



Abril 2021

Democratizar la energía como proyecto de país

Los Fondos Next Generation EU y las
infraestructuras del sistema eléctrico



FUNDACIÓN
RENOVABLES

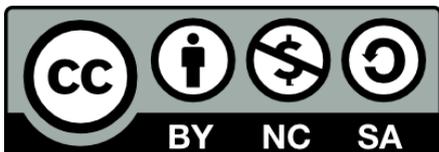
La **Fundación Renovables** agradece la colaboración del Patronato y de los Amigos y Amigas de la Fundación, así como el esfuerzo del equipo técnico que ha participado en la elaboración de este documento: Raquel Paule, Ismael Morales, Meritxell Bennasar y Maribel Núñez.

La coordinación y redacción final ha correspondido al Patronato de la **Fundación Renovables**, formado por:

Presidente: Fernando Ferrando Vitales.

Vicepresidentes: Juan Castro-Gil Amigo y Mariano Sidrach de Cardona Ortín.

Patronos: Domingo Jiménez Beltrán, Sergio de Otto Soler, Begoña María-Tomé Gil, Luis Crespo Rodríguez, Sara Pizzinato, Assumpta Farran Poca, José Luis García Ortega, Daniel Pérez Rodríguez, Llanos Mora López, Javier García Brea y Marta Victoria Pérez.



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons.

Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual (CC BY-NC-SA).

Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte de este siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia.

Fundación Renovables

(Declarada de utilidad pública)

Pedro Heredia 8, 2º Derecha

28008 Madrid

www.fundacionrenovables.org



Índice

Introducción	5
Electrificar para democratizar	9
Transporte.....	13
Distribución	15
El futuro de las redes	16
El valor que aporta la distribución a sus propietarios.....	20
¿De quiénes tienen que ser y quiénes deben pagar las infraestructuras eléctricas?	23
Propuesta de actuación	28
Anexo I. ¿Qué son y cómo funcionan los Next Generation EU?.....	35
Los Next Generation EU en España.....	36
Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.....	39
Relación de figuras	41



Introducción

Democratizar la energía como proyecto de país



FUNDACIÓN
RENOVABLES

Introducción

La política energética y económica del futuro tiene en la apuesta por la electrificación de la demanda el elemento básico para afianzar y conseguir un desarrollo cada vez más sostenible y la descarbonización de la economía antes de 2050, principalmente porque la electricidad:

- **Es un bien básico de primera necesidad para toda la población.**
- **Es la base para cualquier política de eficiencia y de penetración de las energías renovables.**
- **Favorece la mejora de la balanza comercial** por la reducción de las importaciones de combustibles.
- **Reduce la dependencia energética del exterior**, configurando una estructura productiva más autóctona, local y distribuida en nuestro territorio.
- **El consumo de electricidad tiene emisiones cero en uso y si la generación es con fuentes renovables también en origen. Cambiar a un modelo eléctrico disminuye la contaminación atmosférica y es crucial para la mejora de la calidad del aire**, sobre todo en las ciudades.
- **Democratiza la energía al permitir a la ciudadanía**, como reconoce la [Directiva de Renovables](#), comprar, vender, gestionar, generar y almacenar energía eléctrica, como un derecho inalienable, contribuyendo decisivamente a una mayor inclusión social y territorial.

La [Directiva del Mercado Interior de la Electricidad UE 2019/944](#) introduce la necesidad de apostar por el consumidor activo de electricidad y las comunidades ciudadanas de energía como agentes del mercado, habilitándolas para gestionar servicios de recarga de vehículos eléctricos y para la operación de las redes eléctricas de distribución, a la vez que a participar en todos los mercados organizados del sector eléctrico teniendo un papel estratégico para la flexibilidad de la gestión de la demanda.

Indiscutiblemente, los retos para conseguir electrificar la demanda energética, y que este proceso se lleve a cabo de forma progresiva y sostenible, dependen de las políticas que se pongan en marcha, sobre todo para garantizar:

- **Su acceso universal a todas las personas donde los consumidores domésticos tengan todos los grados de libertad**
- **Que la electricidad sea la base del desarrollo económico, tanto por la disponibilidad de precios competitivos como por la existencia de señales de apoyo político.**



- **Que los consumidores se conviertan en el centro del sistema, permitiéndoles asumir papeles más activos. Para conseguirlo, el autoconsumo, la incorporación del almacenamiento (tanto fijo como en vehículos eléctricos), la gestión de la demanda y, en definitiva, el consumo responsable, deben ser el pilar básico que sustente la política energética.**
- **Que el precio del kWh se configure de forma transparente y consecuente con los costes que lo configuran, con el fin de favorecer y facilitar su consumo y que este se realice de forma responsable.**
- **Que se reduzca el precio del kWh como elemento dinamizador de la economía y como facilitador del acceso universal a la electricidad para el consumidor doméstico.**
- **Que dispongamos de una política y una fiscalidad energética consecuente con lo que se quiere promover y lo que se necesita eliminar progresivamente.**
- **Que la tecnología disponible se utilice con criterios de sostenibilidad, seguridad, resiliencia e inclusión social y territorial según requieren los ODS de Naciones Unidas.**
- **Que la configuración del sistema eléctrico, en una economía de mercado de un bien de primera necesidad, no esté basada en una conceptualización prioritaria de negocio y de obtención de rentabilidad.**

En los diferentes documentos que la **Fundación Renovables** ha ido elaborando se han propuesto **líneas de actuación para que la electrificación de la demanda pase a ser el eje fundamental de la política energética de España y, por lo tanto, forme parte de los objetivos establecidos**, entre otras razones porque esta apuesta es el desencadenante tanto para poder cumplir los objetivos energéticos de eficiencia y cobertura de la demanda final con energías renovables como para ampliar el objetivo de reducción de las emisiones de GEI.

Conseguir que la electrificación sea un objetivo básico que implementar es un primer paso para una política energética diferencial y ética que, hasta ahora, no se ha propuesto, seguramente por la voluntad de mantener un posicionamiento no beligerante y equidistante con los grandes actores del sector energético. De hecho, en el [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\)](#) el resultado obtenido para 2030 es el 27% de cobertura de la demanda final de energía con electricidad, valor muy reducido a tenor de los objetivos marcados en el propio documento del Gobierno. Asimismo, en la [Ley de Cambio Climático y Transición Energética](#) ni siquiera aparece este objetivo. De todo ello, se puede extraer que:

- No apostar por la electrificación, a pesar de ser la generación con un 74% de origen renovable, es una de las causas principales de que el objetivo de la reducción de emisiones a 2030, esté tan separado del fijado por la Comisión



- Europea (CE): del 23% para España, recogido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), al 55% para la Unión Europea (UE). La cobertura no eléctrica de la demanda supone el mantenimiento de los procesos de combustión, lo que lleva implícita que, aunque se realice con combustibles de origen renovable, la imposibilidad de reducción de las emisiones con carácter local.
- Si comparamos los resultados obtenidos con los de la media mundial, supone que España no es consecuente con la posición económica y de desarrollo social más elevado que ocupa en el panorama internacional. **No es lógico que el resultado del grado de electrificación en España, 27% en 2030, sea el mismo que el objetivo para todo el mundo que está fijado entre el 24% y el 30%**, según los diferentes escenarios de [IRENA](#), como puede observarse en la Figura 1. En España tanto la estructura del consumo como la del acceso a la electricidad pueden tener un desarrollo muy superior al existente, lo que, obviamente, implica un mayor grado de electrificación.



PES.- Planned Energy Scenario 2,5 °C. TES.- Transforming Energy Scenario por debajo de los 2 °C

Figura 1. Objetivos de electrificación de la demanda para 2030 y 2050 a nivel mundial.

Fuente: IRENA.

- **El porcentaje de electrificación en la cobertura de la demanda final de energía no es consecuente con los objetivos fijados de un 42% de penetración de renovables y de un 74% de generación de electricidad con renovables.** Estos objetivos suponen mantener la apuesta por los procesos de combustión y, por lo tanto, por la dependencia energética y el mantenimiento de una economía de altas emisiones. **Un 27% de electrificación en energía final con una de generación 74% con energías renovables supone que el aporte eléctrico de las renovables es del 20%, es decir faltan 22 puntos porcentuales para llegar al objetivo del 42%, que deberán conseguirse en procesos térmicos.**
- No apostar por la autonomía e independencia del consumidor implica el mantenimiento de una estructura energética centralizada que está anclada en el pasado, que siempre estará sobredimensionada y, por lo tanto, encarecerá la factura eléctrica y repercutirá en los consumidores.



El futuro está marcado por el autoconsumo y por la generación distribuida.

Electrificar la demanda exige que esta tenga que formar parte también de la generación de electricidad y de la gestionabilidad del sistema, en caso contrario seguiremos manteniendo un sistema sobredimensionado en generación y en redes y la flexibilidad siempre vendrá por el lado de la oferta.

Apostar por un modelo de movilidad eléctrico sin considerar su aportación y su capacidad de gestión implica mantener estático lo que debe ser dinámico.

La Fundación Renovables, en su propuesta de política energética presentada en 2015, y actualizada en 2018, establecía como objetivo para 2030 una electrificación del 50% de la demanda final, con una generación de origen renovable del 80%, para alcanzar un objetivo de cobertura de la demanda final con renovables del 50%.

Es curioso que en nuestras proyecciones 10 puntos porcentuales de la cobertura de renovables en el 2030 se originarían mediante procesos térmicos, mientras que en el PNIEC este valor, a pesar de tener objetivos menos exigentes, supone que las renovables térmicas aporten 22 puntos porcentuales, un 52% del objetivo y más del doble que lo propuesto por la Fundación. Esta situación se agrava en el horizonte planteado de largo plazo a 2050 donde las renovables térmicas asumen 45 puntos porcentuales de la demanda, frente al 20% de la propuesta de política energética llevada a cabo por la Fundación Renovables.

PENETRACIÓN DE RENOVABLES										
	Electrificación de la demanda		Demanda final con ER	Generación de electricidad	Renovables eléctricas	Renovables térmicas	Demanda final con ER	Generación de electricidad	Renovables eléctricas	Renovables térmicas
	2030	2050								
Fundación Renovables *	50%	80%	50%	80%	40%	10%	100%	100% **	80%	20%
PNIEC	27%	52%	42%	74%	20%	22%	97%	100%	52%	45%

Figura 2. Objetivos para 2030 y 2050 del PNIEC y los propuestos por la Fundación Renovables. Elaboración propia.

No se incluyen los resultados de reducción de emisiones que son mucho más pobres, 23% frente a un 50% en el 2030, dada la apuesta por el mantenimiento de los procesos térmicos y no eléctricos, situación que se modifica en el 2050 a pesar de mantener la misma composición del mix de la demanda que en 2030, lo que pone en duda los resultados proyectados.

(*) La electrificación de la demanda no forma parte de los objetivos establecidos, sino que es el resultado de las cuotas previstas con las políticas propuestas. Hay que señalar que en la actualidad la electricidad ha perdido peso en el mix de cobertura de la demanda de energía final.

(**) La Fundación Renovables considera que el objetivo de alcanzar el 100% de la generación de electricidad con fuentes de energía renovables es factible de conseguir en 2040.





La transición energética supone una oportunidad para implantar un nuevo modelo productivo con capacidad de generación de valor de forma distribuida, fundamentado en la inclusión de nuevas tecnologías, tanto en la adaptación de la oferta como en la configuración de la demanda en base a criterios de sostenibilidad. Esta transformación está basada en la necesidad de implementar procesos de inversión que sustituyan tecnologías e instalaciones y permitan la modernización de las existentes, dotándolas de flexibilidad y de capacidad de adaptación desde un sistema concentrado de oferta a otro altamente distribuido.

La digitalización, la transformación de la oferta considerando las fuentes de energía renovables y la asunción de una demanda eficiente y flexible forman parte de los Fondos Next Generation UE aprobados para reactivar la economía como solución a la crisis económica provocada por el Covid-19.

La idoneidad del uso de los Fondos debe estar enmarcada, según los criterios de elegibilidad impulsados por la **Fundación Renovables** en su documento [Lecciones aprendidas para salir de la crisis](#), en el objetivo de apostar por la transformación del sistema energético y de su digitalización con iniciativas que tengan un efecto multiplicador, eliminando las barreras que ahora suponen un freno para el desarrollo de un sistema energético inclusivo y flexible.

A lo largo de esta propuesta, hemos pretendido actuar sobre el elemento que une a todos los consumidores en la faceta también de productores y de personas interconectadas energéticamente y que son las redes de distribución eléctrica. **Los Next Generation EU deben permitir regenerar los elementos que sirven de catalizadores para un modelo eléctrico interconectado e inclusivo.**

Electrificar para democratizar

Entre las líneas de actuación que consideramos necesarias para electrificar la demanda entendemos prioritaria **la reducción del precio de la electricidad. En este sentido, la Fundación Renovables** publicó en febrero el documento [¿Qué hacemos con la tarifa eléctrica? Ideas y propuestas para su desarrollo desde el objetivo de la electrificación de la demanda](#).

En el informe se incluían diversas iniciativas, entre otras:

- **La modificación paulatina del modelo marginalista**, sacando del sistema parte de la demanda para optar por una casación bilateral, mediante PPA's, subastas de renovables o negociando a precios fijos la producción de algunas centrales.
- **Las propuestas de corresponsabilidad de costes** procedentes del cumplimiento de los compromisos de cobertura de la demanda con energías renovables. El

[Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico \(FNSSE\)](#) es un elemento básico sobre el que la Fundación ha incluido algunos elementos que lo hacen más ambicioso y realista en el informe [Observaciones y medidas de correspondencia para la transición energética](#).

- **La reducción de las asimetrías en la asignación de costes regulados** a los distintos segmentos de consumidores, para que, en definitiva, los domésticos dejen de subvencionar a la industria.
- **La necesidad de apostar por la generación eléctrica y el almacenamiento, en los puntos de consumo, como elementos básicos de la gestión de la demanda.** La **Fundación Renovables** ha exigido objetivos y actuaciones claras para la electrificación de la demanda en la política energética, con el fin, no solo de incrementar su aportación, sino para el desarrollo de un nuevo modelo eléctrico inclusivo en el que los consumidores sean parte activa del sistema.
- **La consideración de un modelo de propiedad y de gestión diferencial para la red de transporte y distribución, objetivo del presente documento.**

El desarrollo de la electrificación de la demanda está intrínsecamente unido a la consideración de las infraestructuras eléctricas como elementos de esencial importancia.

Tan importante es generar energía eléctrica de forma sostenible y competitiva como que los sistemas que unen a la generación y el consumo tengan la máxima flexibilidad y capacidad de interacción.

Nuestra infraestructura eléctrica se ha diseñado y sigue operando de forma radial: generación, transporte, distribución y consumo, considerando que los flujos serían siempre unidireccionales y con una oferta cada vez más flexible, pero cuando se dispone de una oferta con gran variabilidad en las fuentes y los consumidores tienen el derecho a decidir y participar en la forma de llevar a cabo la cobertura de sus necesidades, hay que empezar a valorar si nuestro sistema lo permite, tanto por la disponibilidad de infraestructuras y su capacidad como por la gestión de estas.

Es necesario **modernizar la red eléctrica** para que el sistema eléctrico esté diseñado como una **gran tela de araña** y no como un **sistema radial** que obedece a la perpetuación de un modelo eléctrico basado en el mantenimiento del poder del mercado y de la propiedad de los activos en manos de unas pocas compañías.

La rentabilidad fijada para las infraestructuras eléctricas, sin contar con los beneficios fuera de la retribución regulada, ha sido el elemento fundamental para mantener un modelo creciente de inversión en redes ya que tanto el rédito como la garantía de cobro eran difícilmente comparables con las posibilidades que el mercado ofrece.

Este efecto de llamada a la inversión y el diseño de un modelo de cobertura de nuestras necesidades basado en una oferta abundante, flexible y sin límites, es una de

las causas del sobredimensionamiento de las infraestructuras, algo que se pretende evitar con la propuesta contenido en este informe.

Cualquier modelo que prime la oferta tiende al sobredimensionamiento y, en el caso de las infraestructuras eléctricas, la situación se ha visto respaldada porque el consumidor o usuario nunca ha tomado parte en la decisión y porque su capacidad para soportar costes regulados no ha tenido límite, a pesar de la crisis y de la necesidad de reducir el déficit de tarifa, como puede observarse, en la evolución de las magnitudes de la Figura 3.

Partidas	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Transporte	1.246	1.344	1.397	1.534	1.477	1.604	1.674	1.712
Distribución	4.364	4.528	5.488	5.451	5.005	5.098	5.043	5.039

Figura 3. Evolución de los ingresos del transporte y de la distribución de 2008 a 2015, años de ajuste y de restricciones para salir de la crisis y luchar contra el déficit tarifario. (En M€). Elaboración propia.

España es uno de los países en los que la liberalización del sistema eléctrico se ha llevado a cabo manteniendo la hegemonía de las compañías eléctricas tradicionales y, sobre todo, permitiendo que sigan estando verticalmente integradas a lo largo de toda la cadena de valor del negocio eléctrico.

Estar integradas verticalmente, aunque se establezca la imposibilidad de compartir información entre las distintas áreas de negocio, un supuesto cumplimiento que es imposible verificar, supone un valor añadido en todos los niveles: en la fijación de precios de transferencia en la generación, en la información de la capacidad de redes, en la información de clientes PVPC para su transición al mercado liberalizado, etcétera. Riesgos y recomendaciones en los que incide el documento publicado en febrero de 2021 por la CE [European barriers in retail energy markets](#).

[La Directiva del mercado interior de la electricidad](#), en su artículo 35, es ambigua en cuanto a la posibilidad de actuar de forma empresarialmente integrada, pero la realidad nos dice que los objetivos y las recomendaciones plasmadas en ella son imposibles de alcanzar si existe un estado de dominio tanto por concentración como por integración de actividades en las mismas empresas.

Sin temor a equivocarnos podemos decir que la **liberalización del mercado eléctrico no ha cumplido las expectativas buscadas** y ha acabado siendo el paraguas de la estrategia comercial del sector eléctrico para que los consumidores que abandonen la tarifa regulada (PVPC), en manos de las Comercializadoras de Referencia, anteriormente denominadas Comercializadoras de Último Recurso (CUR), propiedad de las distribuidoras y con el mismo accionariado que las comercializadoras tradicionales, pasen a contratar en el mercado libre con las comercializadoras del mismo grupo empresarial con unos costes de suministro, como dice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), un 20% más caro que si no



hubieran abandonado el PVPC ([Informe de supervisión del mercado minorista 2019 IS/DE/027/20, 17 de diciembre 2020](#)). Además, con el agravante de que ese trasvase de consumidores se realiza sin que muchos de estos sepan realmente que están cambiando de compañía, ni sean conscientes de lo que implica dicho cambio.

Esta situación se ve ratificada en que, a pesar de la mala reputación del sector eléctrico tradicional, el 81% de los consumidores domésticos, según datos de la CNMC, tienen contratos de suministro con Endesa, Iberdrola y Naturgy.

El mercado doméstico va cambiando muy despacio porque el *switching* entre comercializadoras es pequeño y porque, además, las ofertas de las nuevas comercializadoras mantienen, en la mayoría de los casos, el mismo perfil y alcance que las empresas del sector tradicional, lo que significa que la liberalización no solo no ha conseguido la migración de la oferta tradicional, sino que se ha producido el efecto contrario. Encontrar una tarifa plana o descuentos sin correspondencia con los costes que generan la electricidad ya no es una práctica de las comercializadoras del sector integrado, sino de la mayoría de las que operan en el sistema eléctrico.

La democratización del sistema eléctrico y, por lo tanto, el éxito de una transición energética justa depende de que el papel de los diferentes actores no tenga como característica principal la concentración y el aumento de su poder de mercado, sobre todo cuando el futuro, como mencionábamos anteriormente, requiere adaptar las infraestructuras a la presencia y a la participación de multitud de agentes dispersos por toda la geografía nacional.

Los mercados, independientemente del producto y de que este sea considerado básico o no, **están evolucionando desde modelos de proveedores de energía centralizados a otros distribuidos,** principalmente por el avance del **Internet de las Cosas** (IoT en sus siglas en inglés), que está dotando de mayores grados de libertad a todos los actores que participan en ellos.

La cobertura de las necesidades de electricidad no es indiferente, es más, está sufriendo un proceso mucho más disruptivo al abrirse técnica y económicamente la posibilidad de generar y almacenar nuestra propia electricidad y de convertir a un consumidor pasivo en uno activo dentro del mercado.

La realidad es que la migración a un modelo más democratizado de la electricidad está directamente relacionada con las capacidades y las particularidades que unen a todos los consumidores y que son la **red de suministro eléctrico** y, sobre todo, la de **distribución, algo que pretendemos potenciar y explotar con nuestra propuesta de actuación**



Transporte

La red de transporte es **propiedad en régimen de monopolio natural** de [Red Eléctrica de España, REE](#), compañía que también ejerce las funciones de Operador del Sistema, OS, y cuya estructura accionarial está conformada por un 67% de inversores institucionales extranjeros, un 20% controlado por el Estado, a través de la [Sociedad Estatal de Participaciones Industriales \(SEPI\)](#), un 3% de inversores institucionales españoles y un 10% en manos de minoristas. El Gobierno se reserva algunos ámbitos de poder como son el nombramiento de consejeros y de la presidencia, elementos derivados de la función 14 o la potestad de lo que se ha venido llamando “acción de oro”.

REE, al margen de sus funciones de servicio público, responde a los compromisos que el Consejo de Administración ha asumido con los accionistas en cuanto a la rentabilidad vía dividendos, con la fijación de un *pay out* muy alto, lo que hace que sea una inversión *bonista* para inversores institucionales por su estructura de negocio y su relación con el Gobierno, y al mantenimiento del valor atractivo de cotización por su clasificación como compañía refugio.

En la Figura 4 se muestran las magnitudes de la actividad de REE en los últimos 10 años. Se puede observar cómo los ratios de EBITDA/Ventas se sitúan, en los últimos 5 años, en una media del 78% y el EBIT/Ventas supera el 50% de media. Estos valores muestran la estabilidad en las magnitudes de la compañía y su tendencia creciente en el tiempo a pesar de ser un pilar básico del suministro de un bien de primera necesidad. Por otro lado, el análisis del *pay out* deja claro que el objetivo de REE es el mantenimiento creciente del retorno a sus accionistas, garantizándolo a pesar, por ejemplo, de lo atípico del año 2020.

Ejercicio	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Ventas (M€)	1.986	2.007	1.949	1.941	1.932	1.939	1.847	1.758	1.755	1.637
EBITDA (M€)	1.541	1.575	1.533	1.520	1.486	1.458	1.385	1.302	1.299	1.215
EBITDA/Ventas	78%	78%	79%	78%	77%	75%	75%	74%	74%	74%
EBIT (M€)	929	1.081	1.070	1.031	1.003	989	949	899	860	844
EBIT/Ventas	47%	54%	55%	53%	52%	51%	51%	51%	49%	52%
Pay out	87%	79%	76%	74%	73%	72%	73%	65%	65%	65%

Figura 4. Magnitudes económicas de REE de 2020 a 2011.
Fuente: CNMV. Elaboración propia.

Los datos reflejados dejan muy claro que REE antepone la maximización del valor para el accionista privado al servicio público.

La estructura de la cuenta de resultados de REE necesita mantener creciente el proceso de inversión reconocido como RAB para que los resultados de la compañía y, sobre todo, para que su cotización en bolsa se mantenga acorde con los compromisos adquiridos con los accionistas. La apuesta por la inversión, por ejemplo en redes fuera



de España o en otras líneas de negocio como son las comunicaciones con la compra de Hispasat, ha perdido de vista en muchos casos la consideración del servicio público que está obligada a prestar como operador del Sistema y como transportista con cargo a la tarifa eléctrica.

El proceso de avidez en la identificación de nuevas inversiones ha estado basado también en la necesidad de dotar al OS de medios que puedan ayudar a su labor de mantener en el sistema eléctrico la seguridad de suministro y como elemento de control de fluctuación de precios que con carácter puntual debido a fenómenos climatológicos se pudieran producir.

En esta línea, desde 2012, con el mandato del PP, se introdujo una presión continua para que los sistemas de bombeo formaran parte de REE, situación que ha desembocado en conflictos con las compañías integradas, entre otras razones porque el bombeo está considerado como un sistema de generación y REE, como propietario de la red de transporte, no podría desempeñar la actividad de generador, situación que, por el balance energético que este tipo de centrales tiene a lo largo del año, está más cerca de ser un sistema de regulación del sistema que de generación.

Como ejemplo de esta voluntad de incrementar su posicionamiento hay que destacar la decisión que adoptó el Gobierno, en mayo de 2014, de obligar a Unelco-Endesa a transmitir a REE el proyecto de la central de bombeo de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria, estableciendo incluso que en caso de no acuerdo sería la CNMC la que fijara el precio.

En enero de 2015 se alcanzó el acuerdo y REE publicó una nota informativa (***) en la que recogía específicamente que asumía que la central no será utilizada como instalación de generación, sino como herramienta para la estabilidad del sistema y el papel otorgado a la CNMC para el establecimiento del justiprecio.

(***) : “Red Eléctrica y Endesa han firmado hoy un acuerdo por el que, conforme a lo dispuesto por el Ministerio de Industria el 28 de abril del 2014, Endesa traspasa a Red Eléctrica el proyecto de las instalaciones de la central hidráulica reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria, por un importe de 11,2 millones de euros en concepto de costes incurridos en el proyecto hasta la fecha. La inversión total de las instalaciones podría situarse en torno a 300 millones de euros.

Impulsado desde las administraciones central y autonómica, el proyecto, que se encuentra en fase de tramitación, comprende la construcción de una central de bombeo reversible y la conexión de la central con la subestación de Santa Águeda a través de una línea eléctrica de 220 kilovoltios. Además, incluye una concesión por 25 años ampliable a 50 de las aguas de los embalses con fines hidroeléctricos.

Red Eléctrica y Endesa se han comprometido a agilizar los trámites administrativos, destacando el cambio de titularidad para la concesión que el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria había adjudicado a Endesa para la construcción y explotación de una central hidroeléctrica entre las presas de Chira y Soria.

La central de bombeo no será utilizada como instalación de generación, sino como una herramienta del operador del sistema para la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico. Por otra parte, será uno de los grandes proyectos de Red Eléctrica a lo largo de los próximos años, ya que constituirá una infraestructura esencial para la integración de renovables en la isla y para contribuir a un nuevo modelo energético en Canarias, más sostenible ambientalmente y más eficiente económicamente.”



La importancia de REE como actor para el desarrollo de un sistema eléctrico inclusivo y moderno tiene especial relevancia por su papel como Operador del Sistema, dejando en un segundo término su labor como transportista, razón por la que desde la **Fundación Renovables** siempre hemos pedido que el OS sea una entidad 100% pública, incluyendo entre sus activos lo que se requiera para mejorar la flexibilización de la operación del sistema, como puede ser la propiedad de sistemas de almacenamiento, sobre todo si consideramos los objetivos de generación con fuentes de energía renovables.

Distribución

La distribución en nuestro ordenamiento jurídico obedece a sus funciones de relación con el consumidor y en función del nivel de tensión en el que trabajan. Niveles de tensión que no son fijos atendiendo al tamaño del sistema eléctrico que diferencia los territorios peninsulares o extra peninsulares y del uso en relación con el consumo.

Respecto a la distribución, la red de alta tensión, según se establece en el [Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión](#), se divide en tres categorías:

1. De 66 kV a 220 kV.
2. De 30 kV a 66 kV.
3. De 1 kV a 30 kV.

A estas, hay que añadirles todas las instalaciones de menos de 1 kV que unen a las distribuidoras con la inmensa mayoría de los consumidores en lo que se denomina baja tensión y que incluye hasta el nivel de tensión de 220 V. **Este rango de tensión es fundamental**, tanto para las instalaciones de autoconsumo doméstico individualizado y compartido como para la introducción del vehículo eléctrico como medio de desplazamiento urbano, y, por lo tanto, son las infraestructuras en las que principalmente deberíamos pensar a la hora de su digitalización y flexibilización de acceso y respuesta, sea eléctrica o administrativa.

La estructura empresarial que ostenta la propiedad de la distribución está altamente concentrada. De hecho, las cinco compañías tradicionales reciben el 92% de la retribución, a pesar de que en la actualidad existen 365 compañías reconocidas en la categoría de distribuidoras.

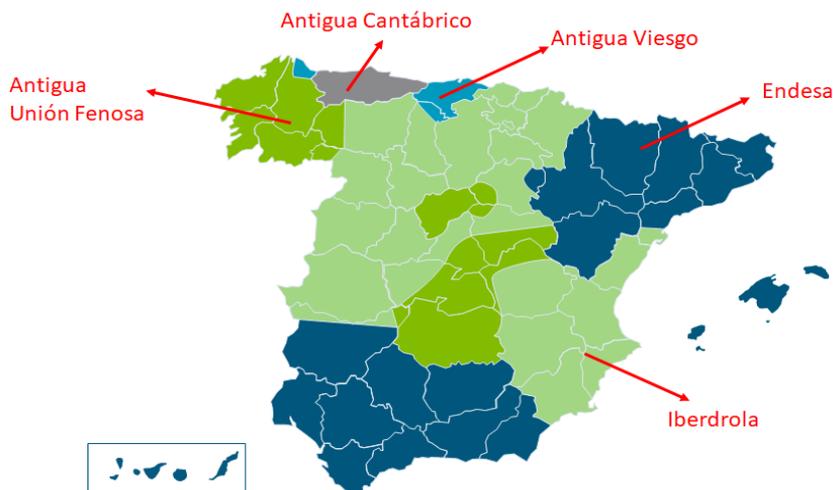


Figura 5. Marco geográfico de actuación de las cinco principales comercializadoras.
Elaboración propia.

El futuro de las redes

La adaptación del sistema eléctrico a las necesidades del futuro de la energía y su actualización requerirá, según diferentes informes (Deloitte, REE, AIE, IRENA, Bloomberg...), de más de 30.000M€ de inversión, incluyendo la automatización y renovación de equipos en el transporte y la distribución, la digitalización y la automatización y modernización del sistema.

Por tanto, la primera pregunta que surge es **¿quién debe asumir esta inversión?**, sobre todo porque el sector eléctrico ya ha promovido informes en los que se definen que las tres cuartas partes se establecen como inversiones sujetas al RAB (*Regulatory Asset Base*), es decir, costes elegibles para el sistema eléctrico y sujetas a la retribución regulada fijada por el Gobierno.

En este punto todos los gobiernos se han comportado siempre a favor de mantener la estructura de ingresos de la distribución y del transporte. De hecho, como se reflejaba en el informe de la **Fundación Renovables**, [Lecciones aprendidas para salir de la crisis](#), a pesar de que los recortes, los ingresos de ambas actividades siempre han sido crecientes.

Esta situación de proteccionismo no ha cambiado, como puede observarse en el contenido del [Real Decreto-ley 23/2020](#) en cuyas medidas de urgencia se incorporó el incremento del coeficiente de inversión sobre el PIB de las actividades de transporte y distribución que se ampliaron del 0,065% al 0,075% en el caso del transporte y del 0,13% al 0,14% en el caso de la distribución.





El transporte y la distribución supusieron un coste en la factura eléctrica en 2019 de 6.891M€, un 38% de los costes regulados o, en otros términos, un 22% de todo el coste del suministro eléctrico, a los que se mayoró mediante la aplicación de un IVA del 21%.

La segunda pregunta que se plantea es **¿está garantizada la modernización de las redes y el comportamiento de acuerdo a las exigencias de interacción con los consumidores que el futuro demanda?**

La respuesta siembra dudas porque, en muchos casos, actuar primando el servicio público va en contra de los intereses de las empresas actualmente propietarias, teniendo en cuenta que la empresa eléctrica trabaja como una unidad integrada en todas las actividades que componen el sistema eléctrico.

De hecho, el paso de los consumidores del PVPC al mercado se ha caracterizado por la continuidad del servicio, porque, aunque las compañías eléctricas ratifiquen, exigidas por la regulación, la existencia de “murallas chinas” entre la distribución y la comercialización, existen muchas dudas sobre la veracidad de esta situación, una problemática sobre la que hace eco el documento anteriormente mencionado de las barreras existentes en los mercados minoristas de la electricidad de la CE.

Cuando hablamos del necesario mallado y automatización de la red, todos tenemos en mente la digitalización y, sobre todo, recordamos cómo en España, por mandato legal, se han cambiado, en tiempo récord, los contadores eléctricos analógicos por contadores digitales, cuyo coste de alquiler se incluye en la factura eléctrica. Este proceso no ha sido ni equitativo ni ajustado a mercado y, lo que es peor, **las prestaciones que los consumidores reciben no se corresponden con las oportunidades tecnológicas que están disponibles ni con las que existían cuando se instalaron.**

No incorporan ninguna capacidad de comunicación directa con otros equipos ni pueden hacer una lectura utilizable en tiempo real. La carencia de puertos o de una IP de comunicación deja a las claras el poco interés que tenían las compañías eléctricas en dotar de grados de libertad al sistema eléctrico. De hecho, se han implantado de forma mayoritaria dos modelos: el fabricado bajo auspicio de la compañía pública italiana ENEL, propietaria de Endesa, y el que gestionó principalmente Iberdrola. **El resultado final de la implantación de los contadores digitales ha sido un coste de alquiler alto y desproporcionado con unas prestaciones insuficientes, por decisión de quienes los instalaron y de la CNMC que lo permitió.**



ALQUILER DE CONTADORES	
Tipo de contador	Tarifa de alquiler
Contadores monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos ⁽¹⁾	0,54 €/mes
Contadores trifásicos o doble monofásicos sin discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión ⁽¹⁾	1,53 €/mes
Contadores monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión para consumidores domésticos ⁽¹⁾	1,11 €/mes
Contadores trifásicos o doble monofásicos con discriminación horaria y sin posibilidad de telegestión ⁽¹⁾	2,22 €/mes (doble tarifa) 2,79 €/mes (triple tarifa)
Contadores monofásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos ⁽²⁾	0,81 €/mes
Contadores trifásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos ⁽²⁾	1,36 €/mes
<p>NOTAS:</p> <p>- Se incluyen los costes asociados a la instalación, operación y mantenimiento de los contadores, así como los costes asociados a la verificación.</p> <p>- ⁽²⁾ Precios provisionales de aplicación a partir del 3 agosto de 2013 hasta que tenga lugar la aprobación del precio definitivo de los contadores electrónicos con base en el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.</p>	

Figura 6. Tarifas de alquiler por tipo de contador. Enero 2021.

Fuentes: (1) BOE nº 312, 29 de diciembre de 2007; (2) BOE nº 185, 3 de agosto de 2013. Elaboración propia.

Esta situación se agrava con la introducción del autoconsumo, el despliegue del vehículo eléctrico o, en definitiva, con el papel que la gestión de la demanda debe tener en el funcionamiento del sistema eléctrico futuro.

La necesidad de interacción con la compañía distribuidora para llevar a cabo una instalación de autoconsumo es total. Para diseñarla adecuadamente es fundamental disponer de los datos históricos de consumo, así como poder proceder sobre la facturación de los excedentes y de los coeficientes. En este sentido, deberíamos ir pensando en medidas como modelos horarios ex-post, aprobar la capacidad de evacuación en coeficientes horarios o dinámicos, desarrollar instalaciones por encima de potencias contratadas de 15 kW o instalaciones en suelo no urbano, sin olvidar el escaso avance de la modificación del RBT para que los requisitos de conexión sean estandarizados y simplificados. En definitiva, son numerosos los conflictos que se han denunciado desde la [Alianza por el Autoconsumo](#) y que no solo no se han resuelto de forma generalizada, sino que exigen una discusión permanente, caso a caso, con algunas distribuidoras cuyo comportamiento es poco colaborativo.

En esta línea, el Gobierno sacó a [consulta pública la modificación del Anexo I del Real Decreto 244/2019](#) para la implementación de coeficientes dinámicos de reparto en autoconsumo colectivo, introduciendo la posibilidad de utilizar coeficientes horarios



ex-ante entre los usuarios de una instalación de autoconsumo compartido, procedimiento en el que las distribuidoras van a jugar un papel predominante.

Avanzar en la flexibilidad de la gestión de los excedentes entre el resto de los participantes requiere una posición activa de las distribuidoras que, obviamente, es un elemento fundamental para el mantenimiento de la hegemonía de sus comercializadoras.

Necesitamos compañías de distribución que no fijen sus actuaciones para maximizar su valor económico, sino para prestar mejor sus servicios, que no antepongan el beneficio de los grupos empresariales integrados a la asunción de los retos que la transición energética demanda.

La retribución de las infraestructuras eléctricas está regulada por el reconocimiento de una rentabilidad, independientemente de su uso, que para el [periodo 2020/2025](#) será del 7,3%, valor que se ha fijado después de un pequeño ajuste de la rentabilidad del periodo anterior.

Es importante destacar que el nivel retributivo no está en relación ni con el criterio de “pago por uso” ni con el coste del dinero para los propietarios de las infraestructuras, a pesar de los repetidos intentos de la CNMC para incluir la retribución en base a criterios *WACC* (*Weighted Average Cost of Capital*) del propio sector eléctrico y que se incluyen como ejemplo en el informe [INF/DE/044/18 Propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025](#), lo que supondría una rebaja de las cuantías a pagar.

Esta retribución tiene parámetros de ajuste por Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada (TIEPI) y por el Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada (NIEPI). Valores que hay que reconocer muestran la excelente calidad del servicio que ha ido creciendo año a año tanto por la profesionalidad de su operación como por la reducción de la demanda que ha eliminado las sobrecargas en las líneas existentes en el pasado.

A los coeficientes reconocidos para cubrir los costes de O&M se ha establecido adicionalmente, para aquellas instalaciones amortizadas, un coeficiente de mayoración de los costes de hasta el 30%, si el periodo es inferior a 15 años desde su amortización, o del 100%, a partir de los 15 años.

En cierta manera estamos obviando como elemento de discusión si el funcionamiento del mercado lo debe controlar la demanda o debe seguir siendo la oferta la que determine las decisiones en base a criterios, en muchos casos, de seguridad de suministro y, sobre todo, cuando esta está altamente concentrada e integrada en tres agentes que controlan más del 80% del mercado.



El valor que aporta la distribución a sus propietarios

Es obvio que el sector eléctrico integrado ha defendido siempre el mantenimiento de las redes de distribución dentro de su balance y bajo el mismo control que el resto de las actividades, entre otras razones por la capacidad de las infraestructuras para generar valor. De hecho, podríamos identificar como elementos de valor:

- **La retribución de las inversiones** que hemos ido desgranando en los puntos anteriores. Sin incluir las dudas existentes sobre la correspondencia entre las inversiones que perciben retribución y las que, por su situación patrimonial, la deberían recibir.
- **La fijación de costes de mantenimiento y operación adicionales** a la retribución de inversión definidos de forma regulada y sin considerar el uso de la propia red.
- **El establecimiento de coeficientes de mayoración** de los costes reconocidos de operación y mantenimiento crecientes en función del tiempo transcurrido desde su amortización.
- **La incorporación, como elemento insoluble, de las distribuidoras como Comercializadoras de Referencia**, tanto por actividad económica como, sobre todo, como elemento de fidelización o facilitador del mantenimiento de un cliente cautivo en los procesos de migración al mercado liberalizado.
- La **dificultad de acceso a los datos históricos, en poder de las distribuidoras**, para un cambio de comercializadora o para el diseño de instalaciones de autoconsumo. supone una barrera para frenar la pérdida de clientes de quienes tienen la mayor parte del mercado y que son del mismo grupo-lobby empresarial.
- **El uso de las líneas para conexión de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables propiedad del mismo grupo accionarial.**
- **El acceso a la red eléctrica es una extraordinaria fuente de información** que por un lado, permite conocer al detalle los hábitos de consumo de los consumidores, y por otro, se constituye en la barrera fundamental para poder llevar a término una planta de generación de electricidad renovable, situación a la que las compañías integradas han sabido sacarle partido al disponer del acceso privilegiado de sus instalaciones renovables de generación de energía eléctrica conectadas en sus redes de distribución, al ser empresas del mismo grupo empresarial.

El [Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica](#) sigue dejando, como no puede ser de otra forma, que sean las distribuidoras las que establezcan la de capacidad de





evacuación en los diferentes nodos del propio sistema, información privilegiada supone un agravio comparativo con aquellos promotores que no pertenecen a un grupo eléctrico integrado. Pensar que los propietarios de las infraestructuras no van a aprovechar esta información es poco realista, sobre todo, teniendo en cuenta la situación histórica.

La práctica habitual es que las líneas o las infraestructuras realizadas por promotores renovables, acaben siendo, por donación, de titularidad de la distribuidora de la zona, permaneciendo, como es obvio, los derechos de evacuación que se hubieran pactado entre los diferentes participantes en la ejecución de las instalaciones. Detrás de esta práctica está facilitar permisos y reducir los costes de mantenimiento, al no disponer de la capacitación exigible para llevarlas a cabo. Por tanto, considerar que estas decisiones eran voluntarias o que había otras alternativas es desconocer la realidad.

Disponer de la propiedad de las infraestructuras de interconexión como llave de acceso a la demanda de electricidad es un valor real, tanto de presente como de futuras transacciones u oportunidades, sobre todo, cuando existe una gran capacidad ociosa motivada por la reducción de la demanda de electricidad. En demanda de electricidad estamos en valores equivalentes de 2004 y en máxima potencia demandada, de 2007, con inversiones que se han llevado a cabo o que han sido capturadas a coste cero a las distribuidoras eléctricas y que, se supone, no perciben retribución por parte de la tarifa.

El control de la propiedad de las redes de distribución no solo genera valor mediante los cinco puntos anteriores, sino que **es la llave para el desarrollo del modelo energético futuro**. Algo que es objeto de solventar con nuestra propuesta que detallamos al final de este documento, favoreciendo la aceleración hacia la definitiva integración de la ciudadanía como parte activa.

Un modelo eléctrico necesariamente más abierto, participativo y flexible no puede desarrollarse si quien debe llevar a cabo la modernización del elemento de conexión entre agentes entra en colisión con sus intereses económicos y de posicionamiento hegemónico.

El desarrollo del autoconsumo, individual y compartido, de las comunidades energéticas, de la generación distribuida dependen del funcionamiento y accesibilidad de la red y está claro que su futuro no puede suponer una amenaza para quien lo tiene que llevar a cabo.

Siempre que hablamos de redes nos fijamos en la retribución que perciben sus propietarios y que se carga en el recibo de la luz de forma fija, independientemente de nuestras necesidades, obviando los *windfall profits* que se generan cuando la propiedad y la gestión de la red están en un grupo empresarial integrado.



¿De quiénes tienen que ser y quiénes deben pagar las infraestructuras eléctricas?

Democratizar la energía como proyecto de país



FUNDACIÓN
RENOVABLES

¿De quiénes tienen que ser y quiénes deben pagar las infraestructuras eléctricas?

Abrimos la eterna discusión sobre si las infraestructuras para garantizar un servicio fundamental deben ser **públicas o privadas** y quiénes deben pagarlas: **los contribuyentes o los consumidores**.

El análisis debe realizarse de forma conjunta, ya que hay que dar respuesta a:

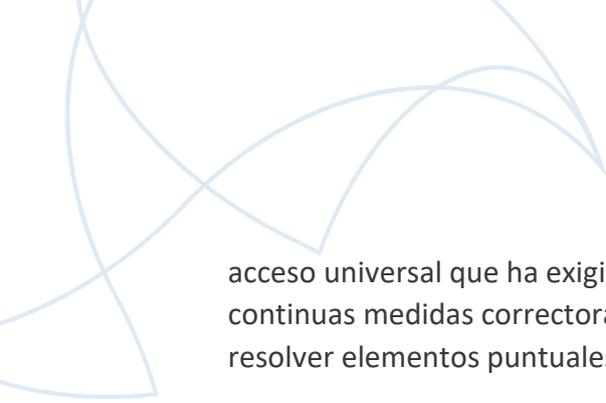
- **Criterios de justicia social**, entendiendo la electricidad como un bien de primera necesidad garantizado como servicio público.
- **La reducción del coste imputado como servicio público.**
- **La necesaria correspondencia entre el coste y la señal precio que se traslade** para garantizar su consumo y que este se produzca de forma responsable y en correspondencia con la disponibilidad de recursos energéticos y la sostenibilidad de su uso.
- **La no existencia de prácticas de dominio que pongan en riesgo su función o que supongan un sobredimensionamiento de las infraestructuras necesarias.**
- **Garantizar la democratización del sistema eléctrico** convirtiendo al consumidor en el centro del modelo y permitiendo que se puedan incorporar todos los avances tecnológicos que se van produciendo.

Esta discusión está resuelta y aceptada por todos cuando nos referimos, por ejemplo, a las infraestructuras sanitarias, aunque su modelo de gestión haya migrado, en algunas zonas, a una gestión privada que se transmite igualmente al contribuyente; o a las infraestructuras de transporte, salvo las que se han llevado a cabo mediante concesión administrativa y que paga el usuario pero que acaba asumiendo el contribuyente si el flujo económico obtenido por el concesionario no es suficiente. De hecho, podemos decir que, en la mayoría de los casos, se asume que, para que el servicio pueda ser ejecutado, el coste vaya a cargo de los [Presupuestos Generales del Estado \(PGE\)](#) y no del usuario.

Curiosamente, **este modelo no se ha extrapolado al sistema eléctrico a pesar de que la electricidad es un bien de primera necesidad de acceso universal y de que exista una mayor coincidencia entre los consumidores y los contribuyentes y que además es el motor del desarrollo económico del futuro y elemento de cohesión territorial.**

El desarrollo de los servicios de primera necesidad o el acceso a derechos inalienables como pueden ser la sanidad, las infraestructuras de transporte, la educación o la energía cuando se ejecutan con capitales privados con garantía de retribución suelen producir una **imputación de costes muy por encima** de lo que correspondería a sus características como servicio público. Y esto sin considerar la incapacidad de eliminar los fallos del mercado que inciden tanto en la calidad del suministro como en el no





acceso universal que ha exigido implementar el bono social desde la regulación o continuas medidas correctoras que no van a combatir el problema de raíz, sino a resolver elementos puntuales de perturbación.

Las exigencias de las Directivas Europeas para incorporar un elemento de mejora en los sistemas eléctricos, han tenido un desarrollo deficiente.

La [Directiva del Mercado Interior de la Electricidad UE 2019/944](#), de junio de 2019, compromete a los distintos países en la puesta en marcha de mecanismos novedosos para que el consumidor forme parte del funcionamiento del sistema eléctrico y, no cabe ninguna duda, de que el elemento más importante para conseguir este objetivo es actuar sobre la red eléctrica que nos une a todos los consumidores.

Por otro lado, el marco retributivo de la distribución y del transporte establecido sobre el valor de los activos no amortizados debería incorporar que cuando un activo está amortizado pase a formar parte de los que han pagado dicho activo, sobre todo cuando este pago no ha sido como contraprestación de un servicio, sino como retribución a la inversión pendiente. **No es lógico que estos activos después de amortizados sigan generando valor de uso a los inversores que los llevaron a cabo cuando ya han recuperado de forma más que suficiente su inversión.**

Obviamente, los procesos de reversión de activos del sistema eléctrico del ámbito privado al público, una vez que se han cumplido los plazos de explotación establecidos, definen claramente el compromiso de los gobiernos. Al margen de estos posicionamientos, es importante destacar los criterios de idoneidad de reversión, entre los que podemos diferenciar:

- **Cuando la explotación y la generación de ingresos se produce mediante una concesión administrativa de uso único y por un tiempo determinado.** Por ejemplo, las concesiones hidroeléctricas sobre cuya reversión y uso se debería hacer un análisis profundo no solo de los procesos de reversión y su efectividad, sino de la ampliación de los términos concesionales que se han llevado a cabo sin una mejora para el propietario del recuso que es la sociedad. De hecho, el [Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética](#) establece en el marco del ámbito costero la imposibilidad de superar los 75 años de concesión, situación que está siendo ampliamente superada en el caso de concesiones hidroeléctricas tierra adentro.
- **Los activos para los que se aprobó la ejecución y explotación sin la existencia de un mercado competitivo o un pago por uso,** como sucede con las líneas e instalaciones de transporte y distribución. Es importante destacar, y así lo marca la consideración del modelo RAB, que el inversor ostenta un activo por el que cobra independientemente de lo que aporte. Bajo este régimen está claro que la exigencia de retorno está más que justificada porque aquel que invirtió recuperó sin riesgo y sin competencia todos los réditos.



- **Las características de un bien público.** Las redes eléctricas son infraestructuras esenciales y la base del acceso universal y de la puesta en marcha de los diferentes roles que los consumidores tienen derecho a adoptar. No establecer un destino público de estas cuando se ha cumplido el compromiso de contraprestación con los inversores es no dar continuidad a estos derechos.

Nos encontramos en un proceso de necesidad de cambio de nuestro modelo económico y en plena lucha contra el Cambio Climático y la electrificación de la demanda y la disponibilidad de un sistema eléctrico abierto y flexible va a ser uno de los elementos más importantes para reactivar la economía apostando por el futuro frente a prácticas que pertenecen al pasado y que no son ni sostenibles ni inclusivas.

En nuestra historia económica se han producido procesos de reactivación o de adopción de medidas para salir de las diferentes crisis económicas, procesos en los que, en algunos casos, se ha puesto el acento en la adopción de políticas restrictivas, como sucedió en la anterior crisis económica de 2008, cuando, curiosamente, se intentó combatir su origen, fruto de la desregularización y de la ultra liberalización de la economía, con recortes dirigidos a los que, en absoluto, participaron o se beneficiaron. Existen ejemplos en los que la práctica política ha sido la puesta en marcha de procesos expansivos, como sucedió a raíz de la crisis de 1929 con el crack bursátil y la puesta en marcha del llamado *New Deal*.

Afortunadamente, se ha considerado que la salida de la crisis provocada por el Covid 19 no puede llevarse a cabo mediante la implementación de políticas restrictivas, sino expansivas, fruto, quizás, de las consecuencias de la política adoptada en la anterior crisis.

En 1931, el matemático **Harold Hotelling**, como respuesta a la salida de la crisis provocada por el crack bursátil del 29, manifestaba que para la reactivación de los mercados y de la economía se debería avanzar en la creación de infraestructuras con titularidad pública como elemento de activación para que los bienes y servicios que dependían de ellas se pudieran vender o transmitir en función de su coste marginal. Su propuesta, enmarcada en la liberalización económica, incidía en el papel del Estado para garantizar la disponibilidad de los canales necesarios al mínimo coste.

Esta propuesta, curiosamente, coincide con las que podríamos denominar prácticas Keynesianas, pero desde un punto de vista diferente, otorgando un papel al Estado como inversor, gestor o vigilante de la garantía de prestación de servicios básicos, frente a la teoría de Hotelling que lo que pretendía era maximizar la competencia por la reducción de costes fijos.

En estos momentos, y considerando la electricidad como un bien de primera necesidad y como el eje de la creación de valor y progreso, **ambas teorías coinciden en la necesidad de que el Estado asuma el papel de inversor** que ahora no tiene o de





gestor/regulador que, hasta ahora, ha asumido. Sin embargo, no ha logrado que el interés público haya prevalecido sobre el poder real de los propietarios de las infraestructuras y de su objetivo natural de maximizar el beneficio o la rentabilidad de los inversores o accionistas y ejecutivos.

Podíamos llegar a pensar que un sistema regulado y controlado puede servir para cubrir las necesidades de la sociedad y las oportunidades que la evolución tecnológica permite. El problema se genera cuando **llevar a cabo la transformación de las infraestructuras supone un quebranto económico o una pérdida de control y dominio para las otras líneas de negocio de las empresas propietarias de las distribuidoras.**

Como ejemplo del error de la política energética española y de la pasividad del Estado, podemos destacar la existencia de empresas como Enagás o Red Eléctrica de España (REE) que ejercen la gestión de un servicio de utilidad pública, pero desde el beneficio empresarial y el crecimiento de las prestaciones económicas de sus ejecutivos, aunque el Gobierno se reserve el “derecho” del nombramiento de consejeros como dádiva política.

Podemos asegurar que nunca *la función 14* por la que el Estado, a través de la CNMC, se reserva el papel de actuar frente a movimientos empresariales dio tantos beneficios al capital invertido en REE.

La nueva política que tenemos que llevar a cabo no se puede conformar pensando que la regulación es suficiente para que el comportamiento de las empresas este alineado con el suministro de un bien de primera necesidad en condiciones de accesibilidad, garantía de suministro, con transparencia en la fijación de precios y con el cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad que hemos admitido como básicos y de obligado cumplimiento.

Tenemos que dar un paso más y aprovechar las oportunidades que los Next Generation EU nos brindan y que deben ser uno de los puntos de partida para modificar la situación actual de anteponer el interés privado al interés público ([El contrato social de la energía. Electrificar para democratizar. Fundación Renovables, octubre 2019](#)).



Propuesta de actuación

Democratizar la energía como proyecto de país



FUNDACIÓN
RENOVABLES

Propuesta de actuación

Los objetivos de la política energética deberían ser, de forma inexcusable:

- **Recuperar la electricidad como un bien de utilidad pública.**
- **Reducir el precio de la electricidad y mejorar las señales de precio al consumidor.**
- **Garantizar que la modernización y la digitalización del sistema se llevan a cabo.**
- **Democratizar el funcionamiento del Sistema Eléctrico, flexibilizar el acceso y reducir la concentración empresarial en elementos cruciales.**

En este sentido, deberíamos disponer de una propuesta de política energética que garantizara, paso a paso, los objetivos anteriormente mencionados entre los que **es fundamental mostrar señales de actuación que garanticen que el acceso y el despliegue de las infraestructuras eléctricas no están basados en la maximización del rédito financiero de los inversores, sino en la garantía de prestación y modernización del servicio.**

Esta política energética debería hacerse real a través de:

1. La reforma en profundidad de la [Ley del Sector eléctrico 24/2013](#). La Ley actual, a pesar de los parches puestos por el Gobierno, no da respuesta ni al suministro con equidad social ni a los retos que tiene el sistema eléctrico.
2. El desarrollo real del [Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico \(FNSSE\)](#), incluyendo las propuestas de mejora de la **Fundación Renovables**.
3. La recuperación de los criterios de simetría de la tarifa eléctrica.
4. La creación de una tarifa social.
5. La introducción de criterios de política fiscal verde y sostenible.
6. Hacer de gestión pública el Operador del Sistema.
7. La separación forzosa y completa de la propiedad de las infraestructuras eléctricas respecto de las compañías privadas que realizan actividades liberalizadas (generación y comercialización).
8. La redefinición del papel del Estado y de los distintos niveles de la administración central, autonómica y local como inversores en la transición energética.
9. Que las redes eléctricas queden realmente en manos de agentes independientes (que podrían ser públicos o privados) sin interferencia de los intereses de las compañías que compiten en el mercado liberalizado.





La **Fundación Renovables** ha propuesto en sus documentos el desarrollo de estos puntos que pasamos a completar con una propuesta de carácter político, haciendo referencia directa a la concepción del papel que debería tener el Estado en el uso de los **Fondos Next Generation EU** (cuyas partidas se encuentran detalladas en el **Anexo I**).

El destino de los Next Generation EU, a tenor de las características de los proyectos presentados por el sector energético tradicional, introduce la incertidumbre de **apoyar iniciativas que carecen de madurez económica e industrial, solicitando cuantías que no son consecuentes ni con la madurez, la tecnología o el mercado al que deben abastecer.**

La promoción de proyectos susceptibles de financiación se debe hacer bajo unos **criterios de idoneidad que apunten el cambio hacia el que nos dirigimos, sin que acentúen el problema** ni perpetúen el modelo centralizado del que venimos, sino como aboga la [Directiva 2019/944](#) del mercado interior de la electricidad, por un sistema distribuido y abierto a la participación de millones de ciudadanos. Por tanto, avanzar en esta dirección implica generar y estipular unos criterios para que los proyectos que representen o aporten sostenibilidad en un sentido amplio, sean de actuación inmediata o a corto plazo, replicables y distribuidos por todo el territorio, ejecutables por empresas de pequeño o mediano tamaño y que sus actos y beneficios sociales repercutan en la ciudadanía.

El impulso definitivo para la obtención de los beneficios de nuestros recursos energéticos distribuidos pasa, inexorablemente, por el **papel que juegan y jugarán las redes de distribución y de transporte en el proceso de transformación de un modelo centralizado a otro descentralizado.** Para esta reconversión es necesaria una política energética robusta que apueste por ello con una correcta aplicación de los Fondos Next Generation EU, permitiendo la participación directa de los consumidores, la incorporación de agregadores y bajando el precio de la electricidad.

Estos Fondos son susceptibles de emplearse para apoyar una consolidación de un sistema eléctrico fuerte, no oligopolístico y que esté basado en la prestación del servicio y no en la rentabilidad de los activos. Cabe destacar que **la siguiente propuesta se podría llevar a cabo de forma más adecuada con la oportunidad de aplicación de los Fondos, pero su objeto, idoneidad, necesidad y ejecución no está supeditada a estos, es decir, es una propuesta en sí misma que podría realizarse con otros medios financieros.**

El efecto multiplicador de la aplicación de los Next Generation EU a esta iniciativa es clara porque abre la posibilidad a que actividades altamente replicables y distribuidas, como son el autoconsumo, la movilidad sostenible, la gestión de la demanda, la implementación de la generación distribuida, etc. se lleven a cabo de forma más sencilla, al margen de la reducción del precio de la electricidad, verdadero motor de desarrollo.

La propuesta de la **Fundación Renovables** conlleva los siguientes pasos:

- 1. Separar las funciones de Operador del Sistema y la de transportista y recobrar el carácter público del Operador del Sistema**, actualmente ejercido por REE, en la que el Estado tiene una participación del 20%. Esta posición no exige la nacionalización de las redes de transporte, pero sí la adecuación de su retribución acorde a los servicios que prestan y a la realidad del coste del dinero y la retribución de este tipo de infraestructuras como monopolio natural.

Desde la **Fundación Renovables** no consideramos un beneficio adicional que el transporte sea propiedad pública porque es una actividad cuyo desarrollo depende de la planificación energética del Gobierno, pero sí consideramos que es necesario el reajuste de sus magnitudes retributivas y, sobre todo, que el OS con los activos que requiera para garantizar la gestionabilidad del sistema tenga carácter público.

El Operador del Sistema, como ente público, debería incluir la propiedad de los elementos e infraestructuras que sean necesarias para la gestionabilidad del sistema, con especial énfasis en las instalaciones de almacenamiento, entre las que se incluye el bombeo. No pretendemos intervenir en la fijación de precios, englobando las centrales hidroeléctricas en el ámbito de actuación o como instalaciones propiedad del Operador del Sistema, solamente hacemos referencia a dotarle de medios para que la gestionabilidad del sistema sea posible. Combatir las posiciones de dominio en la fijación de precios del mercado mayorista debe ser papel del Gobierno, de las instituciones de control como la CNMC y, por qué no, de la autorregulación y mayor competencia en el propio mercado.

- 2. Separar completamente la propiedad de las redes eléctricas de distribución y las infraestructuras de servicio asociadas a estas respecto de las compañías privadas que realizan actividades liberalizadas (generación y comercialización).**

Este paso sería equivalente al que ya se realizó con la red de transporte, de la que tuvieron que salir, de forma forzosa, las compañías eléctricas tradicionales, si bien esta salida no fue para mejorar el servicio público y la independencia, sino para crear una estructura más de carácter bonista que de servicio.

Aprender de la anterior experiencia implicaría que ahora, para las redes de distribución, se pudiera aplicar un calendario de separación rápido y directo, sin que persista el interés económico frente al servicio público o el mantenimiento de propiedad parcial de las compañías actuales ni de manera transitoria.

Este planteamiento está pensado para aquellas compañías que tienen un control integrado y un peso específico relevante. Consideración aparte



merecen las distribuidoras, cuyo ámbito de actuación es puramente local o comarcal y para las que no sería necesario aplicar esta medida.

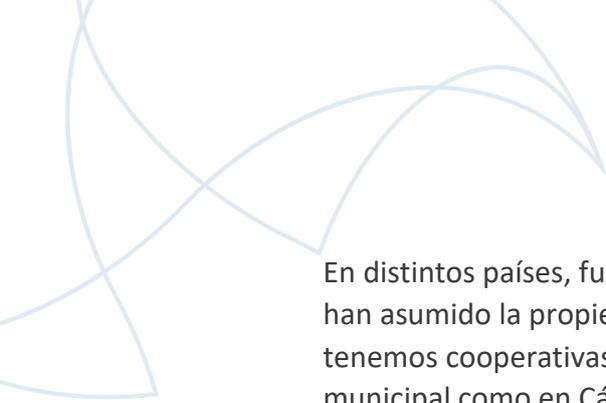
3. Recuperar progresivamente la propiedad pública de los activos y de las funciones de la distribución, sobre todo la ligada a los municipios y ciudades.

Esta actuación no solo supondría la recuperación del elemento tractor del futuro, sino la gestión de las Comercializadoras de Referencia que gestionan 10,5 millones de clientes que están siendo presionados para que migren a un mercado liberalizado en el que la oferta de electricidad no solo es un 20% más cara, según la CNMC o en declaraciones de la Vicepresidenta Cuarta y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, sino que, además, son los consumidores que permanecen en el PVPC, cuyo suministro comercializan las Comercializadoras de Referencia los que están protegidos en cuanto a actuaciones de corte de suministro por impago o poder disfrutar del bono social.

Esta actuación implicaría:

- **Evitar los efectos de la concentración oligopolista en la propiedad de la red.**
- **Romper la integración vertical del sistema eléctrico.**
- **Recuperar la gestión para los consumidores más desfavorecidos al asumir la gestión de las Comercializadoras de Referencia que en la actualidad están subsumidas en las distribuidoras.**
- **Liberar el acceso a la red eléctrica cercana.**
- **Favorecer el autoconsumo y la gestión de la demanda.**
- **Democratizar la gestión del sistema eléctrico.**
- **Incorporar el pago por uso de la red.**
- **Disminuir la tarifa de electricidad al reducir la rentabilidad exigida por ser una propiedad pública.**
- **Electrificar la demanda y que esta ayude, desde su gestionabilidad, a mejorar el funcionamiento del sistema.**
- **Que la información de los datos de los consumidores esté en manos del Estado para protección y flexibilidad de uso en beneficio del sistema.**

La propiedad pública de las redes de distribución cercanas es un elemento fundamental para la introducción del vehículo eléctrico, para el autoconsumo, para la gestión de la demanda, para la protección de los consumidores y, en definitiva, para que la gestionabilidad del sistema tenga señales diferentes y transparentes.



En distintos países, fundamentalmente de la UE, han sido los municipios los que han asumido la propiedad de las líneas eléctricas urbanas. En España ya tenemos cooperativas de propiedad municipal o que actúan en el entorno municipal como en Cádiz, Crevillente o Catral, que son ejemplos de cómo los estamentos públicos pueden asumir el suministro de electricidad y actuaciones que van tomando forma dentro de iniciativas ciudadanas como es, por ejemplo, la [Associació de Municipis i Entitats per l'Energia Pública \(AMEP\)](#). En otros países como Alemania varias localidades han constituido empresas de electricidad municipales, como Schönau, Hamburgo o Stuttgart.

- 4. El perímetro de actuación debería definirse de forma progresiva** empezando con las redes de distribución de cercanía, es decir, aquellas que son urbanas y municipales, modificando los criterios retributivos del transporte y de las redes de distribución hasta la tensión de suministro de comercialización.

El proceso debería establecerse de forma progresiva, poniendo especial énfasis en empezar por las líneas de baja tensión hasta las categorías para líneas de alta tensión establecidas en el [Real Decreto 223/2008](#), incluyendo la incorporación en orden inverso al nivel de tensión, es decir, dando prioridad a la categoría 3, a la 2 y por último a la 1. Es importante tener en cuenta la consideración diferencial que tienen estas infraestructuras en el sistema peninsular y en los territorios extra peninsular

Es importante que se priorice la actuación en **perímetros urbanos compactos** con el fin de facilitar el cumplimiento de las funciones deseadas que deben tener las infraestructuras y ser el nexo de unión con el autoconsumo, la movilidad sostenible, el almacenamiento de electricidad en consumo y, en definitiva, la gestión de la demanda.

La razón de la selección debe estar en línea con el papel de interacción que tengan con los consumidores y con la necesidad intrínseca de favorecer la transición energética sostenible, justa e inclusiva.

- 5. Garantizar que la modernización y la digitalización de las redes sea un objetivo de servicio público y que el Estado asuma la voluntad de llevarla a cabo.**
- 6. Obviamente, esta propuesta está abierta a diferentes modelos de coparticipación público-privada**, pero con mayor aportación pública para garantizar este desarrollo al menor coste. Los Next Generation EU son una oportunidad para realizar esta propuesta, sin perder de vista la posibilidad de llevar a cabo actuaciones mixtas público-privadas. De hecho, el apetito de algunos fondos de inversión sin voluntad de participar en la gestión es claro, lo que reduciría la inversión pública.

Uno de los elementos abiertos a discusión es que la estructura accionarial sea reflejo de la organización territorial de España. **Se trata de infraestructuras vertebradoras de una realidad local y es importante que los municipios y las CCAA participen en esta estructura empresarial.**

- 7. Los criterios de valoración para alcanzar un acuerdo deben ser fruto del diálogo, proceso en el que la CNMC debe jugar un papel primordial, no solo por el mandato que ya asumió en la transmisión de la central de Chira Soria de bombeo, sino porque entre sus funciones ha estado la propuesta de la retribución de los activos y de su O&M y tiene perfectamente inventariados todos los activos, su amortización, su idoneidad como RAB sobre los que obtener el suelo de valoración. Obviamente, las tasas de descuento deben tener en cuenta que se están valorando infraestructuras necesarias para un servicio público, el histórico de la remuneración ya percibida y su significado, tanto en forma como en cuantía.**

La CNMC dispone de los inventarios y de las magnitudes que deben concretar los elementos del perímetro y su valoración en libros de acuerdo con las bases establecidas en los distintos expedientes de la Sala de Supervisión Regulatoria, información que ha pasado a ser confidencial y a no estar disponible. Por otro lado, en la Resolución 6084 de 20 de mayo de 2020 de la CNMC se establecen los criterios para la elaboración del inventario auditado de instalaciones de distribución, que debería servir de base para el establecimiento del valor.

En definitiva, la propuesta de la Fundación Renovables es destinar parte de los Fondos Next Generation EU a recuperar la titularidad pública tanto del Operador del Sistema como de la propiedad y a la modernización de las redes de distribución.

Esta no es una propuesta para crear una compañía pública de electricidad circunscrita a la generación de energía eléctrica, entre otras razones porque para este perímetro carece de oportunidad. Si algo sobra es diversidad de agentes para generar energía eléctrica y de procedimientos para que actúen al menor coste. Precisamente lo que es necesario es incentivar y facilitar **la diversificación de la oferta en autoconsumo, en generación distribuida y en comunidades energéticas** y no que el Estado compita en generar un bien que es ampliamente ofertado y sobre el que hay un gran interés de inversión que, obviamente, debe realizarse bajo un estricto control de acuerdo a la regulación de las cuantías que la política energética identifique.

Para que esta diversificación se produzca es necesario que las infraestructuras que unen a los consumidores y a los productores garanticen la flexibilidad y el acceso sin anteponer la economía de unos pocos al progreso de todos.



Anexo I. ¿Qué son y cómo funcionan los Next Generation EU?

Democratizar la energía como proyecto de país



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Anexo I

¿Qué son y cómo funcionan los Next Generation EU?

Estamos en un momento crucial de una crisis económica motivada por la reducción voluntaria de la actividad para reducir la propagación del Covid 19 y en el que para la reactivación de la economía se van a movilizar importantes cantidades de dinero, principalmente a procesos de inversión.

Los Next Generation EU son un instrumento financiero dotado con 750.000M€ para impulsar la recuperación, incluidos en el presupuesto a largo plazo de la UE (de un total de 1,8 billones de euros) para construir una Europa más ecológica, digital y resiliente. La asignación es la siguiente:

- Mercado único, innovación y economía digital: 10.600M€.
- Cohesión, resiliencia y valores: 721.900M€.
- Recursos naturales y medio ambiente: 17.500M€.

Esta distribución se ha hecho en función de diferentes mecanismos, con distintas tipología, aplicación y dotación presupuestaria:

- **Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia (MRR).** Pilar central de los Next Generation EU, con 672.500M€ en préstamos y subvenciones. Su objetivo principal es la recuperación económica a través de la creación de economías y sociedades más sostenibles, resilientes y mejor preparadas para los retos que debemos afrontar en la transformación ecológica y digital. Se accede a ellos a través de los Planes Nacionales de Recuperación y Resiliencia.
- **Ayuda a la Recuperación para la Cohesión y los Territorios de Europa (REACT-UE).** Esta parte de los Next Generation EU se aportarán en 2021 y 2022, está dotada de 47.500M€ y es una iniciativa para dar continuidad a las medidas de respuesta financiera, poniéndolos a disposición del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), del Fondo Social Europeo (ESE) y del Fondo de Ayuda para las Personas más Desfavorecidas (FEAD).
- El resto de los Fondos se aportarán a programas europeos como el **Horizonte 2020 (5.000M€)**, **InvestEU (5.600M€)**, **Desarrollo Rural (7.500M€)**, **Mecanismos de Transición Justa (10.000M€)** y **Resc EU (1.900M€)**.

La CE comenzó a comprometer los Fondos en el marco financiero plurianual (presupuesto de la UE a largo plazo) el pasado 1 de enero de 2021, tras la adopción de la legislación sectorial pertinente y del presupuesto anual para 2021 por parte del Parlamento Europeo y del Consejo.



Para que la CE comience a facilitar los préstamos a través de los Next Generation EU, haciendo que el instrumento sea operativo, sigue siendo necesario que todos los Estados miembros ratifiquen la nueva Decisión sobre los recursos propios, según sus requisitos constitucionales respectivos. Cualquier persona puede beneficiarse del presupuesto de la UE, por tanto es posible acceder a convocatorias de propuestas de financiación, obtener información general sobre los procedimientos y los programas de financiación y solicitar financiación online.

MARCO FINANCIERO PLURIANUAL 2021-2027

El presupuesto de la UE se duplicará en los próximos años como respuesta a la crisis.

► Evolución del presupuesto

En millones de euros.

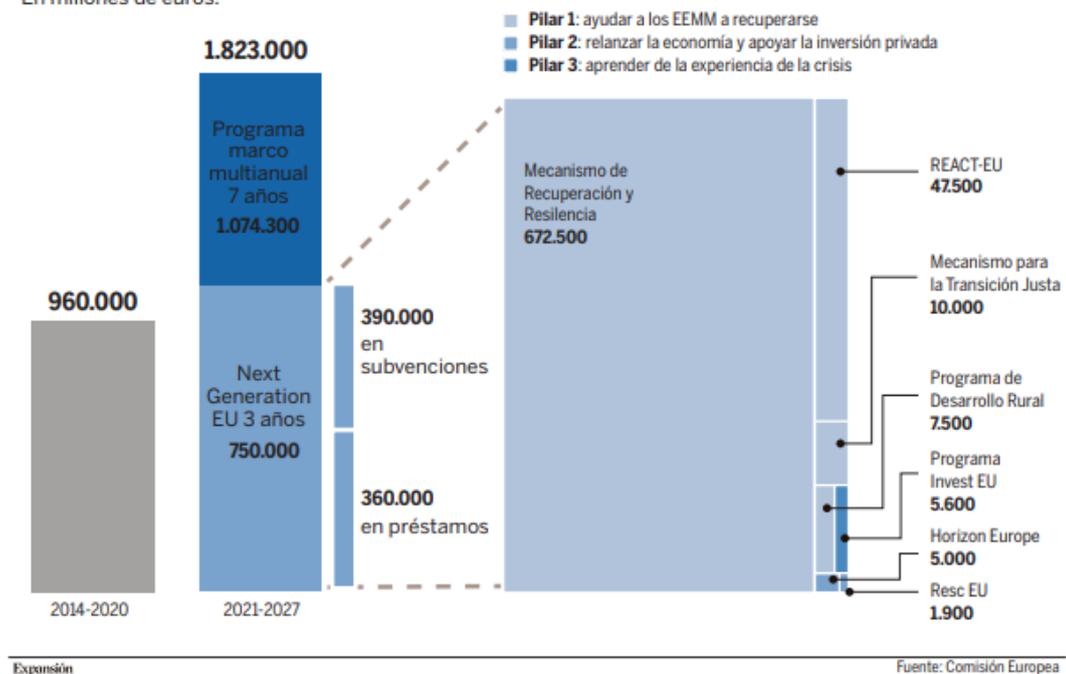


Figura 7. Marco Financiero Plurianual 2021-2027 de la UE.
Fuente: Expansión - Comisión Europea.

Los Next Generation EU en España

La UE ha consignado para España hasta 140.000M€ bajo unos criterios en los que la transición energética y la digitalización son las bases de aplicación para propiciar la recuperación.

En España, los Fondos de Next Generation EU **se materializarán a través de los PGE**, una vez que la CE apruebe el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). En el caso de nuestro país será la Administración General del Estado la que



transfiera los Fondos a las Comunidades Autónomas (CCAA) y Entidades Locales, a través de convenios y subvenciones alineadas siempre con los objetivos fijados desde Bruselas.

- **Partidas económicas en los PGE 2021**

El Gobierno español incorporó una primera partida de Fondos en los PGE de 2021 que asciende hasta los **26.634M€**, de un total de gasto consolidado de 550.484M€, que no incluye ese primer tramo de los Fondos. Esto implicaría un crecimiento del 13,6% respecto a la cuantía destinada en los presupuestos previos, pero que si se integra la liquidez que aportan estos Fondos, el aumento sería de un 19,4% respecto a las cuentas fijadas en 2020.

Con vistas a futuro, específicamente para el periodo comprendido entre 2021/2023, nuestro país podrá recibir transferencias por un importe máximo de 71.604M€ a través de dos de los instrumentos mencionados previamente: el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (59.168M€) y el React-UE (12.436M€).

Específicamente, los PGE 2021 recaban 24.198M€ del MRR y 2.436M€ de los React-UE, para alcanzar la cifra propuesta. Por tanto, en 2021 se invertirá un 37,1% del total del fondo Next Generation EU.

- **Reparto de los Fondos**

La canalización de los recursos económicos no se hará de manera centralizada en su totalidad, sino de forma distribuida. Por ello, de los 24.198M€ procedentes del MRR, un 55% (13.405M€) serán gestionados de manera directa por el Estado, mientras que el 45% restante (10.793M€) lo gestionarán las CCAA. De la partida que corresponde a las CCAA ya se ha determinado la regionalización de 4.252M€ con el siguiente reparto: Andalucía (702M€), Cataluña (596M€), Comunidad de Madrid (461M€) y Comunidad Valenciana (414M€).

Así mismo, los Fondos de React-UE (que entre 2021 y 2023 serán de 12.436M€) se gestionarán en un 20% por del Estado (los 2.436M€ que entran en los PGE 2021). El 80% restante (10.000M€) lo administrarán las CCAA, dentro de un proceso que incluirá los programas operativos regionales de cada una de ellas.



FONDOS DE RECUPERACIÓN EN LOS PGE 2021			
POLÍTICAS	CCAA	Entidades locales	Importe
Industria y Energía	2.663	0	2.663
Sanidad	1.821	0	1.821
Educación	1.685	3	1.689
Infraestructuras y ecosistemas resilientes	1.152	513	1.664
Acceso a la vivienda y fomento de la edificación	1.580	50	1.630
Servicios sociales y promoción social	942	15	957
Comercio, turismo y pymes	150	782	932
I+D+i y digitalización	504	15	519
Servicios de carácter general	136	92	228
Agricultura, pesca y alimentación	115	0	115
Fomento del empleo	12	12	24
Otras actuaciones de carácter económico	23	2	25
Cultura	11	0	11
Justicia	0	0	0
Total políticas	10.794	1.484	12.278

Figura 8. Transferencias de los Fondos de Recuperación en los PGE para 2021 a administraciones territoriales por políticas, en millones de euros.

Fuente: PGE 2021. Elaboración propia.

- **Gasto por Ministerios**

Si vamos al detalle del peso porcentual de la asignación de los Fondos por áreas ministeriales de los PGE 2021, se observan pistas sobre qué sectores tendrán una mayor relevancia a la hora de aplicar los recursos financieros y dónde se crearán nuevas oportunidades para el desarrollo tecnológico y laboral.

El grueso del reparto recaerá en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ya que concentrará 6.805M€ (el 28% del total de los recursos), enfocados en el despliegue del parque de generación renovable, la promoción y la digitalización de las redes eléctricas de transporte y distribución y el desarrollo y la implantación del almacenamiento energético.

La segunda mayor cuantía irá destinada al área ministerial de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, concentrando 4.982M€ (un 21%), que se destinarán a la rehabilitación energética y estructural de viviendas y a planes de movilidad sostenible e infraestructuras asociadas, como es el caso de la expansión e implantación de los puntos de recarga para vehículos eléctricos y de infraestructura ferroviaria.

Al Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital se le han asignado 3.654M€ (un 15%) que tendrán como principales destinos la digitalización del tejido productivo, el impulso de la conectividad digital y la digitalización de la Administración Pública.





Los recursos restantes se destinarán a Educación y Formación Profesional (8%), Industria, Comercio y Turismo (7%), Trabajo y Economía Social (5%), Ciencia e Innovación (5%) y Derechos Sociales y Agenda 2030 (4%).

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

Tras la aprobación por parte del Consejo Europeo, el pasado 30 de diciembre de 2020, se publicó en el BOE el [Real Decreto Ley 36/2020](#), por el que se aprueban medidas urgentes para la modernización de la Administración Pública y para la ejecución del [Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia](#) (PRTR).

Este Real Decreto busca asegurar la implementación efectiva de los Fondos Europeos de Recuperación y se articula como un instrumento de apoyo a la inversión y a las reformas necesarias para garantizar una recuperación sostenible, una transición ecológica y digital y una respuesta rápida y ágil a las necesidades de nuestro país y de su sector productivo, tal y como exige la UE, e introduce diversas medidas destinadas a facilitar la implementación del Plan de Recuperación presentado por el Gobierno.

Dentro de este Plan aparece la creación de una nueva fórmula de colaboración público-privada: **Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica** (los PERTE) que se conforman como la figura principal para la ejecución de los proyectos previstos en el Plan de Recuperación. Esta fórmula pretende que los proyectos tengan un carácter estratégico, un importante potencial de arrastre para el resto de la economía y que requieran de la colaboración entre administraciones, empresas y centros de investigación.



Relación de figuras

Democratizar la energía como proyecto de país



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Relación de figuras

<i>Figura 1. Objetivos de electrificación de la demanda para 2030 y 2050 a nivel mundial. Fuente: IRENA.</i>	7
<i>Figura 2. Objetivos para 2030 y 2050 del PNIEC y los propuestos por la Fundación Renovables. Elaboración propia.</i>	8
<i>Figura 3. Evolución de los ingresos del transporte y de la distribución de 2008 a 2015, años de ajuste y de restricciones para salir de la crisis y luchar contra el déficit tarifario. (En M€). Elaboración propia.</i>	11
<i>Figura 4. Magnitudes económicas de REE de 2020 a 2011. Fuente: CNMV. Elaboración propia.</i>	13
<i>Figura 5. Marco geográfico de actuación de las cinco principales comercializadoras. Elaboración propia.</i>	16
<i>Figura 6. Tarifas de alquiler por tipo de contador. Enero 2021. Fuentes: (1) BOE nº 312, 29 de diciembre de 2007; (2) BOE nº 185, 3 de agosto de 2013. Elaboración propia.</i>	18
<i>Figura 7. Marco Financiero Plurianual 2021-2027 de la UE. Fuente: Expansión - Comisión Europea.</i>	36
<i>Figura 8. Transferencias de los Fondos de Recuperación en los PGE para 2021 a administraciones territoriales por políticas, en millones de euros. Fuente: PGE 2021. Elaboración propia.</i>	38



FUNDACIÓN
RENOVABLES

Pedro Heredia 8, 2º Derecha
28028 Madrid

www.fundacionrenovables.org

