémicas sobre su régimen de explotación y las modalidades de retribución, así como el modo de abordar las limitaciones de desarrollo que actualmente ofrece el agua en España. Además, los caudales disponibles son muy desiguales entre unos años y otros y entre unos meses y otros del mismo año, por lo que el riesgo de su gestión —es decir, la decisión de turbinar o no el agua— es siempre elevado, tanto para el titular de las centrales como para el sistema en su conjunto, porque en la medida en que se reducen los caudales disponibles, se reduce su contribución a la segu-

ridad de suministros. Finalmente, la titularidad de las centrales está muy desigualmente repartida entre las empresas; se haya concentrada en dos grupos (Iberdrola y Endesa) que suman más del 82% de la potencia instalada y más del 80% de la energía hidráulica producible. De ambas, Iberdrola supone más del 50% de la potencia y más del 51% de la energía producida.

En cuanto al modelo de gestión se debate entre dos sistemas posibles. El primero, el actual, es una *gestión privada y singular de las centrales hidroeléctricas por su titular*, que la lleva a cabo en función de los objetivos económicos de la empresa (maximización de beneficios). En este sistema, el Operador del Sistema coordina con el Operador del Mercado para optimizar el sistema en el muy corto plazo. Sus defensores argumenten que la optimización privada según este modelo garantiza el uso óptimo de los recursos hídricos también del conjunto. Enfatizan que la energía hidráulica compite con otras fuentes de energía en todos los mercados de energía y servicios, que la legislación europea apoya este modelo y que esta misma legislación restringe la intervención del Operador del Sistema en los mercados. Además, notan que las centrales hidroeléctricas son la base de los mercados de reserva terciaria y secundaria. En resumen, no vean motivo para una gestión y retribución distinta a la de otras tecnologías. Sin embargo, sus detractores mantienen que este sistema no toma en cuenta las exigencias de la garantía de suministro en el futuro y que la optimización privada permita la generación de flujos de caja cuando los necesiten, no necesariamente en el interés de la sociedad.

El otro modelo es de *gestión centralizada y pública del conjunto de las centrales hidroeléctricas, por el gestor del sistema eléctrico*⁶. Sus defensores argumentan que opera en función, no solo de la mayor eficiencia en el uso del agua (minimizar los costes de la empresa y aumentar su beneficio) sino también de las necesidades del sistema (disminuir los precios de la energía y garantía de suministro), siguiendo las instrucciones que, a la vista de las necesidades de cobertura de la demanda, imparta el operador del sistema para las reservas hidráulicas. Sus detractores niegan que haya evidencia que este modelo centralizado haya funcionado mejor que el actual en la optimización de los recursos hídricos en España y enfatizan los riesgos para los inversores en

⁶ Algo similar a este modelo estuvo en la primera versión del Anteproyecto de Ley sobre Cambio Climático y la Transición Energética, pero eso ha desaparecido del Anteproyecto.

el sector eléctrico de dejar el control en manos de un ente que puede tener incentivos de influir en el precio eléctrico con fines políticos.

En ambos modelos, la legislación debe asegurar que el Operador del Sistema tenga el derecho de intervenir en casos de emergencia, es decir dar instrucciones sobre el uso de los recursos en el interés de mantener la estabilidad del sistema. Sería importante que la legislación sea precisa sobre cuáles son las condiciones que constituyen una emergencia, como se resuelve la emergencia y cuáles son las implicaciones para la remuneración. Donde puede surgir diferencias grandes es en la gestión en el medio o largo plazo. A continuación, identificamos cómo —empezando con el modelo centralizado o con el modelo actual— se puede imaginar un sistema mixto donde el Operador del Sistema tiene una responsabilidad para la seguridad de suministro.

En el sistema de gestión más centralizada, el papel del Operador del Sistema es garantizar el equilibrio del sistema también a medio plazo y con este fin, en el caso de la hidráulica, pueda impartir instrucciones a las empresas para establecer una reserva estratégica de caudales ante situaciones de crisis que se puedan producir. En estos casos, el OS puede fijar un umbral de seguridad por debajo del cual las empresas no deben ofertar agua sin su autorización. Esta reserva se constituye como una *obligación de servicio público* (reserva estratégica, en garantía de suministro) indemnizable por los ingresos perdidos como consecuencia de la explotación ordenada por el OS en relación con los que hubiera producido la explotación empresarial. Obviamente, el coste de la garantía del servicio debería ser asumido como un coste permanente del sistema.

Según este modelo, la gestión empresarial sigue como en el sistema actual en condiciones normales, es decir cuando hay suficiente agua para no estar por debajo del umbral de seguridad. Pero, hay que excluir la *curva de reserva estratégica*, esto es, el *nivel mínimo del embalse para mantener la garantía de suministro* del sistema. Si el OS impone el no vaciado y se produce luego el riesgo de vertido porque llueve más de lo previsto, el sistema debe pagar la pérdida de ingresos a la empresa afectada. Se trata por tanto de articular una vía mixta, combinada, de gestión empresarial bajo el control del OS en cuanto a la garantía de suministro. El riesgo de vertidos y la inutilidad, en este caso, de la energía perdida no es pequeño en España, por la irregularidad de las lluvias. Por ello, parece razonable y prudente concluir que el

que asuma la decisión debe asumir también la responsabilidad del pago de su coste, es decir, de la pérdida inútil de los vertidos o del mayor coste que el excesivo desembalse de caudales haya exigido.

En el modelo liberalizado, también tiene sentido considerar la creación de una reserva estratégica con un sistema mixto. En este modelo, las centrales hidroeléctricas compiten con otras fuentes de seguridad y flexibilidad. Por ejemplo, Colombia, que depende mucho más que España de la hidroelectricidad, utiliza mecanismos de mercado (subastas de energía firme) para seleccionar y compensar los generadores que pueden garantizar energía firme, con el objetivo de minimizar el coste de la seguridad de suministro. En sus subastas, Colombia hace competir la generación de diferentes tipos, incluyendo la energía hidráulica, las centrales térmicas y las renovables, cada uno con su propia medida de firmeza. El Operador de Sistema utiliza subastas para garantizar la seguridad de suministro a medio o largo plazo, pero son los dueños de las centrales (hidroeléctricas y otras) los responsables de mantener las reservas necesarias para cumplir con sus compromisos contractuales, falta de cual hay penalizaciones importantes. Es decir, los dueños de las centrales hidráulicas y de todas las otras centrales tienen la responsabilidad de cumplir con las obligaciones contractuales que resultan de las subastas.

Se puede debatir los pros y contras de los dos modelos mixtos. Como siempre, el diablo estará en los detalles. Pero el mensaje es que se debe considerar sistemas mixtos donde el estado y los actores privados tengan un papel importante.

En cuanto al sistema de retribución, es también un tema muy debatido. El gobierno actual parecía en un momento estar a favor de reducir la retribución de las centrales hidroeléctricas con el argumento de que ganan beneficios que les caen del cielo, y que los consumidores deberían beneficiar de la reducción. Este tipo de planteamiento es altamente peligroso pues genera una percepción muy poco favorable a la inversión, no solo en hidráulica, sino en el sector en general en España. Frente a tal planteamiento, hay otras medidas que se pueden adoptar para reducir las tarifas finales.

El análisis de este tema se debe basar en una cuestión fundamental y es la adecuación o no de un sistema de precios marginalista a la retribución de las hidráulicas. Los críticos del sistema actual plantean si se debe remunerar la energía hidráulica en base a costes auditados de las empresas (costes medios de generación), como antes de la liberalización, o en base a precios ofer-

tados y valores de mercado en cada momento. La respuesta que dan es que debe basarse en sus costes medios correctamente auditados por razones de justicia distributiva entre todos aquellos que, conjuntamente, contribuyen a la cobertura del sistema eléctrico como un «bien compuesto». Si éste funciona, a la postre, como si de una sola empresa se tratara y un mismo producto ofertado, sería injusto —dicen— que la generación hidráulica se remunerara siempre en base a los costes marginales más altos del sistema y a precios de mercado, cuando su coste variable es mínimo, obtenido además con un bien de *dominio público* como el agua, que es de todos (artículos 1 y 2 de la Ley de Aguas de 1985) y es un recurso prácticamente agotado en España.

Frente a tal planteamiento, los defensores del mercado, también para la energía hidráulica, entienden que, como en todo proceso de inversión, producción y venta de un producto o servicio en un mercado, el precio debe remunerar, no solo la cobertura del coste sino también la asunción de riesgos, que están muy presentes en la energía hidráulica; riesgos en la construcción de presas y centrales, algunos de gran dificultad y costes muy superiores a los inicialmente previstos; riesgos en la explotación con vertidos sin turbinar, asignación de agua para otros usos, descenso del nivel por filtraciones, y otros muchos; y riesgos por déficit de hidraulicidad, tan frecuente en España (periódicas sequías). Todos estos riesgos son muy reales y deben ser retribuidos por el precio de la energía en un régimen de mercado. Para que el precio de la electricidad refleje de forma adecuada su valor debe tener en cuenta *todos los componentes de su valor*, también en el caso de la energía hidráulica, cualesquiera que hayan sido sus costes. Así ocurre en todos los mercados: el que introduce una nueva tecnología o se arriesga a un largo proceso productivo, que estuvo siempre abierto a otros, obtiene durante algún tiempo unos beneficios extraordinarios como premio a su esfuerzo creador. Además, argumentan que casi todas las fuentes de energía en el futuro tendrían costes marginales muy bajos y no tiene sentido tratar a la hidroelectricidad de forma diferente por tener una estructura de costes de este tipo.

Si existen realmente —y si son medibles— esos «*extra profits*» una medida de recuperación para el consumidor sería una revisión del canon por el agua que todo concesionario debe abonar a la Administración concedente. Si se quiere operar sobre la base de un precio-valor de la energía hidráulica (en lugar del precio-coste) en un marco competitivo, dicha fuente energética debería abonar el precio correspondiente a la utilización del agua, un recurso escaso que hoy no tiene asignado precio o coste alguno acorde con

su valor (es decir, con la utilidad que produce). Este nuevo «canon por el uso del agua», que podría ser elevado, no debería configurarse como un ingreso de la Hacienda Pública (impuesto o tasa), sino que debe constituir, en razón a su destino, un *ingreso del Sistema Eléctrico*⁷, que sirva en último término para reducir la tarifa en beneficio del consumidor. Esto hay que dejarlo muy claro en la reforma futura de la ley del sector eléctrico. Ante el proceso de transición a un nuevo sector eléctrico en el que estamos embarcados, pudiera plantearse la revisión del modelo concesional y una nueva configuración de las subastas. Se trataría de diseñar un nuevo régimen en el marco de la Ley de Transición, de modo que las nuevas convocatorias de concursos de explotación de centrales hidroeléctricas se diseñen de forma que contribuyan al buen funcionamiento de un mercado eléctrico competitivo. Pero es importante distinguir entre las concesiones actuales y las nuevas. Es relativamente fácil defender un canon que refleja el valor del agua en una nueva concesión; todos entran en la subasta libremente. Introducir un canon adicional para quitar beneficios de los concesionarios actuales sería mucho más difícil de justificar y, como hemos dicho arriba, este tipo de planteamiento es peligroso si genera una percepción poco favorable a la inversión en el sector en general en España.

Este tema y la posible corrección del desequilibrio hidráulico con las modificaciones legales que ello supondría no pueden ser ahora objeto de explicación, pero serán abordados en una próxima publicación. Nos limitaremos ahora a resumir lo dicho hasta aquí con la siguiente recomendación: la gestión de las centrales debe corresponder, por tanto, a sus titulares que como es lógico tratarán de optimizar sus resultados en un mercado liberalizado como lo actual. No obstante, pueden darse condiciones que justifiquen, como último recurso y en situaciones de excepción, que el OS intervenga para gestionar el uso del agua en las centrales hidroeléctricas en garantía de la seguridad del suministro en el conjunto del sistema. También nos parece razonable introducir mecanismos competitivos para ga-

⁷ Una vez reviertan las concesiones existentes, se otorgarán mediante procedimiento competitivo nuevas concesiones para la explotación de los recursos hidráulicos como actividad de mercado: el *precio de la subasta* de su gestión en el que se computará el canon de uso para la producción de energía eléctrica debe configurarse asimismo como un ingreso del Sector (y no un ingreso del Estado); el adjudicatario compra esa posibilidad de gestión y luego se la «vende» (vía precios de electricidad) al consumidor; su beneficio dependerá del «valor añadido», de la eficiencia de su gestión.

rantizar la seguridad de suministro del medio o largo plazo, incluyendo centrales de todas las tecnologías capaces de contribuir a la seguridad del sistema. Finalmente, existen condiciones que justifican la intervención en la remuneración de estas centrales, especialmente a través de subastas en las concesiones nuevas.

5.4. *El almacenamiento de energía*

Factor decisivo de funcionamiento de los nuevos mercados eléctricos va a ser el almacenamiento de energía. Es evidente la necesidad de respaldar las energías renovables intermitentes. Este respaldo puede venir de cuatro diferentes fuentes: generación flexible, interconexión con otros sistemas, demanda flexible y almacenamiento. En España y por todo el mundo, el bombeo ha sido hasta ahora el principal sistema, por no decir el único almacenamiento a gran escala. De entre las múltiples tecnologías de almacenamiento, que ofrecen características diferentes, el bombeo, vinculado a la gestión de las presas en las que está establecido, es la que ofrece mayor capacidad de respaldo y se ha planteado por ello la posibilidad de que funcione como garantía del sistema en su conjunto y de la integración en él de las renovables⁸. El Gobierno ha sugerido la intervención del OS sobre el funcionamiento de tales instalaciones cualquiera que sea su propietario. Es un tema que debe ser analizado con cuidado pues obviamente una gestión centralizada de estas centrales de bombeo —y de la hidráulica en general— generaría una gran desconfianza en la inversión, si no está garantizado su nivel de retribución. Además, esta intervención podría generar desconfianza entre los otros inversionistas que dependen del mercado para su remuneración.

Sobre el almacenamiento ha quedado escrito ya lo esencial en el Libro Primero de este estudio. Solo resta señalar ahora que la toma en consideración del almacenamiento entre las actividades propias del sistema eléctrico se ha visto ya recogida en el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático de Febrero de 2019. Durante el mes de febrero de 2020 se volvieron a reto-

⁸ La primera versión del Anteproyecto de Ley sobre Cambio Climático y Transición Energética propuso la intervención del OS sobre el funcionamiento de tales instalaciones cualquiera que sea su propietario. Entendemos que la propuesta ha sido eliminado del Anteproyecto.

I. Resumen de los cambios claves del sector eléctrico en la transición energética

mar los trabajos para enviar el texto al Congreso y se terminó de elaborar un nuevo borrador.

En su Disposición Final Primera se dice:

«A los efectos de permitir el desarrollo de las actividades de almacenamiento y mejorar la gestión de la demanda, se modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en lo referente a la definición de los sujetos del sistema eléctrico.»

En el párrafo uno se lee:

«Se añaden los epígrafes h) e i) al apartado 1 del artículo 6 de la Ley 24/2013 (definición de los sujetos del Sector Eléctrico) con los siguientes dos nuevos sujetos:

«h) *Titular de instalaciones de almacenamiento*, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para generarla en un momento posterior en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

Todo ello sin perjuicio de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición, en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

i) *Los agregadores de demanda*, que son aquellas personas jurídicas que combinan múltiples cargas de consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en el mercado organizado o servicios al sistema.»

En cuanto a su retribución, el apartado dos de esta misma Disposición Final Primera añade lo siguiente:

«Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, ya sea directamente o a través de su comercializador o de un agregador, podrán obtener los ingresos que correspondan, por su participación, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.»

Finalmente, en su apartado tres, vincula el almacenamiento como instrumento destacado de gestión de la demanda y prescribe lo siguiente:

«Se modifica el apartado 1 del artículo 49 de la Ley 24/2013, del Sector eléctrico, que queda redactado así:

«1. Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.

Los consumidores y los titulares de instalaciones de almacenamiento, bien directamente o a través de comercializadores o agregadores de demanda, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción o gestión de la demanda de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.»

El almacenamiento debe ser tomado también en consideración a la hora de la planificación, tanto de la generación como de la transmisión (en alta o en baja), porque puede obviamente suponer una nueva oferta de capacidad o de extensión y ampliación de la red, que haga innecesarias otras nuevas inversiones. Es ésta una realidad que ha dado lugar al concepto de *Virtual Power Plant (VPP)*, definida como la agregación de diferentes fuentes de generación distribuida y de capacidades de almacenamiento que son controladas de forma centralizada. Agregación que permite establecer contratos en el mercado eléctrico y/o ofrecer servicios a los operadores del sistema como un único agente.

5.5. *La gestión de la demanda*

Otro elemento igualmente decisivo y configurador del nuevo mercado eléctrico va a ser la gestión de la demanda. En España, hasta ahora, la gestión de la demanda corresponde sobre todo a los consumidores muy grandes, que siempre han tenido la capacidad y el interés en gestionar su demanda para minimizar sus costes. Hasta 2014, estos grandes consumidores pagaban una tarifa baja por ser «interrumpible». Dicen que las autoridades de la competencia, en España y en la UE, sospecharon que estas tarifas ocultaban ayudas ilegales, y que las subastas de interrumpibilidad eran instrumentos para subsidiar a grandes empresas. Hay que estudiar los cambios que procedan en estas subastas. En particular y viendo la experiencia en otros países de la UE, los consumidores grandes podrían entrar en los futuros mercados de capacidad (y otros mercados de energía y flexibilidad), ofreciendo la gestión de su de-

manda como una fuente más de energía flexible, compitiendo con la generación flexible y otras fuentes, como el almacenamiento y las interconexiones.

La situación para consumidores pequeños también va a cambiar sustancialmente. Hasta hace muy poco, no tenían las herramientas ni los incentivos para gestionar su demanda. Ahora, es muy probable que empiecen a ser mucho más activos en su gestión, sobre todo con la ayuda de «agregadores» que pueden ofrecer grandes volúmenes de demanda flexible, compitiendo con otras fuentes de flexibilidad en verdaderos mercados de flexibilidad.

5.6. *PPAs y la inversión ‘merchant’ a desarrollar*

El Gobierno tiene previsto utilizar subastas para promover la inversión, especialmente en energías renovables. Dependiendo de subastas centrales puede implicar la existencia de ayudas estatales y una intervención que puede traer altos costes para los consumidores. Aunque hay condiciones que justifican las subastas centrales, es importante crear las condiciones para la inversión libre y para contratos que no dependan de las subastas ni de las decisiones del gobierno en cuanto a la tecnología, la ubicación y el momento de inversión. Por este motivo, recomendamos crear las condiciones que apoyen a la libre iniciativa. Nuestras recomendaciones incluyen: (a) limitar las subastas centrales a casos excepcionales (p.ej. para tecnologías no competitivas todavía); (b) desarrollar nuevos mercados (como el modelo de «dos mercados» que más adelante se explica) que ofrecen a los inversores una idea más clara de la formación de los precios en el futuro; (c) ofrecer un trato fiscal que favorezca la contratación bilateral en el caso de tecnologías renovables u otras, como baterías, que apoyan la descarbonización; y (d) asegurar que en cuanto a la conexión y los permisos se ofrece una prioridad equitativa a todos los proyectos, dentro o fuera del régimen de subastas.

5.7. *Supervisión y control de mercados*

Siempre ha existido una preocupación de que las grandes empresas eléctricas podrían abusar de una posición dominante para incrementar los precios de la energía, tanto en los mercados mayoristas como en los mercados minoristas. No obstante, ha sido muy difícil probar que las empresas realmente ha-

yan abusado en este sentido. Con la penetración de las energías renovables, la generación distribuida y las nuevas tecnologías para gestionar la demanda, el poder de mercado potencial se verá reducido y el argumento a favor de regular los precios se debilita. Para fomentar la inversión y el consumo eficiente, sería mejor que los precios fuesen libres. No obstante, siempre habrá casos concretos donde la fijación de los precios (vía *price caps* u otro control) tenga sentido, en particular para los negocios de redes que gozan de un monopolio natural y también para la energía en zonas donde no existe más que un operador. Además, siempre las autoridades de la competencia tienen que estar vigilantes ante el posible abuso, sobre todo si el gobierno decide confiar en los mercados. Para poder vigilar éstos de forma efectiva habrá que reforzar tanto la capacidad técnica de las autoridades de la competencia como su derecho a conseguir la información necesaria.

6. Quinto temario: activar la participación de los consumidores

La descarbonización eficiente del sector eléctrico requiere la participación activa de los consumidores, en particular a través del autoconsumo (incluyendo todas las energías distribuidas), la agregación y las comunidades de energía. La buena noticia es que ahora la digitalización permite una optimización de los recursos distribuidos.

6.1. *El autoconsumo y los recursos energéticos distribuidos*

Sin duda el factor de cambio más importante en el nuevo sistema de energías renovables es la gran dimensión que puede alcanzar la generación distribuida, el autoconsumo y otros recursos distribuidos. El sector eléctrico de muchos países será cada día más descentralizado, con mucha generación conectada a las redes de distribución en la que van a ser protagonistas principales los propios consumidores, organizados y activos en la gestión de la demanda. En particular, los consumidores finales, que producen y consumen su propia electricidad y venden los excedentes al sistema o a otros consumidores. Dependiendo del marco regulatorio, esta descentralización será más o menos activa. Hasta hace poco, el marco español penalizó la generación distribuida y el autoconsumo con lo que se llamaba «el impuesto del sol». No era un impuesto sino parte de una tarifa cuyo objetivo era evitar que el consumidor

(autoconsumidor) dejara de pagar los costes del sistema y los cargos políticos. Pero tuvo el efecto de disuadir la inversión en placas solares, entre otras tecnologías. El Gobierno actual ha cambiado la legislación, reflejando la nueva legislación de la UE, que pretende ofrecer un marco equilibrado a la generación distribuida y el autoconsumo. Un impulso normativo del autoconsumo se contiene en el Real Decreto-ley núm. 15/2018, de 5 de octubre, y en el Real Decreto núm. 244/2019, de 5 de abril. Eso va a tener implicaciones importantes —oportunidades y riesgos— para el sector eléctrico. En particular, va a implicar más inversión en las redes locales, nuevas «plataformas» de servicios a nivel local para el comercio de la energía generada y nuevas relaciones entre las empresas de red, los comercializadores, los consumidores y los «agregadores» (de la energía y la flexibilidad que compran de los consumidores para vender al sistema). Además, dependiendo del desarrollo de la legislación española sobre la venta de los excedentes de energía, es posible que surja un nuevo negocio comercial de compra/venta de energías al nivel local.

6.2. *Agregación y Comunidades de Energía*

A favorecer estos nuevos mercados van a venir dos realidades que implican la organización y coordinación de los consumidores, que les permitirá asumir un gran protagonismo en el sector. Estas dos realidades nuevas son la agregación y las comunidades de energía. Ambas actividades refuerzan la capacidad de los consumidores de participar en los mercados y competir con las empresas tradicionales. También apoyan la idea de colaboración social. Además, la agregación ofrece la posibilidad de fomentar la flexibilidad del consumo, beneficiando al consumidor y al sistema. Por otro lado, introducen nuevos riesgos, en particular para las empresas eléctricas actuales que pueden ver mermados sus ingresos. Porque en efecto, las comunidades de energía y los consumidores agregados pueden evitar el pago de algunos costes del sistema sin reducir estos costes. Es importante asegurar que la legislación en España enfatiza el lado positivo de estas nuevas figuras y que evita en lo posible los efectos nocivos.

Los agregadores son mucho más que una forma de instrumentar la integración de los pequeños consumidores en el mercado eléctrico. Por un lado, comprarán recursos energéticos de grandes y pequeños consumidores y por otro desarrollarán sus propios recursos distribuidos. Crearán así *Virtual Power Plants* (VPP) que pueden vender energía y servicios en los mercados organizados. Por

otro lado, pueden crear un nuevo modelo para el sistema eléctrico, restando protagonismo al sistema verticalmente integrado. En este sentido, pueden estar ofreciendo no solo comprar energía y servicios a los consumidores sino también venderles energía de otros consumidores del propio grupo que no la necesiten.

En resumen, la incorporación de las dos figuras en el sistema eléctrico —Agregador y Comunidad de Energía— ofrece potenciales beneficios. No obstante, su introducción puede dejar al descubierto algunas distorsiones actuales en el marco regulatorio y los mercados. Además, hay que reconocer que los agregadores podrían introducir un nuevo modelo de negocio que puede dejar «varados» algunos activos del sistema actual.

Del contrato de agregación, de la respuesta a la demanda, mediante agregación, y de las comunidades ciudadanas de energía, versa la Directiva núm. 2019/944, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE. La Directiva número 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, por su parte, versa sobre las comunidades de energías renovables. Ambas pueden agruparse bajo la denominación «Comunidades de Energía».

7. La nueva visión de liberalización verde

La «visión» que proponemos se corresponde con el modelo original de la liberalización, pero mejorado y adaptado a un sistema eléctrico descarbonizado, descentralizado y digitalizado. Reconoce, como el modelo original, los beneficios de la competencia efectiva en punto a los incentivos que ofrece para la innovación, la eficiencia, un mejor servicio y la reducción de precios para los consumidores. También, como en el modelo original, reconoce la responsabilidad del Estado y el Gobierno para todas las decisiones estratégicas, incluyendo el diseño de los mercados y del marco regulatorio y la definición de objetivos políticos de varias índoles.

Pero es diferente del modelo original de la liberalización en dos aspectos esenciales. En primer lugar, reconoce como objetivo la descarbonización del sector energético, empezando por el sector eléctrico que es la clave del arco. En segundo lugar, prima la participación activa y eficiente de los consumidores en el sistema, aprovechando los beneficios de la libre contratación.

Hoy, esta «visión» puede parecer contradictoria con la realidad de las cosas porque los gobiernos intervienen actualmente de forma exhaustiva en casi todas las decisiones claves del sector, en particular la inversión y la fijación de tarifas en actividades como la generación y la comercialización, teóricamente en régimen de competencia aunque a veces no muy real. La legislación europea y española reconoce la libre competencia como elemento clave del marco regulador, pero ésta se halla mediatizada por múltiples intervenciones del Gobierno. Y las intervenciones que trae consigo la lucha contra el cambio climático serán todavía mayores.

Ahora bien, sin menoscabar la importancia de la intervención gubernamental, el objetivo principal del modelo liberalizado, que es la eficiencia, sigue dependiendo de la defensa de la competencia, como precondition o requisito. La liberalización original intentó resolver el problema fundamental de los sistemas en los que los gobiernos tomaban las decisiones sobre la inversión, especialmente en la generación. Porque los gobiernos no asumen los riesgos económicos de sus decisiones, sino que pasan los costes de sus errores a los consumidores. En segundo lugar, son sensibles ante cualquier riesgo de cortes y tienden a sobre-dimensionar el sistema, también a costa de los consumidores. En tercer lugar, los gobiernos de turno pueden cambiar las políticas de forma radical, una práctica no oportuna en un sector con inversiones de muy largo plazo y altos costes de capital. España tiene desgraciadamente una larga experiencia de estas decisiones de inversión innecesaria que contribuyeron al enorme déficit de tarifa generado desde 2001 (más de € 26 mil millones) y la decisión de cambiar el marco para renovables, que motivó docenas de litigios por los daños económicos causados a los inversores (estimados en más de € 7 mil millones) con el cambio de política. Todos estos errores se pagan a través de peajes, cargos o impuestos.

Un apoyo para nuestra posición sobre el futuro del sector lo encontramos en las ideas de Profesor Alfred Kahn, una de las personas más eminentes por su contribución académica y práctica a la regulación y la liberalización⁹. Según el Profesor Kahn, la liberalización prospera cuando puede ayudar a bajar los precios; la condición esencial es que el coste marginal a largo plazo (de nuevas inversiones) sea menor que el coste medio del sistema actual. Al con-

⁹ Alfred Kahn es autor de *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, MIT Press, June 1988. También fue Presidente (*Chair*) de la *New York Public Service Commission* que reguló el sector eléctrico entre otros y Presidente (*Chair*) del *Civil Aeronautics Board* de los EEUU, dónde fue responsable por la liberalización de la aviación civil en los EEUU.

trario, cuando los costes marginales a largo plazo son mayores que los costes medios del sistema, la liberalización tendrá escaso apoyo político y social porque implicará un incremento de precios. Con esta perspectiva, se puede entender la intervención en el sector eléctrico de los últimos quince años en Europa. La Unión Europea (UE) quería descarbonizar el sector eléctrico y para conseguir este objetivo los Gobiernos ofrecieron ayudas financieras a unas renovables inmaduras y caras. Sin estas ayudas nadie habría invertido en esas tecnologías. Financiaron estas ayudas con cargos adicionales que incluyeron en las tarifas reguladas. Aunque estos cargos implicaban tarifas más altas, en España quisimos limitar el incremento de precios relacionado con la penetración de renovables caras, creando un déficit de tarifas que tendrían que pagar futuros consumidores.

Ahora las condiciones están cambiando a favor de la liberalización del sector. Por un lado, el desarrollo tecnológico está bajando extraordinariamente el coste de la generación renovable. Es cierto que hay costes adicionales para el respaldo, pero estos costes están también bajando. La penetración de las renovables también introduce nuevos entrantes en generación, rompiendo el tradicional oligopolio eléctrico, y creando con ello mayor competencia, presionando a la baja los precios. Un reflejo de estos cambios es la firma cada día más frecuente de contratos largo plazo (*Purchase Power Agreement, PPA*) entre empresas, construyendo nuevas centrales renovables y comercializando la energía a precios más bajos que los precios actuales en el mercado mayorista. Por otro lado, el desarrollo de las energías distribuidas y la digitalización están creando oportunidades para nuevos entrantes comerciales con nuevos modelos de negocio, por ejemplo, la agregación de energías distribuidas y su venta en los mercados eléctricos. En resumen, la descarbonización del sector eléctrico y la digitalización de la economía están contribuyendo a un cambio de paradigma económico, político y social que está impulsando la innovación. Estamos todavía al principio de este cambio de paradigma. Son evidentes la dirección y su potencial, pero su realización depende en gran parte de decisiones sobre el marco regulatorio, tal como examinamos en este estudio.

El desafío ahora es, por tanto, crear el marco que permita esa nueva «liberalización verde»; un marco europeo y español netamente favorable a la libre competencia en mercados bien diseñados, con legislación que apoye una transición energética eficiente, con el desarrollo de energías distribuidas y la participación activa de los consumidores en el mercado.

I. Resumen de los cambios claves del sector eléctrico en la transición energética

La planificación imperativa y vinculante debe mantenerse para las redes principales; y la planificación indicativa para otras actividades. El gobierno tendrá que intervenir para corregir los fallos de mercado, especialmente los fallos relacionado con el cambio climático. Pero el objetivo debe ser volver cuanto antes a la liberalización de las actividades formalmente abiertas a la competencia. En la nueva «liberalización verde», serán los consumidores y los inversores quienes determinen en gran medida el *mix* y las necesidades de capacidad, basando sus decisiones principalmente en señales de precios fijados en los mercados y en las tarifas de acceso a las redes. Será cada vez más difícil controlar el *mix* cuando millones de ciudadanos tengan la libertad de decidir sobre la inversión en energías distribuidas en sus propios domicilios. Además, los consumidores (o muchos de ellos) podrán decidir por ellos mismos, con ayuda de agregadores y comunidades energéticas, el *mix* y el nivel de seguridad de suministro que quieren, y lo que están dispuestos a pagar por ello. Por supuesto, el Gobierno siempre mantendrá la potestad de intervenir, sobre todo si los mercados fallan. Sin embargo, la idea es que el Gobierno abra espacio para que los consumidores expresen sus preferencias.

Esta visión no es realizable de un día para otro. No obstante, estamos convencidos que los principios originales de la liberalización tenían sentido y que los beneficiarios de una nueva liberalización verde somos todos, empezando por los consumidores. Entonces, la política de la transición energética debería dirigirnos en esta dirección para el bienestar común.

II

El mercado del futuro sistema eléctrico descarbonizado

El centro neurológico de un nuevo marco regulatorio será el mercado eléctrico. Hay un consenso en torno a que el mercado actual no es adecuado y ha comenzado un debate sobre cómo debería ser el nuevo diseño. Estamos lejos de un consenso, pero hay algunas alternativas sobre la mesa. En este apartado, se introduce el diseño actual del mercado eléctrico en países europeos, con sus defectos, se analizan algunas de las principales soluciones alternativas a estos fallos, y se ofrece una conclusión sobre las características de una solución adecuada¹⁰.

1. El mercado eléctrico original

El modelo de mercado eléctrico actual en los países Europeos es el sucesor natural del sistema eléctrico que existía antes de la liberalización de los años 90. El sistema antes de la liberalización suponía tecnología del siglo pasado, sobre todo basado en generación fósil y nuclear, y una estructura de monopolio u oligopolio. No daba importancia a las preferencias de los consumidores, ni a su capacidad de participar en el mercado. El debate en ese momento era cómo reflejar los costes de la industria en los precios, y cómo minimizar estos costes. Para minimizar los costes, las centrales entraban en un orden

¹⁰ Ver Malcolm Keay, «Electricity markets are broken – can they be fixed?», *Oxford Institute for Energy Studies*, enero 2016.

de mérito según su coste marginal (per kWh). En el Gráfico 1, los generadores están ordenados según su coste marginal, desde los más baratos hasta los más caros, y el precio marginal en kWh es el coste del generador más caro (Gen 12) aceptado para generar en este momento. Este modelo en principio ofrecía eficiencia de operación a corto plazo. Además, las tarifas podían ofrecer señales eficientes para el consumo, por ejemplo, con un componente variable (per kWh) más alto en horas o temporadas de máxima demanda. Pero estos precios marginales no eran necesariamente suficientes para recuperar los costes fijos; las tarifas tenían un elemento adicional de «capacidad» (per kW) para asegurar esta recuperación y evitar el problema de insuficiencia de ingresos («*missing money*»).

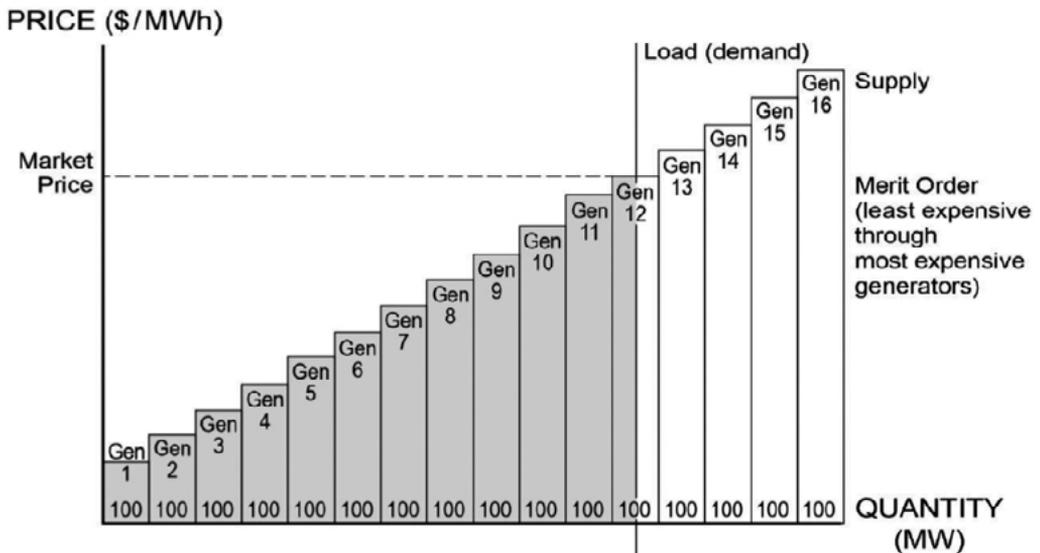
Con la liberalización, se adoptó un mercado muy similar, basado en el orden de mérito y un precio marginal del sistema (per kWh). Hay diferentes versiones, pero muchos de los modelos actuales han quitado el elemento de «capacidad» (kW) y dependen sólo del precio marginal (kWh) del sistema en el mercado de energía a corto plazo. En principio, el modelo «sólo energía» sigue promoviendo la eficiencia operativa y la posibilidad de enviar señales de precio eficientes a los consumidores.

Hubo varios problemas con el modelo «sólo energía». En primer lugar, siempre ha habido dudas sobre si este modelo permitiría la recuperación de los costes de inversión. Por ejemplo, en el gráfico, generador 12 recibe sólo sus costes marginales y generadores 13-16 no reciben nada en este momento. Aunque las centrales 1-11 reciben un margen por encima de sus costes marginales en este despacho, no saben si recuperarán todos sus costes de inversión durante la vida de las centrales. La recuperación de los costes fijos de todas las centrales depende sobre todo de la posibilidad de precios muy altos (más altos que el coste marginal de la mayoría de generadores) en momentos de máxima demanda. Este supuesto es problemático, sobre todo por la sensibilidad política hacia los incrementos de precio y la dificultad de distinguir entre un incremento que refleja las condiciones de un mercado competitivo o un comportamiento abusivo por parte de las empresas eléctricas.

Otro problema con el modelo era el enfoque casi exclusivo desde el lado de la oferta. No daba importancia a las preferencias de los consumidores, ni a su capacidad de variar el consumo. El precio marginal varía mucho (en particular por hora del día y por temporada) y sería lógico reflejar esta variación de costes en los precios para incentivar mayor consumo en horas y tempora-

das con precios más bajos. Eso se hizo para los grandes consumidores, pero no para la mayoría.

Gráfico 1
Orden de mérito hipotético



Source: Hunt 2002, p 134

2. Problemas con el modelo actual ante la descarbonización

Con la introducción de energías renovables, los beneficios del modelo son menos evidentes, y los inconvenientes son mayores. El problema fundamental es que las tecnologías nuevas no son consistentes con un modelo que supone centrales de generación con diferentes costes marginales y diferentes grados de flexibilidad. En particular, hay seis problemas.

1. *Falta de señales para la inversión.* El problema de «*missing money*» es peor que antes porque las centrales renovables están deprimiendo el precio marginal del sistema. Eso afecta a las centrales convencionales y a las centrales de renovables.
2. *Falta de señales eficientes de operación.* La mayoría de las renovables tienen coste marginal cero. Para estas centrales, no tiene sentido dis-

criminar entre ellas en un orden de mérito tradicional. Además, no son despachables y no tiene sentido imaginar un sistema en donde las centrales pueden estar despachadas en orden de precio. En la práctica, las centrales o reciben prioridad de despacho u ofrecen cero (o un precio negativo) para poder operar.

3. *Distorsiones de precio.* La mayoría de las centrales renovables recibieron pagos (garantizados por el gobierno) fuera del mercado eléctrico, por ejemplo, por *Feed in Tariffs* (FIT), contratos por diferencia (CfD) u otro tipo de garantía. Estos pagos distorsionan el mercado, causando «externalidades pecuniarias» porque reducen el precio recibido por las otras centrales. En un mercado normal, la reducción de precio llevaría a la salida de centrales, incluyendo las renovables, y los precios subirían. Pero este incremento de precios no se hace porque las centrales reciben dinero fuera del mercado y no salen del sistema. Estas distorsiones de precio también influyen en los precios finales.
4. *Falta de estrategia para terminar con los subsidios.* Cuando las centrales renovables funcionan tienen un efecto depresivo sobre el precio de mercado. Cuando no operan, los precios suben. Por este motivo, con el mercado actual, los gobiernos tendrían que seguir ofreciendo apoyo fuera del mercado para incentivar la inversión en estas centrales renovables. No hay una estrategia coherente para que sobrevivan sólo con ingresos de mercado cuando la penetración de renovables es muy alta (por ejemplo >70% de la generación como previsto en la PNIEC).
5. *Falta de optimización del sistema.* La política de apoyo a las centrales renovables es básicamente una decisión administrativa. No hay ningún motivo para confiar en que estas decisiones lleven a un *mix* de recursos óptimos, sobre todo cuando las decisiones se toman con prisa para cumplir con objetivos políticos a muy corto plazo (como cumplir con metas definidas por Bruselas).
6. *Falta de señales para que la demanda sea flexible.* Con la penetración de energías renovables intermitentes, es esencial tener mayor flexibilidad en el sistema. En principio, la demanda puede ofrecer flexibilidad, pero el mercado no ofrece señales adecuadas para incentivarla. Para empezar, los precios mayoristas están distorsionados por el motivo mencionado arriba (pagos fuera del mercado). En segundo lugar, los gobiernos añaden costes de política pública a los precios eléctricos, incrementando los precios, dando la impresión que la electricidad es más cara de lo que es y creando efectos distributivos regresivos. En tercer

lugar, la incertidumbre del marco y de los precios inhiben la inversión por parte de la demanda, por ejemplo, en equipos para reducir la demanda y pasar el consumo a horas de mejor precio. El gobierno reconoce este desincentivo a invertir en la oferta, pero no en la demanda.

3. Algunas alternativas para solucionar el problema

Existen varias propuestas para solucionar los problemas identificados. Se resumen a continuación tres de las propuestas más conocidas antes de presentar una alternativa.

- Mejorar el mercado actual.
- Planificación central (comprador único).
- Mercados de seguro.

3.1. *Mejorar el mercado «solo energía»*

No hace falta reiterar cómo funciona este mercado y cuáles son sus problemas. Hay tres propuestas de cambio para mejorar el modelo. La primera es dejar de subsidiar las energías renovables. Esto podría paliar el problema de pagos fuera del mercado que han tenido el efecto de «externalidades pecuniarias». Pero una decisión de dejar de apoyar las energías renovables podría implicar que no haya suficientes incentivos para invertir en ellos en el mercado actual. Por los motivos explicados, el efecto de la penetración de las renovables es la reducción de los precios en el mercado, especialmente en los momentos de producción renovable. Sin otros cambios del modelo, la consecuencia de dejar de apoyar las renovables es que la UE puede no cumplir con sus objetivos de penetración de estas renovables.

La segunda propuesta es la de permitir que los mercados de energía funcionen mejor, por ejemplo, al dejar que los precios en el mercado mayorista suban lo necesario para financiar las centrales convencionales y mejorar la integración de la demanda en el mercado. Algunas mejoras se contienen en la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Ambos cambios son coherentes y bienvenidos, pero no resuelven los otros problemas identificados, en particular el problema fundamental de «*missing money*». La sensibilidad política hacia precios altos de electricidad hace muy problemático un modelo que supone una libertad total de precios. La consecuencia del riesgo de la intervención para limitar los precios puede ser una falta de inversión en centrales firmes y flexibles.

La tercera propuesta es la introducción de mecanismos para remunerar la capacidad para solucionar el problema de «*missing money*». Esta propuesta está muy de moda y es popular con las empresas eléctricas que buscan alguna seguridad para la recuperación de costes. No obstante, esta solución es problemática por tres motivos.

Resistencia de la Comisión Europea y ACER. El modelo actual de «sólo energía» tiene el apoyo de la CE y de ACER. Un motivo clave para este apoyo tiene que ver con la convicción que es necesario para el mercado interior europeo. La CE y ACER ven la energía eléctrica como un producto homogéneo que permite la competencia efectiva entre operadores por toda la Unión. Su preocupación (razonable) es que cualquier mecanismo que remunere la capacidad distorsionará la competencia dentro de la UE porque los precios de energía se verán afectados. Por ejemplo, si un gobierno promueve mayor inversión a través de un mercado o pago de capacidad, la mayor oferta puede reducir el precio en el mercado de la energía en el país, permitiendo que los precios de energía de este país no reflejaran el coste total de esta energía. Otra desventaja es que cada país acaba teniendo su propio mecanismo para remunerar la capacidad, haciendo cada vez menos comparables los precios de la energía que se compran y venden en la UE. Además, desde la perspectiva jurídica y especialmente la política de competencia, el introducir mecanismos para remunerar la capacidad surge el problema de las ayudas estatales, para determinar si el mecanismo es una ayuda estatal legal o ilegal. En los últimos años, la Comisión ha aceptado varios mecanismos de capacidad nacionales, con salvaguardas para evitar ayudas estatales ilegales. No obstante, la Comisión siempre se refiere a estos mecanismos como temporales y sigue con la intención de encontrar una solución más duradera que no dependa de este tipo de mecanismo.

Sólo un parche. Los mecanismos de remuneración de capacidad podrían resolver uno de los problemas, pero son sólo un parche sobre un sistema cojo. Están enfocados en mantener la seguridad del sistema ofreciendo in-

centivos para mantener abierto (o invertir en) centrales que son flexibles y operan pocas horas. Pero no resuelven los otros problemas identificados. En particular, con la penetración de las energías renovables, los mercados «sólo energía» no ofrecen una salida a las ayudas estatales a las renovables.

Ignora la demanda. Cualquier mecanismo de remuneración de capacidad tiende a enfocarse en la oferta (la generación) más que en la demanda. Es cierto que la CE está insistiendo en que la demanda debería estar incluida en los mercados de capacidad que están aprobados. No obstante, la experiencia británica reciente demuestra lo difícil que es incluir la demanda en los mercados de capacidad, especialmente cuando se trata de la demanda de los consumidores pequeños.

En resumen, actualmente, el intento de mejorar el mercado «sólo energía» está en marcha, en particular en el paquete de legislación europea que salió en 2019, para solucionar el problema de inversión. Es necesario conocer bien el diseño de los diferentes mecanismos para remunerar la capacidad, porque España puede necesitar uno, y de introducir otras mejoras, como permitir mayor flexibilidad en los precios mayoristas y crear mercados locales de flexibilidad.

No obstante, el modelo «solo energía» no es sostenible a medio plazo (10-15 años). En particular, la Comisión no quiere aceptar los mecanismos de remuneración de capacidad como una solución permanente y las empresas no quieren depender de un mercado sólo energía, sin un componente que cubra sus costes fijos. Además, como hemos explicado, estos mecanismos no solucionan los otros problemas identificados, entre otros la participación de la demanda, la falta de señales de operación eficiente, la distorsión de precios y la falta de una estrategia para dejar de subsidiar las renovables. Hay que seguir buscando una solución para todos estos problemas.

3.2. *Planificación central y comprador único*

Una opción extrema sería la de abandonar la liberalización y volver a un sistema centralizado. Eso es compatible con el uso de mecanismos de mercado —en particular las subastas— pero pone la responsabilidad de decisión sobre operación e inversión en manos de una autoridad central, no del mercado. La lógica es que los gobiernos ya están dirigiendo la inversión, pero

crea tensiones con el mercado que deja de ser un instrumento eficiente. Una forma de evitar las distorsiones en el mercado es rebajar su importancia y dar explícitamente al gobierno y sus agentes (como REE en España) la responsabilidad de la planificación y operación de un sistema descarbonizado a coste mínimo. El gobierno podría superar los problemas asociados con la inversión determinando la cantidad y el *mix* de generación necesaria. Podría también introducir tarificación para promover una demanda flexible y facilitar la penetración de energías intermitentes.

De hecho, hoy no estamos tan lejos de la planificación central y un comprador único en varios países. Por ejemplo, desde hace muchos años, muchos gobiernos o sus agentes —en particular en los EE.UU. y los países sudamericanos— han estado utilizando subastas o concursos para garantizar suficiente «capacidad firme» para atender a la demanda en momentos de estrés para sus sistemas eléctricos. Más recientemente, casi todos los países europeos (y más de 70 países del mundo) están utilizando subastas para seleccionar los proyectos renovables y para fijar las condiciones económicas para estos proyectos. Y varios países, incluyendo Gran Bretaña, están utilizando subastas de «capacidad» para respaldar a las energías renovables cuando éstas no están funcionando.

El beneficio de una centralización es una mejor coordinación entre las diferentes actividades del sector (generación, transmisión y distribución) y reducir algunos costes de transacción. Además, podría ofrecer una visión a largo plazo y el estado podría aprovechar las subastas para promover la competencia y revelar los costes de las ofertantes. Tercero, con un buen diseño de subasta, el riesgo del inversor es menor y eso puede reducir el precio de las ofertas. En cuarto lugar, los inversores están acostumbrados ahora a las subastas y lo ven con buenos ojos porque los contratos les facilitan la financiación.

No obstante, el modelo centralizado es problemático por varios motivos. Para empezar, implicaría una pérdida enorme de eficiencia que ofrecen los mercados libres. Crearía una estructura monolítica que inhibiría la innovación y la flexibilidad.

En segundo lugar, introduciría presión política sobre la autoridad central e incrementaría los riesgos de errores costosos, entre otros motivos porque la autoridad central no asume los costes y los riesgos de sus decisiones puede pasarlos a los consumidores.

En tercer lugar, las autoridades centrales tienen una tendencia conservadora para evitar cualquier riesgo de suministro. Esto normalmente lleva a un exceso de capacidad y a un incremento de los costes.

En cuarto lugar, cuando el sistema está cada vez más descentralizado y la participación de los consumidores en la gestión del sistema es importante, hay un riesgo que el gobierno toma decisiones sobre la inversión que ignoren las preferencias de los consumidores y su capacidad de actuar (autogenerar, almacenar, cambiar su consumo, comprar coches eléctricos...).

En quinto lugar, algunas propuestas de centralización son incompatible con la legislación europea; en particular, aquellas en donde el operador del sistema planifica y gestiona directamente las centrales hidroeléctricas. Estas son incompatibles con la independencia del operador y su separación de las actividades en régimen de competencia, en particular la generación.

En conclusión, el modelo centralizado gestionado por los gobiernos es cada vez más una realidad, y se hace como comprador único. Hasta ahora se ha justificado como una intervención necesaria para facilitar la descarbonización. Pero parece una tendencia problemática por los motivos expuestos, especialmente por el impacto negativo sobre la eficiencia y la innovación.

El gran desafío para el estado es saber cuándo y cómo pasar mayor responsabilidad de toma de las decisiones fundamentales a los consumidores y otros agentes del mercado. Se puede mantener el control gubernamental mientras las tecnologías no sean competitivas. Pero cuando el coste de las tecnologías descarbonizadas disponibles llega a estar por debajo del coste histórico del sistema (sin mencionar los cargos), es difícil justificar que el gobierno sea un comprador único cuando los consumidores tienen alternativas más económicas que la de comprar al sistema. Antes de llegar a este momento, hay que definir e implantar un diseño de mercado que es compatible con un sistema descarbonizado y descentralizado.

Mientras estamos diseñando este nuevo modelo, es importante reconocer la realidad de la intervención actual y hacerla lo más eficiente posible. Por ejemplo, hay que distinguir entre mecanismos de intervención que promueven la competencia, como las subastas, y otros que son incompatibles con la competencia, por ejemplo, aquéllas donde el operador del sistema planifica y gestiona las centrales hidroeléctricas.

3.3. Mercado de seguros¹¹

Este modelo está basado en el mercado de «solo energía», y crea una capa adicional para asegurar suficiencia de capacidad. La idea principal es crear un mercado de capacidad que refleje las preferencias del consumidor en cuanto a la seguridad de suministro. Según el modelo, las compañías de seguros ofrecen a los consumidores políticas de seguros relacionadas con la seguridad de su suministro eléctrico. Con sus ingresos, las compañías de seguro financian las inversiones en generación y otras fuentes de energía (gestión de la demanda). Las empresas de seguros no garantizan la seguridad de suministro, pero tienen que compensar al consumidor si la seguridad es inferior a la contratada. Por este motivo, las compañías de seguros tendrían interés en financiar las inversiones oportunas para gestionar sus riesgos. Por ejemplo, puede ser que en algunas zonas haya consumidores muy sensibles a la seguridad de suministro y dispuestos a pagar mucho por ello. La compañía de seguro podría tener un incentivo para financiar inversiones en la zona (generación, almacenamiento, gestión de la demanda o redes) para gestionar el riesgo de un corte que tendría un alto coste de indemnización.

El atractivo del modelo es que permite seguir con el mercado de sólo energía y ofrece una forma de garantizar la capacidad, sin depender del control central del gobierno. Reconoce que, al principio, puede necesitar un «Asegurador del último recurso» que aparenta un comprador único. No obstante, este asegurador tiene la responsabilidad de ofrecer seguros a los consumidores y tomar decisiones sobre las necesidades de inversión según lo que los consumidores estén dispuestos a pagar por ella. Si lo hace mal, puede encontrarse con fuertes indemnizaciones a pagar a sus clientes. Con el tiempo, la idea es que habrá otras empresas aseguradoras (entre otras, las empresas eléctricas) compitiendo para ofrecer diferentes seguros a los consumidores.

El modelo tiene, sin embargo, varias inconvenientes. Primero, supone que los consumidores pueden dar un valor a la seguridad de suministro antes de comprar el seguro. Hará falta formar a los consumidores para que puedan entender lo que están comprando.

¹¹ Ver «Decarbonised Market Design: An Insurance Overlay on Energy-Only Electricity Markets», Farhad Billimoria and Rahmat Poudineh, *Oxford Institute for Energy Studies*, October 2018.

Segundo, el modelo es políticamente sensible porque supone que algunos consumidores tienen mayores derechos a la seguridad de suministro que otros. Para un producto esencial, es difícil imaginar que el gobierno deje en manos del mercado algo tan sensible. Probablemente el gobierno tendría que garantizar un mínimo de seguridad para todos, dejando abierto la posibilidad de comprar mayor seguridad de suministro, como pasa con varios sistemas de salud.

Tercero, sigue teniendo algunos de los problemas que hemos identificado con los mercados de energía con una penetración alta de energía renovable, incluyendo la falta de señales eficiente para la operación, la distorsión de precios, la falta de optimización a largo plazo y la falta de una estrategia para dejar de apoyar a las energías renovables.

En conclusión, parece un modelo interesante para el medio y largo plazo, especialmente porque introduce un mecanismo de mercado que no depende del gobierno para financiar la seguridad de suministro y porque intenta reflejar las preferencias de los consumidores. Algunas empresas eléctricas han mostrado su interés en el modelo y podría ser parte de una solución sostenible. No obstante, por sí sólo no resuelve muchos de los problemas identificados.

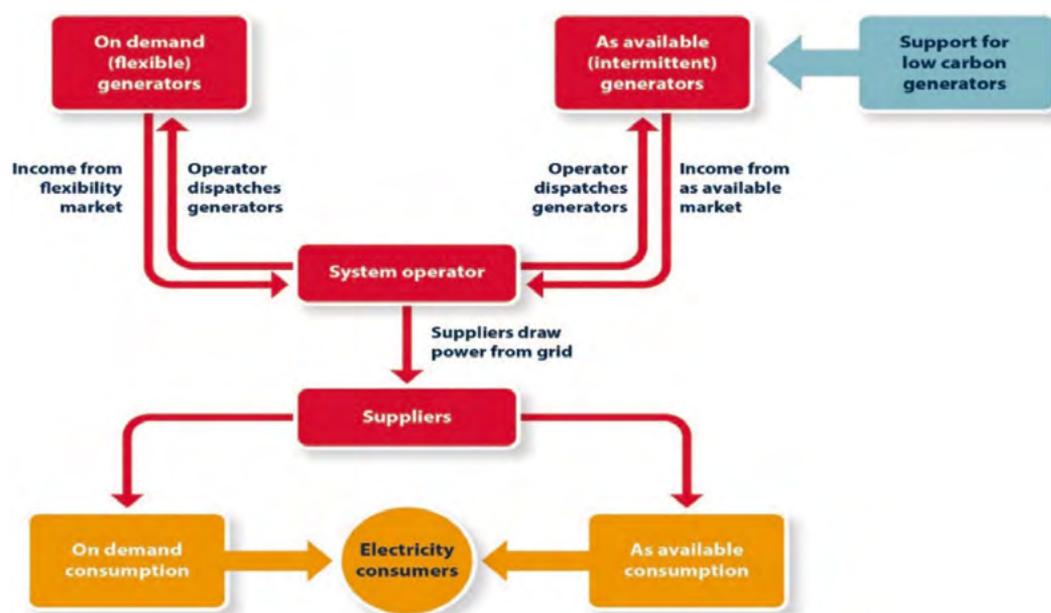
4. El enfoque «dos mercados»¹²

Este modelo (ver el Gráfico 2) crea dos mercados separados para diferentes tipos de electricidad, tanto para los generadores como para los consumidores. Un mercado es para la energía renovable intermitente como la eólica y el solar PV; este mercado se llama «as available» en inglés e «intermitente» en español. El otro mercado es para energía despachable; este mercado se llama «on demand» en inglés y «firme» en español aunque en realidad es de energía firme y producción flexible. Las centrales pueden elegir en que mercado operan. En general, los generadores despachables operarán en el mercado «firme», con despacho en orden de mérito y pagado como ahora al precio marginal en este mercado. En principio, las centrales renovables ope-

¹² Ver «The Decarbonised Electricity System of the Future: The Two Market Approach», Malcolm Keay and David Robinson, *Oxford Institute for Energy Studies*, June 2017. <https://www.oxfordenergy.org/wp-content/uploads/2017/06/The-Decarbonised-Electricity-System-of-the-Future-The-Two-Market-Approach-OIES-Energy-Insight.pdf>

rarían en el mercado «intermitente» cuando están disponibles y, por lo menos al principio, recibirían un precio que refleja el coste medio de este tipo de energía definido en una subasta. Como ahora, las centrales renovables (en el mercado intermitente) tendrán contratos o compromisos regulatorios de largo plazo que permiten tener un precio estable. Entonces, desde la perspectiva de la generación, este modelo no cambia de forma substancial el despacho ni la forma de cobro. Pero los precios mayoristas son diferentes en los dos mercados; el precio de la energía intermitente es fijo y el de la energía firme varía como en los mercados actuales.

Gráfico 2
Diseño orientativo del modelo «dos mercados»



Estos dos precios del mercado mayorista se reflejarán también en el mercado final (minorista). Los consumidores pueden seleccionar una combinación de energía intermitente y energía firme, cada uno con un precio diferente y con medición separada. El consumidor pagaría el precio de energía intermitente cuando las centrales renovables contratadas están funcionando y el precio de energía firme en otros momentos. Inicialmente —como ahora— es probable que haya algún apoyo económico del gobierno para hacer atractiva la energía renovable. Más adelante, con el incremento del precio de carbono

(que hace subir el precio de energía firme producido con gas o carbón) y con la reducción de los costes de las renovables, el apoyo económico a los renovables no sería necesario. Sería atractivo comprar la energía intermitente y limitar en lo posible la compra de la energía firme.

Este modelo tiene muchas ventajas y puede ayudar a solucionar todos los problemas identificados.

Señales de operación eficientes. Ofrece señales eficientes para la operación del sistema. Para las centrales firmes con generación flexible, sigue con la misma operación que el modelo original *'solo energía; es decir un orden merito según el coste marginal*. Para las centrales intermitentes, no cambia su funcionamiento, generan casi siempre cuando las condiciones meteorológicos los permiten, pero con el tiempo puede abrir la posibilidad de una mayor producción renovable (bajaría *«curtailment»*) con la incorporación en sus planes de operación del almacenamiento y una demanda flexible.

Precios no distorsionados. Quita las distorsiones de precio en el mercado firme (debido a las externalidades pecuniarias), permitiendo precios más altos en el mercado firme y con mayor variación.

Posibilita el fin de los subsidios a las renovables. Abre la posibilidad de terminar con el apoyo a las energías renovables cuando estas son competitivas, especialmente cuando los precios en el mercado de energía firme reflejan altos precios de las emisiones de carbono.

Motiva la inversión necesaria. La separación de mercado permite financiar la inversión en fuentes de energía (generación y demanda) firme y flexible porque quita la externalidad pecuniaria relacionada con la penetración de las renovables. Si de forma provisional hay que introducir un mecanismo para remunerar la capacidad en este mercado, no habría problemas en hacerlo. Para las centrales en el mercado intermitente, la inversión seguirá con el apoyo del gobierno hasta que sea económicamente viable.

Enfatiza el papel de la demanda. El modelo ofrece señales al consumidor acerca de la posibilidad de elegir entre dos alternativas fáciles de entender, así como incentivos de precio para maximizar el uso de energía intermitente. Se pueden imaginar nuevos mercados para incentivar a la gestión de la demanda, el almacenamiento, la generación distribuida y una cadena de productos y servicios para apoyar el uso de energía intermitente. Ofrece fuertes incentivos para desarrollar el almacenamiento por parte de la demanda y de descubrir las

preferencias de los consumidores. También ofrece la posibilidad de privatizar la seguridad de suministro; los consumidores pueden decidir por ellos mismos hasta qué punto están dispuestos a pagar por la seguridad (energía firme).

El gobierno puede considerar la optimización del sistema basado en un conocimiento de las preferencias de los consumidores, cuánto valoran la seguridad de suministro del sistema y su disposición a tener una demanda flexible.

Nuevos negocios. Abre la oportunidad de desarrollar varios otros servicios y productos eléctricos (coches eléctricos, electrodomésticos, almacenamiento) para consumir electricidad «intermitente», reducir el consumo de electricidad firme y ofrecer electricidad y servicios al mercado de energía firme.

No resuelve todos los problemas de inmediato. Al principio, requiere la intervención del gobierno para definir los dos mercados y la estructura de sus precios y para crear un sistema de balanceo bilateral (como en el sistema británico) para mantener separados los dos mercados. Cada mercado por separado tendría que tener un balance entre la generación y el consumo, y habrá que considerar como coordinar los dos mercados.

En segundo lugar, la descripción simplifica los productos (intermitente y firme) y habrá que tener productos más variados. Por ejemplo, hay que diferenciar entre varios tipos de firmeza y entre varios tipos de intermitencia. La optimización del sistema en su conjunto requiere un *mix* de recursos que refleja las preferencias de los consumidores. Se puede imaginar, por ejemplo, contratos PPA que combinan la compra-venta de energía intermitente por un lado y por otro lado la energía firme, con precios distintos (bajos y estables por energía intermitente y más volátil para energía firme).

En tercer lugar, no sabemos las preferencias de los consumidores y no hay por el momento forma de saberlo. Por ejemplo, es posible que la preferencia a largo plazo sea una combinación de energía intermitente, respuesta de la demanda y almacenamiento en la casa del consumidor, en vez de depender del mercado firme (con sus emisiones). Pero esa información no la tenemos ahora. Es necesario introducir los mecanismos e incentivos para que puedan verse las preferencias.

En resumen, el modelo de dos mercados tiene mucho potencial para ser el futuro modelo de mercado eléctrico descarbonizado. No obstante, es novedoso y requiere mayor definición y experimentación para desarrollar los mecanismos e incentivos que nos ayuda entender las preferencias de los con-

sumidores. Una posibilidad a considerar es de experimentar con este modelo y otros modelos dentro de las Comunidades Energéticas que las directivas europeas están apoyando.

5. Conclusiones

El mercado eléctrico actual en los países Europeos está caduco y hacen falta reformas sustanciales para cumplir con los objetivos de seguridad, sostenibilidad y competitividad. Hay que contribuir al diseño de un nuevo modelo que apoye la penetración profunda de las energías renovables, la descentralización del sector y la electrificación de la economía.

En el corto plazo, las reformas del sector van en la dirección de mejorar el mercado actual. Es importante participar en este debate, identificando las mejoras oportunas, por ejemplo, en el diseño del mecanismo de remuneración de capacidad y en la forma de facilitar la participación de la demanda en los mercados. Al mismo tiempo, se nota una tendencia a la intervención de los gobiernos en el sector eléctrico. También hay que participar en el debate relacionado con esta intervención, intentando promover el uso de mecanismos de mercado, como por ejemplo en el diseño de las subastas y oponiéndose a la intervención cuando esta sea ineficiente o ilegal. Sobre todo, hay que distinguir entre soluciones (parches) a corto plazo y soluciones duraderas. Es esencial desarrollar un modelo nuevo de mercado, que promueva la competencia efectiva, delimite la intervención e involucre al máximo a los consumidores. Habrá varias alternativas a considerar y entra ellas se propone desarrollar el modelo de «dos mercados».

La propuesta no es introducir, de golpe, el modelo de dos mercados, aunque en realidad, puede no ser tan radical. El mercado flexible implicaría una vuelta al mercado «solo energía» tradicional para las tecnologías controlables en condiciones que corresponden a eficiencia en la inversión, la operación (orden de mérito) y consumo. El mercado de energías intermitentes sería muy similar a la situación actual donde las renovables se venden a través de subastas o regulaciones que fijan los precios para estas centrales. La separación de los dos mercados hace viable la inversión en el mercado firme y permite que los consumidores expresen sus preferencias en cuanto al *mix* de generación y la firmeza de su abastecimiento, que puede presentar diferentes grados de exigencia. Sin embargo, es un cambio que tendría que introducirse de

forma paulatina para aprender de las preferencias expresadas por los consumidores. Recomendamos que el Gobierno promueva su experimentación en una oferta de dos tarifas diferentes, para concientizar a los consumidores de las alternativas y su coste. También recomendamos experimentación del modelo en comunidades energéticas que lo encuentra atractivo. Mientras tanto, el Gobierno, la CNMC y OMIE pueden estar desarrollando la mejor forma de separar y coordinar los dos mercados al nivel mayorista.

Aparte del mercado, hay otros elementos importantes del marco actual que requieren una reforma como explicamos en otras partes de este estudio. Existe la tentación de buscar remedios parciales (parches) porque los cambios más ambiciosos son complicados de introducir y porque todavía no hay una maqueta definida para construir. Además, algunos dirán que no somos capaces de hacer los cambios necesarios en un tiempo relativamente corto —digamos 5-10 años—. Desde luego, no tiene sentido complicarse más de la cuenta, ni pretender que haya una solución ya lista.

No obstante, España y la UE han estado intentando poner parches desde hace mucho tiempo y el resultado es cada vez menos sostenible. No sólo ha sido caro proceder así, sino también esta actitud está a punto de limitar la futura descarbonización y seguridad del sistema por no permitir la integración de las energías renovables y por no ofrecer los incentivos adecuados para la inversión. Hay que reconocer lo que no funciona, admitirlo y buscar remedios.

Tampoco es coherente suponer que no se puede cambiar el sistema de forma rápida. España y la UE hicieron cambios importantes y con rapidez en la liberalización del sector a finales de los años 1990. Además, es evidente que la digitalización ha cambiado casi todos los otros sectores de forma mucho más rápida que antes. Como en el sector de las telecomunicaciones, la digitalización del sector eléctrico ofrece a los consumidores y los nuevos entrantes la oportunidad de crear nuevos productos, servicios y modelos de negocio que hacen inviables los actuales modelos de negocio y políticas públicas en el sector. Mientras tanto, las redes sociales son cada vez más influyentes en la toma de decisión política. Si los partidos políticos no se atreven a desarrollar un nuevo marco estable y coherente, la tecnología va a imponer lo suyo y no podremos garantizar que vaya a ser lo más económico, ni lo más seguro. Más vale definir un marco a la altura de las necesidades de la sociedad y gestionar bien la transición.



La transición energética y su implantación territorial

Se ofrece en las páginas que siguen una primera aproximación a lo que puede ser la implementación de la transición energética en España a nivel autonómico y municipal. Los apartados 1 y 2 resumen el cambio radical del modelo eléctrico que está en marcha y que hemos analizado con detalle en páginas anteriores de este estudio. Los apartados 3,4 y 5 resumen el cambio administrativo en las instituciones y gobernanza del sector, enfocándose en las diferentes competencias a nivel estatal, autonómico y municipal. El apartado 6 recoge algunas observaciones que son fruto de la experiencia vivida hasta ahora de estos cambios. Finalmente, en el apartado 7 se ofrece un análisis detenido de la importante Sentencia del Tribunal Constitucional 87/2019, sobre la Ley de Cambio Climático de Cataluña, en la que se formulan los principales criterios para la asignación de competencias al Estado y a las Comunidades Autónomas en la Transición eléctrica.

1. Cambio radical del sector eléctrico

1.1. *El modelo industrial*

Hace un par de décadas teníamos: a) un sistema basado en unas pocas empresas de ámbito nacional (3, 4 o 5 como mucho); b) que operaban unas decenas de centrales de generación (hidroeléctricas, nucleares, térmicas de carbón y ciclos combinados de gas); c) la mayoría de las cuales eran de grandes dimensiones (de centenares de megawattios); y d) llevaban la energía pro-

ducida hasta el último rincón de consumo a través de un sistema integrado de redes de alta, media y baja tensión.

Hoy tenemos en España y en otros muchos países: a') una masiva penetración de energías renovables intermitentes que hace inviables los mercados eléctricos actuales y exigen reformas de gran calado; b') una creciente descentralización y digitalización del sistema eléctrico, exigida por el aprovechamiento de los recursos distribuidos y el nuevo papel de los consumidores; c') una economía que hay que electrificar y descarbonizar en su totalidad como parte de la lucha contra el cambio climático; y d') un nuevo espacio regulatorio «*in fieri*», de la Unión Europea, que impone exigencias medioambientales y directrices que favorezcan la descentralización, la competencia y un creciente papel para los consumidores.

Tanto el sector como el sistema de gobernanza han sufrido cambios radicales.

1.2. *Cambios en la planificación*

La planificación tradicional del sector eléctrico en España era una planificación *vinculante* de carácter exhaustivo, efectuada dentro de un modelo cerrado de integración vertical. Hoy, en cambio, la planificación eléctrica es *indicativa* y tiene que asumir rígidas exigencias medioambientales (fijación de objetivos a largo plazo, derechos de carbono, principio de prudencia...). La electrificación ha quedado inescindiblemente unida a la lucha contra el cambio climático y la preservación del medio ambiente. La dominante posición del planificador eléctrico español de hace quince o veinte años (el «*orden y mando*» del Ministerio, previamente consultado con unas pocas empresas), se ha perdido para siempre.

1.3. *Nuevos agentes en el sistema*

Han aparecido nuevos agentes con gran capacidad de actuación. De una parte, grandes empresas de otros sectores próximos, como los del gas y petróleo, que ven en la electricidad un elemento esencial para sus negocios en el futuro. De otra parte, los nuevos emprendedores, tales como los autoconsumidores, prosumidores, agregadores de la demanda, comunidades de

energía, empresas de eficiencia energética, ciudades inteligentes. El mercado ha dejado de ser oligárquico y se ha complicado mucho su funcionamiento. La dimensión empresarial y las economías de escala encuentra ahora un rival muy importante en las energías distribuidas (generación, almacenamiento, gestión de la demanda) y las redes inteligentes, en los términos explicados en páginas anteriores.

1.4. *Síntesis y conclusión*

En resumen: el modelo eléctrico español ha sufrido en los últimos 15 años cambios estructurales y funcionales de gran entidad. Cambios en la estructura empresarial, en los sistemas de generación, en los mercados eléctricos y en los modelos de negocio. Hemos pasado de un sistema integrado, centralizado, de pocas y grandes empresas, a un sistema diversificado, descentralizado, de recursos distribuidos y gestión plural que tiene como norte y objetivo central de descarbonización y la lucha contra el cambio climático. El cambio es total.

Ello lleva consigo, lógicamente, una planificación diferente, negociada entre diferentes Administraciones, con objetivos diversos que deben articularse sobre un mismo territorio; que se desarrolla en el tiempo a largo plazo (horizontes 2020, 2030 y 2050) y en la que hay que integrar a una multiplicidad de agentes públicos y privados, energéticos y no energéticos. El marco en el que debe todo llevarse a cabo seguirá presidido por la liberalización de actividades, competencia en el mercado (de generación y comercialización) con aparición de nuevos agentes, una gestión más compleja del sistema y en un marco digitalizado de comunicación y transmisión.

2. **¿Cómo afecta lo anterior a los modelos de negocio?**

El modelo de negocio del sector eléctrico es consecuencia, por un lado, del marco regulatorio y, por otro lado, de las condiciones económicas y tecnológicas. Estas condiciones están cambiando sustancialmente, pero en muchos aspectos el marco que seguimos teniendo (modelo de mercado, papel de la demanda, regulación del almacenamiento, etc.) corresponde todavía a las condiciones del siglo pasado. Por este motivo, los cambios tardan en lle-

gar. No obstante, se puede identificar la dirección de cambio y en dónde están las oportunidades. Las siguientes manifestaciones de este cambio son especialmente relevantes para la implantación territorial del nuevo modelo del sector eléctrico nacional.

2.1. *Eliminación de viejas certezas*

El modelo tradicional de negocio del sector eléctrico estaba basado en algunos supuestos que ahora no son correctos. En particular, destacan tres.

- Economías de escala en la generación.* Las grandes centrales de generación convencionales han perdido competitividad y están cerrando. Ahora, sin subsidios, la generación renovable (eólica y solar) tiene costes (LCOE) menores que las grandes centrales que consumen combustibles fósiles. Aunque hay también economías de escala para centrales renovables, ahora las placas solares (incluso en el techo) pueden ser competitivas y crean la base de un modelo de negocio de energías distribuidas.
- Flexibilidad.* La planificación y operación tradicional pensaba que la generación es flexible y la demanda inflexible. Hoy y en el futuro tiene que ser al revés: la generación renovable será inflexible y no despachable, mientras que la demanda deberá ofrecer una fuente de flexibilidad al sistema.
- Las redes inteligentes.* Hasta hace poco éstas apoyaban una integración vertical unidireccional, permitían el flujo de electricidad de las grandes centrales a los consumidores finales. Ahora, las redes cumplirán sus funciones: serán plataformas digitales inteligentes, que gestionan flujos en múltiples direcciones y facilitan el desarrollo de nuevos servicios y redes para usos específicos (como la recarga de los vehículos). La gestión de las redes será clave para el desarrollo de las energías distribuidas y para asegurar la estabilidad de un sistema eléctrico con mayor volatilidad del lado de la demanda y de la oferta.

2.2. *Se intensifica la orientación al mercado*

El sector eléctrico verá un desarrollo de nuevos modelos, todos orientado a los mercados o los mecanismos de mercado.

- Comercialización. Con las nuevas oportunidades de energía distribuida y los nuevos actores en el sistema, habrá mayor diversidad de ofertas, mayor competencia en el mercado al por menor y mayor interés de parte de los consumidores en cambiar de comercializador.
- Power Purchase Agreements (PPAs)*. Estamos asistiendo al desarrollo de nuevos acuerdos comerciales entre los generadores renovables y los compradores industriales y comerciales. Estos contratos reflejan las condiciones libremente pactadas entre las partes y son una muestra de la creciente importancia de los mercados competitivos en el sector.
- Subastas. Todavía los mercados eléctricos no son aptos para incentivar la inversión en energías renovables y en centrales de respaldo. Mientras tanto, los gobiernos están utilizando mecanismos de mercado, como subastas competitivas, para seleccionar las centrales (renovables y de respaldo) que recibirán algún apoyo estatal y para fijar precios.

2.3. *Orientación reforzada hacia el consumidor: gran oportunidad de negocio*

El consumidor es la clave de la transición energética. Sus decisiones se toman «detrás del contador» donde las empresas tradicionales del sector no tienen una ventaja competitiva y los nuevos entrantes tienen oportunidades.

- Inversiones. Los consumidores tomarán decisiones de inversión que influirán de forma fundamental en la descarbonización, por ejemplo, en la movilidad, la calefacción, la autoproducción y en procesos industriales.
- Utilización. Sus decisiones en el uso de los equipos eléctricos influirán en la descarbonización y también en el coste de las infraestructuras del país, especialmente relacionado con la movilidad. Por ejemplo, cargando los vehículos eléctricos en horas de baja demanda, pueden ayudar a reducir la inversión en redes.
- Poder del consumidor. La mayor competencia y las renovables de última generación harán bajar el precio final de la energía y mejorarán el servicio. No obstante, estamos todavía lejos de un marco presidido por la figura del consumidor activo. Hacen falta mejores señales de precio y también educación. Los comercializadores y los agregadores tienen la oportunidad de aliarse con el consumidor en la creación del nuevo marco y el desarrollo nuevos productos atractivos.

2.4. *Síntesis y conclusión. Descentralización y vinculación al territorio*

Estamos en definitiva ante una inflexión radical en el sector eléctrico. Es inevitable la progresiva electrificación de la economía, la descentralización de los recursos energéticos, la creciente importancia de los mercados competitivos y la influencia cada vez mayor del consumidor. La descentralización de las actividades energéticas, la vinculación al territorio de algunas de ellas y la propia gestión del sistema eléctrico, siempre tan centralizada, ahora se va a ver fragmentada y ello va a exigir igualmente una mayor presencia de las autoridades territoriales que hasta el momento tenían escaso papel en la regulación de la electricidad. En este contexto, se abrirán nuevas oportunidades y nuevos modelos de negocio, sobre todo a nivel local, en la optimización de las redes y de las energías distribuidas. Para que este modelo se desarrolle con éxito y en coordinación con el sistema nacional y europeo, es esencial establecer un marco regulatorio, de fiscalidad y supervisión de mercados que articulen debidamente el ejercicio de las competencias por parte de las distintas Administraciones Públicas, de acuerdo con las funciones que corresponden a cada nivel: europeo, nacional, autonómico y municipal.

3. **Cambios en las instituciones y gobernanza del sector**

3.1. *Las Comunidades Autónomas*

Si el sector eléctrico está hoy presidido, como se acaba de exponer, por un proceso de descentralización y diversificación operativa, algo semejante ocurre en el orden de las Administraciones Públicas bajo cuya jurisdicción aquél tiene que actuar. Frente al centralismo administrativo del régimen anterior a 1978, la democracia trajo a España las autonomías regionales y el renacer del municipalismo. En cuanto a las primeras, han supuesto una notable transferencia de poderes de decisión del Gobierno nacional a los gobiernos regionales. El modelo legislativo adoptado ha sido el de **legislación básica estatal y desarrollo normativo y ejecución por las Comunidades Autónomas**; modelo expresamente previsto para la energía en el artículo 149.1, números 13 y 25 de la Constitución, que ha traído consigo en el sector una peligrosa dualidad competencial lo cual exige continuas definiciones de sus linderos. Las Comunidades ostentan competencias propias en protección del medio ambiente y ordenación territorial (artículo 148.1, números 3.^a y 9.^a) y

tienen la ambición de asumir competencias destacadas en materia de transición energética y lucha contra el cambio climático, diseñando medidas de actuación y planificación del sector al margen del Estado (*vid.* como ejemplo la Ley Catalana de Cambio Climático de 1 de agosto de 2017 y la crítica a la misma del Tribunal Constitucional en Sentencia de 20 de junio de 2019).

«La Ley de cambio climático de Cataluña —puede leerse en dicha Sentencia— no persigue solo la protección del medio ambiente, sino que representa también el diseño de un modelo energético y económico alternativo al del Estado para todas las actividades productivas en Cataluña.»

El Estado español de las autonomías es una organización política todavía necesitada de asentamiento. Su diseño no acabó de cerrarse en la Constitución de 1978, y los conflictos de competencias son continuos. Ahora bien, en cuestiones tan importantes como la transición energética, la descarbonización y la lucha contra el cambio climático, deberíamos estar en condiciones de superar las tendencias centrífugas derivadas de este estado de cosas y poner en primer lugar la necesidad de cooperación interadministrativa. El expansionismo competencial de las Comunidades Autónomas en materia de energía eléctrica y gasista debe ser controlado.

Tomemos la cuestión de las competencias autonómicas de **desarrollo normativo y ejecución** de la legislación básica estatal, de gran relevancia en materia de instalaciones eléctricas. La experiencia de las conexiones de los nuevos parques eólicos y huertos solares a las redes generales no está siendo positiva. Las conexiones, al final, acaban consiguiéndose; pero ha sido precisamente su gestión la que frustró el esfuerzo de rápido desarrollo de nuestras energías renovables de hace unos años, al forzar las Comunidades autónomas una especie de «precalificación» destinada a limitar el deseo de éstas de llevar a su territorio la mayor cantidad de instalaciones posible.

Sea como fuere, es claro que nuestras Autonomías querrán utilizar su posición estatutaria y tratarán de desarrollar sus **competencias propias** en materias ambientales y de ordenación del territorio para conseguir protagonismo en la Transición energética en curso. Resultan ilustrativas en este orden las Exposiciones de Motivos que acompañan a las Leyes autonómicas vigentes en las Islas Baleares, en Cataluña o en Andalucía, en las que en base a la competencia sobre medio ambiente y su capacidad e incluso la obligación de desarrollo y ejecución directa del Derecho de la Unión Europea, las tres asu-

men competencias transversales sobre otros muchos sectores, sin tener que esperar en todos los casos a la intervención normativa previa del Estado. Se espera así a desarrollar políticas propias para hacer frente al cambio climático, con especial referencia a la energía en especial en lo que se refiere al fomento y gestión de las energías renovables y la eficiencia y el ahorro energético y en general en aquellas instalaciones de producción, transporte y distribución cuyo aprovechamiento no afecta a otros territorios, lo que equivale a reducir su alcance únicamente a sistemas cerrados y desconectados de la Red General Peninsular, en la que se unifica el sistema eléctrico nacional.

3.2. *La energía y las Administraciones Locales*

Por otro lado, la Constitución ha reconocido la autonomía local, que se configura como un *ámbito de libertad* abierto a cuantas decisiones quiera tomar un Ayuntamiento. Así se lee en el artículo 25 de la LBRL de 1985, cuando dice:

«El Municipio... puede promover toda clase de actividades y prestar cuantos servicios públicos contribuyan a satisfacer las necesidades y aspiraciones de la comunidad vecinal.»

Y el artículo 96 del Texto Refundido de Régimen Local añade:

«la iniciativa de las entidades locales para el ejercicio de actividades económicas, cuando lo sea en régimen de libre concurrencia, podrá recaer sobre cualquier tipo de actividad que sea de entidad pública y se preste dentro del término municipal y en beneficio de sus habitantes.»

Ambos textos abren la puerta a un posible gran protagonismo a nivel local que se proyecta sobre múltiples aspectos de la regulación eléctrica, desde la ordenación del tráfico libre de emisiones en los centros urbanos hasta las reglas para las calefacciones domésticas, el tendido de redes de recarga, la promoción de comunidades de energía o el establecimiento de tasas parafiscales.

La democracia trajo a España un renacer del municipalismo, con una notable ampliación de los servicios locales y la iniciativa municipal. Así las cosas, los municipios *van a asumir también el máximo protagonismo que puedan*. En un mundo en el que el aprovechamiento de los recursos energéticos difu-

tos y la organización de los consumidores van a plantearse mayoritariamente a nivel local, la iniciativa municipal en el sector eléctrico puede llegar a ser importante.

Obviamente el Estado deberá ejercer plenamente sus competencias en materia energético-eléctrica, manteniendo la unidad del sistema y haciendo uso de todas las competencias que le otorgan la Constitución y las leyes de bases, las cuales se deberán extender a todo lo que sea conveniente para garantizar esa unidad del sistema y la continuidad del suministro. Eso supone un marco fiscal, regulatorio y de mercados que sea homogéneo a todo el país y que influirá en el desarrollo de las energías distribuidas.

Conviene recordar, a estos efectos, que la integración y la unidad del sistema eléctrico, con la posibilidad de atender a la demanda desde cualquier instalación de generación, con redes de transmisión de suficiente capacidad como hemos tenido hasta ahora, es una de las mayores garantías del sistema. Tenemos de ello experiencia probada, en España, con la Red General Peninsular y el Operador de Sistema que la gestiona (REE). La actual pretensión europea de un mercado integrado es hoy la confirmación de un sistema eléctrico bien interconectado entre los países, que es garantía de más eficacia y mayor seguridad de suministro. Hay que poner límite, por tanto, a la fragmentación que puede derivarse de los cambios más arriba apuntados en la organización territorial del Estado (autonomismo y municipalismo).

Obviamente las corporaciones Locales en su actuación están sometidas a la regulación del sector eléctrico, europea y española. La UE pone límites estrictos a lo que las Administraciones territoriales españolas pueden y no pueden hacer. No sólo con las normas del paquete de energías limpias (las ocho Directivas y Reglamentos aprobadas en 2018 y 2019) sino también con las de **defensa de la competencia** y prohibición, salvo excepciones, de **ayudas públicas** (p.ej., en la iniciativa pública o en la **gestión del dominio público** las Administraciones no pueden abusar de su posición de dominio ni apoyar las conductas anticompetitivas de sus empresas públicas o designadas).

4. Articular y armonizar las planificaciones

Un aspecto importante del deslinde competencial entre Administraciones Públicas es el que hace referencia a la compatibilidad y articulación entre las

distintas planificaciones, sectoriales y territoriales. Sobre ello, hay que asentar los principios siguientes:

- a) Todas las Administraciones Públicas con competencia en un sector o actividad tienen la posibilidad, muy legítima, de establecer una planificación como instrumento de gobierno y dirección sobre las áreas de su jurisdicción. En concreto, el sector eléctrico, por sus características económicas y técnicas es un sector eminentemente planificado y necesitado de planificación, pese a estar construido sobre el principio de libre competencia en generación y comercialización, que debe mantenerse. Ahora bien, la planificación forma siempre parte esencial de las «bases» del sector energético y por tanto cualquier otra planificación del mismo debe hacerse en el marco de las directrices que establezca la planificación general del Estado, la cual puede llegar a la determinación cuantitativa y cifrado de los objetivos a lograr, así como las concretas medidas a adoptar (por ejemplo, en el *mix* de generación o los márgenes de comercialización).
- b) Pero ocurre que la planificación eléctrica, en materia de nuevas infraestructuras sobre un territorio, hay que armonizarla con la ambiental (defensa de la naturaleza), la territorial (ordenación del territorio) y la urbanística (ordenación urbana). Esto exige la coordinación de las Administraciones Públicas, que son distintas en cada caso: la planificación eléctrica es competencia del Estado, la ambiental y territorial es autonómica y la urbanística es municipal. Lo mismo ocurre con la hidroelectricidad. La planificación de los desembalses de los pantanos a partir de las necesidades del sistema eléctrico puede chocar con la diseñada a partir de las exigencias de los ecosistemas situados aguas abajo de las presas. También ocurre con el levantamiento de líneas eléctricas de alta tensión a través de espacios naturales protegidos o de áreas de emigración de aves; y con la instalación de parques eólicos en las mismas áreas. Las diferentes planificaciones deben articularse en un mismo territorio.

5. El movimiento de las *Smart Cities* y los proyectos de ordenación territorial y ambiental autonómicos

El tema de las «ciudades inteligentes» («*Smart Cities*») es de muy amplio alcance y excede de lo puramente energético. La Globalización está llevando

a muchas ciudades del mundo a competir entre sí en los mercados internacionales para atraer talento, actividad económica e inversiones a su territorio. En dicha competencia, la eficiencia energética es una de las ventajas competitivas buscadas, pero no la única: buenas conexiones físicas o telemáticas con todo el mundo, o «clusters» de empresas de tecnologías avanzadas, son tan o más importantes que el manejo eficaz de las cuestiones energéticas.

A nivel urbano, el empleo eficiente de energías limpias está adquiriendo una gran relevancia. El hecho de que la contaminación urbana se haya hecho visible y palpable (literalmente) en algunas ciudades, tiene mucho que ver con ello; y, por supuesto, la patente necesidad de mejorar la eficiencia energética del transporte urbano o del parque de edificios de las ciudades.

Nada impide que una Comunidad Autónoma dotada de una gran conciencia medioambiental postule unos objetivos de descarbonización superiores a la media de las de su entorno; y nada obsta para que un Ayuntamiento centre su iniciativa pública en hacer de su ciudad una de las más verdes del mundo. Pero una cosa son los grandes objetivos y otra las técnicas de gestión. La transición energética no es para entusiastas bien intencionados; ni las empresas ni las administraciones pueden permitírselo.

La regulación eléctrica de la transición debe: a) promover e integrar las renovables; b) electrificar algunos mercados finales; especialmente el de electromovilidad; c) aprovechar la descentralización de recursos energéticos y su optimización en mercados locales, reduciendo pérdidas y costes de transporte; d) dar protagonismo al consumidor; y e) hacerlo a través de nuevos diseños de mercado, regulación, instituciones (CNMC, REE) y una planificación armonizada que requiere conocimientos y experiencias sólidas y compartidas.

6. Algunas observaciones derivadas de la experiencia

La experiencia de lo ocurrido hasta ahora en Comunidades Autónomas y Entidades Locales en España es reveladora de lo que se puede esperar en el futuro en cuanto a participación y presencia de estas entidades en el sector eléctrico.

Se aprecia en primer lugar un creciente interés de Comunidades Autónomas y Municipios en participar en las actividades del sector, en su regulación,

gestión y promoción. Se ha producido, para empezar, una notable actividad legislativa de los parlamentos autonómicos sobre cambio climático, energías renovables y la transición energética. Son destacables en este sentido las Leyes de Cataluña, Baleares, Andalucía, Euskadi y Murcia, entre otras.

En cuanto a la actividad municipal, está empezando a ser muy activa con la creación de Comunidades de Energía en las que los municipios actúan, bien aisladamente, si se trata de municipios grandes, bien agrupados en consorcios o agrupaciones zonales, actuando como agregadores de demanda y gestores comunes de compras para sus vecinos. Todo ello, naturalmente, sin crear monopolio alguno, pues los consumidores pueden recibir ofertas de cualquier otro comercializador; pero los Ayuntamientos gozan obviamente de una posición muy ventajosa para actuar como comercializador o agregador porque disponen del censo municipal y del acceso a los vecinos en mejores condiciones que cualquier otro agente para hacer una oferta competitiva de suministro eléctrico. Por supuesto, hay límites a su capacidad de utilizar información y su acceso. Las autoridades municipales tienen que respetar la ley de competencia —no pueden discriminar en el uso de los datos— y también la ley de protección de datos.

Asimismo, Comunidades Autónomas y Municipios están aplicando criterios de selección de energías renovables para el abastecimiento de todas sus instalaciones y servicios de alumbrado público, que suponen importantes demandas de energía. Es previsible el resurgimiento con este fin de empresas municipales en asociación con compañías eléctricas comercializadoras, bajo un régimen de colaboración público-privada pactada en cada caso. También es pensable la promoción, por las Comunidades Autónomas, de sistemas fotovoltaicos de Ayuntamientos pequeños y medianos (de menos de 20.000 habitantes) cuyo principal objetivo sería el ejercicio de autoconsumo compartido por empresas y municipios de la Comunidad.

Se están creando, además, en las Comunidades Autónomas y en los Ayuntamientos, Institutos Públicos de investigación y Mesas de Transición Energética en los que las Administraciones Públicas Locales, hasta ahora muy poco implicadas en temas de energía, llevan a cabo estudios y análisis en materia de cambio climático y transición energética. Entidades de este tipo se han creado en las Islas Baleares, en Cataluña, en Euskadi, en Andalucía y en otras comunidades, de las que se derivará, lógicamente, una mayor iniciativa de las Administraciones Locales en el futuro.

III. La transición energética y su implantación territorial

Han sido frecuentes finalmente, en los últimos meses, las actuaciones de los Municipios grandes en la configuración de servicios que hagan las ciudades internacionalmente atractivas, en cooperación siempre con las empresas del sector establecidas en su área, que acuden gustosamente a estos proyectos. Así, por ejemplo, en Málaga se ha desarrollado, en colaboración con ENDESA, el proyecto MONICA (Monitorización y Control Avanzado de las Redes de Media y Baja tensión) con un despliegue de 750 sensores en 54 centro de transformación destinados a proporcionar más de 10.000.000 de datos diarios que, unidos a los extraídos de los nuevos contadores digitalizados, permiten hablar con toda propiedad de una auténtica «*smart city*» en materia eléctrica. En este marco, se están desarrollando actividades concretas sobre eficiencia energética en la ciudad, movilidad sostenible, integración de microrredes y otras actividades.

También Segovia ha desarrollado su proyecto de «*Smart City*» en colaboración con una de las empresas del grupo **Naturgy** denominado «**SEDA**» («Segovia Distribución Avanzada»), utiliza también los más de 30.000 contadores inteligentes y 225 centros de transformación instalados en la ciudad y busca un nuevo modo de relación con los clientes de red, las comercializadoras de energía y las Administraciones Públicas.

Finalmente, y como un ejemplo más, digamos que la ciudad de Pamplona, a través de una empresa pública creada al efecto, ha promovido para una zona de la ciudad que se asienta sobre tres Ayuntamientos (Pamplona, Burlada y Burlata) la construcción, en colaboración con la empresa ENGIE, de una central de calor con biomasa que prestará sus servicios como concesionario a más de 2.000 viviendas e industrias ubicadas en el barrio de la Txantrea.

Se ha extendido, además, con carácter general la obligación en todos los edificios públicos, de comunidades de Ayuntamientos, así como en todas sus instalaciones empresariales, de servicios dependientes del Gobierno regional o municipal, de consumir energía eléctrica de origen 100% renovable, lo que supone una importante demanda.

Debe anotarse, para concluir, la posibilidad de que Comunidades y Ayuntamiento quieran ejercer —y se excedan en ello— el ejercicio de potestades fiscales sobre las actividades energéticas que se desarrollen en su territorio. Entre otros, puede citarse el pretendido impuesto de Castilla y León por el riesgo de alteración del medio ambiente que puede provocar el combustible nuclear depositado con carácter temporal en las propias centrales nucleares

de su territorio; o las tasas excedentarias impuestas a las empresas por ocupación del dominio público municipal con el tendido de redes, puestos de recarga eléctrica de automóviles en la vía pública.

En definitiva, puede asegurarse que, frente a la situación hasta ahora vivida, de inhibicionismo de las entidades territoriales en el sistema eléctrico, porque éste estaba rígidamente centralizado y todas las decisiones venían desde arriba, las reformas analizadas, tanto del sistema eléctrico como del sistema institucional administrativo de gobernanza, han abierto un amplio campo de actuación para las entidades locales. Y éstas van a hacer uso de él.

Ocurre que el modelo legal, de competencias administrativas distribuidas sobre la energía, presenta muchas zonas de jurisdicción difuminada, es decir, no clara, lo cual puede dar lugar a muchos conflictos de atribuciones. Por ambas razones —la importancia de su actuación y el solapamiento de competencias— es muy recomendable mantener una relación fluida y cooperativa entre las empresas y las Administraciones Públicas competentes. Hay que huir del conflicto y de la vía judicial para obtener las decisiones de la autoridad pública que sean necesarias para los negocios. También las Administraciones necesitan de las empresas para sacar adelante sus servicios pues son las empresas las que poseen los conocimientos técnicos necesarios para hacer éstos viables y servir al ciudadano y también las que tienen acceso al capital necesario para el desarrollo de redes, generación y sistemas digitales.

7. Criterios para la asignación de competencias al Estado y a las Comunidades Autónomas (en la Transición Eléctrica). Estudio de la STC 87/2019 de 20 de junio de 2019 sobre la Ley de Cambio Climático de Cataluña¹³

1. El Acuerdo de París fija objetivos y encomienda a los Estados firmantes la adopción de los compromisos que decide asumir a nivel nacional. Ello implica cierta discrecionalidad de cada parte en la determinación de los mismos con obligación de suministrar información en un marco de transparencia.

¹³ Las transcripciones literales de este epígrafe se corresponden con el texto de la Sentencia comentada y van en letra cursiva.

2. Cataluña entiende que los objetivos marcados deben ser más ambiciosos y con su ley prevé:

- a) La mitigación (reducción) de emisiones.
- b) La adaptación de la economía y la sociedad al cambio climático.

Ambas cosas deben reflejarse en la planificación y programación sectoriales.

3. Como título competencial de Cataluña, la ley apela a la protección del medio ambiente, en el que el Estado tiene competencia solamente sobre las bases (artículo 149.1.23 de la Constitución) mientras que a la Generalitat de Cataluña corresponde el desarrollo y ejecución y la aprobación de normas adicionales de protección, conforme al citado precepto constitucional.

4. Ahora bien, lo ambiental es un factor a considerar en todas las políticas sectoriales, pero *«no toda actividad que atienda a dicho factor recae necesariamente en el ámbito del título competencial de medio ambiente, sino que habrá que ponderar en cada caso cuál sea el ámbito material con el que la norma en cuestión tenga una vinculación más estrecha y específica»*.

5. La ley del cambio climático de Cataluña abarca y quiere regular *«el ejercicio de todas las actividades contaminantes desarrolladas en el territorio de la comunidad autónoma, tanto en los que llama «sectores cubiertos» por el sistema de comercio de derechos de emisión como en los «no cubiertos» por dicho sistema, con el fin de fijar límites a las emisiones «permitidas para el conjunto de Cataluña» (artículo 7.3). La Ley tiene una vocación transformadora del entero sistema industrial, económico y energético de Cataluña, como muestra desde su preámbulo, que comienza reconociendo que el cambio climático «exige una transformación profunda de los actuales modelos energéticos y productivos» (apartado primero, párrafo segundo).*

6. El T.C. ha reconocido la importancia de la producción y distribución de energía tanto para la vida cotidiana como para el funcionamiento de la actividad económica, *a los efectos de poder amparar la regulación del Estado, no sólo en el título competencial específico que reserva al Estado el establecimiento de las bases del régimen energético (artículo 149.1.25 CE), sino también en el título transversal relativo a las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica del artículo 149.1.13.*

7. Al amparo de este título, la jurisprudencia constitucional ha señalado que *el Estado puede a su amparo no solo «fijar las líneas directrices y los criterios globales de ordenación de sectores económicos concretos» para alcanzar objetivos de política económica general o sectorial, sino también, y muy principalmente, acometer «la ordenación general de la economía»* (STC 1/1982, de 28 de enero, FJ 5) y adoptar «medidas de política económica general» para atender a supuestos en los que «*para conseguir objetivos de política nacional, se precisa una actuación unitaria en el conjunto del territorio del Estado*».

8. Ocurre, sin embargo, que la *Ley del cambio climático de Cataluña no persigue sólo la protección del medio ambiente, sino que representa también el diseño de un modelo energético y económico alternativo para todas las actividades productivas de Cataluña* y la programación o planificación de la actividad administrativa necesaria para alcanzar ese objetivo.

9. Ciertamente, el artículo 152.3 del EAC (Estatuto de Autonomía de Cataluña) reserva a la Generalidad la potestad de «*establecer una planificación de la actividad económica en el marco de las directrices que establezca la planificación general del Estado*». Pero el artículo 149.1.25 CE reserva al Estado el establecimiento de las «*bases del régimen energético*», que incluye la *planificación general del sector*. De ambos preceptos se deduce que aunque se reconoce la participación de la Generalitat «*en la regulación y planificación de ámbito estatal del sector de la energía que afecte al territorio de Cataluña*»; (lo reconoce el EAC en su artículo 152.3), debe entenderse en todo caso que «*corresponde al Estado, titular de la competencia, concretar el alcance y modo de esa participación*» (STC 31/2010, FJ 79).

10. Por ello, aunque no existe una norma estatal paralela a la ley autonómica impugnada, *sí existen otras normas aprobadas por el Estado en materia de emisiones contaminantes a las que debemos atender* a fin de acometer fundamentalmente el análisis de los preceptos impugnados. Estas normas son, fundamentalmente: (i) Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero; (ii) el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación; y (iii) la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.

11. El sistema de la Ley 1/2005 para controlar y reducir la emisión de gases de efecto invernadero *está basado en los conceptos de «autorización»*

para la emisión de gases de efecto invernadero y «derecho» a emitir esos gases. Toda instalación que genere la emisión de gases especificados debe contar con una autorización para ello, que incluye la obligación de entregar, en los cuatro meses siguientes al final de cada año natural, derechos de emisión en cantidad equivalente a las emisiones totales verificadas de la instalación durante el año anterior. Para la adquisición de estos derechos la ley regula un método de subasta (inicialmente eran cesiones gratuitas del Estado) para lo cual cada Estado miembro designará un subastador. La cantidad global de derechos de emisión que puede subastar España se fija a nivel europeo (Reglamento 1031/2010), y quienes los hayan adquirido en las correspondientes subastas puede, a su vez, enajenarlos o gravarlos.

12. *La Ley de prevención y control de la contaminación y la Ley de calidad del aire someten a autorización administrativa de las comunidades autónomas la construcción, montaje, traslado, modificación sustancial y explotación de las instalaciones contaminantes incluidas en sus respectivos ámbitos de aplicación (artículos 13 de la Ley de calidad del aire y protección de la atmósfera y 9 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación). Estos ámbitos de aplicación no siempre coinciden, pero cuando lo hacen la instalación queda sujeta solamente a la «autorización ambiental integrada» del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, según la disposición final segunda de la Ley de calidad del aire y protección de la atmósfera, y no a esta última ley. En cualquier caso, la técnica de ambas leyes es la misma: la instalación o actividad queda sujeta a una autorización administrativa que debe establecer las condiciones ambientales de ejercicio de la actividad.*

13. *Cada autorización debe incluir los «valores límite de emisión» de sustancias contaminantes que pueden producir cada instalación basados en las «mejores técnicas disponibles» (artículos 7 y 22.1.a) del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados y arts. 13.4 a) y 3 l) de la Ley de calidad del aire y protección de la atmósfera]. Estos «valores límite de emisión» se aplican «en el punto en que las emisiones salgan de la instalación y no tendrán en cuenta una posible dilución» (art. 7.7) y representan, por tanto, la cantidad máxima permitida de una sustancia que pueden contener las emisiones. Estos valores límite se fijan caso por caso, por el órgano competente, pero la ley también habilita al Gobierno de la nación para establecer mediante reglamento valores límite de emisión para determinadas sustancias*

o instalaciones, sin perjuicio de los valores límite de emisión «más estrictos» que puedan establecer también las comunidades autónomas.

14. La Ley de calidad del aire habilita asimismo al Gobierno de la Nación para aprobar, a fin de cumplir la normativa comunitaria y los compromisos que se deriven de los acuerdos internacionales de los que España sea parte los «planes y programas de ámbito estatal que sean necesarios para prevenir y reducir la contaminación atmosférica y sus efectos transfronterizos, así como para minimizar sus impactos negativos» (art. 16.1 de la Ley de calidad del aire y protección de la atmósfera). El art. 16.2 regula también los «planes y programas» que «como mínimo» deben aprobar las comunidades autónomas para la mejora de la calidad del aire y el cumplimiento de los objetivos de calidad en su ámbito territorial, si bien el propio precepto aclara que «[p]ara la elaboración de sus planes y programas, las comunidades autónomas deberán tener en cuenta los planes y programas» aprobados por el Estado (art. 16.3).

15. Se plantea a menudo la cuestión de la posibilidad, o no, de que una comunidad autónoma pueda transponer o ejecutar autónomamente normas europeas o internacionales de protección del medio ambiente y reducción de emisiones sin tomar en consideración la normativa del Estado en la materia, lo que implicaría territorializar los objetivos de emisiones establecidos en esas mismas fuentes.

Pues bien, no existe en la Constitución una competencia específica para la ejecución del Derecho comunitario o en general para el cumplimiento de los tratados internacionales válidamente celebrados por España. En principio, pues, esa ejecución o cumplimiento «corresponde a quien materialmente ostente la competencia sobre la materia, según las reglas de Derecho interno». Así lo establecen igualmente tanto el Estatuto de Autonomía de Cataluña como la Ley 25/2014, de 27 de noviembre, de Tratados y otros acuerdos internacionales, dictada por el Estado. Según el primero «la Generalitat debe adoptar las medidas necesarias para ejecutar las obligaciones derivadas de los tratados y los convenios internacionales ratificados por España o que vinculen al Estado en el ámbito de sus competencias» (art. 196.4 EAC). Y la Ley de Tratados dispone, para el caso de que un tratado no sea de «aplicación directa», único supuesto en el que es verdaderamente necesaria esa actividad de intermediación por los poderes públicos internos, que «el Gobierno, las Comunidades Autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla adoptarán las me-

didadas necesarias para la ejecución de los tratados internacionales en los que España sea parte en lo que afecte a materias de sus respectivas competencias».

De ahí que sea imprescindible una interpretación sistemática de todos estos preceptos, lo que en materias de competencia compartidas o concurrentes entre el Estado y las Comunidades Autónomas, obliga a articular el ejercicio de las competencias propias de uno y otras de modo tal que, sin invadir el ámbito competencial ajeno, no obstaculicen el desempeño de las funciones que la Constitución y los estatutos les atribuye ni echen cargas innecesarias sobre los administrados» (STC 15/2018, FJ 2, con cita de otras). De todo lo cual resulta que la inactividad del Estado, y en concreto el hecho de que este no haya aprobado todavía la ley o en general las medidas necesarias para la ejecución o cumplimiento del Acuerdo de París, no impide a las Comunidades Autónomas, y en concreto a Cataluña, aprobar medidas que contribuyan al objetivo por él perseguido. Ahora bien, al hacerlo, las comunidades autónomas deben actuar dentro de su acervo competencial, y cuando de competencias de desarrollo de bases estatales se trata, deben hacerlo sin vulnerar las normas válidamente aprobadas por el Estado en legítimo ejercicio de sus competencias.

16. *De acuerdo con la ordenación constitucional, el derecho a celebrar Tratados es competencia exclusiva del Estado, pues solo él, como sujeto de derecho internacional, puede vincular al conjunto de poderes públicos internos. Esto es así porque quien se obliga internacionalmente es el Estado en sentido amplio, o por decirlo en los términos de la Ley de Tratados, el «Reino de España» (art. 8). Pero una vez publicados los Tratados forman parte del ordenamiento interno y tanto el Estado como las Comunidades Autónomas, cada uno en el ámbito de sus respectivas competencias, deben «respetar las obligaciones» asumidas por España y «velar» por su adecuado cumplimiento (art. 29 de la Ley de Tratados).*

Ahora bien, el Estado no puede ampararse en sus compromisos internacionales para invadir las competencias de las CC.AA.; y éstas tampoco pueden disponer unilateralmente de las obligaciones asumidas por el Reino de España, a fin de subdividirlos y asumir así el cumplimiento de «la cuota alícuota» correspondiente, al margen de cualquier previsión o cobertura competencial. Las Comunidades Autónomas no pueden «parcelar» las obligaciones internacionales de España. Proceder unilateralmente a esa parcelación de las obligaciones internacionales asumidas por España, asumiendo la Comuni-

dad Autónoma la «cuota alícuota» correspondiente, debería ser declarado inconstitucional.

17. Los artículos 5, 6, 7 de la Ley de Cambio Climático de Cataluña regulan diversos instrumentos de planificación de la Generalitat para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (mitigación) y ajustar los sistemas económicos, humanos y naturales al cambio climático (adaptación). Estos artículos ponen en funcionamiento un régimen jurídico autonómico propio de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que no tiene en cuenta ni se adecua a la normativa estatal básica, rebasando con ello las potestades de desarrollo y ejecución en la materia que ostenta la Comunidad Autónoma de acuerdo con los arts. 149.1.23 CE y 144 EAC.

En efecto, ninguna de las leyes estatales prevé que los poderes públicos puedan fijar un límite máximo de emisiones para el conjunto de actividades contaminantes que se desarrollen en su territorio, sea este el conjunto de España o el de cada una de sus nacionalidades y regiones, para prohibir las emisiones que excedan de ese límite. El sistema estatal (de la Ley de calidad del aire y la Ley de prevención y control integrados de la contaminación) está basado en el respeto a los «valores límite de emisión» y a los «objetivos de calidad del aire», de modo que mientras una instalación, gracias a las «mejores técnicas disponibles», mantenga la concentración de contaminantes en sus emisiones por debajo de los valores límite señalados en la autorización ambiental, y no se sobrepasen, de acuerdo con las mediciones efectuadas por los poderes públicos, los niveles de concentración de partículas en la atmósfera fijados normativamente como «objetivos de calidad del aire», el titular de la instalación puede seguir ejerciendo la actividad y, consiguientemente, la instalación seguir emitiendo, sin que las leyes citadas permitan denegar o condicionar el ejercicio de la actividad en función de la cantidad de emisiones de la instalación o de una cantidad total proyectada para el conjunto del territorio. c) La Ley del cambio climático de Cataluña, en cambio, sí permite a los poderes públicos autonómicos prohibir emisiones por encima de una determinada cantidad total «presupuestada» y «permitida», potestad que además se extiende al conjunto de emisiones de Cataluña. Lo hace en su art. 7.3, que dispone que «[l]os presupuestos de carbono, además de la cantidad total de emisiones permitidas para el conjunto de Cataluña, deben indicar qué parte corresponde a los sectores cubiertos por un sistema de comercio de derechos de emisión, en conjunto, y qué parte corresponde a sectores no cubiertos por ese sistema, también en conjunto».

Los preceptos estatales citados (Ley de calidad del aire y Ley de prevención y control de las contaminaciones) son formalmente básicos en cuanto tienen rango de ley y así se declaran en las leyes en cada caso citadas. En cuanto a su condición materialmente básica, además de que no ha sido negada por las partes comparecidas, viene amparada por la doctrina de este Tribunal que ha reconocido que el Estado, al amparo de su competencia sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, puede establecer regulaciones liberalizadoras de la actividad económica que condicionen la capacidad de intervención pública en aquélla. Resulta, por tanto, que los requisitos y condiciones para la producción de energía forman parte de las bases del régimen energético que puede fijar el Estado. Y hay una contradicción insalvable entre éstas y el artículo 7.3 de la Ley catalana.

18. En cuanto a la asignación de los derechos de emisión, la Ley estatal 1/2005 establece la subasta como método básico, efectuada por un solo subastador por cada Estado miembro, lo que *resulta incompatible con la territorialización unilateral de derechos de emisión por comunidades autónomas, pues este último sistema puede impedir a los titulares de instalaciones sujetas a la Ley 1/2005 emitir gases de efecto invernadero aun cuando tengan autorización para ello (art. 4) y adquieran y entreguen a la administración los correspondientes derechos de emisión (art. 27.2) para lo cual pueden servirse, como ya se ha expuesto, de derechos adquiridos de titulares extranjeros.*

Esta potestad resultante del artículo 7.3 de la Ley de Cambio climático de Cataluña vulneran también la competencia del Estado sobre las obras, proyectos e instalaciones contaminantes de su titularidad (actividades en puertos y aeropuertos de interés general, art. 149.1.20 CE; autorización de instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma o el transporte de energía salga de su ámbito territorial, art. 149.1.22 CE; u obras de interés general, art. 149.1.24 CE, entre otras), cuya puesta en marcha y funcionamiento no puede ser condicionada mediante la imposición unilateral de condiciones medioambientales por las comunidades autónomas (por todas, STC 13/1998, de 22 de enero, sobre la técnica de la evaluación de impacto ambiental).

Por todas estas razones, el artículo 7.3 de la Ley recurrida es contrario al orden constitucional y debe ser declarado inconstitucional y nulo.

19. Seguidamente se impugnan el artículo 19 y por conexión las disposiciones adicionales primera, segunda y tercera, y finales quinta y sexta. *Este*

conjunto de preceptos disciplinan «un régimen singularizado» para Cataluña y una «planificación exclusivamente catalana de la energía» con «sus propios objetivos», y ello representa una vulneración de la competencia estatal para llevar a cabo esta planificación al amparo de los núms. 13 y 25 del art. 149.1 CE. No existe ningún obstáculo al empleo de la técnica planificadora por las Comunidades Autónomas. Éstas pueden emplear la técnica de la planificación de su actividad siempre que ello «responda a un ejercicio legítimo de sus competencias». La constitucionalidad del precepto dependerá de que los fines en él señalados puedan hallar cobertura en el acervo competencial de la comunidad autónoma, pues no puede considerarse conforme con la Constitución la norma que pone una técnica administrativa al servicio de un fin no amparado en las propias competencias. Pues bien, el artículo 19 no contiene solo una directiva programática, que sería legítima, sino que va más allá de esta directriz e impone objetivos concretos, detallados, a término, mensurables y por tanto vinculantes, como los de cerrar las centrales nucleares en 2027.

Hay que concluir, por tanto, que la contradicción entre estas normas del artículo 19 y las normas estatales básicas hacen que aquéllas *no pueda considerarse un ejercicio legítimo de la competencia en materia de protección del medio ambiente*. En primer lugar, porque los preceptos autonómicos citados contradicen abiertamente, hasta negarlas, algunas determinaciones básicas del modelo energético establecidas por el Estado (admisibilidad de combustibles fósiles y de energía nuclear). *En segundo lugar, porque una «transición energética» tan importante, diseñada con el detalle de los preceptos mencionados, excede con mucho la perspectiva estrictamente medioambiental y aun energética, y no puede perder de vista las variadas implicaciones que estos preceptos tienen en materia económica, de reestructuración o reconversión industrial, empleo, cohesión territorial, competitividad de las empresas y otros muchos aspectos. Todo lo cual excede con mucho el ámbito territorial y el poder de decisión de una Comunidad Autónoma, porque desborda sus «intereses» exclusivos (art. 137 CE). Esta «interrelación» entre intereses y competencias resulta expresamente del citado precepto constitucional y ha sido reconocida expresamente por la doctrina constitucional: por todas, STC 31/2010, FJ 118).*

20. En cuanto al artículo 24, sobre transportes y movilidad, el T.C. distingue lo que hay en él de directrices y orientaciones, que carecen de fuerza normativa (obligan solo a promover medidas) y lo que son preceptos inequívoca-

mente imperativos para los sectores afectados (transporte rodado y marítimo) que son materia reservada al Estado. Éstos últimos son inconstitucionales.

21. En cuanto al fondo climático y su financiación (artículo 51) la prescripción de que a éste se destine la participación de Cataluña en los derechos de emisión y su comercio representa una *territorialización de dichos ingresos de titularidad estatal, obtenidos a través de las subastas que organiza el Estado de acuerdo con la Ley 1/2005*. Dicha territorialización se lleva a cabo por la comunidad autónoma *sin el necesario acuerdo del (o con el) Estado, y en contra además de lo previsto en la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de presupuestos generales del Estado para el año 2013, que prevé que de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión, el 10 por 100 se destinarán a políticas de cambio climático y el 90 por 100 al apoyo a energías renovables*. La pretensión de la Ley Catalana de alterar el destino de estos recursos supone una interferencia ilegítima y es por tanto inconstitucional y nula.

22. El T.C. reitera la doctrina de que el Estado puede asumir competencias ejecutivas con carácter básico «cuando no quepa establecer ningún punto de conexión que permita el ejercicio de las competencias autonómicas o cuando además del carácter supra autonómico del fenómeno objeto de la competencia, no sea posible el fraccionamiento de la actividad pública ejercida sobre él y, aun en este caso, siempre que dicha actuación tampoco pueda ejercerse mediante mecanismos de cooperación o de coordinación y, por ello, requiera un grado de homogeneidad que solo pueda garantizar su atribución a un único titular.

En cuanto al cómputo de la eficiencia energética de los edificios y viviendas, el Estado ha establecido *unos «requisitos mínimos que deben satisfacer esos edificios» nuevos que «serán los que en cada momento se determinen en el Código Técnico de la Edificación»*. Este código ha sido aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, dictado en desarrollo de la *habilitación reglamentaria contenida en el art. 3.1 y disposición final segunda de la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de ordenación de la edificación, y con carácter básico al amparo de las competencias que se atribuyen al Estado en los artículos 149.1.16, 23 y 25 (disposición final primera del Real Decreto)*.

El T.C. reconoce la competencia del Estado para regular el certificado de eficiencia energética y *con mayor motivo debe reconocérsele igualmente*

competencia para establecer los «requisitos mínimos que deben satisfacer esos edificios» de consumo de energía casi nulo (disposición adicional segunda, apartado tercero, del Real Decreto 235/2013, de 5 de abril), las «exigencias básicas de ahorro de energía» de edificios (rúbrica del art. 15 CTE) o los «niveles mínimos de calidad propios del requisito básico de ahorro de energía» (art. 15.3 del código técnico de la edificación). En ejercicio de esas competencias el Estado puede marcar por tanto los requisitos o niveles «básicos» o «mínimos» que deben alcanzar los edificios para cumplir con el «nivel de eficiencia energética muy alto» exigido por el anexo I de la Directiva 2010/31/UE. Ahora bien, del propio tenor de las normas mencionadas se desprende que estas no impiden a las comunidades autónomas el «desarrollo» de ese común denominador normativo sobre la eficiencia energética de los edificios, o dicho en otros términos, la elevación del estándar fijado al respecto por las normas estatales, que puede perfectamente encuadrarse en sus competencias de desarrollo en materia de medio ambiente [art. 144.1 b)] y de fomento —en sentido amplio, no técnico— de la eficiencia energética [art. 133.1 d) EAC]. d) En consecuencia, la habilitación reglamentaria contenida en la disposición transitoria tercera no es contraria al orden constitucional de distribución de competencias. Sí lo es, en cambio, la reproducción por el art. 4 e) de la ley impugnada de la definición estatal de «edificio de consumo de energía casi nulo» contenida en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 56/2016. El Estado necesita efectuar esta definición para establecer los requisitos básicos o mínimos de ese tipo de edificios, según lo antes explicado. La reiteración de esa definición por la Comunidad Autónoma es por ello un supuesto de *lex repetita* proscrito por nuestra jurisprudencia, pues nada añade a las propias bases estatales y al espacio que éstas dejan para el desarrollo de los requisitos de esos edificios por las comunidades autónomas, ni es necesaria para hacer inteligible o facilitar la comprensión del régimen autonómico de desarrollo, teniendo en cuenta que salvo esta última excepción al legislador autonómico le está vedado reproducir la legislación estatal básica en sus normas de desarrollo [SSTC 73/2016, de 14 de abril, FJ 10, y 51/2019, de 11 de abril, FJ 6 a)].

Finalmente, en cuanto a la potestad final de las CC.AA. sobre las emisiones, es doctrina general que «la potestad de las comunidades autónomas para establecer tributos se halla limitada por las prohibiciones de doble imposición del art. 6.2 y 3 LOFCA, cuyo tenor es el siguiente: «2. Los tributos que establezcan las comunidades autónomas no podrán recaer sobre hechos im-

ponibles gravados por el Estado. Cuando el Estado, en el ejercicio de su potestad tributaria originaria establezca tributos sobre hechos imponibles gravados por las comunidades autónomas, que supongan a éstas una disminución de ingresos, instrumentará las medidas de compensación o coordinación adecuadas en favor de las mismas».

El impuesto especial sobre determinados medios de transporte es, como indica la Ley de impuestos especiales en su art. 1, un impuesto sobre el consumo que grava en fase única la matriculación de determinados medios de transporte. Éste toma como base imponible el importe de adquisición del medio de transporte si es nuevo, o su valor de mercado si es usado (art. 69), y aplica sobre él un tipo establecido en la propia ley en función de las emisiones contaminantes del vehículo, que las comunidades autónomas pueden aumentar en un 15 por 100 (arts. 70.2, de la Ley de Impuestos Especiales, y 51 de la Ley 22/2009, de 18 de diciembre, por la que se regula el Sistema de Financiación de las Comunidades Autónomas.

Por el contrario, el impuesto autonómico de la Ley catalana (artículo 40.1) tiene como hecho imponible las emisiones y sus sujetos pasivos del impuesto las personas físicas o jurídicas titulares de los vehículos (art. 42) y están exentos los vehículos oficiales, de representaciones diplomáticas o consulares, ambulancias y personas con movilidad reducida (art. 43). Es un impuesto periódico que se devenga cada año natural (art. 46.1) y la cuota tributaria se fija en función del tipo de vehículo y de sus emisiones oficiales de dióxido de carbono (art. 44). Es, además, un tributo de carácter «finalista» y su recaudación debe nutrir a partes iguales el fondo climático y el fondo de patrimonio natural (art. 40.2). De la comparación de ambos tributos se desprende la existencia de diferencias sustanciales que impiden considerar al tributo autonómico incurso en la prohibición de doble imposición del art. 6.2 LOFCA.

Palabras finales

Mis compañeros me piden que escriba unas palabras finales sobre el futuro del sector eléctrico para cerrar este estudio sobre la Transición Energética que tantas consecuencias va a tener en los próximos años.

La verdad es que a mí ya me queda poco que decir después de todo lo escrito en las más de 200 páginas sobre la multitud de cuestiones que levanta ese ambicioso proyecto, denominado de «descarbonización» de la energía y de la economía en general. No vale la pena reiterar, una vez más, lo ya dicho.

Pero por mi larga vida de jurista y mis más de cuarenta años de dedicación a la regulación del sector eléctrico, puedo ofrecer, quizás, algunas consideraciones sobre regulación económica, derivadas de mi experiencia de tantos años y del recuerdo de enseñanzas recibidas de mis maestros.

Quiero recordar en primer lugar a D. José Luis Villar Palasí, que fue, en mi opinión, la mente creadora más importante del Derecho Público español del siglo xx. Decía el Prof. Villar que el Derecho Público, especialmente el derecho público económico, lo que hoy llamamos «regulación», no se puede fotografiar, es preciso filmarlo, es decir, verlo en movimiento, en su evolución histórica, para entenderlo. Frente a la estabilidad y permanencia de los conceptos que ofrece el derecho civil, que nos llegan desde Roma, el Derecho Administrativo es el cuerpo de la regulación contingente y ocasional, compuesta de leyes, reglamentos, circulares y otros actos del Gobierno que forman una amalgama de preceptos y reglas heterogéneas, que están continuamente modificándose, destruyéndose y rehaciéndose sin interrupción.

Y es que a diferencia del Derecho Civil, que Savigny cristalizó en su «*Sistema de Derecho Romano*» y el Código Napoleónico que lo articuló en preceptos que han llegado a nuestros días, el Derecho Público, constitucional y administrativo, no es una creación pacífica y lógica de la razón, sino una respuesta al reto social. Respuesta que estará siempre vinculada al entorno económico, político y social en el que se inserta, y que por esa misma razón adoptará sentidos diferentes, según las necesidades, las ideas, las exigencias sociales de cada momento. Su comprensión solo es posible desde el conocimiento del conjunto de factores ideológicos, culturales, políticos y económicos que dibujan el cuadro general de cada tiempo histórico. Por eso es cambiante, circunstancial, como un subproducto de la evolución política, económica y tecnológica de cada tiempo. El especialista del derecho público necesita sensibilidad y tacto para descubrir, en la urdimbre de los pequeños y grandes acontecimientos, el sentido de la agrupación social en la que vive. Tienen que saber oír el pulso de la historia. Tiene que saber salir de su gabinete para enterarse de qué es lo que pasa fuera y cuáles son las necesidades que tiene la gente.

El sector eléctrico es un buen ejemplo de todo ello. En los más de cuarenta años transcurridos desde que yo empecé a estudiarlo, en 1975, en los Estados Unidos, he sido testigo de tres transiciones eléctricas: en 1984, en 1997 y en 2019-2020, en la que nos encontramos en la actualidad. He dejado constancia de ello en las primeras páginas de este trabajo, con las enseñanzas que de ellas podemos extraer (Libro Primero, epígrafes I, 1 y 2).

El estudio que ahora presentamos es un pormenorizado análisis de las múltiples transformaciones que en el sistema eléctrico se están produciendo ya y se van a producir, todavía mayores, en los próximos años. Transformaciones en la estructura empresarial, que dejará de tener el carácter oligopólico que ha tenido hasta ahora. Va a modificarse también, sustancialmente, la «operación del sistema», que ya no será un mercado unificado con un producto homogéneo, sino, muy probablemente, distintos mercados, en función de las tecnologías con que se genera la energía. No parece que pueda seguir funcionando un *pool* horario de la energía total del país con un sistema de precio único marginalista. Éstas y otras muchas transformaciones están a la puerta y habrá que abordarlas con prudencia y con talento, haciéndolas compatibles con una política industrial competitiva, evitando costes inasumibles, como ocurrió en España con anteriores programas de promoción y apoyo a las energías renovables, que no se pueden impulsar a cualquier precio. La

senda a seguir en la política de descarbonización y el ritmo al que debe someterse debe ser flexible, en función de la situación específica de cada país en Europa.

Estamos ante un supuesto más de «*destrucción creativa*», que se han prodigado en los últimos veinte años y que Joseph Schumpeter describió como procesos de mutación industrial que revoluciona la estructura económica desde dentro, destruyendo la hasta entonces imperante y creando una nueva. La penetración de las energías renovables y la digitalización han tenido este doble efecto en el sector eléctrico. Pero la penetración de energías renovables vino, no «desde dentro», sino como consecuencia de una decisión política de luchas contra el cambio climático. La «destrucción» se ve en la pérdida de valor de algunas empresas eléctricas tradicionales, especialmente en Europa, en gran parte porque la penetración de renovables reduce precios mayoristas y disminuye las cuotas de las centrales convencionales. La «creación» se ve en algunos países (y se verá en otros) con el desarrollo de nuevos servicios y negocios, con la descarbonización de la economía y el empoderamiento de los consumidores. El cambio es profundo, extremadamente rápido y con consecuencias todavía imprevistas. Es pronto para decir exactamente dónde vamos a llegar. No obstante, tenemos indicios claros de la dirección en la que avanzamos y sabemos que la gobernanza, los mercados y la regulación tienen que cambiar de forma radical.

Y séame permitido, para concluir estas palabras, acudir a otro gran maestro mío —y de todos los juristas españoles de las últimas generaciones— que fue D. Joaquín Garriguez Díaz-Cañabate. Yo tuve la fortuna de trabajar con él un año y le he seguido después con la lectura, siempre que he podido, de sus escritos, jurídicos y no jurídicos. D. Joaquín ha sido la persona más excelsa, en el sentido de eminente, de singular excelencia, que yo he conocido.

Pues bien, en unas Jornadas sobre la Reforma del Derecho Mercantil de hace unos años le pidieron que dijera unas palabras de clausura. Y aunque yo me siento a años luz de distancia —hacia abajo— de aquel gran maestro, quiero traer aquí —y les pido permiso para hacerlas mías— aquellas palabras que él pronunció en esa ocasión y con las que me siento plenamente identificado, jurídica y vitalmente. Dicen así:

«Soy un hombre que se encuentra ya en la última vuelta del camino. Yo deseo, queridos amigos, que el vuestro sea largo y fecundo

y que no cerréis los ojos a los nuevos hechos que se atraviesen en él en busca de autor. Esos hechos van a ir en busca de autor de nuestras futuras leyes y vosotros seréis los autores. Autores en el sentido clásico de *auctor*, palabra latina que quiere decir «creador», «el que aumenta», «el que hace progresar» —del verbo *augeo*, *auxi*, *auctum*— mediante leyes que perfeccionen el Derecho actual y cumplan los requisitos que les imponía el rey Alfonso el Sabio, en sus *Partidas*: «Estas leyes son establecimientos porque los hombres sepan vivir bien y ordenadamente. E las palabras de ellas que sean buenas, e llanas e paladinadas, de manera que todo hombre las pueda entender e retener.»

Amén.

Gaspar Ariño Ortiz

