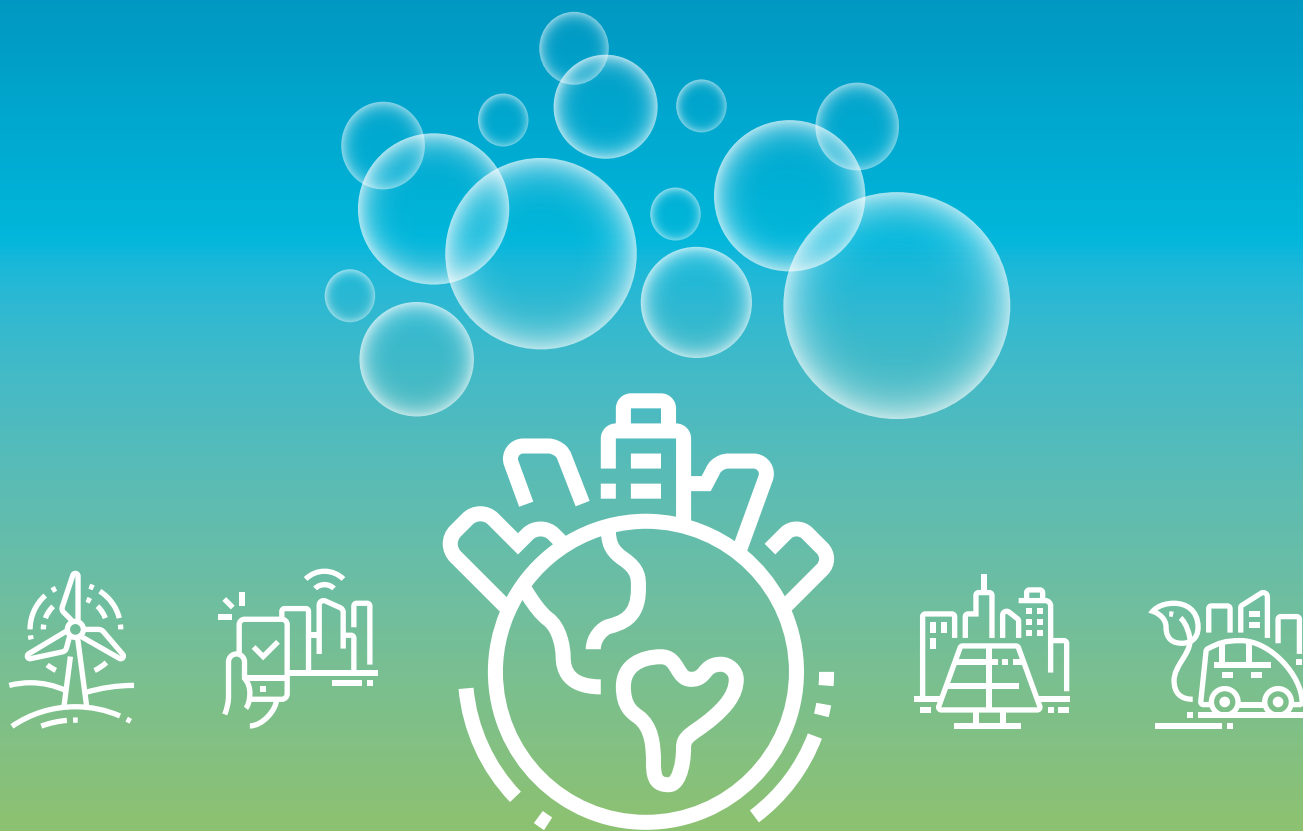


Hacer posible la transición energética

RED ELÉCTRICA Y LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES



RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Hacer posible la transición energética

RED ELÉCTRICA
Y LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES

ÍNDICE

1	RESUMEN EJECUTIVO	8
2	LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: MÁS QUE UN RETO, UNA NECESIDAD	12
3	IMPLICACIÓN DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA EL SECTOR ELÉCTRICO	16
4	EL COMPROMISO DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA CON LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA	20
5	MEDIDAS PARA FACILITAR LOS OBJETIVOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL HORIZONTE 2030	26
6	CONCLUSIONES	52
7	GLOSARIO DE TÉRMINOS	53

PRÓLOGO



La decisión de sustituir, de manera progresiva pero radical y ajustándose a un calendario concreto, centrales que generan electricidad a partir de fuentes que emiten CO₂ (carbón) por centrales que utilizan fuentes renovables (eólica y solar, sobre todo) es una decisión política que conecta con los acuerdos internacionales de lucha contra el cambio climático, el más reciente el Acuerdo de París, firmado en abril del 2016.

El calentamiento del planeta se ha convertido, según la ONU, en la principal catástrofe de nuestro tiempo, frente a la cual estamos siendo lentos en reaccionar, tal y como denuncian millones de jóvenes en todo el mundo. El objetivo de luchar contra los efectos de ese calentamiento y frenarlos no puede ser más que compartido por todos: las instituciones, los partidos políticos, las empresas y, en general, la ciudadanía. Porque llegar tarde o tomar medidas cosméticas pero de escaso impacto no mitigará los efectos desastrosos que, sobre la economía, la salud y las migraciones, está provocando ya la subida de la temperatura media de la Tierra como consecuencia de la acción humana.

Como miembro de la Unión Europea, cuyo liderazgo mundial en esta batalla es incuestionable, España está dando un paso al frente audaz, decisivo y necesario mediante la asunción de los compromisos incluidos en el Plan Nacional de Energía y Clima que el Gobierno acaba de remitir a Bruselas y, a la vez sometido a consulta pública, y en el que se propone, entre otras cosas, triplicar los megavatios de generación renovable en el horizonte 2030.

Nuestro sistema eléctrico no había vivido nunca un cambio estructural de esta magnitud. Y, aunque se ve favorecido por los avances tecnológicos que están abaratando los costes de la generación renovable, de manera especial la fotovoltaica, la transformación no está exenta de problemas porque un sistema eléctrico basado en generación gestionable no funciona igual que otro en el que predomina la generación intermitente.

La apuesta por una integración masiva y en plazo de energías renovables en nuestro sistema eléctrico, siendo como es muy encomiable, plantea numerosos desafíos para los distintos agentes involucrados: administraciones, reguladores,

El papel central desempeñado por Red Eléctrica en el proceso de transición ecológica en el sector eléctrico la convierte sin duda en un referente en torno al cual van a posicionarse el resto de agentes involucrados

empresas e inversores. Pero, de manera destacada, significa un reto importantísimo para el TSO, para Red Eléctrica (REE), porque cambian los parámetros que afectan a sus dos funciones exclusivas: el transporte y la operación del sistema.

A reflexionar sobre este reto, sus implicaciones y respuestas está dedicado el presente documento, que incluye parte de las medidas que, como empresa, ya estamos poniendo en marcha a partir de la aprobación el pasado mes de febrero de nuestro Plan Estratégico, con inversiones y actuaciones previstas hasta 2022. Consideramos que este es un trabajo necesario, puesto que el papel central desempeñado por Red Eléctrica en el proceso de transición ecológica en el sector eléctrico la convierte, sin duda, en un referente en torno al cual van a posicionarse el resto de agentes involucrados, que tomarán muchas de sus decisiones mirando lo que está haciendo, y anunciando qué va a hacer, el TSO.

Los asuntos relacionados con esa integración masiva de renovables que nos aguarda no se agotan en este documento. Sus implicaciones sobre el mercado mayorista, sobre la propia regulación europea en asuntos como los mercados de capacidad y las subastas, la adecuación o no entre el actual juego de incentivos, incluyendo la previsible evolución de los precios, y los objetivos cuantitativos de inversión y generación establecidos, son asuntos que no tratamos, o apenas, en esta nuestra primera propuesta para el debate. Pero ello no les quita relevancia. Sobre todo cuando crece la convicción

entre los expertos de que la incorporación masiva de renovables va a exigir, más pronto que tarde, un importante cambio conceptual y regulatorio si queremos asegurar una energía limpia, con suministro asegurado y a precios razonables, y con una mayor participación de los ciudadanos a través del autoconsumo y de la gestión actual de la demanda.

Un nuevo marco regulatorio en el que, sin duda, el operador del sistema vería reforzadas sus funciones y responsabilidades en línea con lo expresado en este documento, que acota el análisis a las tareas que debe acometer Red Eléctrica de España, como TSO, para hacer posible la integración de renovables que el reto requiere. Aspiramos con nuestra propuesta a generar un marco de información, debate y puesta en común, y a reflejar nuestro compromiso decidido y global con la transición ecológica a la que nos enfrentamos. Confiamos en que resulte de utilidad y que contribuya a reafirmar la apuesta de todos por el éxito de una transformación imprescindible y sin precedentes.

JORDI SEVILLA
Presidente del Grupo Red Eléctrica



1

RESUMEN EJECUTIVO

El sector eléctrico está llamado a ser un actor clave en la Transición Energética, lo que va a suponer una serie de retos que vendrán motivados por la descarbonización de la generación de electricidad y las nuevas formas de consumo que una sociedad más electrificada va a demandar

El paquete normativo conocido como ‘Energía limpia para todos los europeos’ define la hoja de ruta para materializar el compromiso alcanzado por la Unión Europea en la cumbre de París en el 2015 para reducir en el 2030 un 40% de sus emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990. Este compromiso a nivel europeo debe materializarse por parte del conjunto de los Estados miembros y ello exige, en primer lugar, la definición de una estrategia nacional de descarbonización de la economía para la próxima década.

Para cumplir con este mandato, el Gobierno de España publicó el pasado 22 de febrero su borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030) que ha sido remitido a la Comisión Europea y cuya versión definitiva deberá aprobarse antes de final de año. Los objetivos planteados en el PNIEC 2021-2030 para la necesaria Transición Energética son: (i) una reducción de emisiones del 21% respecto de los niveles de 1990, (ii) una cuota de renovables del 42% sobre la energía final y (iii) una mejora de la eficiencia energética del 39,6%, estos dos últimos más ambiciosos que los fijados a nivel de la UE. Además, se prevé que la contribución de las renovables en el mix eléctrico alcance el 74% en el 2030.

La Transición Energética va a suponer un gran esfuerzo colectivo para la sociedad en general y para el sector eléctrico en particular. Esto se debe no solo a que este sector aporte la mayor reducción de emisiones en términos absolutos, sino que será imprescindible para vehicular de una manera eficiente parte de las

soluciones previstas en el PNIEC en el resto de sectores. En efecto, la dificultad de integrar las renovables directamente en el consumo final de energía favorece que la mejor manera de aumentar su consumo sea a través de un mayor uso de la electricidad; una electricidad que debe ser de origen mayoritariamente renovable, tal como prevé el PNIEC.

Por otro lado, la electrificación acompañada de un mix de generación renovable tiene otros beneficios como son una mayor eficiencia energética, reducción de la contaminación en el ámbito local, reducción de la dependencia energética y mejora de la balanza comercial, que redundan directamente en los ciudadanos y en la economía.

En definitiva, el sector eléctrico está llamado a ser un actor clave en la Transición Energética, lo que va a suponer una serie de retos que vendrán motivados principalmente por dos factores: la mencionada descarbonización de la generación de electricidad y las nuevas formas de consumo que una sociedad más electrificada va a demandar. Por otro lado, estos retos se tendrán que gestionar en un entorno tecnológico en rápida evolución que abrirá nuevas opciones a los agentes y que conducirá a la transformación digital del sector eléctrico.

En este contexto, la posición central de Red Eléctrica de España en el sector eléctrico como Transportista único y Operador del Sistema en España la convierte en un agente clave para asegurar el éxito de las políticas de Transición Energética, garantizando que los cambios en el sistema producción-demanda

se lleven a cabo sin poner en riesgo la seguridad y continuidad del suministro.

Como demostración del compromiso de Red Eléctrica de España para que la Transición Energética sea una realidad, el Plan Estratégico de 2018-2022, presentado el pasado febrero, se orienta hacia la consecución de los retos que será necesario abordar para hacer posible esa transición, entre los que destacan los siguientes:

- **Una inversión en la red de transporte en España cercana a los 3000 M€, con un fuerte componente tecnológico.**

- Más de la mitad del presupuesto de las inversiones contempladas tienen como finalidad favorecer la integración del contingente de energías renovables previstas.
- Inversión de más de 400 M€ para dotar a la red de más inteligencia que permita la plena coordinación entre los diferentes agentes del sistema, incluyendo componentes de hardware y software.
- Interconexiones internacionales con Centroeuropa a través de Francia y en los territorios no peninsulares a través de las interconexiones tanto entre islas como entre la Península y Baleares.

- **Herramientas para incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico**

- Desarrollo del CECOVEL (Centro de Control del

Vehículo Eléctrico) para realizar un seguimiento y control de la demanda de electricidad para la recarga de los vehículos eléctricos, asegurando que, en escenarios de implantación masiva de vehículos eléctricos, su integración puede realizarse de forma segura y eficiente.

- Inversiones en tecnologías de almacenamiento (bombeo y otras tecnologías) por más de 200 M€, en los territorios no peninsulares para maximizar la integración de renovables y reforzar la seguridad de suministro.

Red Eléctrica de España va a movilizar los recursos y las inversiones necesarias para contribuir a hacer posible esa Transición Energética. Sin embargo, en muchos casos, los cambios necesarios difícilmente se van a poder abordar con las herramientas disponibles actualmente y será necesario llevar a cabo una profunda modificación del marco regulatorio para que dé soluciones a los retos que se plantean a continuación.

- **Es necesario facilitar el desarrollo de una red suficiente que pueda estar disponible a tiempo para acomodar el crecimiento de las energías renovables.**

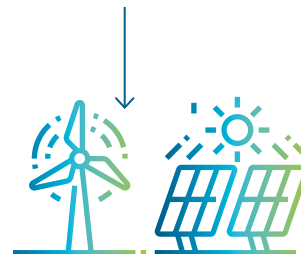
- Hay que flexibilizar y reducir la duración del proceso de planificación de desarrollo de la red de transporte.
- Es fundamental flexibilizar y reducir la duración del proceso de tramitación de las instalaciones de red.

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Objetivo 2030

42%

DE LA ENERGÍA FINAL

DEBERÁ SER RENOVABLE



Red Eléctrica de España va a movilizar los recursos y las inversiones necesarias para contribuir a hacer posible La Transición Energética

• Es clave facilitar el acceso y conexión a la red de las energías renovables.

- Será necesario actualizar el tratamiento del acceso de nuevas instalaciones de generación, aplicando criterios que garanticen la eficiencia en la asignación de capacidad de red.

- Es conveniente aprovechar la capacidad de evacuación de la red en antiguos emplazamientos de generación térmica y permitir cambios en la tecnología de generación con acceso autorizado.

• Habrá que operar un sistema eléctrico más complejo de forma igualmente segura.

- Tendrá que acompañarse la retirada del equipo de generación térmica con la entrada de las energías renovables y el desarrollo de la red.

- Será necesario que se respeten los criterios de observabilidad y controlabilidad de la generación.

• Se debe garantizar la integración de la mayor cantidad posible de energía renovable en el sistema.

- Esto requerirá fomentar el desarrollo de nueva capacidad de almacenamiento cuya operación obedezca a criterios de minimización de vertidos renovables.

- Será clave impulsar el desarrollo de proyectos de interconexión internacional para llegar al objetivo fijado por la UE.

- En los sistemas de los territorios no peninsulares, también será clave el desarrollo de proyectos de almacenamiento e interconexión entre islas para maximizar la integración de renovables y mantener la garantía de suministro.

• Es necesario un entorno regulatorio que facilite la realización de las nuevas inversiones.

- Será necesario corregir algunas carencias del actual modelo de mercado eléctrico para permitir la recuperación de las inversiones en todas las tecnologías de generación necesarias.

- Es fundamental un marco retributivo que fomente las inversiones realizadas para dotar de inteligencia a las redes.

- Deben establecerse los incentivos adecuados para minimizar las necesidades de inversión en las redes de transporte y distribución, mediante el aprovechamiento de las infraestructuras existentes que hayan agotado su vida regulatoria.

• Debe disponerse de un sistema de información al servicio del cliente final y de la Transición Energética.

- Serán fundamentales la transparencia en el tratamiento, acceso y uso de la información del sistema y todos sus agentes.



2

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: MÁS QUE UN RETO, UNA NECESIDAD

Limitar el incremento de temperatura a 2°C sigue teniendo importantes impactos y es un objetivo que se queda corto, según el último informe del IPCC. No obstante, el Acuerdo de París tiene la relevancia de ser un punto de inflexión y señalar el camino para la descarbonización

En 1979 la comunidad científica, consciente de las causas y el origen del cambio climático, celebró la Conferencia Mundial sobre el Clima, donde por primera vez en el ámbito internacional se valoró este proceso como una amenaza real a nivel planetario y se buscó establecer estrategias para estabilizar la concentración de GEI en la atmósfera. Posteriormente, el Convenio Marco sobre el Cambio Climático de 1992 y el Protocolo de Kioto de 1997 profundizaron en la definición de una hoja de ruta para limitar las emisiones GEI. Sin embargo, aunque se puede considerar un avance, el Protocolo de Kioto dejaba fuera de su ámbito de aplicación más del 70% de las emisiones globales de GEI, debido al escaso interés de los países menos desarrollados y la ausencia de algunos grandes emisores.

El acuerdo alcanzado en París en diciembre del 2015 con motivo de la vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21) supuso un punto de inflexión, por su universalidad y por su cobertura. En la COP 21, 195 países responsables del 95% de las emisiones globales asumieron un compromiso sin precedentes para que el incremento de temperatura a finales del siglo XXI no superase los 2°C sobre los niveles preindustriales.

A pesar de que el objetivo parece haberse quedado corto, de acuerdo con el informe del IPCC de octubre

del 2018, que advierte que limitar el incremento de temperatura a 2°C sigue teniendo importantes impactos y que no debería superarse la barrera de los 1,5°C, el Acuerdo de París tiene la importancia de señalar el camino para llegar a la descarbonización.

Para avanzar en este camino, en la cumbre del clima (COP 24) celebrada en diciembre del 2018 en Katowice (Polonia), la comunidad internacional logró sellar las reglas y orientaciones necesarias para poner en práctica a nivel global el objetivo planteado en París tres años atrás.

La Unión Europea (UE) por su parte, y anticipándose a este hito, ha estado preparando en los últimos años un gran paquete normativo, conocido como 'Energía limpia para todos los europeos', que define su hoja de ruta para materializar el objetivo trasladado en el marco de la COP 21, de reducir a 2030 un 40% de sus emisiones GEI respecto a 1990. Este paquete, con ocho propuestas legislativas que abarcan, desde la eficiencia energética, las energías renovables y el diseño del mercado de la electricidad, hasta la seguridad del suministro, el regulador europeo y las normas de gobernanza de la Unión de la Energía, constituye uno de los paquetes legislativos más importantes en materia energética. Establece un marco regulador estable para la inversión en energías limpias, favoreciendo una mayor penetración de renovables en el mercado,

Figura 1. Objetivos de La UE a 2030 del Paquete de Energía Limpia para todos los europeos



Emisiones GEI



Penetración renovables
sobre consumo final



Eficiencia energética

fomentando las inversiones en eficiencia energética y situando a los consumidores europeos como elementos centrales del sistema energético.

Son muchos los elementos del paquete que van a ser cruciales para posibilitar el proceso de Transición Energética pero, por su impacto directo en la reducción de emisiones, cabe destacar los objetivos planteados a 2030 de eficiencia y renovables. El objetivo último perseguido es una UE neutra en carbono a 2050, de acuerdo con la hoja de ruta de la Comisión Europea (CE) hacia una descarbonización sistemática de la economía, actualizada el 28 de noviembre del 2018¹.

¹ Comunicación de la Comisión, COM/2018/773 final, "Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra".

Una de las medidas para implementar los objetivos anteriores que incluía el paquete de 'Energía limpia para todos los europeos' ha sido un nuevo reglamento relativo a la Gobernanza de la Unión de la Energía. Este reglamento, ya en vigor, tiene como propósito determinar cómo colaborarán los Estados miembros entre sí y con la CE para alcanzar las metas en materia de energía y clima. De acuerdo con el mismo, los Estados miembros están obligados a elaborar planes nacionales de energía y clima que describan los objetivos, contribuciones, políticas y medidas nacionales para el cumplimiento de los citados objetivos a 2030.

Para cumplir con este mandato, el Gobierno de España publicó el pasado 22 de febrero, junto con el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima permitirá alcanzar el objetivo a largo plazo de convertir a España en un país neutro en carbono en 2050 y, por tanto, mitigar el 90% de las emisiones GEI con respecto a 1990

Transición Energética, su borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030) que ha sido remitido a la Comisión Europea y deberá ser aprobado a lo largo del 2019 tras una fase de información pública y de diálogo con Bruselas.

Los objetivos que plantea el Gobierno para España en el PNIEC 2021-2030 son una reducción de emisiones GEI del 21% respecto de los niveles de 1990, una cuota de renovables del 42% sobre la energía final y una mejora de la eficiencia energética del 39,6%, estos dos últimos más ambiciosos que los fijados en el ámbito de la UE. Además, se prevé que la contribución de las renovables en el mix eléctrico alcanzará el 74% en el 2030.

El objetivo de reducción de emisiones implica que una de cada tres toneladas de GEI emitidas en el 2017 dejará de emitirse en 2030, debiendo alcanzarse en ese año unas emisiones de 226,7 MtCO₂-eq.

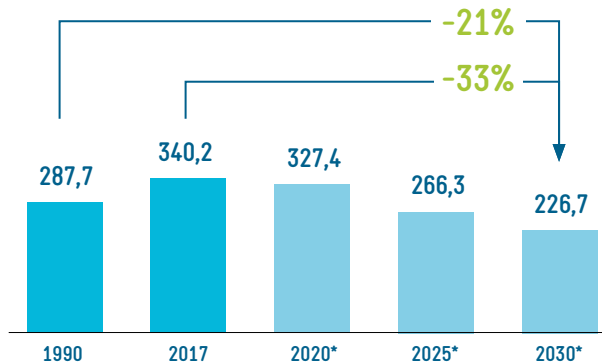
Por sectores, las mayores disminuciones en términos absolutos corresponden a la generación eléctrica (-44 MtCO₂-eq), el transporte (-28 MtCO₂-eq), los procesos de combustión en la industria (-7 MtCO₂-eq), y el sector residencial, comercial e institucional (-7 MtCO₂-eq). Entre estos cuatro sectores se logrará el 86% de la reducción de emisiones prevista en el periodo de aplicación del PNIEC.

De acuerdo con el PNIEC, esta trayectoria de descarbonización permitirá alcanzar el objetivo a largo plazo de convertir a España en un país neutro en carbono en el 2050, lo que requiere un esfuerzo de mitigación de al menos el 90% de las emisiones GEI en ese año con respecto a 1990.

Las medidas de este plan no solo impactarán en el ámbito medioambiental, sino que trascienden el mismo, ya que suponen un proceso de modernización de nuestro país hacia una economía descarbonizada que movilizará unos 236.000 millones de euros entre el 2021 y el 2030. Como resultado de estas inversiones, el ahorro energético y los cambios en el mix energético, el PIB aumentará entre 19.300 y 25.100 M€ año entre el 2021 y el 2030 (un 1,8% en el 2030) y se estima que se generarán entre 250.000 y 364.000 nuevos empleos.

En todo este proceso, será clave velar por que la transición se haga de una forma justa y socialmente responsable, diseñando medidas específicas para aquellos colectivos, sectores o regiones que puedan verse afectados así como promover instrumentos

Figura 2. Emisiones de GEI históricas y proyección a 2030 del PNIEC en España en MtCO₂-eq



* Proyección PNIEC 2021-2030

específicos orientados a la reducción de la pobreza energética. A este respecto, cabe señalar que el acceso a unos recursos energéticos básicos es absolutamente esencial para la participación plena en la sociedad moderna, por lo que, para que la Transición Energética pueda ser sostenible en el tiempo, debe incorporar medidas que minimicen el impacto de la misma a aquellos colectivos más vulnerables.

España se encuentra en disposición de abordar este reto, que, por la movilización de recursos y transformación de la sociedad, puede suponer el mayor de nuestra historia moderna, tras la entrada de nuestro país en la UE. A diferencia de otros momentos históricos, esta vez España sí se encuentra en el pelotón de cabeza de los países con un mayor desarrollo tecnológico para liderar este proceso de transformación hacia una economía libre de carbono.

Las medidas del PNIEC no solo impactarán en el ámbito medioambiental, sino que además suponen un proceso de modernización de nuestro país hacia una economía descarbonizada que movilizará unos 236.000 millones de euros entre el 2021 y el 2030



3

IMPLICACIÓN DE LA TRANSICIÓN

ENERGÉTICA PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

Por más que La descarbonización de la generación eléctrica sea una condición *sine qua non* para lograr La neutralidad en carbono, esta no será suficiente si no se acompaña de un aumento de La electrificación de la economía

Lograr la neutralidad en carbono en el 2050 exige, por un lado, reducir nuestro consumo energético a través de una mayor eficiencia (el consumo que menos contamina es el que no se produce) y, por otro, sustituir los combustibles fósiles por energías renovables.

En este sentido, el objetivo del PNIEC es que en el año 2030 la presencia de las renovables en la demanda final de energía sea del 42%. Esto se conseguirá mediante la combinación de una elevada penetración de renovables (en usos eléctricos y térmicos) y la disminución de la cantidad de energía final que precisa la economía; esto es, mediante la reducción de la intensidad energética de la economía a través de la eficiencia energética.

La transformación que implica la Transición Energética va a suponer un gran esfuerzo colectivo para la sociedad en general y para el sector eléctrico en particular. En efecto, la contribución del sector eléctrico a la consecución de los objetivos de descarbonización establecidos en la política energética, no se circunscribe a ser el sector que aporta la mayor reducción de emisiones en términos absolutos, sino que será imprescindible para vehicular parte de las soluciones previstas en el PNIEC en el resto de sectores de una manera eficiente. La dificultad de integrar las energías renovables directamente en el consumo final de energía, si no es a través de su conversión previa en

electricidad, obliga a una electrificación de la demanda de los sectores responsables del consumo energético: transporte, industrial, residencial y servicios.

Esto explica que, por más que la descarbonización de la generación eléctrica sea una condición *sine qua non* para lograr la neutralidad en carbono, esta no será suficiente si no se acompaña de un aumento de la electrificación de la economía.

Por otro lado, una economía altamente electrificada combinada con un mix de generación renovable no solo permite la descarbonización, sino que contribuye positivamente a la consecución de otros objetivos colaterales como son una mayor eficiencia energética, menores niveles de emisión de partículas y otros contaminantes en entornos urbanos, reducción de la dependencia energética y mejora de la balanza comercial, que redundan directamente en los ciudadanos y en la economía.

En definitiva, el sector eléctrico está llamado a ser un actor clave sin el que no será posible la Transición Energética, lo que va a suponer una serie de retos que vendrán motivados principalmente por dos factores: por un lado, la descarbonización de la generación de electricidad y, por otro, las nuevas formas de consumo que una sociedad más electrificada va a demandar. Estos retos se tendrán

que gestionar en un entorno tecnológico en rápida evolución que abrirá nuevas opciones a los agentes y que conducirá a la transformación digital del sector.

Recordemos que el modelo del sector eléctrico ha estado basado tradicionalmente en la generación de electricidad mediante un número relativamente pequeño de grandes centrales térmicas o hidroeléctricas, alejadas de los centros de consumo y que podían variar sus niveles de producción a voluntad para adaptarse a la fluctuación de una demanda de electricidad bastante rígida. El nuevo paradigma en la Transición Energética va a ser muy diferente.

En primer lugar, las tecnologías renovables están llamadas a ser las grandes protagonistas en el mix de generación en detrimento de las centrales térmicas alimentadas con combustibles fósiles. De acuerdo con el objetivo del PNIEC, las renovables producirán el 74% de la energía eléctrica en el 2030, lo que supone prácticamente doblar su cuota del 40% registrada en el 2018. Además, su crecimiento estará liderado principalmente por tecnologías no gestionables, como la eólica que alcanzará los 50 GW en 2030 (+114%) y la solar fotovoltaica con 37 GW en el mismo año (+683%).

Además, en contraposición al modelo basado en una generación concentrada en grandes instalaciones de producción conectadas a la red de transporte, se va a

avanzar hacia un modelo en el que coexistirán grandes unidades conectadas a muy alta y alta tensión y una multitud de pequeñas instalaciones ubicadas en las redes de distribución de media, baja y muy baja tensión en los mismos puntos de consumo.

Este desarrollo masivo y atomizado de la generación renovable no gestionable exige que el viejo paradigma de un parque de generación que sigue a la demanda se convierta en uno nuevo, que combina la generación variable con un sistema flexible en el que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro, reduciendo la dependencia de centrales térmicas con combustibles fósiles como mecanismo de respaldo.

En cuanto al almacenamiento, el PNIEC contempla la ampliación del parque de centrales de bombeo puro hasta los 6,8 GW (+105%) y la instalación de 2,5 GW baterías hasta el 2030. La operación de estas tecnologías de almacenamiento debe estar enfocada a maximizar la integración de las energías renovables, permitiendo aprovechar los excedentes de energía en los episodios de exceso de recurso renovable, evitando, de este modo, su pérdida en forma de vertidos.

Finalmente, los consumidores pasarán a ocupar una posición central en el sistema. Por un lado, en su calidad de *prosumers*; es decir, agentes que serán a

**LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN
2030 ESTARÁN LIDERADAS POR**



Energía eólica

50 GW

Energía solar

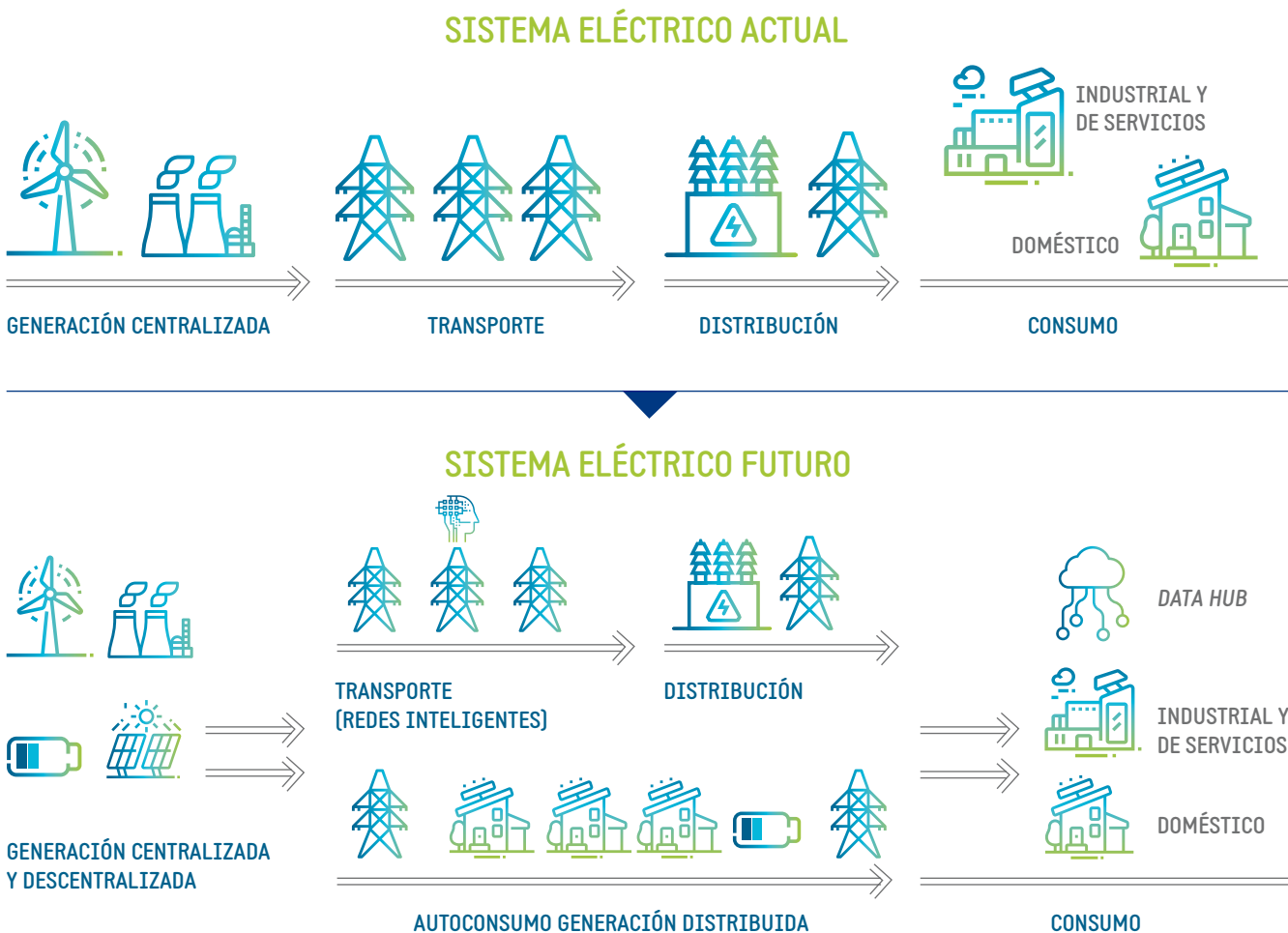
37 GW

Y REPRESENTARÁN EL

74%

DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Figura 3. Sistema eléctrico tradicional vs. sistema eléctrico del futuro



la vez consumidores y generadores de electricidad, y que darán lugar a flujos de energía bidireccionales a través de las redes, que acabarán con el tradicional esquema en el que la energía fluía siempre desde las redes hasta los puntos de consumo y, por otro, como agentes activos que pueden adaptar su demanda a la oferta de generación a través de señales de precio y mecanismos de gestión de la demanda.

En esta línea, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre del 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, incluye en su articulado que los Estados miembros deben garantizar a los consumidores el derecho a producir, consumir, almacenar y vender su propia energía renovable, y evaluar tanto las barreras como el potencial de desarrollo de las comunidades de energía renovable.

La generalización de la figura del *prosumer*, además de poner al cliente en el centro del suministro eléctrico, tendrá impactos positivos en diferentes dimensiones. Por ejemplo: reduce las barreras de entrada al sector eléctrico atrayendo nuevas fuentes de inversión y mejorando el nivel de competencia; puede contribuir a reducir las pérdidas de energía en las redes de transporte y distribución, y favorece una mayor concienciación energética en la sociedad y el surgimiento de nuevos modelos de negocio.

No obstante, para lograr este cambio de modelo energético, debe garantizarse que sus ventajas sean percibidas por el conjunto de la sociedad, para lo cual será imprescindible lograr la aceptación social

de los proyectos de nueva generación renovable y sus infraestructuras asociadas. Así, será necesario desarrollar una adecuada labor pedagógica sobre los beneficios de la Transición Energética que promuevan un papel proactivo de la ciudadanía; todo ello, prestando siempre atención a los colectivos más vulnerables en línea con los objetivos de transición justa.

Por otro lado, y en relación con el papel activo que deben tener los consumidores y *prosumers* en la gestión de la demanda, la figura de los agregadores de cargas y de empresas especializadas en servicios energéticos, será clave, al permitir optimizar sus decisiones ofreciendo nuevos servicios basados en las nuevas tecnologías de big data, *blockchain*, inteligencia artificial, internet de las cosas (IoT) y las telecomunicaciones.

En conclusión, una Transición Energética basada en la electrificación, la eficiencia, las energías renovables y la gestión activa de la demanda, permitirá aumentar la independencia y la seguridad de suministro energético, reduciendo nuestras necesidades de importación de hidrocarburos; dará lugar a nuevas oportunidades de negocio para las empresas existentes y nuevos entrantes, y permitirá una participación más activa a los agentes en el sistema energético, ofreciendo nuevas oportunidades a la ciudadanía, las empresas y las entidades locales, que dejarán de ser meros consumidores pasivos, para convertirse en agentes proactivos del sistema.

Las tecnologías renovables están llamadas a ser las grandes protagonistas en el mix de generación en detrimento de las centrales térmicas de combustibles fósiles

4

EL COMPROMISO DE RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA CON LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La Transición Energética requiere el desarrollo, operación y mantenimiento de una red robusta, flexible y fiable que permita conectar la nueva generación renovable y transportar su producción en cada momento hasta las zonas de consumo

Red Eléctrica de España, como Transportista único y Operador del Sistema (TSO) en España tiene como función asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, supervisando y coordinando el sistema de generación-transporte y gestionando el desarrollo y mantenimiento de la red de transporte.

Esta posición central de Red Eléctrica de España dentro del sistema eléctrico la convierte en un agente clave para asegurar el éxito de las políticas de Transición Energética, garantizando que los cambios en el sistema producción-demanda se producen sin poner en riesgo la seguridad y continuidad del suministro.

Como se ha indicado anteriormente, la actividad de Red Eléctrica de España en los próximos años se va a desarrollar en un sistema eléctrico en plena transformación, que será protagonista, a su vez, de la transición del conjunto de la economía hacia un modelo hipocarbónico. En este sentido, la actividad de Red Eléctrica de España, no solo va a verse condicionada por la evolución del parque de generación (predominancia de renovables no gestionables y generación distribuida), sino también por el comportamiento de la demanda en un escenario de mayor electrificación y eficiencia energética; todo ello, en un marco de desarrollo

tecnológico y digitalización que favorecerá la implantación de nuevas herramientas de gestión del sistema (almacenamiento, redes inteligentes y gestión activa de la demanda).

En este contexto y en virtud del firme compromiso de Red Eléctrica de España para que la Transición Energética sea una realidad, el Plan Estratégico 2018-2022, presentado el pasado febrero, se orienta hacia la consecución de los retos que será necesario abordar para hacer posible esa transición, entre los que destacan los siguientes:

4.1. Importante inversión en red de transporte en España , con un fuerte componente tecnológico

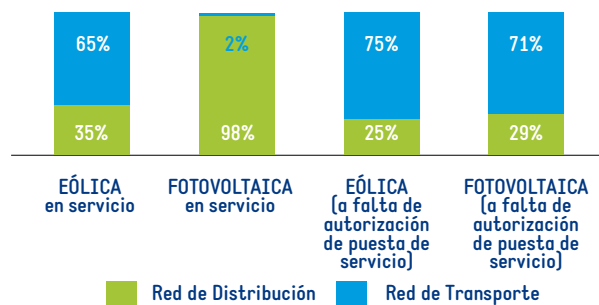
La Transición Energética requiere el desarrollo, operación y mantenimiento de una red robusta, flexible y fiable que permita conectar la nueva generación renovable y transportar su producción desde donde el recurso está disponible en cada momento hasta el cliente final, minimizando las restricciones técnicas que puedan llevar a la pérdida de parte de esta energía en forma de vertidos y a sobrecostos para el sistema. En concreto, el PNIEC estima que alcanzar los objetivos planteados requerirá inversiones en redes y electrificación de la economía por valor de 41.846 M€, lo que equivale

al 18% del total de las inversiones contempladas en el plan.

En este sentido, es importante destacar el papel que va a seguir desempeñando la red de transporte a la hora de conectar las nuevas instalaciones renovables, así como para permitir flujos de potencia cada vez más variables a lo largo de la península, dependiendo de en qué regiones se encuentre en cada momento el recurso renovable.

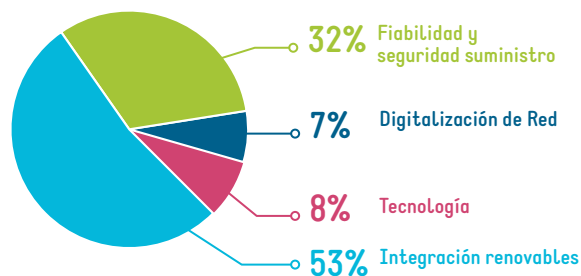
Con este escenario de fondo, el Plan Estratégico 2018-2022 del Grupo Red Eléctrica prevé una inversión en red de transporte en España cercana a los 3.000 M€ con un fuerte componente tecnológico y con más de la mitad del presupuesto asociado a proyectos orientados a la integración de energías renovables, como se indica en el siguiente gráfico.

Figura 4: Red de conexión de la generación eólica y fotovoltaica existente y en tramitación



Fuente: Red Eléctrica de España

Figura 5. Desglose de las inversiones en Red de Transporte en España previstas en el Plan Estratégico 2018-2022 del Grupo Red Eléctrica por tipología



Fuente: Red Eléctrica de España

Las inversiones en red de transporte en España constituyen el capítulo más relevante del mencionado Plan Estratégico, suponiendo aproximadamente el 50% de las inversiones previstas del Grupo Red Eléctrica. Se incluyen dentro de este apartado los proyectos destinados a permitir la conexión a la red de transporte de la nueva energía renovable, así como actuaciones en la red destinadas a eliminar las restricciones técnicas que minimicen sus vertidos.

Además, conviene no olvidar que otro de los vectores hacia una economía descarbonizada es la electrificación del transporte y, para dotar de infraestructura a esta línea de actuación, están previstas inversiones ligadas a la extensión del ferrocarril, tanto en su versión convencional como de alta velocidad.

Por otro lado, es necesario dotar a la red de inteligencia permitiendo la plena coordinación entre los diferentes agentes del sistema. Esto significa que las redes eléctricas tendrán que integrar flujos bidireccionales de millones de puntos de conexión; gestionar una intermitencia renovable muy superior a la actual, y estar dotada de una infraestructura digital y de telecomunicaciones que permita una mayor monitorización, observabilidad, sensorización, control y automatización de la red.

Este conjunto de actuaciones representa un total de 434 M€. En ellos, la tecnología e inteligencia hardware de la red de transporte, mediante el despliegue de dispositivos de electrónica de potencia tales como FACTS, y desfases, permiten optimizar los flujos de potencia. Al mismo tiempo, sobre el hardware se materializa una inteligencia software digitalizada a base de innovación en

equipos de telecomunicaciones, aplicaciones y sistemas de sensorización, ciberseguridad y aplicaciones de automatización y robotización de procesos.

Asimismo, con el fin de incrementar la capacidad de transporte en aquellos emplazamientos donde es necesario pero no es posible por oposición social o restricciones físicas, se deben incorporar nuevas tecnologías disponibles, como el caso de baterías con funcionalidades similares a las que proveería la propia red. La nueva Directiva del mercado interior de electricidad prevé ya esta posibilidad, habilitando tanto a los operadores de redes de transporte como de distribución para poseer este tipo de activos siempre y cuando la autoridad reguladora dé su aprobación.

Finalmente, el despliegue de las interconexiones es un elemento esencial para integrar los volúmenes de renovables propuestos en el ámbito nacional de forma segura y eficiente, y profundizar en el desarrollo del mercado interior de la energía en la UE. Las interconexiones no solo mejoran la eficiencia de los sistemas al contribuir a una asignación más eficiente de las instalaciones de generación, reduciendo la necesidad de instalaciones duplicadas a un lado y al otro de las fronteras, sino que son esenciales para la seguridad de suministro, sobre todo en un escenario de alta penetración de generación eléctrica procedente de fuentes renovables no gestionables.

Asimismo, son el elemento esencial para alcanzar un mercado interior de la electricidad con precios competitivos y homogéneos, dado que permiten incrementar la oferta (a través de las importaciones) en aquellos mercados donde, en un determinado momento, y en función de las condiciones

climatológicas, técnicas y económicas existentes, el precio sea relativamente más elevado, moderando así los precios en estos mercados y acercándolos a los existentes en los mercados exportadores en ese momento.

Entre los beneficios económicos derivados de un grado adecuado de interconexión eléctrica, están los siguientes:

- Menores costes de las energías de balance.
- Menores vertidos de energía renovable (pérdidas de ingresos para los productores por la energía generada que no se consume, ni se puede exportar).
- Menor coste de cobertura de riesgos frente a la mayor volatilidad del precio de mercado.

El desarrollo de las interconexiones es especialmente importante para España, ya que, teniendo en cuenta que el apoyo real a la península ibérica solo puede venir desde Centroeuropa a través de Francia, actualmente la ratio de interconexión es de solo el 2,8 %. Teniendo en cuenta que se ha establecido en el ámbito europeo un objetivo de interconexión de los Estados miembros del 15% en el 2030, resulta evidente la necesidad de nuevos desarrollos. Actualmente, Red Eléctrica de España participa en el proyecto de interconexión por el Golfo de Bizkaia, que permitirá aumentar la capacidad de intercambio de electricidad entre España y Francia hasta 5.000 MW y cuya puesta en servicio está prevista en 2024-2025, si bien no será suficiente para llegar al objetivo de la UE.

Por otro lado, no se deben olvidar los beneficios de la interconexión entre sistemas aislados dentro

de un mismo país, como es el caso en España de la interconexión entre islas. En general estos son sistemas fragmentados, de pequeño tamaño y con una red eléctricas débilmente mallada. Estas condiciones hacen que estos sistemas sean menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados, en los que es posible garantizar el suministro ante puntas de demanda o ante determinadas situaciones de falta de generación, como puede ser la escasez de viento en algunos momentos para la producción de energía eólica o fallos e indisponibilidades de elementos de la red.

En este sentido, cabe destacar la relevancia que adquiere el esfuerzo inversor asociado a la integración de sistemas, a través de las interconexiones tanto entre islas, como entre la Península y Baleares.

Lograr una red de transporte robusta, fiable, interconectada y dotada de la suficiente inteligencia para afrontar los retos de la Transición Energética, va a requerir importantes inversiones, no solo orientadas al mallado de la red o el incremento del nivel de interconexiones, sino también a la incorporación de nuevas tecnologías y su adaptación a los nuevos usos de la red que permitan garantizar la seguridad del sistema; es decir, inversiones en modernización y digitalización.

4.2. Herramientas para incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico

Tal y como se ha anticipado, la Transición Energética trae consigo cambios profundos en la forma en que se produce y se consume la energía. En el lado de la

El desarrollo de las interconexiones es especialmente importante para España ya que, teniendo en cuenta que el apoyo real a la península ibérica solo puede venir desde Centroeuropa a través de Francia, actualmente la ratio de interconexión es de solo el 2,8 %

Objetivo previsto
en el PNIEC



TRANSPORTE
EN 2030, HABRÁ

5 MILLONES

DE VEHÍCULOS
ELÉCTRICOS

oferta, se tiende a un mix atomizado y no gestionable y en el lado de la demanda, a un incremento de su volatilidad, debido al impacto del autoconsumo, el almacenamiento distribuido y el rol cada vez más activo de los consumidores.

Estos cambios requieren dotar a la operación del sistema de los medios e instrumentos que garanticen la observabilidad y controlabilidad de aquellos elementos del sistema que se consideren necesarios para una gestión segura del sistema. A su vez, esto exigirá gestionar un mayor volumen de datos e información como consecuencia del mayor número de agentes. Se deberá garantizar el acceso en condiciones de neutralidad a dicha información a todos los agentes del sector para facilitar un funcionamiento eficiente del mercado eléctrico.

Por otro lado, la demanda deberá tener un papel más activo participando en los servicios de ajuste para adaptarse en tiempo real a la disponibilidad de la generación intermitente. En este sentido, la gestión de la demanda se convertirá en una herramienta de flexibilidad con gran recorrido en los próximos años, debido a los avances tecnológicos que se prevén y al desarrollo de las redes inteligentes.

Un buen ejemplo puede ser el vehículo eléctrico, una herramienta clave en la Transición Energética (el PNIEC prevé cinco millones de vehículos eléctricos en 2030) para lograr la descarbonización de un sector tan dependiente de los combustibles fósiles a día de hoy como es el transporte, responsable del 26% del total de emisiones de GEI en España en el 2017.

En este sentido, Red Eléctrica de España está apoyando el desarrollo de las nuevas formas de movilidad a través

de una serie de iniciativas, entre las que destaca la creación del CECOVEL (Centro de Control del Vehículo Eléctrico), que permite realizar un seguimiento y control de la demanda de electricidad para la recarga de los vehículos eléctricos, asegurando que, en escenarios de implantación masiva de vehículos eléctricos, su integración puede realizarse de forma segura y eficiente. También se han suscrito convenios con las corporaciones locales para fomentar el desarrollo de la movilidad eléctrica en entornos urbanos y la infraestructura de recarga y servicios ligados a la movilidad para contribuir a su implantación.

Finalmente, la penetración masiva de renovables intermitentes y no gestionables en el sistema exigirá contar con unos recursos de almacenamiento para garantizar la seguridad de suministro. El desarrollo y despliegue del almacenamiento, tanto en forma de centrales de bombeo como probablemente a través de baterías en el medio plazo a lo largo de la cadena de suministro y otras tecnologías a más largo plazo, resultan indispensables para “conectar” en el tiempo la generación intermitente y la demanda.

En este sentido, el desarrollo y despliegue de estas nuevas tecnologías constituye una realidad imparables que modificará sustancialmente la configuración del futuro del sector eléctrico. Si bien tradicionalmente las principales opciones de almacenamiento de electricidad han sido las centrales de bombeo, el desarrollo tecnológico y despliegue en los últimos años de las baterías electroquímicas van consolidando esta tecnología como una componente clave del nuevo modelo energético.

Por este motivo, Red Eléctrica de España tiene ya en marcha algunos proyectos de carácter experimental

con el objeto de aumentar su conocimiento y experiencia en esta tecnología, que será de especial relevancia para la implementación de recursos de almacenamiento en los pequeños sistemas aislados, en los que la penetración masiva de renovables se convierte en un desafío desde el punto de vista de la operación del sistema, como es el caso de las islas. Nuestra legislación reconoce la especial vulnerabilidad de estos sistemas determinando que, en este caso, los bombeos son elementos fundamentales para dotar a estos sistemas de una capacidad de respuesta rápida y segura que mejora la seguridad de suministro, y favorece la penetración de las energías renovables no gestionables, asignando su titularidad al Operador del Sistema.

Con este telón de fondo, Red Eléctrica de España ejecutará proyectos de almacenamiento en los sistemas eléctricos de Canarias mediante centrales de bombeo, con una inversión prevista en el periodo 2018-2022 de 185 M€.

Asimismo, desarrollará iniciativas por importe de 30 M€ en los sistemas insulares destinadas a maximizar la integración de renovables y la capacidad de intercambio de los enlaces existentes con la península y entre islas basadas en la utilización de las nuevas tecnologías de almacenamiento.

El transporte fue responsable del 26% del total de emisiones de GEI en España en el 2017



5

MEDIDAS PARA FACILITAR LOS OBJETIVOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL HORIZONTE 2030

Los cambios necesarios difícilmente se van a poder abordar con las herramientas disponibles y por ello será imprescindible una profunda modificación del marco regulatorio

Red Eléctrica de España es consciente de los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico y del papel central que debe jugar, como responsable del transporte y la operación del sistema eléctrico, en la consecución de los objetivos de esta Transición Energética en la próxima década, y que pueden resumirse en:

- Conectar a la red un importante contingente de energías renovables.
- Garantizar la operación segura de un sistema eléctrico con unas características muy diferentes a la que hemos conocido hasta ahora.
- Integrar nuevas soluciones tecnológicas.
- Facilitar la entrada de nuevos agentes y formas de consumo.
- Facilitar un entorno transparente donde los agentes dispongan de la información necesaria para diseñar ofertas y servicios competitivos, y los clientes puedan tomar sus decisiones.
- Lograr que la transición sea compatible con unos precios competitivos de la electricidad para todos los consumidores.

Todos estos desafíos se van a producir en un entorno tecnológico en constante evolución donde la

digitalización y la introducción de nuevas tecnologías (IoT, sensorización de la red, Big Data...) permitirán dotar a las redes de una mayor inteligencia que redundará en el beneficio de agentes y clientes.

Como se ha visto anteriormente, Red Eléctrica de España va a movilizar los recursos y las inversiones necesarias para contribuir a hacer posible esa Transición Energética. Sin embargo, en muchos casos, los cambios necesarios difícilmente se van a poder abordar con las herramientas disponibles actualmente y será necesario llevar a cabo una profunda modificación del marco regulatorio para que dé soluciones a los retos que se plantean a continuación.

5.1. Facilitar el desarrollo de una red suficiente que pueda estar disponible a tiempo para acomodar el crecimiento de las energías renovables

La descarbonización del mix eléctrico no solo requiere de la integración de un contingente muy importante de potencia renovable, sino que hace indispensable el despliegue de las redes que darán soporte (conexión y evacuación) a dichas potencias. A la vista de la evolución de la instalación de generación renovable en el sistema español peninsular y de la estimación del coste de la red

de transporte puesta en servicio para permitir su integración en el sistema en el periodo 2002-2012, se puede estimar que la inversión en la futura red de transporte se situará en un rango de valores entre 75.000 y 100.000 €/MW de generación renovable instalada, lo que supondría una inversión mínima de unos 450 M€ anuales hasta el 2030 para integrar el nuevo contingente de renovables considerado en el PNIÉC.

Una clave del éxito de la transición estará en que los nuevos recursos renovables se puedan conectar a la red de transporte al ritmo necesario, para lo cual será imprescindible su desarrollo de manera acompasada con la entrada en servicio de la nueva potencia renovable.

El tiempo medio de tramitación, construcción y puesta en servicio de las nuevas instalaciones renovables debería estar entre dos y tres años, tomando como referencia el tiempo máximo del que disponen los proyectos adjudicados en las dos últimas subastas, celebradas en el 2017. Dado que una condición esencial para la conexión y evacuación del cupo anual de nueva potencia renovable es la existencia de redes adaptadas (de transporte y de distribución), esta adaptación (venga por la construcción, refuerzo o mejor uso de las instalaciones existentes) debería poder materializarse en plazos similares.

En España, el desarrollo de la red de transporte está sometido a un proceso de planificación, que, de acuerdo con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, debe ser realizado por la Administración General del Estado, con la participación de las comunidades autónomas. Por su parte, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, regula el procedimiento de planificación de la red de transporte de electricidad, que, en el mejor de los casos, debería tener una duración de 16 meses.

Teniendo en cuenta que el proceso de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el horizonte 2021-2026 se ha iniciado recientemente con la publicación de la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, en el escenario más optimista, se podría disponer de una nueva planificación a principios del 2021.

Adicionalmente, el actual proceso de planificación carece en la actualidad de la flexibilidad suficiente para adaptarse a un entorno cambiante, que va a requerir modificaciones sobrevenidas durante el periodo de planificación. Es, por ello, necesario disponer de un procedimiento más ágil de planificación, que acorte los plazos y que pueda

Una clave del éxito de la Transición Energética estará en que los nuevos recursos renovables se puedan conectar a la red de transporte al ritmo necesario, para lo cual será imprescindible su desarrollo de manera acompasada con la entrada en servicio de la nueva potencia renovable

Es absolutamente necesario contemplar medidas en nuestra regulación que permitan acelerar la expansión de red que requiere La Transición Energética

contemplar periodos superpuestos, así como procedimientos ágiles de modificación y actualización.

Por otra parte, en la actualidad, el tiempo medio de tramitación de proyectos de líneas de transporte varía entre 3 y 10 años dependiendo de si la actuación exige el establecimiento de un nuevo pasillo, la ampliación de un pasillo y/o la repotenciación de una línea existente².

A este dilatado periodo de tramitación, hay que sumarle el plazo para el desarrollo del proyecto de entre 6 y 18 meses, y finalmente el periodo de construcción, que, aun siendo variables entre 12 y 14 meses, pueden planificarse con relativa precisión.

Por ello, resulta absolutamente necesario contemplar medidas en nuestra regulación³ que permitan acelerar la expansión de red que requiere la Transición

Figura 6. Tiempos medios de tramitación (días). Datos estadísticos desde 1 de enero de 2012

Datos Resoluciones Administración General del Estado	AAP	DIA	AAC
Nueva línea	1.272	1.198	1.100
Aumento de capacidad	No aplicable	Sin datos	556
Nueva subestación	1.303	1.288	1.291
Ampliación de subestación	797	No aplicable	616

AAP: Autorización Administrativa Previa.

DIA: Declaración de Impacto Ambiental.

AAC: Autorización Administrativa de Construcción

² Actualmente el 50% de proyectos de la planificación vigente pendientes de puesta en servicio aún no han podido finalizar su tramitación.

³ La Ley alemana de Aceleración de la Expansión de la Red Eléctrica (NAGE 2.0) trata de dar respuesta a esta misma problemática y avanza algunas medidas que pudiera ser interesante explorar para su incorporación al marco normativo español. A modo de ejemplo, dicha Ley contemplará que si se construyen o se cambian los cables en rutas existentes, se utilicen procedimientos de notificación y se prescindan de procedimientos de aprobación prolongados.

Energética y adoptar aquellas que permitan acortar los plazos para la implantación en el territorio de estas instalaciones, en particular, en lo referente a los procesos administrativos para su autorización.

Actualmente, el Real Decreto 1955/2000 regula el procedimiento concreto para obtener las autorizaciones administrativas que son necesarias para construir las instalaciones de transporte competencia de la Administración General del Estado (AGE). Por su parte, la competencia para autorizar las instalaciones de transporte secundario corresponde a las Comunidades Autónomas (CCAA), cuando aquellas no exceda su ámbito territorial y, en consecuencia, la competencia para regular el procedimiento de autorización correspondiente.

Respecto de las instalaciones de la red de transporte cuyas autorizaciones sean competencia de la AGE, la normativa⁴ dispone que serán consideradas obras públicas de interés general y no estarán sometidas a ningún acto de control preventivo municipal. En estos casos, la AGE tiene que remitir el proyecto a la administración urbanística competente para que informe sobre la adaptación del proyecto al planeamiento urbanístico. En caso de posibles discrepancias que no puedan resolverse de mutuo acuerdo, la decisión de la AGE prevalecerá sobre el planeamiento urbanístico, cuyo contenido deberá acomodarse a las determinaciones de aquella.

En el caso de instalaciones de transporte secundario competencia de las CCAA, estas no se benefician del procedimiento indicado anteriormente y habrá que estar, en caso de que exista, a lo dispuesto en la normativa autonómica para la autorización de estas instalaciones. Esta circunstancia obliga, en muchas ocasiones, a someter las instalaciones de transporte secundario a la tramitación municipal que aplica en cada caso.

Se da la circunstancia de que las instalaciones de transporte secundario entran en conflicto con mayor frecuencia con la normativa municipal, ya que, debido a sus características técnicas y las finalidades que muchas veces persiguen como apoyo a la red de distribución, hacen que parte de su trazado discurra habitualmente por zonas urbanas. Por este motivo, son estas instalaciones, y no tanto las de transporte primario, las que requieren que se arbitre un procedimiento que permita resolver los eventuales retrasos que pudieran producirse.

Debido a que el impacto en los objetivos de la Transición Energética de cada proyecto particular va más allá del ámbito local y regional, se justificaría analizar un procedimiento excepcional para aquellas instalaciones secundarias motivadas por el cumplimiento de los objetivos del PNIEC, un procedimiento homogéneo y más ágil que el actual. En este sentido, cabe mencionar que

⁴ Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras

en la legislación reguladora en el ámbito de las telecomunicaciones⁵ y del sector ferroviario⁶, se articulan procedimientos especiales para agilizar las autorizaciones administrativas.

Adicionalmente al desarrollo de nuevas instalaciones y con el fin de minimizar el impacto ambiental, debe priorizarse la optimización de las inversiones ya realizadas y maximizar la utilización de los pasillos eléctricos existentes a través de la mejora, actualización y extensión de la vida de la red

existente. Estas actuaciones se podrán llevar a cabo mediante el aumento de capacidad de la red existente a través de repotenciones, del tendido de circuitos múltiples y de la utilización de las nuevas tecnologías priorizando en todo caso, los criterios de seguridad de suministro y fiabilidad de la red de transporte de energía eléctrica. Es fundamental señalar, por último, que todo lo anterior será posible solo si se diseñan mecanismos retributivos adecuados que hagan viable este tipo de actuaciones desde el punto de vista económico.



ASPECTOS CLAVE

- **Necesidad de flexibilizar y reducir la duración del proceso de planificación de desarrollo de la red de transporte**

Para lograr los objetivos de integración de generación renovable a un ritmo que vendrá impuesto por la Transición Energética, es preciso adaptar el proceso de planificación de la red (regulado hace ya casi 20 años) con objeto de reducir los largos periodos que se requieren hasta lograr la aprobación de la misma y, sobre todo, de facilitar una mayor flexibilidad mediante un proceso más continuo y ágil que permita su adaptación y actualización.

- **Necesidad de flexibilizar y reducir la duración del proceso de tramitación de las instalaciones de red**

Para lograr que el desarrollo de la red pueda realizarse acorde al ritmo necesario de instalación de nueva generación renovable que requiere la Transición Energética, es preciso adaptar la normativa para simplificar y reducir los largos periodos de tramitación de aquellos proyectos planificados considerados estratégicos.

⁵ Ley 9/2014, de 9 de mayo, General de Telecomunicaciones (LGT)

⁶ Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del Sector Ferroviario (LSF)

5.2. Facilitar el acceso y conexión a la red de las energías renovables

El desarrollo de la red de transporte para permitir la conexión de las energías renovables es una condición necesaria, pero no será suficiente si los procedimientos para tramitar el acceso y la conexión no son los adecuados. En efecto, la viabilidad de la integración de nueva generación renovable se encuentra estrechamente ligada a la culminación de la modificación ya iniciada de la normativa que regula el acceso y la conexión, que es claramente inadecuada e insuficiente para abordar los retos de la Transición Energética.

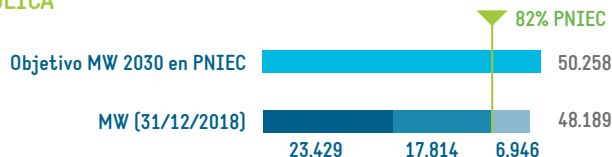
En la actualidad, las solicitudes de acceso y conexión se reciben de manera continua (no en determinados períodos temporales), y su gestión es secuencial

en función de la cumplimentación de ciertos hitos (acreditación de aval y aportación de información técnica), de forma que el potencial otorgamiento del permiso de acceso para una instalación en un punto de conexión ocupa la capacidad técnica disponible en dicho punto.

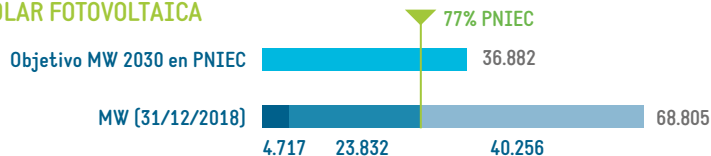
La capacidad de conexión a un punto de la red es un recurso limitado. Teniendo en cuenta que actualmente existe una gran demanda de proyectos para desarrollar y que los mencionados hitos condicionantes pueden ser cumplimentados por todo tipo de proyectos no maduros, esto puede dar lugar a la aparición de promotores no finalistas que ven una oportunidad de intermediación mediante la obtención de permisos que posteriormente puedan ser transmitidos a los titulares finales.

Figura 7. Situación de las solicitudes de acceso renovables el 31/12/2018 frente a objetivos 2030 del PNIEC

EÓLICA



SOLAR FOTOVOLTAICA



- En servicio
- Pdte. autorización
- Puesta en Servicio
- Solicitud en curso

Fuente: Red Eléctrica de España

La viabilidad de la integración de nueva generación renovable se encuentra estrechamente ligada a la modificación ya iniciada de la normativa que regula el acceso y la conexión, que es claramente inadecuada e insuficiente para abordar los retos de la Transición Energética

Esta circunstancia es reconocida en el reciente Real Decreto-ley 15/2018⁷ que incorpora “medidas tendentes a evitar la especulación y asegurar la finalización de los proyectos con derechos de acceso a la red otorgados”, para lo cual:

- Eleva las garantías exigidas⁸ previamente a la solicitud de acceso.
- Establece que los permisos de acceso y conexión son válidos para una instalación.⁹
- Impone obligaciones de reporte del grado de avance de los proyectos¹⁰ y cumplimiento de hitos.

Con este telón de fondo y ante la necesidad de dar respuesta a toda la problemática en torno a los accesos, resulta urgente la publicación de la normativa que desarrolle las medidas indicadas, así como considerar la posibilidad de otras complementarias que refuercen la consecución del objetivo perseguido de limitar la especulación en torno a la capacidad de acceso y conexión a las redes. En ese sentido, pueden ser de utilidad las siguientes líneas de actuación:

- **Refuerzo de la firmeza en etapas iniciales del proyecto.** La acreditación del depósito de garantía y la aportación de una información técnica muy básica y replicable motiva la solicitud simultánea del mismo promotor en numerosos nudos de la red, nada más conocer la existencia de la capacidad. Dado el crecimiento exponencial de estas solicitudes clónicas, procedería incluir condicionantes previos que contribuyan a asegurar mejor el avance real o firmeza del proyecto en su conjunto.

- **Refuerzo de la continuidad de una instalación.** Entre las medidas para asegurar el avance de las instalaciones con permisos de acceso, además de precisarse una formulación rigurosa de los aspectos que se han de desarrollar en la normativa, podría considerarse un mecanismo complementario según el cual la garantía a depositar sería creciente en el tiempo.

Las medidas apuntadas previamente son continuistas en cuanto a mantener un proceso en que las solicitudes y su gestión son realizadas en todo momento y no existe una optimización global. Alternativamente, podría plantearse un objetivo de optimización en el uso de las capacidades de acceso a la red que resulta más realista por poder dirigir los

⁷ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores

⁸ El aval previo a la solicitud de acceso se eleva de 10 a 40€/kW

⁹ Pendiente de desarrollar reglamentariamente los criterios para determinar cómo valorar cambios a efectos de considerar la misma instalación.

¹⁰ Pendiente de desarrollar reglamentariamente los plazos a los que se someterán los distintos hitos administrativos.

contingentes a los puntos de acceso más idóneos, tanto para el sistema en su conjunto (se maximiza la capacidad de acceso resultante), como para los propios promotores (resulta un escenario con una menor probabilidad de restricciones de producción o vertido de energía primaria)¹¹.

En este modelo, la determinación y publicación por Red Eléctrica de España de las capacidades optimizadas permitiría la apertura de un período de solicitudes, ya sea mediante un proceso análogo al que se acaba de proponer, ya sea mediante un mecanismo competitivo para la asignación de la capacidad por nudo que ha sido publicada.

En resumen, los aspectos que se podrían considerar en la futura normativa de acceso y conexión serían:

- Enunciar los criterios de acceso que se evaluarían, indicando aquellos que pueden limitar el derecho de acceso y aquellos que son meramente indicativos de posibles restricciones de evacuación.
- Como soporte a la descarbonización, cabría valorar la opción de otorgar prioridad de acceso a los proyectos de generación renovable de los promotores que sustituyan sus plantas térmicas tras

el cierre y finalización de actividad. Cabe señalar que el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética presentado por el Gobierno en febrero realiza una propuesta en este sentido.

- Abrir la posibilidad de que se incorporen en las solicitudes de acceso elementos hasta ahora no contemplados (p.ej.: baterías, volantes de inercia,...). Hibridar o no una instalación de energía renovable es una decisión del promotor y el acceso debe evaluar solo su viabilidad en el punto de conexión y no los componentes que incorpora la planta.
- Clara distinción entre acceso (evaluación de la viabilidad desde la perspectiva del correcto funcionamiento del sistema y de la planta que aspira a conectarse a un determinado nudo o zona de la red) y conexión (condiciones técnicas concretas de la instalación de producción y de enlace a la red que se conecta).
- Fijar un precio no recuperable para los estudios de acceso. El pago de los estudios puede contribuir a inhibir solicitudes meramente especulativas y desarrolladas desde una estrategia de acaparar capacidad de acceso.

¹¹ Un ejemplo de este efecto es cómo actualmente se están saturando las capacidades de acceso en 220 kV por limitaciones en la red de dicho nivel de 220 kV, de forma que, aun existiendo capacidad en la red de 400 kV, los accesos a este nivel se encontrarán con la mencionada limitación en 220 kV por el acoplamiento entre ambos niveles. Un planteamiento de optimización permitiría establecer capacidades en ambos niveles de forma que la resultante global sea mayor.



ASPECTOS CLAVE

- **Tratamiento del acceso de nuevas instalaciones de generación**

Para la integración de nueva generación renovable, no solo es necesario el desarrollo de la red, sino que es necesario culminar la modificación, ya iniciada, de la normativa que regula el acceso y la conexión, claramente inadecuada e insuficiente para abordar los retos de la transición energética.

- **Aprovechamiento de antiguos emplazamientos de generación térmica o cambios en la tecnología de generación con acceso autorizado**

Articular la posibilidad de mantener la autorización del acceso de una planta de generación existente que vaya a ser cerrada cuando se realice un cambio de la tecnología de generación, siempre que la nueva tecnología generadora esté libre de emisiones y/o residuos, sin que se produzca un incremento de la potencia y siempre que la nueva generación sea compatible con el funcionamiento seguro del sistema eléctrico.

Análogo tratamiento se podría dar a una planta que ya tuviera autorización de acceso y se encontrara en su fase de implantación queriendo cambiar la tecnología de generación.

- La regulación debería proponer un criterio inequívoco y transparente del orden en que se tramiten las solicitudes de acceso a las redes de transporte y distribución (en particular considerando que ambas pueden hacer uso de la misma capacidad existente en un nudo de transporte). Se debería valorar si las futuras subastas para la instalación de generación renovable deben incorporar entre las condiciones de habilitación la disponibilidad previa de permiso de acceso.

- La figura del Interlocutor Único de Nudo (IUN) es una figura muy controvertida por el potencial conflicto de interés que puede generar. Sin embargo, al mismo tiempo ha sido una figura que ha hecho

posible un acceso eficiente de 38 GW de eólica y fotovoltaica sobre la red planificada en el horizonte 2020. Es preciso regular cuidadosamente los derechos y obligaciones del IUN en relación con los promotores que coordina para mitigar los posibles conflictos a los que puede dar lugar esta figura en ausencia de regulación específica.

- La regulación debería establecer unos umbrales mínimos en cuanto a información y transparencia por parte de los gestores de redes en su gestión de los accesos. Cabría valorar si una plataforma única a nivel nacional de acceso y conexión puede ser una solución para ese marco de transparencia.



Será necesario garantizar la observabilidad y controlabilidad por parte del Operador del Sistema del parque de generación, en muchos casos atomizado, compuesto de pequeñas instalaciones de generación distribuida no gestionable

5.3. Operar un sistema más complejo de forma igualmente segura

La Transición Energética pasa necesariamente por la modificación del actual parque de generación en busca del objetivo de descarbonización, pero para ello es necesario, en primer lugar, examinar la viabilidad de la operación del sistema en todo momento en función del parque de generación existente.

Por ejemplo, a la hora de fijar el calendario de cierre de algunas centrales, debe tenerse en cuenta que el sistema puede requerir del funcionamiento de algunos grupos para garantizar la seguridad de suministro a nivel zonal. En caso contrario, el posible cierre tendría un impacto no admisible en la seguridad zonal del sistema eléctrico si no se acompañan de actuaciones y desarrollos de generación alternativa gestionable y/o refuerzos de la red que compensen su desaparición.

Por otro lado, es importante destacar que, para alcanzar el parque de generación renovable considerado en el PNIEC, se requerirán tasas medias de instalación anual en torno a 5.000 MW. Es necesario garantizar que este ritmo de instalación, sobre todo de generación eólica y solar fotovoltaica, es factible técnicamente en términos de disponibilidad de la infraestructura asociada necesaria (p.ej. capacidad de fabricación, transporte por carretera de aerogeneradores, grúas especiales para el montaje, etc.)

En este sentido y según fuentes de los sectores eólico y fotovoltaico, la potencia máxima anual que es posible instalar en términos seguros se sitúa en

torno a 3.000 MW eólicos y 6.000 MW fotovoltaicos si se dan condiciones óptimas regulatorias, financieras y de tramitación de las instalaciones. Por lo tanto, de acuerdo con esas fuentes, no deberían existir cuellos de botella insalvables, si bien es un aspecto que deberá ser monitorizado para identificar y mitigar potenciales riesgos.

Otro aspecto a tener en cuenta es la necesidad de garantizar la observabilidad y controlabilidad por parte del Operador del Sistema del parque de generación. Como se ha señalado anteriormente, la Transición Energética se caracterizará por la sustitución de una parte de la generación formada por grandes unidades gestionables conectadas a la red de transporte por un contingente, en muchos casos atomizado, de pequeñas instalaciones de generación distribuida no gestionable cercana a los puntos de consumo.

El marco regulatorio actual solo exige el envío de medidas en tiempo real (observabilidad) a las unidades o agrupaciones de producción renovable de más de 1 MW, mientras que la adscripción a un centro de control monitorizado por el Operador del Sistema (controlabilidad) solo es exigible para aquellas unidades o agrupaciones de producción renovable de más de 5 MW (0,5 MW en los sistemas no peninsulares), al representar el conjunto de las instalaciones de pequeño tamaño una fracción muy pequeña del parque de generación.

No obstante, podría evolucionar en el futuro y podría llegarse a una situación en la que, en determinados momentos (horas centrales del día), una parte significativa de la generación proviniera

de pequeñas fuentes de generación sobre la que el Operador del Sistema no tuviese observabilidad, lo que tendría consecuencias negativas sobre la garantía de suministro.

Por este motivo, deberán estudiarse cambios regulatorios que mitiguen el riesgo de que se llegue a esta situación, buscando una solución que garantice la seguridad de suministro sin resultar excesivamente gravosa para el desarrollo de la generación distribuida, poniendo en riesgo su contribución a los objetivos de la Transición Energética.

Para dar respuesta a este reto, se podría desarrollar un esquema de comunicaciones y control similar al Centro de Control de Energías Renovables (CECRE). El CECRE fue una iniciativa pionera para controlar y gestionar la generación de los productores de

energías renovables, que ha permitido integrar en el sistema eléctrico en los últimos años 30 GW de capacidad renovable, fundamentalmente intermitente, manteniendo los niveles de calidad y garantizando la seguridad del suministro. Este modelo y la arquitectura de comunicaciones asociadas representan la forma óptima para integrar dos de los elementos disruptivos de la Transición Energética, almacenamiento y generación distribuida.

En definitiva, las medidas encaminadas a garantizar la observabilidad y controlabilidad de la generación distribuida deben ser eficientes tanto para los propios autoconsumidores, al optimizar su propia gestión energética, y para los agentes generadores, favoreciendo su integración en el sistema, como para la operación del sistema, al alinearse con el funcionamiento seguro del mismo.



ASPECTOS CLAVE

- **Necesidad de acompañar la retirada del equipo de generación térmica con el acoplamiento de las energías renovables y el desarrollo de la red**

Se deberían condicionar los cierres de generadores térmicos a la disponibilidad de un margen de cobertura suficiente y a la inexistencia de restricciones técnicas que puedan poner en riesgo el suministro eléctrico.

- **Mantenimiento del criterio de observabilidad y controlabilidad de la generación**

En la medida en que pudiera haber un desarrollo significativo de instalaciones de generación que cayeran fuera de la actual capacidad de observación y control del Operador del Sistema, sería precisa una modificación de la normativa que impida una merma de la capacidad efectiva de operación y que preserve el criterio general de observabilidad y controlabilidad de los recursos de generación no gestionable.



5.4. Garantizar la integración de la mayor cantidad posible de energía renovable en el sistema

Con el mix de generación previsto en el PNI EC, 74% de energías renovables en el 2030, y con una participación muy significativa de fuentes no gestionables, es previsible un incremento de los vertidos procedentes de fuentes de energía renovable. En este contexto, la existencia de herramientas que puedan dotar de flexibilidad a la operación del sistema será fundamental para maximizar el aprovechamiento de recurso primario renovable.

En este sentido, el almacenamiento y las interconexiones serán un instrumento clave para garantizar la seguridad de suministro y la integración eficiente de las energías renovables en el sistema peninsular, y muy especialmente en los territorios no peninsulares.

Almacenamiento

Hasta ahora, el almacenamiento mediante centrales hidroeléctricas de bombeo se ha mostrado como la herramienta más eficiente para una integración económica y segura de las energías renovables. Por ello, el incremento de la potencia instalada de estas energías exigirá fomentar la ampliación o construcción de nuevos grupos de bombeo de forma que se pueda aprovechar el potencial que ofrece nuestra geografía. En este sentido, hay que destacar que el PNI EC prevé que para el 2030 se incorpore al sistema una capacidad adicional de 3,5 GW de bombeo para almacenamiento.

Asimismo, se prevén 2,5 GW de baterías, cuya composición y funcionamiento precisos dependerán de la evolución y disponibilidad tecnológicas.

Por otro lado, el objetivo de maximización de la producción renovable requerirá reorientar su estrategia de operación hacia la minimización de vertidos.

Respecto a este último punto, merece la pena señalar que, en la actualidad, la interacción entre la actuación de los bombeos y la integración de renovables se produce a través del mercado de producción de energía eléctrica, que incluye el segmento de los servicios de ajuste.

Para valorar si el actual comportamiento de los bombeos, orientado a maximizar el beneficio de sus propietarios, está alineado con el comportamiento que maximizaría la integración de renovables, Red Eléctrica de España ha hecho un análisis simplificado cuyos resultados indican que este modelo de funcionamiento se ajusta razonablemente bien a las necesidades del sistema para la maximización de la producción renovable, si bien podría existir un cierto margen de mejora.

A este respecto, hay que destacar que el efecto positivo sobre la reducción de vertidos que tendrá la programación del bombeo, con la función objetivo de maximizar la integración de renovables será cada vez más relevante, ya que las cifras de vertidos que se deberán evitar a partir de ahora serán, en valor absoluto, significativamente superiores¹¹ a las observadas en el pasado.



**EL ALMACENAMIENTO
Y LAS INTERCONEXIONES
son instrumentos clave
para garantizar la
seguridad de suministro
y la integración
eficiente de las
energías renovables**

¹¹ De acuerdo con el PNI EC, en el escenario objetivo a 2030 se prevén hasta 7.734 GWh de vertidos, equivalentes al 3,8% del producible eólico y solar.

El PNIEC prevé que para 2030 se incorpore al sistema una capacidad adicional de 3,5 GW de bombeo para almacenamiento y 2,5 GW de baterías

El Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética que modificará la Ley del Sector Eléctrico contempla alguno de los temas indicados anteriormente, regulando por primera vez la figura del almacenamiento y proponiendo el establecimiento “(...) de los mecanismos que permitan al Operador del Sistema eléctrico aplicar una estrategia de bombeo y turbinado para maximizar la integración de energías renovables”; todo ello, de manera compatible con la protección ambiental y una gestión eficiente del recurso hidráulico en el mercado de electricidad.

Esto último implicaría que, cuando el mercado no sea capaz de utilizar la capacidad de almacenamiento del sistema para maximizar la integración de energías renovables, se podrá habilitar al Operador del Sistema para lograr ese objetivo. Para ello, sería precisa la adaptación del marco regulatorio actual, incluyendo los Procedimientos de Operación correspondientes,¹² con objeto de habilitar al Operador del Sistema para la programación del bombeo y la turbinación de los grupos de bombeo con horizonte semanal¹³ ampliando, asimismo, la finalidad de dicha programación con el objetivo de maximizar la integración de generación renovable^{14,15}.



ASPECTOS CLAVE

• Facilitar la integración de nueva capacidad de bombeo y su operación con criterios de minimización de vertidos

Deben establecerse los mecanismos que permitan al Operador del Sistema aplicar una estrategia de bombeo y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Asimismo, debe fomentarse y promoverse el desarrollo de nuevas instalaciones de almacenamiento para el cumplimiento de los objetivos del PNIEC de entrada de 3,5 GW de bombeo y 2,5 GW de baterías.

¹² Singularmente los Procedimientos de Operación 3.1, 3.2, 3.3, 3.7 y 7.3

¹³ Esta extensión del ámbito temporal más allá de la programación diaria de los mercados ya le fue habilitada al OS en el PO 6.1 Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia, de forma que se trataría de permitir la programación semanal del bombeo y su turbinación también con la finalidad de maximizar la integración de generación renovable.

¹⁴ Actualmente el OS solamente puede modificar los programas resultantes de los mercados mayorista por razones de garantía del suministro o seguridad del sistema.

¹⁵ Pueden existir limitaciones de la normativa de la UE para implantar esta medida. Se precisa de un análisis jurídico detallado de la compatibilidad de esta modificación normativa con los cambios legislativos que introduce el *Clean Energy Package*.

Interconexiones internacionales

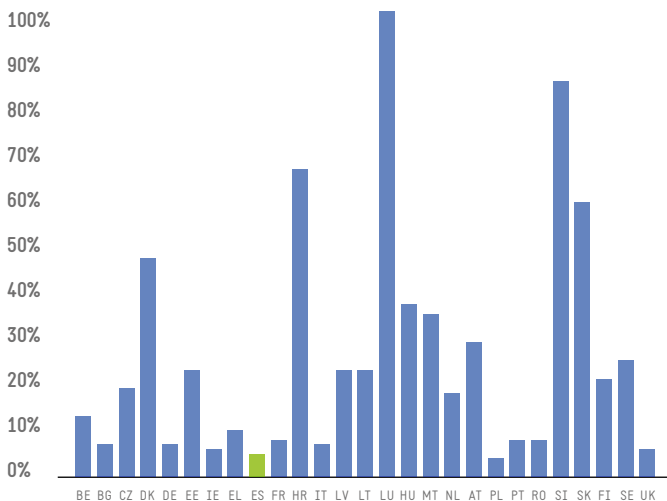
Desde el punto de vista del sistema energético europeo, un sistema altamente interconectado permitiría poner a disposición de todos los ciudadanos europeos la energía eólica del Mar del Norte o la fotovoltaica del sur de Europa, lo que supondría menores necesidades de potencia instalada total, al poder utilizar la complementariedad del recurso renovable en un territorio más extenso (es posible que cuando sople el viento en un lugar no haya sol en otro y viceversa). De este modo, teniendo en cuenta el potencial de energía renovable que existe en España, un mayor nivel de interconexión permitiría una mayor contribución de nuestro país al objetivo de penetración renovable planteado en el ámbito europeo.

Por otro lado, un nivel suficiente de interconexión permitirá inversiones más eficientes en generación renovable, ya que se garantiza que las centrales se puedan instalar en los mejores emplazamientos. Por otro lado, se necesitará una menor capacidad de generación térmica de respaldo, en la medida que se puedan compartir estas reservas a través de las interconexiones.

Asimismo, no se debe obviar los beneficios técnicos que aportan las interconexiones a cualquier sistema eléctrico al aumentar el tamaño a los mismos, lo que contribuye a aumentar su estabilidad y, en último término, la seguridad del suministro.

Además, si consideramos que el fin último es descarbonizar la economía al mínimo coste, las interconexiones permiten incrementar los intercambios comerciales de energía creando la

Figura 8. Nivel de interconexión de Los Estados miembros de La UE



Fuente: Comunicación Segundo Informe Estado de La Unión de La Energía – Febrero 2017

base para una competencia real a través de la UE, garantizando a los consumidores unos precios de la electricidad más competitivos en línea con los objetivos de la Unión de la Energía impulsados por la Comisión Europea y plasmados en la nueva directiva para el mercado interior de la electricidad.

Para España, es de especial relevancia alcanzar un nivel de interconexión mínimo, ya que, si tenemos en cuenta que el apoyo real a la península ibérica solo puede venir desde Centroeuropa a través de la frontera



**ESPAÑA ES EL
PAÍS MENOS
INTERCONECTADO
de nuestro entorno**

con Francia, actualmente la ratio de interconexión es del 2,8%. Si miramos a España individualmente, su nivel de interconexión sigue siendo bajo, como se aprecia en la figura 8, donde sitúa a nuestro país como el Estado miembro con la menor capacidad de interconexión de los países de nuestro entorno.

En esta situación, la planificación de la red también debe dar respuesta a las necesidades de interconexión internacional. El Consejo Europeo, en

octubre del 2014, insistió en la necesidad de alcanzar un objetivo mínimo del 10 % de las interconexiones de electricidad con carácter de urgencia y como muy tarde en el 2020. Por su parte, el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre del 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima establece un objetivo de al menos un 15 % para las interconexiones eléctricas en el 2030.



ASPECTOS CLAVE

• Impulsar el desarrollo de proyectos de interconexión internacional para llegar al objetivo del 15% en el 2030

La planificación de la red debe dar respuesta a las necesidades de interconexión internacional para llegar al objetivo de al menos un 15% para las interconexiones eléctricas en el 2030, en paralelo se deberán realizar los máximos esfuerzos por todas las partes implicadas para impulsar dichas interconexiones en el ámbito de la UE.



**La UE ha establecido
el objetivo de alcanzar
al menos un 15 % de**

**CAPACIDAD DE
INTERCONEXIÓN
en 2030**

La importancia del almacenamiento y las interconexiones en los territorios no peninsulares

Los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares (TNP) se caracterizan, en general, por ser sistemas fragmentados, de pequeño tamaño y con una red de infraestructuras eléctricas débilmente mallada. Estas condiciones hacen que sean menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados, donde es mucho más fácil garantizar el suministro ante puntas de demanda o ante determinadas situaciones de falta de generación, como puede ser la escasez de viento en algunos momentos para la producción de energía eólica o fallos e indisponibilidades de elementos de la red.

En este sentido, la Ley 17/2013¹⁷ reconoce la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos en los TNP y reconoce los bombeos como “elementos fundamentales para dotar a estos sistemas de la capacidad de respuesta rápida y segura facilitando su adecuada gestión”, y como instrumento para mejorar la seguridad de suministro y favorecer la penetración de las energías renovables no gestionables. Por este motivo, establece que serán de titularidad del Operador del Sistema cuando tengan “como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”.

¹⁷ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Sin embargo, no solo la tecnología de bombeo puede cumplir con esas finalidades, sino que existen otras tecnologías de almacenamiento (baterías, volantes de inercia, etc.) que presentan o pueden presentar características análogas y que pueden ser gestionadas con la misma finalidad, optimizando y complementando a las instalaciones de bombeo o sustituyéndolas cuando no se den las condiciones técnicas o económicas para hacer factibles a estas últimas.

Por tanto, la titularidad del Operador del Sistema de las instalaciones de almacenamiento en estos sistemas debería estar condicionada por la finalidad de dichas instalaciones (lo que condiciona su diseño, como ocurre en el caso del bombeo de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria¹⁸) y no por la tecnología de almacenamiento empleada.

Los mismos criterios de seguridad de suministro e integración de renovables que justifican el desarrollo del almacenamiento son de aplicación

a las conexiones eléctricas entre los territorios no peninsulares. En este sentido, cuando hablamos de las bondades de las interconexiones entre mercados, no debemos olvidar la interconexión entre sistemas aislados dentro de un país, como es la interconexión entre islas, en el caso de España.

En suma, el impulso para el desarrollo de un modelo energético descarbonizado no puede olvidarse de los sistemas no peninsulares. El objetivo ha de ser que, también en estos sistemas, las energías renovables vayan sustituyendo progresivamente a las tecnologías actuales, basadas en combustibles fósiles más caros y contaminantes. Así pues, en el actual contexto de Transición Energética hacia un mix de generación descarbonizado, resulta imprescindible dotar a los sistemas eléctricos no peninsulares de mayor flexibilidad y, particularmente, de capacidad de almacenamiento y capacidad de interconexión entre los diferentes sistemas aislados.



ASPECTOS CLAVE

- **Impulsar el desarrollo de proyectos de almacenamiento enfocados a la integración de renovables y la seguridad del sistema en los sistemas no peninsulares**
El almacenamiento, en sus diferentes variantes tecnológicas es una herramienta que aporta flexibilidad y seguridad de suministro, lo que es especialmente crítico en los pequeños sistemas aislados.
- **Impulsar el desarrollo de proyectos de interconexión en los sistemas no peninsulares**
Igualmente se debe avanzar en las conexiones eléctricas entre los territorios no peninsulares con el objetivo último de facilitar la transición hacia una economía descarbonizada.

¹⁸ <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/central-chira-soria>

5.5. Crear un entorno regulatorio que facilite la ejecución de las nuevas inversiones necesarias para la Transición Energética

La Transición Energética va a necesitar movilizar amplios recursos económicos en inversiones en nueva generación, redes de transporte y distribución y digitalización. De acuerdo con el PNIEC, serán necesarias inversiones por valor de 236.124 M€. Estas inversiones solo se llevarán a cabo si el marco regulatorio ofrece la suficiente seguridad y estabilidad a los inversores.

Respecto a las inversiones en generación, el nuevo mix eléctrico dominado por tecnologías renovables con costes variables muy bajos puede dar lugar a unos precios en el mercado que no permitan a los agentes recuperar sus costes, con el consiguiente riesgo para el desarrollo de las nuevas inversiones y la viabilidad económica de las existentes.

A la hora de diseñar medidas que afecten al funcionamiento del mercado eléctrico, hay que tener en cuenta que la integración europea de los mercados de energía y, en particular, el eléctrico es obligatoria en aplicación de la normativa europea vigente (códigos de red y directrices europeas ya vigentes y que desarrollan el tercer paquete legislativo de la UE), lo que limita extraordinariamente el margen de actuación nacional sobre dichos mercados.

No obstante lo anterior, hay posibles medidas que podrían dar señales a los nuevos inversores renovables en relación con la recuperación de la inversión, como podrían ser las siguientes:

- Facilitar los *Power Purchase Agreement* (PPA) físicos con nuevas instalaciones renovables. Los PPA son contratos bilaterales de largo plazo que permiten a los consumidores tener visibilidad a largo plazo sobre sus costes energéticos, además de garantizar un suministro a través de fuentes renovables. Por otro lado, los PPA permiten a los promotores renovables dar estabilidad y predictibilidad a los flujos de ingresos de sus proyectos, reduciendo el riesgo de la inversión y facilitando, de este modo, su acceso a financiación.

De cara a impulsar este tipo de contratos, sería conveniente eliminar las barreras actuales a los contratos bilaterales físicos, como la establecida en el artículo 9.3 del Real Decreto 2019/1997, que no existen en el resto de mercados europeos.

- Regular PPA físicos entre nuevas renovables y los comercializadores de referencia con los que contratan la energía los consumidores acogidos a la tarifa regulada con el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Esto permitiría que el PVPC se beneficiara también de las ventajas de los PPA y facilitaría el desarrollo de nuevas instalaciones renovables.

- Como complemento a mecanismos de mercado, como los PPA, y hasta su plena consolidación y accesibilidad a todo tipo de inversores en proyectos renovables, mantener la posibilidad de acceso a mecanismos regulados de apoyo a las energías renovables. Estos mecanismos deben permitir obtener una rentabilidad razonable y aportar estabilidad y predictibilidad a los flujos económicos de los proyectos, facilitando su acceso a la

financiación. A su vez, deben minimizar su impacto económico sobre los costes del sistema eléctrico, fomentando su asignación eficiente mediante mecanismos de concurrencia competitiva.

Desde el punto de vista de la generación convencional (ciclos combinados, principalmente), son necesarios mecanismos regulatorios que retribuyan de manera eficiente su aportación al sistema en términos de flexibilidad y garantía de potencia. En ausencia de estos mecanismos, la necesidad de mantener un equipo que dé firmeza al sistema durante un número reducido de horas, en el que las renovables no puedan cubrir la demanda, conllevaría episodios de precios de mercado muy altos, necesarios para que el equipo térmico que funciona como tecnología marginal recupere sus costes en esas pocas horas de funcionamiento.

Sin embargo, al existir un límite regulatorio para los precios de mercado, que no permite reflejar adecuadamente las situaciones de escasez de oferta, los ingresos de mercado no les permiten recuperar íntegramente sus costes fijos (el denominado *missing money problem*). Por otro lado, la volatilidad e imprevisibilidad de los precios en el mercado debilitaría la señal de inversión en capacidad de respaldo y además puede producir episodios de alarma en el consumidor, como se ha observado en situaciones recientes de altos precios en el mercado.

Para dar respuesta a esta problemática, sería necesario:

- Implementar un mercado de capacidad que retribuya eficientemente la firmeza y flexibilidad aportada al sistema por las diferentes tecnologías en

los momentos de escasez. Este mecanismo permitiría recuperar los costes fijos de las tecnologías que dan firmeza al sistema pero que funcionan pocas horas. Estos mecanismos deberían abrirse a la participación de la demanda y las interconexiones, y asignarse a través de mecanismos de concurrencia competitiva.

- Evaluación de la conveniencia de un mecanismo de reservas estratégicas. Las reservas estratégicas permiten al Operador del Sistema garantizar la disponibilidad de tecnologías que aporten firmeza al sistema en situaciones de escasez de oferta, de manera compatible con la descarbonización del mix de generación y evitando distorsiones en el funcionamiento del mercado mayorista.

Por otro lado, será necesario fomentar la participación de la demanda y del almacenamiento en los servicios de ajuste del sistema para minimizar la necesidad de potencia térmica de respaldo, una oportunidad abierta tras la entrada en vigor de la Directriz de Balance. Además, un incremento de la competencia en estos servicios implicaría una reducción del coste de los mismos.

Respecto a las inversiones en redes, tal y como se ha avanzado en apartados anteriores, la Transición Energética no será posible sin estas. En este punto es fundamental señalar que adicionalmente al desarrollo de nuevas instalaciones y con el fin de minimizar el impacto ambiental del sistema eléctrico, debe priorizarse la optimización de las inversiones ya realizadas y maximizar la utilización de los pasillos eléctricos existentes a través de la mejora, actualización y extensión de la vida de la red existente.

Es necesario retribuir eficientemente la firmeza y flexibilidad aportada al sistema por las distintas tecnologías, tanto por los generadores como por la demanda

La Transición Energética no será posible sin la inversión en redes eléctricas. En este sentido, adicionalmente al desarrollo de nuevas instalaciones, debe priorizarse la optimización de las inversiones ya realizadas

Lo anterior solo será posible si se diseñan mecanismos retributivos adecuados que hagan viable este tipo de actuaciones desde el punto de vista económico. En este sentido, es necesario introducir en la regulación actual incentivos económicos que posibiliten la extensión de las instalaciones de transporte más allá de su vida útil regulatoria.

Por otro lado, conviene recordar que, si bien la red de transporte está dotada de un nivel de digitalización, control y, en definitiva, inteligencia muy notables, con toda probabilidad será preciso incrementar dicho nivel en un contexto en el que los grandes intercambios de potencia entre sistemas puede provocar fenómenos oscilatorios que pongan en riesgo nuestro sistema eléctrico.

Así pues, se deberán incorporar a los activos de la futura red de transporte los dispositivos físicos que permitan maximizar el uso de la red (de transporte y de distribución) existente: dispositivos de electrónica de potencia para controlar los flujos de potencia en una línea; componentes que permitan aumentar la capacidad de transporte de la red mediante el uso de conductores de alta temperatura; sensores que permitan saber cuál es la capacidad real de

transporte de cada línea en tiempo real, y sistemas de información y analítica de datos.

Estos son los *building blocks* con los que desplegar una red inteligente; es decir, flexible, segura y capaz de posibilitar la descarbonización del mix eléctrico y la electrificación de la economía de forma eficiente para la sociedad, tanto en coste como en plazos. Una nueva regulación que contemple una retribución adecuada para todas estas nuevas opciones puede favorecer su desarrollo e implementación real en los ambiciosos plazos que la Transición Energética requiere.

Por otro lado, en un contexto donde el cambio climático está comenzando a materializarse en desastres naturales en España, es necesario que la red deba ser más resiliente, en especial a los fenómenos meteorológicos cada vez más extremos. Concretamente, para determinadas infraestructuras críticas cuyo colapso ponga en riesgo la garantía de suministro, es recomendable establecer criterios para reforzarlas desde un punto de vista estructural y mucho más allá que lo establecido por la normativa actual, incluyendo a su vez mecanismos e incentivos para reconocer los elevados sobrecostes que su implantación conllevará.



FAVORECER
La flexibilidad
Y OPTIMIZAR
el desarrollo de la
red de transporte
es primordial



ASPECTOS CLAVE

- **Corregir las carencias del actual modelo de mercado eléctrico para que permita la recuperación de las inversiones en generación.**

Implementar las medidas necesarias para asegurar que se ejecutan las inversiones en potencia renovable prevista, así como los mecanismos de capacidad que remuneren firmeza y flexibilidad. Complementariamente, se podrían establecer reservas estratégicas de potencia.

- **Inversiones para dotar de inteligencia a las redes.**

Las nuevas necesidades del sistema eléctrico derivadas de la introducción de energías renovables y un mayor protagonismo de los consumidores-productores, *prosumer*, pasan por dotar a las redes de la capacidad de integrar nuevos agentes; de monitorizar y controlar la generación distribuida, y de posibilitar la gestión de la demanda, mayor interacción con todo tipo de agentes y una mayor comunicación entre el transporte y distribución, lo cual supone la incorporación de elementos lógicos y elementos físicos .

Esto solo será posible si se desarrollan los mecanismos regulatorios que permitan la realización de unas inversiones que se prevén cuantiosas.

- **Establecer los incentivos adecuados para minimizar las necesidades de inversión en las redes de transporte y distribución.**

Los escenarios que se adopten para la Transición Energética van a requerir fuertes inversiones en nuevas redes de transporte y distribución, que podrán ser minimizadas si se establecen los incentivos adecuados para la modernización y actualizaciones de las redes existentes, cuya contribución resulte ineludible para la garantía y calidad del suministro, para alcanzar el mercado interior de la energía y para maximizar la componente de energía renovable del mix de generación. Dentro de estos incentivos, se deben contemplar aquellos que permitan ampliar la vida útil de las redes existentes.

5.6. Un sistema de información al servicio del cliente final y de la Transición Energética

En un sistema eléctrico cada vez más complejo que integra nuevas tecnologías y servicios, con más agentes que interactúan con diferentes roles y consumidores más activos, la información se convierte en un elemento esencial. Sin embargo, para que esta información cumpla su objetivo debe ser fiable, accesible y neutral.

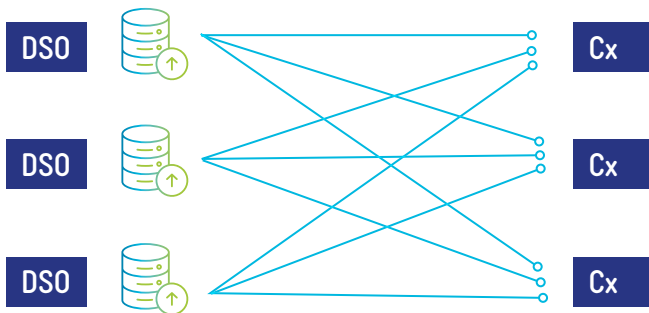
En este contexto, se podría habilitar la creación de plataforma de medidas eléctricas que permita el

desarrollo y despliegue de servicios para el regulador, consumidores, comercializadores, productores, distribuidores, empresas de servicios energéticos y otras que proporcionen servicios energéticos o de otra naturaleza, así como al Operador del Sistema, con el objetivo de fomentar la competencia a través de la equidad en el tratamiento y acceso a la información.

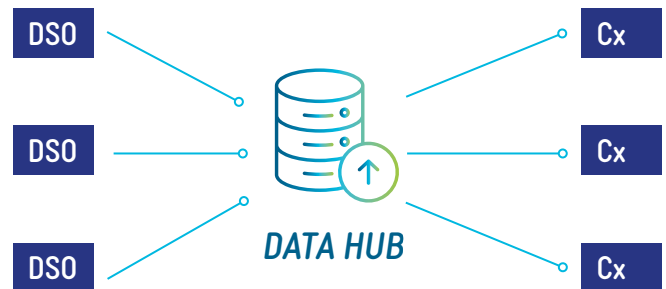
En el siguiente gráfico, se muestra cómo podría evolucionar la gestión de la información desde el modelo actual, caracterizado por múltiples relaciones entre consumidores y distribuidores, a un modelo en el que los datos se tratan de forma centralizada:

Figura 9. Gestión de La información de medidas del sistema

SITUACIÓN ACTUAL



SITUACIÓN CON DATA HUB



La creación de una plataforma de información de medidas eléctricas central y neutra no es una novedad en el contexto europeo, en tanto que países como Noruega, Dinamarca, Suecia, Estonia o Finlandia han adaptado su normativa y ya están desarrollando soluciones basadas en un *data hub*, y en Alemania existe también una propuesta de esta índole.

Una plataforma de este tipo permitiría:

- A los clientes finales y agentes del sistema eléctrico:

- ◁ Propiciar la competencia entre proveedores de servicios energéticos. Al tener acceso a la información que permita una optimización de las ofertas precios de la energía, se dinamiza el desarrollo del mercado minorista de electricidad.
- ◁ Asignar la propiedad del dato al consumidor y permitirle determinar qué empresas de servicios pueden tener acceso a su información de consumo.
- ◁ Convertir al consumidor en usuario activo al tener información para gestionar su demanda y optimizar el consumo, y al no depender de la forma en la que su información es tratada por el distribuidor.
- ◁ Facilitar la gestión de cambio de comercializador sin las demoras actuales.
- ◁ Facilitar la actividad de los agregadores de demanda.

- A las administraciones:

- ◁ Establecer un marco homogéneo para unificar los registros de las diferentes administraciones y permitir el acceso telemático único y de acceso gratuito a los consumidores.
- ◁ Disponer de toda la información de generación y consumo de forma centralizada, lo que permite proporcionar datos a las administraciones para atender sus requerimientos de una forma ágil y encaminada a tomar las decisiones que en su caso considere sobre política energética, planificación, desarrollos reglamentarios, cumplimiento de objetivos energéticos, etc.

- A las autoridades reguladoras, un soporte sobre el que mejorar la eficiencia de determinados procesos de supervisión del sistema y de apoyo al desarrollo de sus funciones:

- ◁ Disponer de información centralizada permite al regulador establecer criterios de equidad en el tratamiento y acceso a la información de los usuarios.
- ◁ Disponer de toda la información centralizada permite el seguimiento de la evolución de los nuevos perfiles de consumo y generación que han aparecido y aparecerán con la Transición Energética, así como elaborar modelos analíticos de predicción y simulación adecuados para posibilitar una operación y planificación eficientes.
- ◁ Permite estimar con un criterio homogéneo la contribución del autoconsumo no medido al objetivo de energías renovables.

Disponer de una información accesible, fiable y neutral para todos los agentes del sistema eléctrico será esencial para una Transición Energética eficiente



Existe una demanda cada vez mayor de consumidores empresas y organismos públicos para que se acredite que su consumo eléctrico es 100% renovable

- ◁ Seguimiento del equilibrio entre ingresos y costes regulados: cuantificación, con la frecuencia deseada, de la evolución de ingresos de peajes y cargos (globales o por segmentos de consumidores).
 - ◁ Caracterización de la demanda por segmentos de consumo, zonas geográficas, etc., que permitiría:
 - ◁ Análisis de potencial y desarrollo de instrumentos adaptados de gestión de la demanda, ahorro y eficiencia.
 - ◁ Seguimiento de la eficacia de planes y programas de desarrollo de las políticas de eficiencia energética y de ahorro.
 - ◁ Optimización del diseño de peajes: valoración del impacto económico de cambios de peajes, cargos, periodo tarifarios, etc., de forma global, por tipo de consumidor, actividad económica y/o territorio.
- Mejora de mecanismos de detección del fraude de comercializadoras, de clientes y de valoración de incentivos de los distribuidores a la reducción de sus pérdidas.

Relacionado con la gestión del dato, en la actualidad existe una demanda cada vez mayor, por parte de determinados consumidores finales, empresas y organismos públicos, para que se acredite que su consumo eléctrico es 100% renovable.

Dado el carácter indistinguible de la procedencia de la energía proveniente de la red que utilizamos,

la certificación de ese consumo renovable solo es posible a través de instrumentos como el denominado “garantías de origen” creado por la Comisión Europea en el 2001 y definido como “un sistema virtual en el que el atributo renovable de la energía se negocia separadamente de la energía física”. La única condición es que el consumo y la producción hayan tenido lugar el mismo año, no el mismo instante, ni tampoco es necesario que estén en la misma red eléctrica. Por ejemplo, el consumidor puede estar en Suecia y el productor en Grecia.

En la actualidad, es posible dar a la compra de energía renovable un enfoque más realista para atender a los consumidores más exigentes en su compromiso medioambiental. Por un lado, la participación masiva de las renovables en el mercado eléctrico y las modificaciones regulatorias permiten contratar la energía directamente con el productor renovable. Por otro lado, la digitalización de las medidas permite conocer en cada hora cuánto se ha consumido en cada punto de suministro de la red y cuánto ha generado cada instalación de producción renovable por pequeña que sea. De este modo, se puede conocer cuánta energía hemos contratado a productores renovables que generan energía cuando la estamos consumiendo y en la misma red eléctrica.

Lo anterior no solo resulta de utilidad para los que contratan energía con terceros, sino que también servirá para aquellos *prosumers* que construyen instalaciones renovables, tanto para producir energía en el mismo punto del consumo, como en otro punto alejado de la red eléctrica.

Basado en la tecnología del *data hub*, se podrá desarrollar el concepto *greenhub* como un servicio digital para acercar la Transición Energética real a los consumidores. En este caso, el objetivo no es certificar el origen renovable de la energía, sino

certificar el destino del dinero del consumidor que contrata a un productor renovable para que genere energía real en el mismo instante que la necesita el consumidor. Este tipo de certificación ya está siendo ofrecido a sus clientes por algunas empresas.



ASPECTOS CLAVE

• Transparencia y tratamiento de la información

En un sistema eléctrico cada vez más complejo, con más y nuevos agentes interrelacionados, la información se convierte en un elemento esencial para garantizar la transparencia de las operaciones y ofrecer nuevos servicios a los clientes. Es, por tanto, necesario que se dote de herramientas potentes de gestión de la información, en manos neutrales y sin interés en las actividades comerciales relacionadas con los agentes, para evitar situaciones de discriminación o de abuso de posición dominante.

En este contexto, la creación de una plataforma centralizada de información, un *data hub*, gestionado de forma independiente y neutral, simplificaría los procesos y garantizaría la transparencia del sistema, permitiendo, a su vez, la aparición de nuevos servicios y fomentando la competencia en el sistema.

5.7. Lograr un precio competitivo de la electricidad

Como se ha explicado anteriormente, cumplir con los objetivos de reducción de emisiones y penetración de renovables, solo será posible a través de una mayor electrificación de la sociedad, lo que a su vez solo será posible en la medida que se garanticen unos precios competitivos de la electricidad no solo en comparación con otros países, sino también con otros productos energéticos con los que compite.

El conjunto de medidas y políticas necesarias para lograr la Transición Energética incluyen, como se ha señalado en este documento, cuantiosas inversiones en multitud de sectores de la economía. En el caso particular del sector eléctrico, la fuerte penetración energías renovables en el mix de generación y la previsible evolución tecnológica deberían dar lugar a una reducción de los precios de la electricidad, si bien este efecto no será inmediato. En concreto y de acuerdo con el PNIEC, el coste medio marginal de generación se reducirá en un 18,5% en el año 2030.

6

CONCLUSIONES

El sector eléctrico está llamado a ser un actor clave en la Transición Energética, lo que va a suponer una serie de retos que vendrán motivados principalmente por dos factores: la descarbonización de la generación de electricidad y las nuevas formas de consumo que una sociedad más electrificada va a demandar. Por otro lado, estos retos se tendrán que gestionar en un entorno tecnológico en rápida evolución que abrirá nuevas opciones a los agentes y que conducirá a la transformación digital del sector eléctrico.

Red Eléctrica de España, como transportista único y operador del sistema eléctrico, está llamada a jugar un papel clave en la Transición Energética, con la que se encuentra plenamente comprometida y a la que contribuirá con los recursos y las inversiones necesarias para hacerla posible, como ya ha puesto de manifiesto en su Plan Estratégico.

Sin embargo, en muchos casos, los cambios necesarios difícilmente se van a poder abordar con las herramientas disponibles actualmente. Movilizar las inversiones y los medios necesarios implica llevar

a cabo una profunda modificación del actual marco regulatorio para que dé soluciones a los retos como los que se plantean a continuación:

- Facilitar el desarrollo de una red suficiente que pueda estar disponible a tiempo para acomodar el crecimiento de las energías renovables.
- Facilitar el acceso y conexión a la red de las energías renovables.
- Operar un sistema eléctrico más complejo de forma igualmente segura.
- Integrar la mayor cantidad posible de energía renovable en el sistema.
- Facilitar la realización de las nuevas inversiones.
- Disponer de un sistema de información al servicio del cliente final y de la Transición Energética.
- Velar por un precio competitivo de la electricidad.

7

GLOSARIO DE TÉRMINOS

AGE: Administración General del Estado.

CE: Comisión Europea.

CECOVEL: Centro de Control del Vehículo Eléctrico.

CECRE: Centro de Control de Energías Renovables.

COP21: Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en París.

GEI: Gases de efecto invernadero.

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

IoT: Internet of things.

IUN: Interlocutor Único de Nudo.

PNIEC 2021-2030: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

PPA: *Power Purchase Agreement.*

PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor.

TSO: *Transmission System Operator.*

UE: Unión Europea.

Edita
RED ELECTRICA
Paseo del Conde de los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
Edición: abril 2019
www.ree.es



Paseo del Conde de Los Gaitanes, 177
28109 Alcobendas (Madrid)
www.ree.es