

PROUESTA DE  
BASES PARA UNA ESTRATEGIA DE  
TRANSICIÓN ENERGÉTICA.  
HACIA UNA ECONOMÍA DESCARBONIZADA  
2030-2050

Por una transición ambiciosa, solidaria, inteligente y  
socialmente justa en España

Consejo Asesor para la Transición Ecológica de la Economía

[Grupo de trabajo autor de la propuesta: Antxon Olabe Egaña, Natalia Fabra, Mikel González-Eguino, José Domínguez Abascal, Josep María Serena, Julio Lumbreras y Roberto Ruiz]

# Índice

Prólogo. Oportunidad política. Potencial económico

Elementos clave del contexto internacional

Sistema energético y emisiones en España

Bases para la transición energética

- Criterios de referencia
- Visión 2050
- Escenario CAPTE 2030
- Período 2031-2050
- Objetivos

Ejes estratégicos

- Por una nueva regulación eléctrica
- Retirar el carbón de la generación eléctrica
- Viabilidad del cierre paulatino del carbon y nuclear
- Impulsar la eficiencia energética
- Electrificar la economía y preparar la red eléctrica para la integración de un volumen creciente de energías renovables
- Apoyar la generación distribuida
- Transformar el modelo actual de movilidad y transporte
- Actuar sobre el tejido construido
- Utilizar el gas como energía de transición, evitando nuevas infraestructuras masivas
- Combatir mediante las políticas públicas la pobreza energética
- Aplicar instrumentos económicos para orientar la demanda y la inversión

Propuestas de política energética al Partido Socialista en el horizonte 2030

Anexo I. Descarbonización en el horizonte 2030. Escenario CAPTE

Anexo II. Efectos sobre los precios de la electricidad de la retirada de las centrales de carbón

Anexo III. Tablas

## Prólogo

### Oportunidad política. Potencial económico

El punto de partida de la transición energética es la consideración inapelable de que el actual modelo energético de nuestro país es insostenible, muy especialmente desde la perspectiva de la responsabilidad hacia el cambio climático (al estar basado de forma muy mayoritaria en combustibles fósiles) y también por los graves impactos que la contaminación del aire produce sobre la salud humana. Un modelo energético basado en el carbón, el petróleo y las centrales nucleares es un modelo propio del siglo XX, inadecuado y perjudicial para las necesidades de la sociedad en el siglo XXI.

La Unión Europea ha hecho de la lucha contra el cambio climático una de sus señas de identidad. Ha formulado una hoja de ruta para la descarbonización profunda de su economía en el horizonte 2050, y la ha acompañado de las respectivas estrategias sobre energía, transporte, eficiencia, renovables, desarrollo tecnológico y apoyo a la innovación. La UE es desde 1990 la principal impulsora de la respuesta internacional hacia la crisis climática. Este liderazgo es compartido con China tras el anuncio de la retirada del gobierno de Estados Unidos del Acuerdo de París. En ese sentido, el principal logro europeo a lo largo de ese tiempo ha sido desacoplar de forma sustancial el desarrollo de la economía de la generación de emisiones de gases de efecto invernadero. A lo largo de esos años, 1990-2016, las emisiones totales han disminuido un 23% mientras que la economía ha crecido un 53% en términos reales. Ha sido, sin lugar a dudas, la experiencia de desacoplamiento más significativa del mundo en ese período. La mayor parte de las grandes economías europeas como Alemania, Francia, Italia y Reino Unido, aquellas con las que nuestro país ha de aspirar a compararse, ya han puesto en marcha sus propios procesos de transición energética.

La extraordinaria importancia que la Unión Europea otorga al cambio climático se debe a la consideración de que es uno de los problemas llamados a definir a nuestra generación. Según el reciente estudio de opinión realizado en 38 países por el Pew Research Center *Global Attitudes & Trends, 2017*<sup>1</sup>), las principales amenazas identificadas por la mayoría social internacional son el terrorismo yihadista del ISIS (67%) y el cambio climático (66%), este último especialmente mayoritario entre las personas menores de 35 años<sup>2</sup>. En el mencionado estudio, el 89% de la población española considera que el cambio climático supone una importante amenaza para el país. Asimismo, la reciente encuesta de opinión acerca del debate que ha enfrentado al ministro de energía con Iberdrola en torno al cierre de dos centrales térmicas propiedad de la compañía, señala que el 63% de la sociedad apoya el cierre de las centrales de carbón, incluyendo el 55% de quienes se declaran electores del Partido Popular.

Estos datos sociológicos expresan, a nuestro entender, un mensaje latente importante: la sociedad española está a la espera de un liderazgo político claro y audaz a la altura de los desafíos que percibe sobre el clima y la energía, un liderazgo que le presente una visión y un proyecto de futuro. La mayoría de la sociedad considera que un sistema energético basado en el carbón, el petróleo y las centrales nucleares pertenece al pasado. El futuro de la energía se escribe con vocablos diferentes. Además, la percepción de la ciudadanía es

---

<sup>1</sup><http://www.pewglobal.org/2017/08/01/globally-people-point-to-isis-and-climate-change-as-leading-security-threats/>

<sup>2</sup> Por delante de los ciber-ataques (51%), la situación de la economía global (51%), las oleadas masivas de refugiados como los procedentes de Siria, (39%), el poder y la influencia de Estados Unidos (35%), el poder y la influencia de Rusia (31%) y el poder y la influencia de China (31%).

muy positiva con respecto al uso de las energías renovables ya que éstas suponen una oportunidad para generar nuevos empleos, tan necesarios en España, así como para la modernización de la economía. Además, una parte amplia de la sociedad es consciente de que durante años, y bajo el liderazgo político socialista, nuestro país se situó junto con Dinamarca y Alemania entre las naciones más avanzadas del mundo en energías renovables<sup>3</sup>. Ha visto con decepción cómo ese importante activo de país no sólo se diluía en años recientes con el gobierno del Partido Popular, sino que experimentaba un considerable retroceso. Hay que recordar que era la primera vez desde la Revolución Industrial que España se encontraba en el grupo de vanguardia de una importante revolución tecnológica internacional. La frustración posterior ha sido en consecuencia mayúscula.

No obstante, a pesar del retroceso, España continúa siendo el segundo productor de Europa de energía eólica y era, en el año 2015, en cifras absolutas, el cuarto país del mundo en potencia eólica instalada. Cuenta con instituciones y centros tecnológicos avanzados como el IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía), el CENER (Centro Nacional de las Energías Renovables) y el CECRE (Centro de Control de Energías Renovables), creado y administrado por la empresa Red Eléctrica de España (REE). Asimismo, un grupo de empresas nacionales ha logrado destacar en el escenario energético internacional por su capacidad de liderazgo y absorción de nuevas tecnologías, creando sus propias unidades de I+D+i. Empresas como Iberdrola, Acciona, Gamesa, Abengoa, Sener y muchas otras son actores globales en el mercado internacional de la tecnología eólica, la solar fotovoltaica y la termoeléctrica. Nuestro país cuenta con tejido productivo, redes de ciencia, tecnología e innovación, centros de conocimiento, así como con el saber hacer industrial y tecnológico, como para volver a situarse para 2025 entre los países europeos tractores en la transición energética.

Hacer realidad ese potencial precisa formular una visión a largo plazo y desarrollar una estrategia de país. Aprovechar las oportunidades surgidas de la mencionada transición requiere, asimismo, generar conocimiento experto de las nuevas cadenas de valor globales asociadas a la producción de los bienes y servicios ligados a esa gran transformación. Será necesario, en consecuencia, evaluar las posibilidades de inserción del tejido industrial nacional en las mismas, posicionando - siempre que sea posible- a nuestro país en los eslabones de mayor valor añadido mediante un intenso y sostenido esfuerzo de innovación y conocimiento tecnológico. Será un proceso que requerirá un entendimiento detallado y realista de dichas cadenas de valor, así como de las fortalezas presentes y futuras de las redes tecnológicas, de conocimiento e industriales existentes. En definitiva, será necesario alinear las capacidades públicas y privadas para hacer de España un país de referencia en la transición energética en curso. Es una oportunidad estratégica de largo recorrido que es preciso aprovechar, tal y como ya se comenzó a realizar entre 2004 y 2011.

El Partido Socialista, PSOE, ha de comprender en toda su profundidad que lo que está en juego es uno de los vectores cruciales de modernización y progreso económico que van a tener lugar en la primera mitad del siglo XXI a nivel mundial. El socialismo democrático se encuentra en inmejorables condiciones para ocupar el espacio vacío dejado en nuestro país por la derecha conservadora en estos ámbitos en años recientes, así como para reivindicar ante la sociedad española una madurez política y una experiencia contrastada en estos campos frente a otras familias de la izquierda. Como señalaba en *El País* nuestro compañero del CAPTE, Joaquín Estefanía, en su artículo *Moloch es el cambio climático*: “La transición hacia un sistema energético renovable, distribuido y participativo, con control democrático, va a devenir en el principal factor de modernidad de las economías de todo el

---

<sup>3</sup> Las energías renovables pasaron entre 2004 y 2012 del 19% al 33% en el sector eléctrico.

mundo. La fuerza política que sea capaz de quedarse con su bandera y, más allá, poner en marcha esa modernización, será hegemónica en las próximas décadas”.

La ventana de oportunidad está abierta. La socialdemocracia española ha de aprovechar estas circunstancias para presentarse ante la sociedad con un proyecto bien madurado, ambicioso, solidario, inteligente y socialmente justo de transición energética hacia una economía descarbonizada. Llevar la iniciativa política e intelectual le va a permitir presentar sus credenciales para asumir el liderazgo en un ámbito crucial de enorme trascendencia para el futuro de nuestro país y para las generaciones venideras.

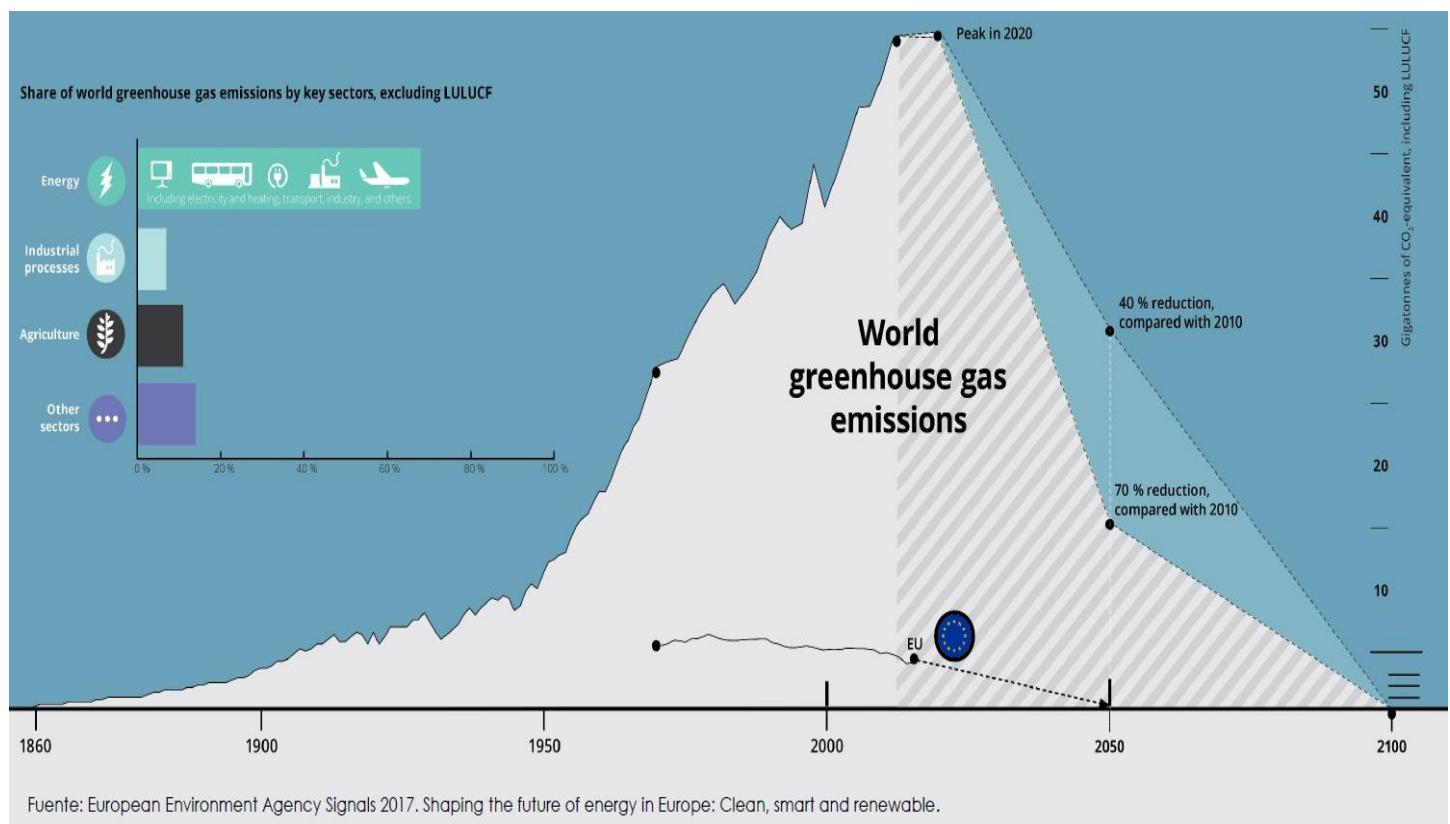
## Elementos clave del contexto internacional

La desestabilización del clima de la Tierra nos adentra en un territorio ignoto, desconocido, fuera de la cartografía del Holoceno en la que ha surgido y se ha desplegado la civilización. Nos confronta con una amenaza cuya escala espacio-temporal es diferente a lo experimentado con anterioridad. Dado el riesgo sistémico que implica para todas las sociedades y naciones y su profunda penetración en el tiempo a lo largo de sucesivas generaciones (IPCC, 2014), la mejor manera de describirlo es afirmar que el cambio climático presenta una amenaza existencial para nuestro mundo.

En los próximos años y décadas, la paz, la seguridad y la prosperidad de los países y las sociedades incluyen como *condición necesaria* preservar los umbrales climáticos que han hecho posible el florecimiento de la civilización. Los líderes de las naciones han de prestar, por tanto, una atención perseverante y prioritaria al tema al objeto de evitar un escenario disruptivo en el que diversas leyes físicas asuman de forma inexorable el control, escapando el proceso de nuestras manos. El cambio climático demanda, en consecuencia, una generación de estadistas que comprenda que está en juego el destino de la humanidad y actúe en consecuencia.

La creciente alerta climática planteada por la comunidad de la ciencia hace que, en el horizonte 2020-2050, las emisiones de CO<sub>2</sub> serán la principal variable en la ecuación de la energía, en particular en el contexto de una Unión Europea firmemente comprometida en continuar liderando (coliderando con China) la respuesta de la comunidad internacional.

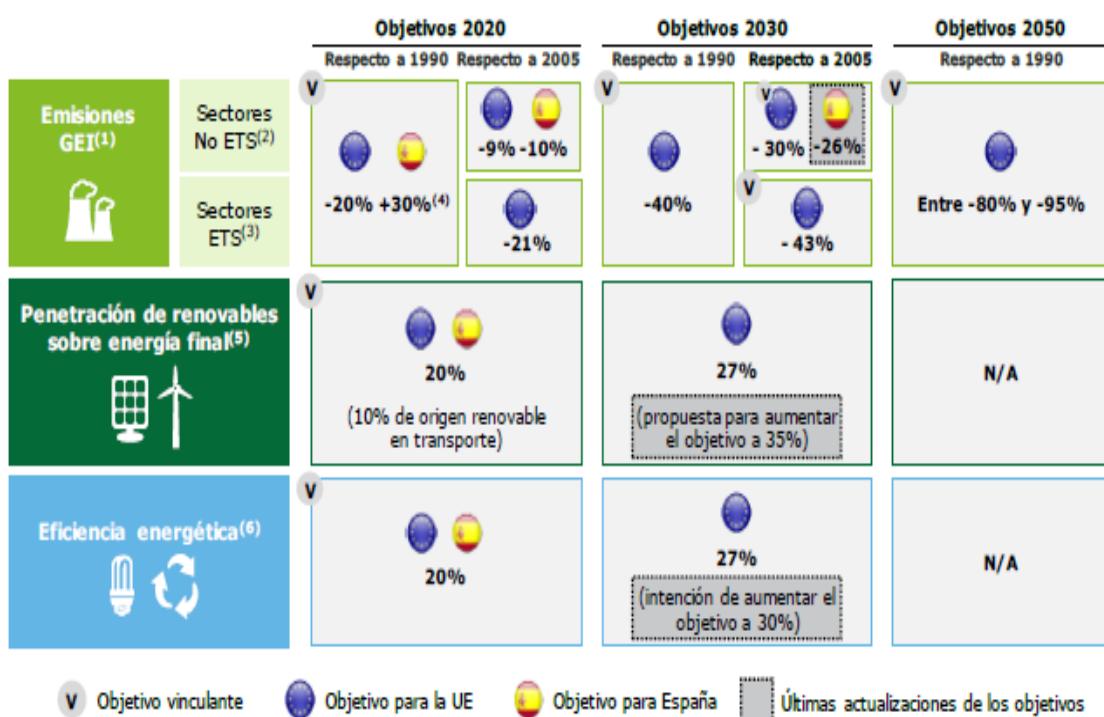
**Figura 1. Emisiones mundiales de GEI. Trayectoria histórica y objetivo del Acuerdo de París**



En ese marco de referencia, el Acuerdo de París ha supuesto un “game changer” para el sistema energético global. La descarbonización sistemática y profunda del sistema energético global ya no es una consideración teórica sino un horizonte político a lograr en el siglo XXI. Si bien el posterior alejamiento de la Casa Blanca del consenso del clima ha debilitado la unanimidad alcanzada en la capital francesa, el resto de la comunidad internacional ha cerrado filas en defensa del mencionado Acuerdo. Tanto la COP-22 de Marrakech (2016), como las reuniones de G-7 y del G-20 (2017) y la COP-23 en Bonn en 2017, han confirmado la voluntad de la inmensa mayoría de la comunidad internacional de refirmar los objetivos climáticos. El Acuerdo de París es, por tanto, el punto de partida a la hora de enmarcar una salida viable al problema al proporcionar una arquitectura institucional sólida y casi universal. En consecuencia, el debate internacional no es ya sobre el objetivo climático en sí, sino sobre la estrategia que permita alcanzarlo y sus implicaciones.

**Figura 2. Objetivos de la UE**

### Objetivos medioambientales de la Unión Europea a 2020, 2030 y 2050



Fuente: Comisión Europea y Secretaría de Estado de Medio Ambiente, 2017

No obstante, la evaluación presentada en 2017 por el Programa Medioambiental de las Naciones Unidas (UNEP) ante la COP-23 de Bonn, afirma que continúa persistiendo una brecha importante entre los actuales compromisos nacionales y la trayectoria de emisiones que se precisa para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París. Su estimación es que esa brecha será de casi 20.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente respecto a

la trayectoria que se necesita para asegurar el objetivo de 1,5ºC. En consecuencia, las Naciones Unidas hacen un llamamiento energético a la comunidad internacional para que intensifique sus esfuerzos de mitigación, señalando que el Diálogo Facilitador que tendrá lugar a lo largo de 2018 entre los países firmantes del Acuerdo de París será un momento clave para elevar el nivel de ambición. Y es que, dada su actual formulación, incluso si se cumplen plenamente dichos planes nacionales, la senda futura del incremento de la temperatura se situaría en 3ºC, en lugar de los 1,5º-2ºC aprobados.

Al mismo tiempo y como respuesta a la desestabilización climática y a los inmensos problemas de salud derivados de la contaminación del aire en las ciudades, la transición de la energía en el ámbito internacional hacia un sistema crecientemente descarbonizado ya ha comenzado, si bien de momento su alcance se centra en el sector de la generación eléctrica (representa el 20% del sistema energético global). Así, las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la energía, la producción de cemento y los procesos industriales se han mantenido estables, en torno a los 36.000 millones de toneladas, durante 2014, 2015 y 2016, si bien estimaciones recientes consideran que en el año 2017 se ha producido un ligero repunte de las mismas. Al mismo tiempo, entre los años 2012 y 2016, las energías renovables han aportado a nivel mundial más capacidad instalada a la generación de electricidad que la combustión de carbón y las nucleares juntas. Las inversiones en renovables en el año 2016 superaron los 240.000 millones de USD. Los puestos de trabajo en las energías renovables alcanzan, según datos recientes de IRENA, los 8,5 millones. La formidable penetración de la eólica y la solar fotovoltaica en el sector de la generación eléctrica ha sido consecuencia de las políticas de apoyo a estas tecnologías que ha favorecido el drástico descenso de sus costes relativos. Entre 2005 y 2015 los costes de la eólica terrestre disminuyeron un 40% y la solar fotovoltaica un 80%. Todos estos datos hablan un mismo lenguaje: la transición energética internacional ya está en marcha.

La Unión Europea es un actor crucial en la mencionada transición global. Tal y como ya se ha mencionado, entre 1990 y 2016 ha llevado a cabo un importante desacoplamiento entre el crecimiento de la economía y la disminución de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Hacia el futuro, el Consejo Europeo ha aprobado el objetivo de reducir las emisiones un 40% para el año 2030 respecto al año de referencia, 1990; incrementar la presencia de las renovables en el mix energético hasta situarlas (como mínimo) en el 27% desde el 15% actual (datos de 2015); disminuir el consumo de energía en un 30% en relación a la tendencia a través de la eficiencia (propuesta de la Comisión, pendiente de ser aprobada por el Consejo); finalmente, aumentar las interconexiones eléctricas entre Estados hasta lograr el 15% en 2030. La Unión Europea ha sido la única entre las grandes economías que se ha dotado de una estrategia a largo plazo, Hoja de Ruta 2050, para la descarbonización sistemática y profunda de su economía<sup>4</sup>. El objetivo es lograr para esa fecha una disminución de las emisiones entre el 80% y el 95% respecto a las de 1990. En esa dirección se han formulado dos objetivos intermedios: mitigar las emisiones un 40% en el año 2030 y un 60% en 2040. El objetivo a 2030 ya es vinculante para los Estados Miembros.

España ha de tomar nota de que las tres mayores economías de la UE -Alemania, Francia y (todavía) el Reino Unido- han puesto en marcha en la última década sus respectivas estrategias de transición energética mediante un amplio conjunto de leyes, políticas e instrumentos económicos. En Alemania el soporte legislativo de su transición energética o *Energiewende*, se aprobó en 2010; en el Reino Unido la *Climate Change Act* de 2008 marcó un hito histórico al ser la primera ley nacional de cambio climático del mundo; en Francia, la *Ley para la transición energética y para el crecimiento verde*, aprobada en agosto de 2015 y sus precedentes la Ley Grenelle I (2009) y la Ley Grenelle (II) de 2010. La

---

<sup>4</sup> [http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/docs/roadmap\\_fact\\_sheet\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050/docs/roadmap_fact_sheet_en.pdf)

importante disminución de las emisiones de estos tres países en los últimos años refleja esa apuesta estratégica (ver Anexo IIII, tabla 5).

Finalmente, cabe señalar que en el nuevo contexto abierto por el Acuerdo del Clima de París lo más importante para re conducir el cambio climático es lograr que las señales y sobre todo las decisiones ejecutivas de gobiernos e instituciones internacionales de referencia sean claras y firmes. La Unión Europea, China, India, Japón, Brasil, Canadá, México, el Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional y los grandes bancos de inversiones, siguiendo las demandas de las Naciones Unidas y las recomendaciones del IPCC, han de mantener e impulsar una orientación clara hacia la descarbonización acelerada de la economía en línea con los objetivos asumidos en la mencionada Cumbre. En ese sentido, los escenarios presentados por la Agencia Internacional de la Energía y por la Agencia Internacional de las Energías Renovables a la última reunión del G-20 en Alemania constituyen una hoja de ruta precisa, tecnológica y económicamente factible, capaz de orientar la transición energética/climática de las economías nacionales. Ambos documentos han servido de inspiración para elaborar este Documento de Bases.

## Sistema energético y emisiones en España

### EMISIONES

A diferencia de la Unión Europea (UE-28) y los países de referencia con los que nuestro país se ha de medir (Alemania, Francia, Gran Bretaña e Italia), la economía española no ha conseguido todavía desacoplar en términos absolutos el crecimiento de la economía de las emisiones de gases de efecto invernadero (ver Anexo III, tablas 1 y 5). De hecho, en la década de intenso crecimiento de la economía española, 1995-2005, las emisiones aumentaron un 35%, mientras que en la UE y los países de referencia ya se constataba la tendencia hacia la estabilización de las mismas. El descenso de las emisiones a partir del año 2005 reflejaba las nuevas políticas sobre eficiencia energética, renovables y cambio climático que puso en marcha el gobierno socialista así como, a partir de 2009, las consecuencias en la industria y el transporte de la contracción de la economía como consecuencia de la Gran Recesión.

No ha de subestimarse el riesgo de que en nuestro país se incrementen las emisiones una vez retornen los ciclos expansivos. En ese sentido, es claro que las fuerzas de mercado por sí mismas no van a conducir a la descarbonización de la economía en los plazos y con la intensidad que se desprende de los objetivos del Acuerdo de París y de nuestros compromisos en el seno de la Unión Europea. Además, las fuerzas de mercado por sí mismas no atenderán objetivos sociales y de equidad importantes para cualquier sociedad moderna y solidaria sometida a cambios tan significativos. La transición energética hacia una economía descarbonizada ha de ser, en consecuencia, promovida e impulsada desde las políticas públicas.

En España la gran mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero la origina el sistema energético (77% en 2015 y 75% en 2016). Dentro del mismo, los dos ámbitos clave son el transporte (28% de las emisiones totales) y la generación eléctrica (18% de las emisiones totales). Si se adopta el año 1990 como referencia, las emisiones del sector del transporte han pasado de 59 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, a 83 millones en 2015 (Anexo, II, tabla 2), un incremento del 41%, muy por encima de la media del conjunto de la economía. Respecto a las emisiones generadas por el sector eléctrico entre 2007 y 2015 (tabla 4), destaca el importante descenso de las mismas en el año 2009 como consecuencia de la crisis económica y la mayor participación de las renovables en el mix eléctrico.

Desde entonces hasta 2016 la trayectoria de las emisiones en el sector ha sido errática, como consecuencia en parte de la variabilidad de las condiciones atmosféricas (agua, viento, sol...) y la consiguiente disponibilidad de energía hidráulica. Ha habido años en que han descendido de forma notable, para subir al año siguiente de manera abrupta. Más allá de lo impredecible que resulta cada año hidrológico, no se percibe ambición política hacia la descarbonización del sector eléctrico por parte del gobierno del partido popular más allá de cumplir con las obligaciones contraídas con la Europea Comunitaria.

### Porcentaje de emisiones de gases de efecto invernadero por ámbitos, 2016

Sistema energético: 75%

- Transporte, 28%
- Generación eléctrica, 18%
- Combustión industrial, 13%
- Residencial y comercial, 12%

- Refino, 4%

Agricultura: 11%

Procesos industriales: 10%

Residuos: 4%

#### Porcentaje de las emisiones dentro y fuera del sistema EU ETS, 2015

Emisiones bajo el sistema europeo de comercio de permisos de emisión: 41%

Emisiones procedentes de los sectores difusos: 58%

- Transporte: 26%
- Edificación y servicios: 18%
- Agricultura: 10%
- Residuos: 4%

Emisiones procedentes de la aviación: 1%

Las emisiones que tienen lugar fuera del sistema europeo EU ETS, sectores difusos, ascendieron al 58% del total en el año 2015. Está ampliamente aceptado que el sistema EU ETS ha fallado estos años a la hora de emitir señales de precio suficientemente intensas como para condicionar de forma significativa las inversiones.

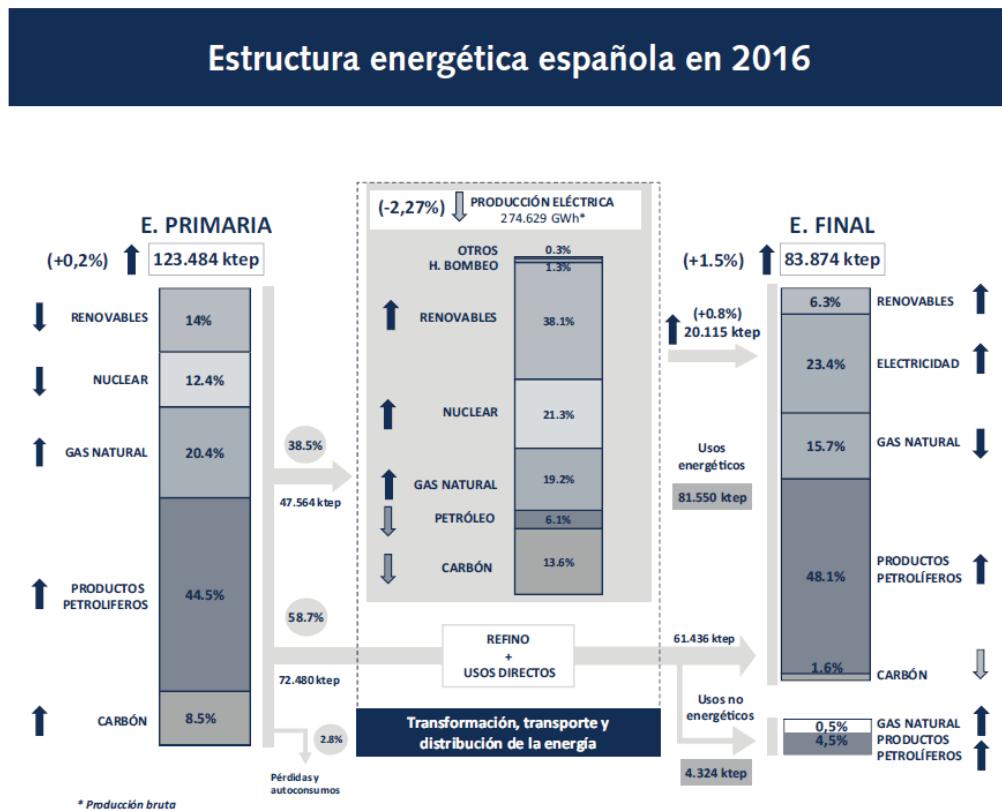
No obstante, con la debida corrección de esas carencias, como ha hecho el Reino Unido con la implantación de unos precios mínimos para la tonelada de CO<sub>2</sub>, se puede reorientar las decisiones de los agentes económicos y en ese desempeño se encuentra actualmente la Comisión.

En el caso de las emisiones difusas, la respuesta de millones de agentes económicos (ciudadanos/ consumidores que utilizan el transporte, consumen energía en la climatización de sus hogares, generan residuos, etcétera) a las señales de precios es mucho más compleja, menos directa.

En consecuencia, es preciso actuar sobre dichos sectores y sus emisiones mediante un conjunto de políticas públicas más diverso, sofisticado y territorialmente descentralizado, implicando plenamente a las comunidades autónomas y a las entidades locales. En otras palabras, el que el 58% de las emisiones totales se originen en los denominados sectores difusos -transporte, climatización, residuos y agricultura- significa que será imprescindible la plena implicación de la mayoría de la sociedad y de los diferentes niveles de la administración pública para llevar a cabo la descarbonización de la economía y la transición energética.

Finalmente, señalar que el 28% de las emisiones totales son responsabilidad de diez grandes grupos empresariales (Anexo III, tabla 13).

## SISTEMA ENERGÉTICO<sup>5</sup>



Fuente: *Balance energético nacional 2016*. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

La evolución de la intensidad energética de la economía española es uno de los rasgos más positivos de las dos últimas décadas. Entre 1995-2005 la intensidad energética se mantuvo estable, iniciándose una mejora notable a partir de 2005. La cantidad de energía necesaria para generar una unidad de output económico ha descendido de forma considerable, lo que significa una mejora en la eficiencia energética de la economía.

Por su parte, las energías fósiles constituyen la columna vertebral del sistema energético ya que representan el 74% de la energía primaria (datos de 2015) (Anexo III, tabla 7). Las energías renovables suponen el 14% y la nuclear el 12% restante. En consecuencia, la descarbonización del sistema energético en el horizonte temporal 2050 supone un desafío formidable para la economía y la sociedad española. En treinta años, 2020-2050, se habrá de llevar a cabo una transformación cualitativa de la manera en que ahorramos, generamos y consumimos la energía, con incidencia directa en el modelo de negocio tradicional del sector eléctrico; en la movilidad de las personas y el transporte de mercancías; en la climatización de los hogares; en el tipo de energía que mueve a la

<sup>5</sup>Datos de interés del sistema energético (2016) (Fuente, REE y otros):

Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en 2016: 63,5 millones de toneladas. Cuota de energías renovables en la demanda de energía final: 16,2%, siendo el compromiso vinculante con la UE alcanzar el 20% en 2020. Aportación de las energías renovables a la generación eléctrica en 2016: 39%, ocho puntos porcentuales por encima de la media comunitaria. Aportación de las energías renovables al sector del transporte: 1,7%, mientras que la media comunitaria fue del 6,7%

industria; en el uso de la energía en el comercio y los servicios; etcétera. La transformación ha de ser profunda y sistémica, si España no quiere quedarse descolgada de uno de los principales vectores de modernización de la economía que va a tener lugar a escala mundial durante la primera mitad del siglo XXI.

España presenta, asimismo, una elevada dependencia energética (73%) (Anexo III, tabla 8), muy por encima de la media de la Europa comunitaria (54%). No sólo se importa anualmente casi el 100% del petróleo y el gas, sino que el 70% del carbón utilizado en las centrales térmicas es asimismo importado. En el año 2016, la factura energética le costó al país 20.400 millones de euros y la del año 2017 se ha situado cerca de los 30.000 millones. En consecuencia, existen poderosas razones no sólo climáticas sino de seguridad energética y balanza exterior para reconducir esa dependencia, hacia un sistema más eficiente y basado en energías renovables, recursos (viento, sol, biomasa e hidráulica) ampliamente disponibles en nuestro territorio. En ese sentido, existen numerosos ejemplos de cómo países extractores y vendedores de petróleo y gas utilizan su posición para obtener ventajas geopolíticas a costa de los países importadores. Europa, por ejemplo, ha conocido en diversas ocasiones la utilización por parte del Kremlin de la exportación de gas para imponer determinadas posiciones a algunos países de la Europa comunitaria o países próximos a ella. Respecto al petróleo, con la excepción de Noruega y Estados Unidos, la totalidad de los países productores pertenecen a la lista de países poco o nada democráticos. Seguramente no es casualidad que la región que alberga las mayores reservas, Oriente Medio, sea desde hace medio siglo la zona políticamente más inestable y violenta del mundo.

La descarbonización del sistema energético se ha de llevar a cabo actuando sobre los tres combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), si bien los ritmos habrán de ser diferentes, dado que no es igual ni su intensidad en carbono, ni las alternativas tecnológicas disponibles han alcanzado el mismo grado de madurez. El carbón es con diferencia el combustible fósil más emisor de CO<sub>2</sub> y el más contaminante. Además, su sustitución hoy día es tecnológicamente factible y coste-eficiente. En España aporta el 12% de la energía primaria (tabla 8) y genera 56 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, el 17% de las emisiones totales (ver datos del flujo de CO<sub>2</sub> energético). En el año 2016, su cobertura de la demanda en el sector eléctrico fue del 14% (tabla 11) y del 17% en el año 2017. El Consejo Asesor para la Transición Ecológica considera que la retirada del carbón del sistema eléctrico habría de ser una medida prioritaria de la estrategia de transición energética. Esta medida permitirá a España introducir en pocos años un punto de inflexión en la trayectoria de sus emisiones y enviará una señal poderosa de compromiso hacia la crisis climática y la descarbonización de la economía.

El petróleo, por su parte, constituye el *núcleo duro* de la descarbonización del sistema al aportar el 42% de la energía primaria (tabla 8) y generar el 52% de las emisiones totales (ver datos del flujo de CO<sub>2</sub>). Si bien en términos porcentuales la presencia de los derivados del petróleo en el consumo final de energía ha descendido desde el 62% en el año 1995 al 50% en el 2015, en términos absolutos se ha mantenido casi igual (tabla 10). Visto desde la perspectiva de los sectores económicos, la descarbonización del transporte presenta un desafío complejo para la transición energética.

Por su parte, el gas natural aporta el 20% de la energía primaria (tabla 8) y genera el 15% de las emisiones totales (ver datos del flujo de CO<sub>2</sub>). El uso del gas se concentra sobre todo en el sector industrial. El uso del gas en la generación eléctrica (ciclos combinados) ha descendido de manera radical en la última década como puede apreciarse en la tabla 4. Mientras que en el año 2008 los ciclos combinados cubrieron el 32% de la demanda eléctrica, en el año 2015 atendieron sólo al 11% de la misma. La utilización media de las centrales de ciclo combinado a lo largo del año 2016 fue de apenas 1.104 horas, muy por debajo de su potencial. Desde la perspectiva del cambio climático ésta es una de las

características más contradictorias del sector eléctrico de nuestro país. La quinta economía europea mantiene muy subutilizado su parque de ciclos combinados, mientras que multiplica la actividad de unas centrales térmicas de carbón, abastecidas en un 70% por carbón de importación. Estas contradicciones son las que explican que entre 1990 y 2015 España haya sido el país europeo que, con diferencia, más ha aumentado en cifras absolutas sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Finalmente, es importante subrayar la dimensión que la pobreza energética adquiere en España. Se la define como la incapacidad de un hogar de satisfacer una cantidad mínima de servicios de la energía para sus necesidades básicas. Entre éstas destacan el mantenimiento de la vivienda en unas condiciones de climatización adecuadas para la salud, además del resto de necesidades domésticas. Tres son los factores clave que influyen en la pobreza energética: los precios de la energía, la eficiencia energética de los edificios y la renta de las familias. Se apuntan algunos datos al respecto: los incrementos que tuvieron lugar entre 2008 y 2014 fueron el segundo mayor y el tercero mayor de la UE, mientras que en el mismo periodo las rentas medias permanecieron prácticamente en los mismos niveles. A ello se suma el desconocimiento ciudadano: la mitad de los hogares españoles no sabe si su oferta de electricidad está en el mercado regulado o libre (Panel de hogares 4º trimestre, CNMC, 2016) (ver nota 8).

### **Flujo de CO<sub>2</sub> energético, 2017<sup>6</sup>**

- Energía primaria crudo: 173 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (52% de las emisiones totales de GEI)
- Energía primaria carbón: 56 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (17% de las emisiones totales de GEI)
- Energía primaria gas natural: 51 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (15% de las emisiones totales de GEI)

### **La inadecuada regulación del sector eléctrico**

La regulación del sector eléctrico actualmente vigente en España es inadecuada para alcanzar el triple objetivo de disponer de una energía limpia y segura a precios razonables. Éstos, además de ser los objetivos enunciados por la Comisión Europea en su proyecto de Unión Energética<sup>7</sup>, son en cualquier caso principios generales que debieran guiar cualquier regulación que reconozca y pretenda potenciar el papel decisivo del sector eléctrico como impulsor de la transición energética.

Los desequilibrios del sector eléctrico en España ponen de manifiesto las deficiencias de su actual marco regulatorio y son causantes -entre otros- del elevado precio de la electricidad en relación con el de otros países europeos.<sup>8</sup> A éste se suman los importes

---

<sup>6</sup> Informe sobre Energía y Sostenibilidad. Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad. Observatorio de Energía y Sostenibilidad, 2017.

<sup>7</sup> European Commission (2017) Third Report on the State of the Energy Union, Disponible en [https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/third-report-state-energy-union\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/commission/sites/beta-political/files/third-report-state-energy-union_en.pdf)

<sup>8</sup> Según los últimos datos publicados por Eurostat para la primera mitad del año 2017, España es el quinto país de la Unión Europea (a la par que Irlanda, y sólo después de Dinamarca, Alemania y Bélgica) donde la electricidad es más cara para los hogares. Ello no se explica por el importe de los impuestos o cargas sobre el recibo eléctrico: como indican esas mismas estadísticas, España está

pendientes del déficit tarifario<sup>9</sup>, que comprometen la capacidad del sistema para llevar a cabo la mencionada transición energética sin añadir presión sobre los precios de la electricidad. Desde la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico en 1997, una incesante actividad normativa ha ido parcheando la regulación eléctrica sin acertar ni en el diagnóstico ni en las soluciones. Cuanto más aumente el peso de las renovables en el mix de generación, más evidentes se irán haciendo las deficiencias conceptuales y estructurales del actual marco regulatorio.

Bajo la regulación actual, la retribución de las distintas tecnologías de generación se determina, principalmente, a través de los precios del mercado mayorista de electricidad. Sin embargo, los precios de este mercado (tal y como está ahora diseñado) no revelan adecuadamente los costes de las mismas. Además, la regulación actual no da cabida al auto-consumo ni en los hogares ni en la industria, porque es penalizado con *peajes de respaldo* y -lo que es aún más grave- porque la electricidad excedentaria que se vierte a la red no recibe retribución alguna<sup>10</sup>.

En ausencia de poder de mercado, el mercado mayorista refleja los costes variables de generar electricidad en las centrales de mayor coste variable (principalmente, centrales de carbón o ciclos combinados de gas). Debido a ello se generan varios problemas. Por una parte, se producen desequilibrios retributivos (bien por exceso o por defecto) porque la evolución de los mencionados costes en la generación fósil es ajena a la evolución del coste del resto de centrales (hidroeléctricas, nucleares y renovables). Concretamente en España el parque histórico de generación (nucleares e hidroeléctricas), ha sido sobre-retribuido por un importe que, dependiendo de los precios del mercado cada año, ha variado entre los 1.000M€ y los 3.000M€/anuales. Sus costes de inversión han sido ampliamente recuperados por los propietarios de las centrales a través de distintos pagos regulados y por precios de mercado inesperadamente altos. Así lo puso de manifiesto la Comisión Nacional de la Energía en 2008 cuando mostró su "preocupación en relación con los altos precios del mercado de la electricidad que, impulsados por el alza de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, están poniendo de manifiesto una importante y sostenida divergencia con los costes de generación"<sup>11</sup>. Esta sobre-retribución ha sido en parte la causante del déficit tarifario antes mencionado, que llegó a alcanzar los 30.000M€, y que los Gobiernos del PP han pretendido mitigar con medidas como un recorte a la retribución de las actividades reguladas – incluida la generación renovable –,

---

entre los países en que los impuestos suponen un menor porcentaje sobre el precio final que pagan los hogares (un 21.4% frente a la media UE-28 del 36%). Véase [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_price\\_statistics#Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers).

Además, España figura entre los países europeos con mayor porcentaje de población en riesgo de pobreza energética. En concreto, en 2015, el 23.3% de los hogares no podía mantener temperaturas en un rango adecuado para la salud y un 25% tenía problemas para pagar los recibos eléctricos (European Commission, 2017).

<sup>9</sup> Fabra, N. y J. Fabra Utray (2012) "El Déficit Tarifario en el Sector Eléctrico Español" Papeles de Economía Española 134. Ver también, Fabra, N. y J. Fabra Utray (2009) Un Diseño de Mercado para el Sector Eléctrico Español, Papeles de Economía Española 121, 141-158.

<sup>10</sup> Álvarez Pelegry, E. y Castro Legarza, U. (2014) Generación distribuida y autoconsumo: análisis regulatorio, Orkestra 2014/9.

<sup>11</sup> CNE (2018) Precios y costes de la generación eléctrica. Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/1560478\\_0.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/1560478_0.pdf)

así como la introducción de impuestos a la generación que en realidad se traspasan al consumidor en forma de mayores precios<sup>12</sup>.

Por otra parte, las centrales de ciclo combinado venden su electricidad a precios cercanos a sus costes variables, sin ver por ello retribuidos sus costes de inversión (más allá de los pagos por capacidad que perciben por estar disponibles). Junto con el elevado grado de sobre-capacidad en este segmento tecnológico, la insuficiencia de los precios para cubrir los costes medios de los ciclos combinados ha puesto en entredicho su viabilidad financiera.

A los desajustes retributivos se suma la excesiva volatilidad en la retribución percibida por las distintas tecnologías, que es dependiente de los precios del gas natural en los mercados spot de referencia. Las tecnologías no emisoras tienen unos costes de generación estables (es el caso de las nucleares e hidroeléctricas) y cercanos a cero (en el caso de las renovables), por lo que la volatilidad en el precio del mercado eléctrico se traduce íntegramente en rentabilidades volátiles<sup>13</sup>. Así mismo, las centrales de respaldo – principalmente los ciclos combinados – producen cuando las energías renovables no están disponibles, por lo que su generación, y con ella su retribución, también es volátil. Este fenómeno incrementa las primas de riesgo de los inversores, retrasando y encareciendo las inversiones.

Ambas deficiencias – desajustes y volatilidad de las retribuciones- podrían verse acentuadas en un futuro cercano a medida que la mayor penetración de las energías renovables deprima los precios del mercado eléctrico y reduzca las horas de funcionamiento de los ciclos combinados. Así, la sobre-retribución actual del parque histórico de generación podría revertirse en una insuficiencia retributiva, al tiempo que se acentúa la insuficiencia de los ingresos de los ciclos combinados para cubrir sus costes medios. Además, la fuerte reducción en los costes de inversión de las renovables está ya provocando que sus costes medios caigan por debajo de los precios del mercado eléctrico (ver nota 17). Por ello, basar la retribución de las renovables en los precios del mercado eléctrico podría llevar a una sobre-retribución, esta vez, en favor de las energías renovables en una primera fase de su incorporación al mix energético, seguida por una insuficiencia retributiva en una segunda fase en la que su penetración haga disminuir los precios del mercado por debajo de sus costes medios.

En definitiva, el diseño actual no ofrece garantías ni a los consumidores - que podrían estar pagando la electricidad en exceso - ni a las empresas - que podrían ver infra-retribuidas sus inversiones. Tampoco resulta adecuado para promover inversiones ni en energías renovables ni en centrales de respaldo, por el elevado grado de volatilidad que tendría su retribución. De todo ello son conscientes las empresas eléctricas, que si bien han disfrutado de los excesos retributivos del actual marco regulatorio, ahora esgrimen sus deficiencias para reclamar – ellas también – un cambio en la regulación vigente.

Por último, hay que añadir que los obstáculos al auto-consumo implican una infrautilización de los recursos disponibles y ponen freno a que la sociedad se involucre y se sienta partícipe del proceso de transición energética.

---

<sup>12</sup> Véase, Fabra, N. y Llobet, G. (2012) La NO reforma del sector eléctrico, [www.nadaesgratis.com](http://www.nadaesgratis.com), 28 de septiembre de 2012. Asimismo, Fabra, N. y Llobet, G. (2016) Sobre los 7000M€ que están en juego en el sector eléctrico...¿Los pagaremos dos veces?, [www.nadaesgratis.com](http://www.nadaesgratis.com), 7 de Julio de 2016.

<sup>13</sup> Newbery, D. (2011) Reforming Competitive Electricity Markets to Meet Environmental Targets, University of Cambridge, Documento de Trabajo 1154. Disponible en <https://www.repository.cam.ac.uk/handle/1810/242033>

## Bases para la transición energética

### Criterios de referencia

- Alineamiento con la Unión Europea y su hoja de ruta hacia la descarbonización a medio y largo plazo, 2030-2050. La descarbonización sistémica, profunda y acelerada de la economía es el elemento central en torno al cual se concibe y vertebría el proceso de transición energética.
- Aproximación sistémica. Ha de abarcar al conjunto de la economía y, en especial, a la totalidad del sistema energético. Se trata de transitar desde un modelo del siglo XX basado en los combustibles fósiles y las centrales nucleares, a otro adecuado a las exigencias del siglo XXI: eficiencia sistemática, energías renovables, electrificación generalizada de la economía y generación distribuida.
- Transición socialmente justa. Nadie (personas, comarcas y regiones) ha de quedar abandonado
- Nuevas prioridades. Conexión entre la descarbonización de la energía por razones climáticas y la salud de las personas como consecuencia de la mejora sustancial de la calidad del aire en los entornos urbanos.
- Gestión de la demanda. Importancia decisiva de la gestión de la demanda de los sectores difusos, en especial la movilidad/ transporte y la climatización de la edificación.
- Disminución cualitativa de la dependencia energética del exterior. La generación renovable (solar, eólica, hidráulica, biomasa, marina y geotérmica) se produce en el territorio nacional.
- Eliminación de la pobreza energética. Protección mediante políticas distributivas de los hogares más humildes.
- Visión estratégica. Claridad y firmeza en los objetivos a medio y largo plazo combinada con flexibilidad en la aplicación de las políticas, tecnologías e instrumentos económicos en el corto plazo.
- Análisis de coste efectividad. Evaluación sistemática de las políticas energéticas, incluyendo los logros obtenidos y los recursos económicos empleados.
- Transición multinivel: europea, nacional, comunidades autónomas, pueblos y ciudades.
- Fuerte participación social y apoyo activo de la ciudadanía.
- Transición ordenada, flexible, capaz de actualizarse periódicamente aprovechando la aceleración que permiten los cambios y mejoras tecnológicas y, preferiblemente, pactada.

## Visión 2050

La visión que inspira la transición energética defendida en este Documento de Bases es lograr que España asuma responsablemente sus obligaciones internacionales y para con sus ciudadanos de hoy y de mañana, reconstruyendo una parte importante del contrato entre generaciones, hoy resquebrajado, entre otros, por la inmensa deuda ambiental y climática transferida a nuestros hijos. Para ello España debe realizar hoy una apuesta estratégica de país hacia una economía muy baja en carbono en el horizonte 2050.

En ese proceso y en ese horizonte temporal, España se situará para el año 2025 entre las grandes economías europeas tractoras de la política de la Unión Europea sobre energía y clima. Asimismo, la visión aspira a lograr que la transición energética se convierta en un vector crucial en una nueva oleada de modernización de la economía española entre 2020 y 2050 y ello no sólo en términos de prosperidad económica, sino de desarrollo tecnológico e innovación, creación de empleo de calidad y empoderamiento de la sociedad en cuanto a la generación y el consumo de energía.

## Escenario CAPTE 2030<sup>14</sup>

La transición energética en España a lo largo de la década comprendida entre 2021 y 2030 ha de pivotar en torno a la transformación/ descarbonización del sistema eléctrico, así como a la renovación de su marco regulatorio. En esa dirección, el escenario propuesto para 2030 se vertebría en torno a las siguientes medidas (para una explicación detallada ver el Anexo I):

- Cierre ordenado de las centrales térmicas de carbón antes de 2025.
- Cierre ordenado de las centrales nucleares a medida que vayan cumpliendo los 40 años de vida.
- Sustitución de la potencia retirada por nueva energía renovable<sup>15</sup> y aprovechamiento de las centrales de ciclo combinado de gas existentes como energía de respaldo.
- Ahorro sobre la demanda final de energía del 10% respecto al año 2015.
- Tras desarrollar la infraestructura de soporte y recarga necesaria, se impulsará la electrificación de la movilidad y el transporte de manera que, al finalizar la década (2030), el parque de vehículos eléctricos e híbridos enchufables sea como mínimo de 2,25 millones de unidades y se alcance una penetración de mercado del 55% ese año.
- Como consecuencia de esas (y otras) medidas, la mitigación de emisiones en 2030 será del 20% respecto a 1990; las renovables supondrán el 40% del consumo final de energía y su presencia en el sector eléctrico será del 80%.

## Período 2031-2050

Previsiblemente, a lo largo de la década 2031-2040, el centro de gravedad de la descarbonización del sistema se habrá desplazado desde el sector eléctrico al transporte de mercancías y la movilidad de las personas. Medidas transformadoras a favor de la promoción del vehículo eléctrico, la prohibición de circular a los vehículos convencionales

---

<sup>14</sup> El Partido Socialista ya ha adoptado formalmente la decisión de cerrar las centrales nucleares a medida que vayan cumpliendo los 40 años, En consecuencia, esa decisión se incluye en el Escenario 2030.

<sup>15</sup> En el Escenario CAPTE se asume que la generación eliminada será sustituida en un 70% por nueva generación renovable y en un 30% por centrales de gas.

por el centro de las ciudades, así como a favor del transporte público, la peatonalización y la bicicleta y un urbanismo concebido al servicio de las personas, habrán transformado de forma significativa nuestros pueblos y ciudades.

El despliegue de la electrificación del transporte habrá alcanzado para esa fecha velocidad de crucero impulsado por la revolución de costes y la mejora de prestaciones y eficiencia. Para ello, habrán de acometerse las inversiones de acompañamiento en las infraestructuras de recarga necesarias, prestando especial atención a las que dan servicio a tráfico rodado y a consumos en grandes centros portuarios y aeroportuarios, logrando por esta vía una mejora notable de la calidad del aire en las ciudades en las que se ubican.

A lo largo de la década 2041-2050 la descarbonización del sistema continuará centrada en los ámbitos del transporte y la movilidad, así como en la edificación construida. A partir de 2040 se dejarán de vender en territorio nacional vehículos ligeros y pesados basados en la combustión de derivados del petróleo, medida adoptada también por Francia, el Reino Unido y Noruega, y que resultará imprescindible para hacer realidad en 2050 una cesta energética sin petróleo.

Al mismo tiempo, a lo largo de la década comprendida entre 2031 y 2040 habrá madurado el modelo de generación distribuida, con implicación directa de la ciudadanía, lo que redundará en una transformación notable de la generación y el consumo energético de los edificios, cuya eficiencia habrá mejorado ostensiblemente.

La descarbonización que se realizará a lo largo de la década 2031-2040 en los sectores del transporte y la edificación, así como los avances en la mitigación de emisiones en el sector de la industria, agricultura y residuos, permitirá lograr en 2040 una mitigación de emisiones totales de, al menos, el 55% respecto a 1990, en la trayectoria hacia un 90% de mitigación a mediados de siglo.

## Objetivos

<b>2020</b>
Mediante ley del Congreso de los Diputados se prohibirán nuevos permisos de exploración y explotación de hidrocarburos en tierra firme y <i>offshore</i> . Se aprobará un plan de reducción y cierre paulatino de las explotaciones existentes.
Evaluación de la transformación a la que están abocadas en nuestro país las industrias del gas y el petróleo, así como las instalaciones de refino, regasificación, almacenamiento y transporte, indicando las etapas de transición y alternativas de reconversión de ambas industrias para el periodo 2025-2050.
Adopción del plan Puertos Verdes, facilitando reducción de consumos de diésel y mejorando emisiones y calidad del aire en puertos de interés nacional.
Incorporación de España al grupo de países comprometidos con la retirada del carbón “Powering Past Coal Alliance”, antes de la Cumbre del Clima de 2020.
<b>2030</b>
Reducir las emisiones brutas totales en, al menos, un 20% con respecto a 1990.
Lograr una participación del 40% de las energías renovables sobre el consumo final desde el 17% actual.
Lograr una participación del 80 % de las renovables en el mix eléctrico desde el 40% actual.
<b>2040</b>
Reducir las emisiones totales, al menos, un 55% respecto a 1990.
Prohibir la venta en territorio nacional de vehículos convencionales basados en combustibles fósiles.
Lograr una participación de, al menos, el 90% de las renovables en el mix eléctrico.
<b>2050</b>
Reducir las emisiones totales, al menos, un 90% respecto a 1990.
Sector de generación eléctrica 100% renovable.
Retirada total del petróleo de la cesta energética nacional.

## Ejes estratégicos

### Por una nueva regulación eléctrica

Es imperativo que la transición energética en el sector eléctrico vaya acompañada de un cambio en la regulación que facilite la consecución de las inversiones necesarias (tanto en energías renovables como en centrales de respaldo), al menor coste para los consumidores y para la sociedad en su conjunto, dando cabida a una mayor participación ciudadana tanto a través del fomento del auto-consumo como de una gestión más activa de la demanda.

La nueva regulación debería responder a la doble necesidad de retribuir de forma adecuada y estable a las diversas tecnologías del parque de generación (incluido el auto-consumo), y trasmisir a los consumidores los precios de un mercado de la electricidad adecuadamente diseñado, capaz de revelar los costes del suministro, al tiempo que se preservan las características del modelo actual que se han demostrado eficaces.<sup>16</sup>

En el nuevo modelo propuesto, el regulador recupera la responsabilidad sobre la cobertura y el mix eléctrico, y el operador del sistema pasa a desempeñar un papel central en la optimización. En él coexisten, complementándose, un sistema centralizado y un sistema distribuido. El sistema eléctrico centralizado aporta eficiencia a la producción y contribuye al mantenimiento de los equilibrios del sistema de generación-transporte y se constituye como el mejor garante para el desarrollo paralelo de un sistema eléctrico distribuido, cercano a los puntos de consumo, capaz de aprovechar los recursos autóctonos y de involucrar a los ciudadanos como agentes activos del cambio de modelo energético.

El sistema centralizado que aquí se defiende se asienta sobre dos pilares: la *competencia por el mercado*, clave para mitigar los fallos de mercado asociados a los objetivos de descarbonización y de garantía de suministro, y la *competencia en el mercado*, clave para facilitar que la generación eléctrica se lleve a cabo, en cada momento, a través de las tecnologías de menor coste. La *competencia por el mercado* se articula a través de la celebración, por parte del regulador, de subastas para el acceso al mercado de energía eléctrica, y la *competencia en el mercado* se seguiría articulando a través del mercado *spot* vigente en España que, con cambios menores, sería preservado.

Con un plan energético a medio y largo plazo, como el propuesto en este *Documento de Bases*, en el que se encuentran establecidas los objetivos en cuanto a la cobertura de la demanda con fuentes renovables, el regulador podrá realizar subastas fijando la potencia (y en su caso, la composición) de las nuevas inversiones con una cierta frecuencia conocida por todos, por ejemplo, de forma anual. Las subastas ya han demostrado su eficacia para fomentar el despliegue de las energías renovables y para propiciar la reducción de sus costes, eventualmente traduciéndose también en una reducción de los costes del suministro eléctrico para el consumidor<sup>17</sup>.

---

<sup>16</sup> En ese sentido, el mercado de producción de electricidad en España ha demostrado, en comparación con otros mercados europeos, ser robusto en cuanto a su liquidez, su transparencia y sus mecanismos de control y supervisión. En concreto, la obligación a los generadores de ofertar la potencia disponible (no comprometida en contratos bilaterales) y la identificación física de las unidades de oferta se han mostrado como soluciones eficaces.

<sup>17</sup> IRENA (2018) Renewable power generation costs in 2017 Disponible en [http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)

Los potenciales inversores competirán, en el modelo propuesto, por acceder al mercado a través de las subastas, cuyos pagos asegurarán la estabilidad de los flujos financieros a lo largo de la vida útil de las instalaciones. La competencia entre los potenciales entrantes identificará las inversiones más eficientes para la cobertura de la demanda y llevará los precios del suministro no ya al precio del mercado *spot*, que (en el mejor de los casos) refleja el coste marginal del sistema, sino al coste medio de las nuevas instalaciones, es decir al precio que los mercados competitivos con verdadera libertad de entrada y salida retribuyen en el medio plazo. Estas subastas habrán de celebrarse con antelación suficiente al período de entrega para que en ellas puedan participar un elevado número de potenciales entrantes, antes de llevar a cabo sus inversiones. A su vez, las subastas permiten cierta flexibilidad al regulador para llevar a cabo su política energética, quien podría considerar oportuno que se incorporasen ciertas tecnologías y no otras, en vez de mantenerse neutral ante la elección de las mismas, siempre que ello esté justificado. Por ejemplo, si se considera que una cierta tecnología tiene potencial de maduración que el mercado por sí sólo no internaliza, o que, dado su perfil de producción, la incorporación de una cierta tecnología aporta mayor valor que otras. En este sentido, en sistemas con una elevada penetración de energía solar fotovoltaica, la incorporación de potencia eólica permitiría compensar las caídas de la producción fotovoltaica en períodos de baja o casi nula radiación; o igualmente, en sistemas necesitados de capacidad de respaldo, estaría justificado que se celebrasen subastas específicas para la solar-térmica por su capacidad de almacenamiento. A su vez, la reserva de cuotas de potencia para pequeños inversores podría ser útil para evitar una excesiva concentración de las adjudicaciones a las grandes empresas, evitando de este modo que se diluya una de las principales virtudes de las renovables: el que su modularidad haya permitido la entrada de nuevos agentes en el sector.

Además, la competencia para acceder al mercado *spot* permitirá intensificar la *competencia en el mercado*: en la medida en que una parte cada vez mayor de la energía esté sujeta a precios negociados a través de las subastas con antelación a la casación diaria, el poder de mercado en el mercado *spot* se mitigará. Ello redundará en una reducción de precios y en una mejora de la eficiencia productiva. Los contratos establecidos a través de subastas reducirán rentas excesivas, al tiempo que se evitarán quebrantos patrimoniales: para las unidades sujetas a estos contratos, subidas futuras de los precios *spot* no generarán *windfall profits* (beneficios caídos del cielo), de igual modo que reducciones futuras de los precios *spot* no generarán *windfall losses*. Esta menor volatilidad de la retribución permitirá además reducir los costes del capital de las nuevas inversiones, disminuyendo asimismo las asimetrías existentes en el acceso al capital entre empresas incumbentes y entrantes.

Los precios resultantes de las subastas podrán, asimismo, servir de guía para fijar las tarifas con las que retribuir la energía vertida a la red por las instalaciones distribuidas de menor potencia- con las correcciones oportunas debidas a las diferencias de escala. Esto es, el despliegue del auto-consumo vendrá de la mano de un balance neto para el consumo y la producción simultáneos, y de una retribución adicional para la producción excedentaria.

Un mercado así diseñado hará redundante el actual mecanismo de pagos por capacidad (que, en cualquier caso, ha de ser revisado por exigencia comunitaria). Las nuevas centrales de respaldo que hubieran accedido al mercado a través de subastas no necesitarán de ningún pago regulado: el propio contrato subastado incentiva su disponibilidad en los momentos más críticos para el sistema, al tiempo que la competencia entre inversores garantiza una retribución esperada en línea con sus costes. Se reduce así la intervención administrativa porque los pagos por capacidad los fijará el mercado (estando implícitos en las ofertas a la subasta) y no el regulador. Tendrá, asimismo, la virtud adicional de la simplicidad porque no requiere profundas alteraciones en los

mecanismos actuales de casación, sino sólo la adición de la subastas de acceso al mercado como nuevo instrumento al servicio del regulador y de la competencia.

Por último, en un contexto no lejano, con una elevada penetración de renovables, el papel del operador del sistema pasará a ser, si cabe, más crítico que en el actual. La intermitencia de las energías renovables en un sistema con recursos distribuidos por todo el territorio implica que la gestión integrada de la energía almacenable (hidroeléctrica regulable y bombeo) junto con la gestión de la capacidad de almacenaje, pasarán a ser cruciales para el mantenimiento de los equilibrios del sistema- esto es, para asegurar la garantía de suministro en todo momento y en todo punto de la red a la frecuencia y a la tensión que caracterizan la calidad imprescindible del suministro. La gestión integrada de unas interconexiones internacionales reforzadas también es condición necesaria para dar mayor cabida a las renovables. Un operador del sistema independiente de la generación, integrado con la operación del mercado y propietario de la red de alta tensión, estará en las mejores condiciones para llevar a cabo dichas funciones - siempre que haya transparencia y garantías suficientes para que dicha gestión se haga en pro del interés general-. Su contacto directo con el conjunto del sistema le dotará de una capacidad especial para supervisar y detectar - y con ello mitigar - el potencial ejercicio del poder de mercado.

En resumen, el objeto de la reforma de la regulación eléctrica aquí propuesta es doble: paliar las deficiencias de la regulación actual, y con ello, contribuir a impulsar la transición energética. Bajo el *status-quo* regulatorio, los desequilibrios retributivos apuntados se agudizarán con el paso del tiempo y se añadirán a los que previsiblemente devendrán con la aparición de nuevos cambios tecnológicos. La excesiva volatilidad de precios aumentará los costes de las inversiones, poniendo en riesgo la consecución de los objetivos de descarbonización y garantía de suministro. Todo ello presionaría al alza los precios de la electricidad, y dificultaría considerablemente el apoyo de la sociedad a la transición energética y al consiguiente cambio del modelo energético.

En definitiva, para que la mencionada transición sea justa y eficiente, se necesita una nueva regulación eléctrica que permita que los avances tecnológicos experimentados en el campo de las renovables se transmitan a los consumidores en forma de menores precios, y en forma de más oportunidades para participar del cambio.

### **Retirar el carbón de la generación eléctrica**

En el actual contexto internacional, la retirada del carbón en la UE es poco menos que inevitable en el horizonte 2025-2030, por lo que el reto para nuestro país es conseguir que dicha transición se realice de forma planificada y justa, frente al riesgo de que se haga de una manera abrupta, desordenada e insolidaria. El aumento previsto en los precios del CO<sub>2</sub> en el mercado EU ETS para los próximos años hará que la producción en esas plantas se reduzca notablemente ya que serán menos competitivas con respecto al gas y las renovables. Según los escenarios de la Comisión Europea para España (utilizando el modelo energético PRIMES), la producción de electricidad con carbón se reducirá en 2035 un 95% con respecto a los niveles de 2015.

En nuestro país existen actualmente quince centrales térmicas de carbón en funcionamiento con una potencia total instalada de 9.500 MW (aproximadamente el 10% de la potencia total) (Anexo III, tabla 12). Las centrales de carbón generan el 65% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico, aportando un 14% de la generación eléctrica. Nueve de las diez instalaciones nacionales más emisoras de CO<sub>2</sub> son centrales térmicas de carbón. Seis de las quince centrales están abocadas al cierre en 2020 ya que no prevén realizar las inversiones requeridas por la Directiva Europea sobre Emisiones Industriales. Además, Iberdrola ha solicitado al gobierno el cierre de sus dos últimas centrales de carbón en

noviembre de 2017. Si las restantes siete centrales continuasen abiertas y funcionasen al ritmo actual, emitirán 31 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año, cantidad equivalente al 43% de las emisiones del conjunto del sector eléctrico en el año 2015.

La retirada de las centrales de carbón podría tener efectos al alza sobre el precio de la electricidad. Sin embargo, tal y como se computa en el Anexo II, los efectos serían limitados. Ello es así por dos motivos. El precio del mercado eléctrico lo fijan, en la mayor parte de las horas, las centrales de ciclo combinado. Ello seguirá siendo así aun bajo escenarios de retirada de centrales de carbón debido a la capacidad excedentaria que existe en el segmento tecnológico. Además, la retirada de las centrales de carbón sería simultánea a la incorporación de nuevas inversiones en renovables, cuyo efecto depresor de precios mitigaría el impacto sobre los precios de la retirada paulatina del carbón.

La retirada del carbón del mix eléctrico afectará principalmente al carbón importado, ya que el 70% del carbón consumido en las centrales térmicas es de importación, no de producción nacional. Concretamente, en el año 2015 se importaron 15.7 millones de toneladas de hulla y medio millón de toneladas de antracita. En otras palabras, el cierre de las centrales térmicas de carbón apenas afectará a una minería nacional que ya ha realizado su propia transición en las tres últimas décadas contando en la actualidad con 2.300 trabajadores en total. Se considera imprescindible, en todo caso, un programa integral de desarrollo económico para las comarcas más directamente concernidas, así como un paquete específico de ayuda para los trabajadores afectados.

Se ha de señalar, asimismo, que las tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono no han demostrado ser una opción para el sector eléctrico. Estas tecnologías tienen que demostrar todavía que son viables técnicamente (existen muy pocas plantas a escala comercial y su desarrollo está siendo muy lento frente a otras alternativas. Mientras las tecnologías renovables siguen reduciendo sus costes de forma acelerada, incluir una unidad de CCS en una planta eléctrica, según un informe del MIT<sup>18</sup> aumentaría los costes más de un 25%, sólo en la fase de "captura". Además, el riesgo asociado a estas técnicas puede comprometer su aceptabilidad social. Por estos motivos, el último informe de IRENA (2017) no prevé ninguna planta de carbono con CCS a nivel global en el futuro en el sector eléctrico. Tampoco contemplan esa opción los escenarios energéticos de la Comisión Europea para España. La CCS podría ser, no obstante, necesaria en sectores industriales de difícil descarbonización. Quizás se necesite también el día de mañana para garantizar un volumen importante de emisiones "negativas" mediante BECCS (biomasa + CCS), por lo que parece acertado continuar la investigación en este ámbito, siempre que no frene la transición hacia un sistema renovable.

### **Viabilidad del cierre paulatino del carbon y nuclear**

El cierre paulatino de las centrales de carbón antes de 2025 y de las centrales nucleares al final de su vida útil tendrá lugar a lo largo de un periodo relativamente corto de tiempo. Para que esta transición sea factible desde un punto de vista técnico, y eficiente desde un punto de vista económico, es urgente poner en marcha un plan de sustitución de la potencia térmica por nueva potencia renovable que aporte una energía equivalente a la de la potencia retirada. También podría ser necesario incorporar nueva potencia de respaldo si el actual parque de centrales de ciclo combinado no fuera suficiente para garantizar el suministro en todo momento y todo punto de la red. Todo ello debe de ir acompañado de la implantación de un nuevo marco regulatorio – como el propuesto en este documento – capaz de revelar para el consumidor los verdaderos costes del suministro eléctrico. De ello

---

<sup>18</sup> [http://web.mit.edu/coal/The\\_Future\\_of\\_Coal\\_Summary\\_Report.pdf](http://web.mit.edu/coal/The_Future_of_Coal_Summary_Report.pdf)

depende el que se evite una elevación de los costes del suministro, para el sistema en su conjunto y para los consumidores finales en particular.

La necesidad de incrementar la potencia renovable instalada es inevitable, tanto por motivos medioambientales como por motivos económicos. En un contexto de fuerte reducción en los costes de inversión en energías renovables (IRENA 2018), de un aumento previsible de los precios del CO<sub>2</sub>, de nuevas regulaciones ambientales esperables a nivel de la UE, y de aumento de los costes y riesgos asociados con una hipotética extensión de la vida útil de las centrales nucleares, no es descartable que algunas empresas opten por cerrar sus centrales térmicas por razones de rentabilidad. Algunos casos recientes, tanto en España como en otros países de nuestro entorno, ya lo han puesto así de manifiesto. Por ello, si no se ordena el cierre de las centrales térmicas, éste podría producirse de manera no coordinada y posiblemente abrupta, en contraposición con el cierre planificado y paulatino que se propone en este documento.

La viabilidad técnica del cierre paulatino del carbón y la nuclear en España ha sido recientemente analizada por dos estudios independientes, uno realizado por el Observatorio Crítico de la Energía (Victoria y Gallego 2018) y otro por el Instituto de Investigación Tecnológica (ITT) de la Universidad de Comillas para Greenpeace (Comillas/Greenpeace 2018). Ambos estudios coinciden en señalar que no existe ninguna barrera técnica que impida su cierre en el horizonte 2025. La seguridad de suministro está garantizada si se planifica la sustitución de la potencia térmica retirada por nueva potencia renovable y de respaldo, incluso bajo los peores escenarios históricos en cuanto a disponibilidad de agua y viento, así como bajo el supuesto de elevadas tasas de incremento de la demanda de electricidad. Los informes del OCE y de Comillas/Greenpeace difieren respecto a la necesidad o no de incorporar nueva potencia de respaldo: el primero, a diferencia del segundo, no lo considera necesario porque la capacidad existente de las centrales de ciclo combinado, junto con una mayor penetración de renovables, sería suficiente para garantizar el suministro. La diferencia principal entre ambos estudios radica en la senda de incorporación de nueva potencia renovable: el informe Comillas/Greenpeace la limita a un rango de entre un 47% y un 65% del mix de generación en 2025, mientras que el informe OCE apuesta por un incremento mayor. Además, el primero analiza escenarios con y sin centrales térmicas pero manteniendo la potencia renovable constante entre escenarios (es decir, el cierre de las centrales térmicas no va acompañado de una sustitución por renovables; por el contrario, la energía que deja de producir el carbón y la nuclear es sustituida, en su mayor parte, por la mayor producción de las centrales de gas).

El informe de Comillas/Greenpeace también analiza el impacto económico del cierre de las centrales de carbón y centrales nucleares. Según los resultados de este estudio para el año 2025 con una hidráulicidad y eólica medias y alta penetración de renovables (e incluyendo los costes la capacidad de respaldo) el incremento de costes derivado del cierre del carbón y la nuclear se situaría entre un 2% (134 M€/anuales) para un escenario de baja demanda y un 12% (1.221 M€) para un escenario de alta demanda. Teniendo en cuenta que el coste de la energía supone un 40% de la factura final (correspondiendo el resto a peajes e impuestos) este incremento tendría, en términos porcentuales, un impacto menor sobre las tarifas eléctricas de los hogares. Para un hogar medio en España, esto supondría un incremento en el gasto medio en electricidad mensual de entre 14 céntimos de € y 1,2 €.

Sin embargo, y tal y como se reconoce en el propio informe, las simulaciones parten de unos supuestos muy conservadores en relación con los costes de las distintas tecnologías, supuestos que tienden a incrementar los costes relativos de la opción sin centrales térmicas frente a los costes bajo el status quo. En concreto, el informe asume a) bajos costes de generación en las centrales de carbón (por debajo de las estimaciones de otros organismos, y por debajo de los precios registrados en los últimos años en el Mercado

Ibérico de Electricidad); b) bajos precios del carbono (se suponen 8 euros por tonelada, mientras que la Comisión Europea sitúa el precio del carbono a 2025 en 22 euros (EC 2016); c) elevados costes de inversión en renovables, que se mantienen constantes a lo largo del tiempo a pesar de que la curva de aprendizaje a 2025 todavía presenta una fuerte pendiente (IRENA 2018) y, muy especialmente, se supone una d) limitada penetración de renovables cuya potencia instalada se mantiene constante, como ya se ha mencionado, entre los escenarios con y sin centrales térmicas. Unos supuestos menos conservadores en relación con estos parámetros hubieran tenido como resultado unos menores costes del cierre del carbón y la nuclear, pudiendo incluso arrojar ahorros, y una reducción más fuerte de las emisiones de carbono.

Por último, cabe destacar que el informe de Greenpeace/Comillas computa los costes del suministro eléctrico bajo los distintos escenarios, no los impactos sobre los precios que pagan los consumidores y que son, bajo la regulación actual, superiores a los costes. Por tanto – también como se reconoce en el informe – las simulaciones no revelan el efecto del cierre de carbón y las nucleares sobre los precios que paga el consumidor. Por poner un ejemplo concreto. El informe indica que el escenario con nucleares genera, bajo todos los supuestos, los menores costes de suministro,<sup>19</sup> pero éstos no son necesariamente los menores costes para el consumidor. Bajo la regulación actual, la nuclear recibe el mismo precio que las centrales de carbón y que las renovables adjudicadas en las nuevas subastas; por tanto, sustituir nucleares o térmicas por renovables no implicaría incrementos sobre el coste para el consumidor, si bien en ciertas horas lo reduciría al deprimir el precio de mercado. Computar los efectos sobre los costes del suministro es correcto en la medida en que la regulación óptima debiera permitir que se revelasen, para el consumidor, los costes del suministro. Pero para ello es necesario cambiar la regulación vigente, en línea con lo defendido en este documento.

A falta de simulaciones que partan de supuestos más realistas, ciertas consideraciones permiten apoyar la idea de que la transición energética en el sector eléctrico en España se podría llevar a cabo con un incremento mínimo – incluso con ahorros – en el coste del suministro eléctrico. Añadir al balance los beneficios externos positivos derivados de la mayor penetración de renovables decantaría el análisis a favor del cierre de nucleares y carbón.

Las recientes subastas que han tenido lugar en España permitirán incorporar potencia renovable sin pagos adicionales en concepto del conocido como “coste de inversión”. Así, la energía renovable de las nuevas centrales será retribuida a los precios del mercado eléctrico, los mismos que perciben el resto de centrales. Por tanto, aun si no se modifica el actual marco regulatorio, la sustitución de energía térmica por energía de origen renovable no incrementaría los costes para el consumidor. De hecho, una mayor generación de renovables reduciría los precios del mercado eléctrico porque sus costes marginales son cercanos a cero.

Además, el actual diseño de las subastas de renovables en España no permite revelar los verdaderos costes de las nuevas inversiones en renovables. Ello es así por varios motivos, entre los que destacan dos. Primero, bajo el diseño de las subastas vigente, los inversores asumen la volatilidad de precios del mercado eléctrico que, siendo ajena a los costes de las renovables, lleva a los inversores a incorporar elevadas primas de riesgo a sus ofertas. Y segundo, el diseño de las subastas en España no permite que el “coste de la inversión” pase a ser negativo, por lo que implícitamente impone un floor o precio mínimo artificial que no

---

<sup>19</sup> Este resultado también adolece del supuesto de que la potencia renovable se asume constante entre escenarios por lo que, esencialmente, la energía producida en las centrales térmicas es sustituida por un aumento en la producción de los *peakers*, cuyos costes de operación son muy elevados. De haberse considerado un aumento en la capacidad renovable en sustitución de la potencia térmica retirada, la comparación de costes entre escenarios hubiera sido distinta.

permite que los inversores compitan hasta ajustar los precios de las subastas a los verdaderos costes medios de las renovables. De hecho, el coste medio al que se están asignado las subastas de energía renovable en países similares a España se sitúa en muchos casos por debajo de los 30-40 €/MWh (IRENA 2017, IRENA 2018), inferiores a los precios medios anuales del mercado diario español, que se han situado entre los 37 y los 64 €/MWh durante los diez últimos años (OMIE 2016). Por tanto, el cambio en el diseño de las subastas (como el propuesto en este documento) permitiría que la sustitución de energía térmica por energía de origen renovable no sólo no incremente, sino que incluso reduzca los costes para el consumidor.

Además, la hipotética extensión de la vida útil de las centrales nucleares más allá de la que establece su actual licencia de operación, conllevaría unos elevados costes de inversión en mejoras de seguridad y mantenimiento (costes de difícil estimación, pero que podrían situarse en el entorno de los 2.000-3.000 M€<sup>20</sup> para el conjunto del parque nuclear en España). Éstos elevarían de forma considerable el coste medio de la energía con origen nuclear a un rango comparable al de sustituir esa misma potencia por potencia renovable que aportara una energía equivalente.

A este análisis, habría que sumar el coste de mantener las centrales que aportan garantía de suministro pero cuyas horas de funcionamiento habrán de ser, por su naturaleza, bajas. La retribución de tales centrales tendrá que ser revelada mediante mecanismos de subastas que permitan reducir el valor implícito de los pagos por capacidad a los valores mínimos requeridos para la viabilidad de las nuevas inversiones. Corresponde al Operador del Sistema evaluar las necesidades de capacidad de respaldo que habrán de ser subastadas para que, bajo la senda de incorporación de renovables y cierre paulatino de las centrales térmicas, se garantice el suministro en todo momento y todo punto de la red.

En resumen, estas consideraciones invitan a concluir que, bajo un marco regulatorio adecuado, el cierre del carbón y la nuclear en España supondría un coste adicional muy pequeño para el consumidor eléctrico, si bien la mayor penetración de las renovables aportaría indudables beneficios externos tanto de carácter medioambiental (reducción de las emisiones) como de carácter económico (generación de empleo, cambio en el modelo productivo, creación de tejido empresarial, reducción de la dependencia energética, mejora de la balanza de pagos, etc.).

### **Impulsar la eficiencia energética**

Impulsar la eficiencia energética se ha convertido en la gran asignatura pendiente de la economía española. Facilitar la acción de distintos actores industriales e institucionales, el acceso a mecanismos de financiación para acometer las inversiones iniciales y el aprovechamiento de los potenciales de cada tipo de consumidor final requiere adoptar marcos normativos específicos, en los que estándares, tratamiento fiscal y accesibilidad a instrumentos de financiación adecuados constituyen el eje central del éxito.

El Fondo Nacional de Eficiencia Energética constituido por la Ley 18/2014, tiene como finalidad la financiación de mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información u otras medidas, con el fin de aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores consumidores de energía, de forma que contribuyan a alcanzar el objetivo de ahorro energético nacional que establece el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética previsto en el artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE.

---

<sup>20</sup> Corresponde a extrapolar para el conjunto del parque nuclear en España el coste que, según las empresas propietarias, hubiera tenido la extensión de la vida útil de la central nuclear de Santa María de Garoña, estimado en unos 350-400 M€. En términos por MWh, esto podría suponer un aumento en el coste medio de la generación nuclear de 4-6 €/MWh.

En su artículo 73 esta Ley determina que el Fondo Nacional de Eficiencia Energética estará adscrito al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a través de la Secretaría de Estado de Energía; asignando su gestión al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE. La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, crea un marco común para fomentar la eficiencia energética dentro de la Unión y establece acciones concretas a fin de alcanzar un notable ahorro de energía acumulado en el periodo 2014-2020. La Directiva establece en su artículo 7 la obligación de justificar, por parte de cada Estado miembro, una cantidad de ahorro de energía acumulado para el periodo 2014-2020. En cumplimiento de esta obligación, España ha comunicado a la Comisión Europea un objetivo de 15.320 ktep, objetivo que se ha incrementado hasta los 15.979 ktep según la última revisión de la metodología realizada por la Comisión Europea.

Por otra parte, dicho artículo 7 determina que cada Estado miembro establecerá un sistema de obligaciones de eficiencia energética mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5 % de sus ventas anuales de energía. En consecuencia, la Ley 18/2014, establece un sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en virtud del cual se asigna a las empresas comercializadoras de gas y electricidad, a los operadores de productos petrolíferos al por mayor, y a los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor, como sujetos obligados del sistema de obligaciones, una cuota anual de ahorro energético denominada obligación de ahorro. Para hacer efectivo el cumplimiento de las obligaciones anuales de ahorro energético, los sujetos obligados realizan una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética por el importe resultante de multiplicar su obligación de ahorro anual por la equivalencia financiera correspondiente.

La puesta en marcha de esas medidas se ha enfrentado, sin embargo, con un goteo continuo de recursos contencioso-administrativos ante el Tribunal Supremo por parte de algunas de las casi 300 empresas energéticas afectadas por la normativa. Petroleras como Repsol, Cepsa, BP, Galp, Saras o la propia patronal de este sector, AOP, así como generadoras y comercializadoras de gas y electricidad como Endesa, Viesgo, EDP, Gas Natural Fenosa, Acciona, Grupo Villar Mir, GDF Suez, Fenie, Fortia o Nexus, han presentado sus respectivas demandas ante el Alto Tribunal. Ponen en cuestión la metodología utilizada para el reparto de los pagos y que no se cumplen los objetivos de ahorro establecidos por la Directiva. El FNEE, con un volumen de aportaciones de 350 millones de euros anuales, de los cuales un 65% son contribuciones de las empresas (216 millones) y el resto del Estado, comenzó a aplicarse en el otoño de 2014. El reparto es proporcional a las ventas de energía en el mercado nacional a usuarios finales, expresadas en GWh, para las comercializadoras de gas y electricidad, y proporcional al volumen de ventas de energía final en el caso de los operadores petrolíferos. Fueron excluidas de la lista las comercializadoras muy pequeñas.

Este mecanismo de financiación del Fondo Nacional de Eficiencia Energética puede reforzarse con la creación de un incentivo fiscal para las contribuciones al fondo, tal y como el gobierno holandés hace con su catálogo de "inversiones verdes". La ampliación y adecuación de este instrumento para facilitar el acceso a distintos promotores permitirá disponer de un importante flujo de recursos cuyo destino prioritario habría de ser, en nuestra opinión, financiar un programa masivo y sostenido en el tiempo entre 2020 y 2030 de mejora de la eficiencia energética en aquellos pueblos, barriadas y urbanizaciones en los que se detecte mayor incidencia de pobreza/ vulnerabilidad energética.

A ello habrán de sumarse las medidas fiscales de incentivo a la inversión en eficiencia en industria, comercio y servicios así como la aplicación de estándares mínimos exigibles en la contratación pública y en el incremento progresivo de los estándares exigidos en la normativa técnica relativa a rendimientos de aparatos eléctricos y electrónicos.

Por último, es recomendable el uso generalizado de sistemas de etiquetado incluyendo información relativa al consumo energético asociado a la producción y transporte de bienes de consumo, incluidos textiles.

### **Electrificar la economía, preparar la red eléctrica para la integración de un volumen creciente de energías renovables**

La actualidad del mercado de la energía se caracteriza por una tendencia hacia el incremento de la eficiencia y la sustitución de energías fósiles por energías limpias. Ello implica el reemplazo de los combustibles fósiles por la electricidad, incidiendo en una cada vez mayor electrificación de la economía y una mayor importancia de las energías renovables en el mix de energía final consumida. En años venideros, se habrá de incrementar significativamente la capacidad de generación renovable, así como desarrollar sistemas de almacenamiento de energía que sean masivos, fiables y baratos. En ese desarrollo desempeñará un papel importante la evolución tecnológica del coche eléctrico, tanto por el impulso dado al desarrollo de baterías, como por el hecho de que el incremento de cuota de mercado de este tipo de vehículos supondrá un incremento importante de la demanda de electricidad. En el futuro, las ventas de EV, su tasa de crecimiento y penetración en el mercado dependerá de la evolución de la tecnología, sus costes, los incentivos financieros y el despliegue de la infraestructura para recargar los vehículos. Simultáneamente, esta evolución condicionará la demanda de petróleo, pudiendo dar lugar a un exceso de oferta que se verá reflejado en el precio del barril.

El incremento sustancial de la penetración de las energías renovables en el sector eléctrico tiene, además, en el caso de nuestro país, un valor añadido especial sobre uno de los elementos cruciales en la transición ecológica: el agua. En la medida en que se avance hacia un sector eléctrico 100% renovable, el agua deja de ser en buena medida un factor limitante en el desarrollo de la amplia franja costera española en la que la disponibilidad de agua ha sido un factor crítico en el desarrollo económico, factor que no puede sino agravarse ante los escenarios climáticos futuros. Es bien conocido que la desalación del agua a gran escala puede generar problemas ambientales además del elevado consumo energético como la sobrecarga de la disposición de la salmuera que es devuelta al mar. Ahora bien, si se gestiona adecuadamente este tema, y si se dispone de energía eléctrica totalmente renovable, las extensas zonas semidesérticas de la Península Ibérica, así como los dos archipiélagos de nuestro país y otras regiones con crecientes problemas de disponibilidad segura de agua, podrían disponer de recursos hídricos de manera estable y eficiente, lo que tiene un gran valor en un horizonte climático en el que los procesos de desertización de amplias franjas de nuestro territorio se van a agravar

### **Apoyar la generación distribuida**

La generación distribuida va a crecer en todo el mundo si bien de manera especial en países en desarrollo en los que posiblemente se acabe formando de abajo a arriba un sistema eléctrico totalmente diferente de los del tipo centralizado que se han construido en los países desarrollados a lo largo de muchas décadas, al igual que ha ocurrido en los sistemas de telefonía donde la móvil se ha implementado masivamente sin haber pasado por la fase de telefonía fija.

Ahora bien, la descarbonización acelerada y masiva que precisa la respuesta de nuestro país a la crisis del clima en el marco de la transición energética de la Unión Europea exige un desarrollo de las energías renovables a gran escala, realizado lo más rápidamente posible y al menor coste. Eso sólo puede lograrse con amplias instalaciones renovables asentadas sobre un sistema centralizado eficaz y eficiente y sus correspondientes redes eléctricas. Lo anterior no se opone sino que se complementa con un apoyo decidido, firme, a la “generación distribuida”, una de las características singulares más relevantes de la transición energética en curso a nivel internacional, ya que otorga un papel activo y participativo a los ciudadanos/ consumidores de servicios energéticos, en lugar del tradicional papel receptor pasivo de los mismos. Conecta con una demanda social creciente de empoderamiento de la ciudadanía en el ámbito de la generación y consumo de los servicios energéticos.

La generación distribuida se refiere a fuentes no centralizadas de generación eléctrica que utilizan recursos como la energía eólica, la fotovoltaica o la producción combinada de calor y electricidad y que se encuentran muy cerca de los consumidores. Es un nuevo modelo que se caracteriza no sólo por utilizar tecnologías sin emisiones de dióxido de carbono, sino por otorgar más opciones a las personas en ese ámbito. La combinación de sistemas de almacenaje de electricidad cada vez más económicos y potentes, la disminución de costes de generación de la energía distribuida y el creciente interés de la sociedad y los gobiernos por reducir las emisiones, están generando numerosas oportunidades para el desarrollo de estos sistemas. Algunas ventajas adicionales son:

- Reducir las pérdidas de la red eléctrica. Al estar cerca del consumidor, las redes de transporte-distribución son considerablemente más cortas por lo que sufren menos pérdidas de energía, lo que a su vez influye en ahorro de costes.
- Resilencia y complejidad. La existencia de numerosas fuentes de generación repartidas por el territorio y su conexión e integración implica un aumento notable de la complejidad del sistema y en consecuencia de su gestión. Ahora bien, esa multiplicidad fortalece su resiliencia ya que la misma diversidad de puntos de generación hace que el sistema pueda continuar operando si una o varias de esas fuentes entran en problemas.
- La rapidez en la entrega. La generación distribuida puede consumirse dentro del mismo centro que la produce con la ayuda de almacenaje de energía (baterías, motores de gas,...) o puede integrarse a la red si es inteligente. No es únicamente una conexión es un nuevo modelo de suministro eléctrico.

Especialmente relevante, es el hecho de que la transición energética por la que ha apostado la Comisión Europea va en gran medida en esa dirección: se trata de ir desplazando el centro de gravedad del sistema energético desde un modelo centralizado, basado en la oferta, hacia un modelo descentralizado basado en la gestión de la demanda, es decir, en las decisiones de los consumidores a través del autoconsumo con renovables, autoconsumo compartido y micro-redes, almacenamiento local, contadores de balance neto, edificios 100% renovables y vehículos eléctricos, todo ello con el fin de descarbonizar la economía europea desde una amplia participación e involucración de la sociedad, poniendo al ciudadano/ consumidor en el centro del modelo.

En España, a pesar de las barreras administrativas y económicas derivadas por la actual normativa, el autoconsumo sigue siendo una opción viable y rentable para diversos sectores, entre los cuales destacan el agrícola, el alimentario, el industrial y el agropecuario. Muchas empresas de esos sectores han decidido apostar en años recientes por esta modalidad de producción de energía limpia no sólo para mejorar su imagen corporativa y su sostenibilidad, sino para reducir su factura eléctrica y aumentar su competitividad. Y en el ámbito de los proyectos aislados de la red (off-grid), el

autoconsumo representa una opción fiable para tener acceso a la electricidad en aquellas zonas a donde no llega la red eléctrica. Mientras que a nivel nacional el gobierno del Partido Popular insiste en sus trabas hacia la generación distribuida, la posición de numerosas administraciones -ayuntamientos, diputaciones y comunidades autónomas- es la contraria. Su apoyo y compromiso se traducen en incentivos económicos como préstamos y subvenciones, o la deducción por inversiones en instalaciones de energías renovables para fomentar su instalación tanto para entidades privadas como públicas, en pymes y en personas particulares. Cabe destacar, en ese sentido, el papel de comunidades autónomas como Cataluña, la Comunidad Valenciana, les Illes Balears, Extremadura y Andalucía, entre otras, que han asumido un rol activo en el apoyo a la mencionada generación distribuida y el autoconsumo energético.

Que países europeos con tasas de insolación mucho menores que España hayan desplegado de manera extraordinaria la energía solar mientras que, en nuestro país, instalar un tejado solar y un acumulador suponga enfrentarse en demasiadas ocasiones a un penoso proceso regulatorio y fiscal supone un contrasentido tan grande, que explica las *reprimendas* que tanto la Comisión Europea como el Parlamento Europeo han hecho llegar al gobierno, solicitando explicaciones por las múltiples trabas, barreras e impuestos establecidos a nivel legislativo para desincentivar el autoconsumo eléctrico, ya que suponen un contrasentido total respecto a la política de energía de la UE y más en un país con un nivel de insolación tan elevado como el nuestro.

Finalmente, señalar que la generación distribuida suscita el importante debate político y social sobre la titularidad pública de las redes de distribución eléctrica, titularidad que ya disponen las carreteras, autovías y autopistas. Si así fuera, podrían surgir negocios colaborativos gestionados desde aplicaciones informáticas. Negocios innovadores que multiplican y benefician las opciones del consumidor como Uber y Cabify han surgido en paralelo con el negocio tradicional del taxi y no hubiesen prosperado si las carreteras no hubiesen sido de titularidad pública.

### **Transformar el modelo actual de movilidad y transporte**

El transporte es responsable de aproximadamente el 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en nuestro país, en su inmensa mayoría procedentes del transporte por carretera. Lo que aún es más significativo, el ritmo de incremento de las emisiones del transporte desde 1990 a 2015 ha sido el doble que el incremento medio del conjunto del sistema energético (ver tabla 2). Además, con la recuperación de la economía estos últimos tres años, la demanda de transporte está volviendo a crecer y con ella, sus emisiones. Las importantes mejoras en la eficiencia de los vehículos logradas en años recientes se han visto neutralizadas por el fuerte incremento de la demanda, así como por otras tendencias muy consolidadas, como son el aumento del tamaño y la potencia de los vehículos. Si se tiene en cuenta la evolución de las emisiones del transporte y su dependencia de los combustibles fósiles (petróleo), es fácil entender que la descarbonización del sector es un reto de enormes proporciones. Si a ello se añade la complejidad de los factores que determinan la movilidad de viajeros y mercancías y la existencia de un gran número de agentes intervenientes, nos encontramos con que no hay una única medida (ni siquiera un único tipo de medidas) que permita alcanzar este objetivo. Será necesario, por tanto, combinar varias líneas de actuación y hacerlo de manera coherente y de acuerdo con una estrategia global bien compensada, para evitar efectos secundarios o de rebote no deseados.

Estas líneas de actuación podrían clasificarse en cuatro grandes categorías:

- Vehículos y fuentes de energía de bajas emisiones. Dentro de esta categoría se engloban aquellas medidas destinadas a la utilización de fuentes de energía que no

emitan (o emitan menos) CO<sub>2</sub>, así como vehículos y motores más eficientes, sin intervenir en la organización del propio sistema de transporte, ni tratar de modificar su funcionamiento.

- Mejoras operacionales. Incluyen diversas medidas para optimizar la utilización de la capacidad de transporte disponible en cada uno de modos, aprovechando mejor su capacidad de carga, optimizando las rutas, implantando técnicas y hábitos de conducción más eficientes, etc.
- Intermodalidad. Su objetivo es favorecer el trasvase de la demanda de transporte hacia modos más eficientes energéticamente o que utilicen tecnologías de menores emisiones. El trasvase desde el vehículo privado al transporte colectivo urbano o desde el transporte de mercancías por carretera al ferrocarril son ejemplos frecuentemente mencionados.
- Gestión de la demanda de transporte. Supone el mayor nivel de intervención sobre el sistema, puesto que no sólo se busca canalizar la demanda de la manera más eficiente posible, sino que se pretende condicionar la propia generación de dicha demanda. Su objetivo es reducir la intensidad de transporte de las actividades económicas y sociales, de tal manera que se pueda mantener el mismo nivel de bienestar y desarrollo económico con una menor demanda de transporte.

En esa dirección, se identifican las siguientes líneas de trabajo:

- Priorizar la inversión en transporte público. Incentivar su empleo mediante una política de precios que fomente su utilización. En especial, desarrollar una malla ferroviaria – metro, tranvía y tren - convencional de alta calidad en las áreas metropolitanas densas que todavía carezcan de ella y mejorar las existentes.
- Proporcionar un fuerte impulso a los modos no motorizados como el caminar y la bicicleta, Peatonalizar los cascos urbanos.
- Impulsar un programa ambicioso de electrificación generalizada de la movilidad en las ciudades y diseñar el plan de acompañamiento e inversión en infraestructuras de apoyo a la movilidad eléctrica interurbana y mejora de prestaciones digitales para gestión de la demanda y mejora de flujos.
- Aplicar instrumentos económicos al tráfico de mercancías por carretera, de manera que se generen los incentivos y desincentivos adecuados para su transferencia hacia los modos más sostenibles – ferrocarril y barco-. Apostar por la electrificación del transporte de mercancías en los entornos urbanos<sup>21</sup>
- Plan de Puertos verdes: una buena parte de los problemas de calidad del aire en ciudades portuarias y de emisiones indirectas de la economía española están asociadas al transporte marítimo y la actividad portuaria. Invertir en la electrificación de las prestaciones de servicios portuarios, incrementar estándares de acceso de buques y grandes buques y desplegar un plan de reducción progresiva del consumo de los hidrocarburos más pesados facilitando alternativas con menor incidencia en emisiones.

---

<sup>21</sup> Un sistema de reparto de mercancías tipo “última milla”, basado en vehículos eléctricos puede ser una opción de interés en los entornos urbanos.

## Actuar sobre el tejido construido

España cuenta con más de 25 millones de viviendas y la calidad energética media es muy baja. De hecho, el 53% del parque fue construidas antes de 1979 y carece de aislamiento térmico dado que ese fue el año que se promulgó la primera norma de edificación en la que se exigía unos límites a las pérdidas de energía. El 7% del parque de viviendas cumple la normativa establecida en el Código Técnico de Edificación CTE 2006 y solamente un 1% cumple los índices exigibles en la actualidad<sup>22</sup>.

La Directiva 31/CE de 2010 sobre Eficiencia Energética en Edificios introduce el concepto de Edificios de Consumo casi Nulo, nZEB, en el que se establece que, a partir de 2018, se construyan con niveles de eficiencia altos, acordes con la tecnología disponible, y que, además, incorporen generación de energía eléctrica. Desgraciadamente, en España no solo no se ha tenido en cuenta su desarrollo real sino que se ha regulado en sentido contrario cercenando dicha posibilidad a partir del RD de autoconsumo (RD 900/2015). En 2013, y como desarrollo de las distintas Directivas Europeas, se aprobó en España la Ley 8/2013 de Rehabilitación, Regeneración y Renovación Urbanas, conocida como la Ley 3R, en la que se crea un marco de actuación para la adaptación del parque de edificios existente hacia la eficiencia y la incorporación de las energías renovables. La Ley no ha tenido el consiguiente desarrollo normativo que permita poner en práctica sus capacidades, que van desde el establecimiento de un marco de colaboración público/privado, hasta la mejora de gobernanza en las comunidades de propietarios para facilitar la adopción de decisiones, a actuaciones sobre la mejora de la edificabilidad y la accesibilidad. Recientemente, diciembre de 2017, en el marco de la revisión de la mencionada Directiva 31/CE sobre Eficiencia Energética en Edificios, el Parlamento Europeo ha aprobado un borrador de normativa comunitaria por la que se aspira a rehabilitar el parque de edificación existente con el objetivo de que sea "casi cero emisiones" en el año 2050. La importancia del objetivo se deriva del hecho del que los edificios demandan el 40% del consumo final de energía en la Unión Europea y son, en consecuencia, un ámbito crucial en la mitigación de emisiones.

En ese marco de referencia, la rehabilitación integral del tejido ya construido en pueblos y ciudades está llamada a ser un vector importante de activación económica para nuestro país. La eficiencia energética ha de ser una de sus claves, si bien la rehabilitación integral va más allá del ámbito de la energía, al implicar consideraciones de accesibilidad (ascensores), integración y mejora de espacios urbanos, dotación de zonas verdes, movilidad y peatonalización etc. La rehabilitación integral del tejido construido habrá de ser financiada por el sector privado, si bien el sector público ha de habilitar los programas adecuados para incentivar las demandas correspondientes (ver propuesta número siete).

En el ámbito urbanístico, el necesario aumento de la eficiencia energética ha de plantearse desde la rehabilitación de los barrios de la ciudad existente, y desde una gestión de los espacios construidos orientada a las necesidades de los ciudadanos. El modelo de ciudad difusa crea urbanización (suburbios) pero no ciudad. En España se ha de abandonar el modelo de ciudad difusa y el marco institucional que la ha apoyado. Esta nueva concepción del urbanismo debe aplicarse fundamentalmente para regenerar la ciudad consolidada. Solamente gestionando de forma eficiente los tejidos urbanos actuales y rehabilitando el parque de edificios existente a gran escala se puede dar una respuesta adecuada al reto energético que se plantea.

En ese sentido, la electrificación sistemática de los entornos urbanos, combinando equilibradamente la generación distribuida desde millones de edificios convertidos en nodos inteligentes de generación energética, con el aprovechamiento de las economías de escala de grandes instalaciones renovables allí donde el recurso esté plenamente

---

<sup>22</sup> Obtenido de Ferrando (Fundación Alternativas, 2016)

disponible, será una de las líneas de transformación por las que se irá haciendo realidad la transición energética. Una nueva generación de redes eléctricas capaces de integrar y distribuir adecuadamente esos flujos multidireccionales será imprescindible para dar soporte físico a esa nueva arquitectura eléctrica. Más allá del vector de la electrificación se demandará una nueva manera de generar los servicios de confort climático, posiblemente mediante minicentrales urbanas de generación de calor basadas en fuentes renovables. El concepto de Ciudad Inteligente (Smart-city) irá evolucionando hacia el de Bio-Ciudad, en el que las nuevas tecnologías serán instrumentales en el desarrollo de entornos urbanos cuya huella climática y ambiental vaya progresivamente disminuyendo a medida que las sociedades aprendan a ir cerrando los ciclos de materiales y agua y la energía se vuelva 100% de origen renovable. La innovación social será un poderoso motor de esos procesos, alimentada por la creciente conciencia y sensibilidad de las sociedades hacia la preservación y cuidado de sus entornos vitales.

### **Utilizar el gas como energía de transición<sup>23</sup>, con plan de salida en 2050 y evitando nuevas infraestructuras masivas**

Las centrales de gas de ciclo combinado son, entre las fuentes de energía fósil, la mejor opción para actuar como energía de respaldo en un sistema eléctrico del que se prevén retirar las centrales de carbón (9500 MW) y las nucleares (7400 MW), y aumentar de forma sustancial la generación renovable. El gas se concibe, en consecuencia, como energía de transición ya que además en nuestro país existe una amplia red de centrales de ciclo combinado (24.900 MW), cuya activación respecto a los niveles mínimos actuales de funcionamiento facilitará de manera relevante ese proceso. En otras palabras, la infraestructura gasista ya existente en nuestro país formada por gasoductos, plantas de regasificación, centrales de ciclo combinado y redes de distribución está consolidada y ofrece la garantía de respaldo necesaria para acometer la retirada de las nucleares y el carbón para el año 2025, así como la garantía necesaria de respaldo ante la creciente penetración de las energías renovables. Las centrales de ciclo combinado aportarán energía firme de respaldo al tiempo que flexible, combinación adecuada para adaptarse a un sistema de muy alta presencia de renovables.

Ahora bien, al mismo tiempo se evitará el efecto *lock-in* de nuevos grandes proyectos de infraestructuras de gas ya que podrían quedar varados ante las demandas crecientes de descarbonización por parte de la UE y de la comunidad internacional. Se trata de aprovechar la infraestructura ya existente, evitando comprometerse con nuevos desarrollos masivos.

Finalmente, señalar que el gas tiene una presencia muy importante en el sector industrial, al que aporta el 65% de su consumo energético total. En aquellos ámbitos industriales en los que sea muy difícil o muy costoso transitar desde esa dependencia hacia una electrificación basada en generación renovable, habrán de desarrollarse tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, como manera de perdurar en un entorno altamente descarbonizado hacia medidos del presente siglo XXI.

---

<sup>23</sup> Entre las tecnologías térmicas, las centrales de gas de ciclo combinado presentan las siguientes ventajas: eficiencia, ya que el rendimiento de esas centrales alcanza el 60%, un 25% más que las energías térmicas alternativas. Emisiones de CO<sub>2</sub>. Las emisiones son del orden de 350 gramos CO<sub>2</sub>/kWh, mientras que las de las centrales térmicas de carbón si sitúan en torno a los 850 gramos CO<sub>2</sub>/kWh. Además, la combustión de gas no genera emisiones de SO<sub>2</sub> y partículas y la cantidad de emisiones de NOx es relativamente menor. Finalmente, presentan una gran firmeza y flexibilidad para su puesta en marcha lo que es necesario para un sistema en el que predominen las energías renovables.

## **Combatir mediante las políticas públicas la pobreza/ vulnerabilidad energética**

### Estrategia estatal

La realización de un proceso estratégico desde la administración central en torno a la lucha contra la pobreza energética permitirá implicar a todos los agentes, generar el debate social adecuado, reunir las voluntades necesarias para coordinar medidas tanto entre administraciones de políticas sectoriales diferentes (social, ambiental, energética, vivienda, sanitaria, etc.). Asimismo, ayudará a que otras administraciones, a partir de un marco común armonizado, puedan desarrollar sus propias estrategias en el ámbito de sus competencias, combinando medidas a corto plazo que ayuden a paliar la situación de emergencia de determinados sectores vulnerables, con otras medidas más a largo plazo que mitiguen y solventen tanto la actual pobreza energética como que reduzcan la vulnerabilidad de la población a esta problemática.

### Rehabilitación energética de viviendas

Los programas de financiación de la rehabilitación integral de edificios son clave para minimizar la demanda energética de los mismos y mejorar la eficiencia de sus instalaciones. La adecuada aplicación de fondos europeos, del fondo nacional de eficiencia energética y de aquéllos que se puedan derivar de políticas específicas de vivienda o de las políticas de cambio climático, deben mantenerse en el tiempo.

### Definir un bono social energético o tarifas sociales para los suministros de energía doméstica

Se propone establecer una herramienta de acción social en los suministros de energía doméstica. El bono social eléctrico es una herramienta que sólo aborda parcialmente el problema de asequibilidad de electricidad en los hogares españoles. Se necesitan medidas integrales que consideren todos los suministros.

### Evitar cortes de suministro en hogares vulnerables

Se debe establecer el marco normativo oportuno para la coordinación y gestión de los cortes de suministro evitando que ningún hogar vulnerable se quede sin suministro de energía eléctrica y de gas por no poder hacer frente al pago de la factura, dado que le sitúa en la antesala de la pobreza y exclusión social. El nuevo bono social y la definición de consumidor vulnerable abre el concepto de la energía como bien esencial para los consumidores con menos ingresos y ayudados por los servicios sociales. Repensar el concepto de *derecho a la energía*.

Finalmente señalar que la generación distribuida favorecerá de forma importante la eliminación de la pobreza/ vulnerabilidad energética en su propio origen, al acercar la fuente de energía eléctrica al consumidor y convertirlo en un agente activo en la gestión de su demanda.

## **Aplicar instrumentos económicos para orientar la demanda y la inversión**

Los precios de la energía han de recoger todos los costes de su uso, incluyendo la internalización en los precios de las externalidades ambientales, para que los consumidores y las empresas puedan alinear sus intereses con los de la sociedad. En esta línea hay dos elementos esenciales. Por una parte, la formulación de una estrategia energética a largo plazo lo más concertada posible que establezca adecuadamente los objetivos integrales que se persiguen, las ventajas e inconvenientes de los mismos y las políticas necesarias para alcanzarlo. Este documento de Bases quiere ser una contribución en esa dirección.

Por otra parte, una reforma fiscal de la energía que permita desincentivar las fuentes energéticas no deseadas mediante señales de precio, pero que, a la vez, no suponga necesariamente un aumento de la carga fiscal, al reducir proporcionalmente otras cargas. Las señales de precio y la planificación estratégica son necesarias pero no suficientes. Harán falta políticas específicas para apoyar las actividades de investigación y desarrollo para las tecnologías menos maduras, bien con fondos públicos o creando un entorno favorable a la innovación y la iniciativa privada. Harán falta, asimismo, incentivos económicos para estimular el ahorro y la eficiencia energética, así como la aplicación de estándares, cuotas etc. Finalmente, políticas educativas y formativas.

Además, debe tenerse en cuenta que no todos los instrumentos son igualmente apropiados en todos los sectores de actividad. Los instrumentos de precios son especialmente idóneos en el sector de generación eléctrica y en el sector industrial. Constituyen una medida necesaria pero no suficiente en el sector transporte y, posiblemente, sean ineficaces en el sector de la edificación. Tal y como se ha mencionado con anterioridad, dada la complejidad del sector transporte, será necesario combinar todos los instrumentos posibles: de precios, informativos, educativos, regulaciones directas, etc.

Dentro de las políticas climáticas de mitigación, es fundamental adoptar un plan urgente de eliminación de subsidios a combustibles fósiles, y emplear los impuestos de base energética -que se han configurado como los instrumentos preferidos por los economistas-. Esto se debe a que, como todo instrumento de precio, consiguen las reducciones de emisiones a mínimo coste (eficiencia estática) y fomentan la introducción continua de tecnologías limpias para evitar pagos impositivos futuros (eficiencia dinámica). Los precios permiten superar el problema de información asimétrica entre regulador y regulado e inducen a la igualdad de los costes marginales de reducción de emisiones entre todos los contaminadores, algo especialmente positivo cuando hay gran heterogeneidad entre éstos por razones tecnológicas (distinta obsolescencia o diferencias sectoriales).

Junto a ello es recomendable facilitar señales positivas para el inversor en soluciones energéticas sin emisiones o facilitadoras de la eficiencia por lo que se propone la creación de incentivos fiscales a "fondos de inversión verde" cuya calificación y ámbito debe ser fijada por el gobierno y el parlamento en las leyes anuales de presupuestos siguiendo criterios exigentes y con arreglo a las prioridades marcadas en la estrategia de descarbonización,

# Propuestas de política energética al Partido Socialista en el horizonte 2030

## Primera

### **Leyes, políticas y gobernanza**

EL CAPTE considera que el debate sobre la transición energética ha de continuar realizándose en sede parlamentaria. El tema no sólo ha de adquirir el más elevado rango político sino que es conveniente implicar en su formulación y aprobación al conjunto de las fuerzas políticas democráticas. En esa dirección, construyendo sobre lo ya avanzado en la presente legislatura con la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Consejo Asesor para la Transición Ecológica propone al Partido Socialista que impulse y ponga en marcha las siguientes iniciativas:

- 1.1 Elaboración de la *Ley de Cambio Climático y Transición Energética*, en consonancia con el planteamiento y objetivos presentados en este Documento de Bases. La ley incluirá el objetivo de mitigación de las emisiones brutas totales de, al menos, el 90% para el año 2050, respecto a las del año 1990.
- 1.2 Elaboración de una nueva *Ley del Sector Eléctrico*, o una modificación en profundidad de la normativa actualmente existente, en consonancia con el diagnóstico y las propuestas formuladas en este documento.
- 1.3 Elaboración de la *Estrategia Energética de España para la Transición hacia una Economía Descarbonizada en el Horizonte 2030-2050*. La Estrategia iría reforzada con aquellas normas legales que se precisen al objeto de darle solidez.
- 1.4 Elaboración de un *Plan nacional y Planes autonómicos de Cambio Climático y Energía Limpia 2021-2030*, revisables cada cinco años, en los que se detallarán los objetivos anuales obligatorios, las sendas de descarbonización y las actuaciones sectoriales vinculantes a acometer a lo largo de esa década. Las Comunidades Autónomas deberán remitir sus documentos de planificación, incluidas las sendas de descarbonización, a la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático, a fin de garantizar que la suma de las actuaciones autonómicas y la del Estado sean coherentes y adecuadas para la consecución de los objetivos nacionales.
- 1.5 En el ámbito de la gobernanza, consideramos fundamental encomendar a una *Vicepresidencia de Gobierno* la coordinación e impulso del proceso y la presidencia de una Comisión Delegada del Gobierno para el Cambio Climático y la Transición Energética que deberá reportar públicamente sus avances. La Vicepresidencia se dotará de una *Unidad estratégica para la Transición Ecológica* con la función de dotarle de los instrumentos de análisis, evaluación de resultados y prospectiva, así como para identificar los avances y buenas prácticas que vayan ocurriendo en el resto del mundo al objeto de transferirlas, en la medida de lo posible, a nuestro país.
- 1.6 Elaboración de los Presupuestos de Carbono para cada uno de los grandes sectores de la economía para períodos de cinco años.
- 1.7 Creación de una Comisión de Expertos independientes que presente cada cinco años ante el Congreso de los Diputados una evaluación de las medidas adoptadas en materia de clima, descarbonización de la economía y transición energética.

## Segunda

### **Acción movilizadora de las administraciones públicas**

- 2.1 El Partido Socialista debe impulsar allí donde tiene responsabilidades de gobierno -y a nivel nacional, cuando las recuperen- un proceso de mejora de la eficiencia energética en todos los edificios de titularidad pública. El objetivo ha de ser disminuir a lo largo de la legislatura al menos el 20% del consumo energético en climatización, consumo eléctrico y gasto de combustibles. Cada edificio responsabilidad del gobierno deberá lograr al menos una reducción del 10% en esos tres ámbitos. Se creará un equipo de trabajo *ad hoc* con un responsable de alto perfil político encargado de llevar a cabo el diseño y la ejecución de este programa. Asimismo, el gobierno dispondrá que, al menos, el 25% de las flotas del parque público sean vehículos eléctricos e híbridos enchufables al finalizar la legislatura. Estas medidas se implementarán asimismo en aquellas Comunidades Autónomas y capitales donde el Partido Socialista ostente responsabilidades de gobierno.
- 2.2 A ello debe sumarse la incorporación de estándares adecuados en la contratación pública, movilizadora del 20% del PIB nacional: consumos energéticos asociados a suministros; información sobre emisiones directas e indirectas; provisión de servicios energéticos renovables y movilidad sostenible; materiales empleados y compensación por emisiones son algunas de las iniciativas que deben incorporarse de forma habitual en los pliegos de contratación.

## Tercera

### **Retirada ordenada de las centrales térmicas de carbón para 2025**

- 3.1 La retirada del carbón del mix eléctrico es la medida más importante a corto plazo no sólo en España, sino en la Unión Europea y a nivel internacional, para reconducir a corto plazo la trayectoria de las emisiones de gases de efecto invernadero. El *phase out* del carbón se ha convertido en una demanda urgente en respuesta a la aceleración de la crisis del clima, ya que genera el 40% de las emisiones energéticas mundiales de CO<sub>2</sub>. Así lo corroboran los estudios científicos (IPCC, 2013) y los informes de expertos (IEA/IRENA, 2017).
- 3.2 El carbón es el combustible más intensivo en emisiones de gases de efecto invernadero y genera además numerosos contaminantes muy dañinos para la salud de las personas. En la última Cumbre del Clima celebrado en Bonn en noviembre de 2017 se ha constituido una Alianza para eliminar el carbón de las economías ("Powering Past Coal Alliance<sup>24</sup>"), que ya cuenta con 25 firmantes y cuyo objetivo es alcanzar 50 antes de la COP-24 que se celebrará en Polonia en 2018. La alianza reúne a un amplio grupo de gobiernos, empresas y organizaciones comprometidas con "acelerar el crecimiento limpio y la protección del clima a través de la rápida eliminación del carbón" de una "forma sostenible y económicamente inclusiva, que incluya un apoyo adecuado para los trabajadores y las comunidades más directamente afectados". Entre los países de la Unión Europea que ya han aprobado un programa de retirada ordenada de sus centrales de carbón están el Reino Unido<sup>25</sup> Francia<sup>26</sup>, Italia, Holanda<sup>27</sup>, Portugal,

---

<sup>24</sup><https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/canada-international-action/coal-phase-out/alliance-declaration.html>

<sup>25</sup> El Reino Unido ha reducido la proporción del carbón en el mix de generación eléctrica desde el 40% en 2012 hasta el 9% en 2016. El instrumento clave ha sido un impuesto al carbono de 19 euros la tonelada.

Austria y Finlandia<sup>28</sup>. La retirada del carbón es, asimismo, coherente con la posición de la Confederación Internacional de los Trabajadores<sup>29</sup> (ITUC) que señala que “los gobiernos de los países de la OCDE deben retirar el carbón del mix eléctrico en 15 años como muy tarde” y que, para ello, es “una prioridad organizar un plan de formación y de inserción laboral para esos trabajadores, así como apoyar la diversificación de la economía de esas localidades”. El cierre de las centrales de carbón permitirá una reducción de las emisiones de CO2 en el sector eléctrico del 55-60%, si se sustituyen por centrales de ciclo combinado, y del 70% si son sustituidas por renovables. Asimismo, la retirada del carbón reducirá el precio de la electricidad si es sustituido por renovable. Concretamente, la sustitución de las centrales de carbón por potencia renovable permitirá que los precios se reduzcan un 7% (bajo el escenario competitivo), o que no varíen (bajo el escenario en el que las empresas se comportan estratégicamente)<sup>30</sup>.

3.3 La retirada no afectará en ningún caso a la seguridad y calidad de suministro, dada la sobre-capacidad de ciclos combinados de gas existente en nuestro país. Asimismo, tendrá efectos positivos sobre la salud. Según un estudio de Climate Action Network (CAN) y WWF (*Europe's Dark Cloud*), las plantas de carbón generaron España 1530 muertes prematuras en el año 2013, datos consistentes con las cifras publicadas al respecto por la Organización Mundial de la Salud y por la Agencia Europea del Medio Ambiente.

#### Cuarta

**Aprobación de una ley en el Congreso de los Diputados por la que, a partir del año 2025, se favorecerá el acceso a los centros de las capitales y ciudades de más de 100.000 habitantes, así como el aparcamiento, a los vehículos híbridos enchufables y**

---

<sup>26</sup> Francia tiene una mínima presencia de carbón en su sistema de generación eléctrica, apenas el 3%. Ha anunciado la retirada del mismo para 2023.

<sup>27</sup> En septiembre de 2016, el parlamento de Holanda aprobó una disminución de sus emisiones de gases de efecto invernadero del 55% para el año 2030 respecto a las de 2015. Ese mandato implica necesariamente el cierre de las cinco centrales de carbón que persisten en el país, algunas de ellas de reciente creación.

<sup>28</sup> Finlandia obtiene el 12% de su electricidad de las centrales de carbón. Ha aprobado su retirada para el año 2030.

<sup>29</sup> Just Transition- Where are we now and what's next", ITUC climate justice frontline briefing, International Trade Union Confederation, ITUC. <https://www.ituc-csi.org/just-transition-where-are-we-now>

<sup>30</sup> Según los resultados del modelo del sector eléctrico **Energeia-Simula**, el cierre de las centrales de carbón en España hubiese aumentado los precios en el mercado mayorista de la electricidad entre un 3,3%-3,6% desde enero a octubre de 2017; entre el 5,9%-8,9% en 2016. Dado que el mercado mayorista determina aproximadamente el 40% del precio que paga el consumidor final, la repercusión para éste hubiese sido 1,3%-1,5% (enero a octubre de 2017) y entre 2,4%-3,5% en el año 2016. A su vez, la sustitución de las centrales de carbón por renovables hubiese reducido los precios en el mercado mayorista: 0,5%-1,5% (2017) y 0,2%-3,4% (2016). Ese dato ponderado por el 40% hubiese supuesto la favorable repercusión para el consumidor final. Además, el cierre de las centrales de carbón hubiese reducido las emisiones de CO2 del sector eléctrico en el año 2016 un 52% y si se hubiesen sustituido por renovables la disminución hubiese alcanzado el 64%. Finalmente, señalar que según la modelización llevada cabo en ninguna de las horas, la retirada del carbón hubiese puesto en riesgo la garantía del suministro.

**eléctricos frente a los convencionales. A partir de 2030, los centros de esas ciudades se declararán libres de vehículos convencionales. La medida se extenderá al resto de pueblos y ciudades españolas para el año 2035.**

## Quinta

**Elaboración y desarrollo, en coordinación con las administraciones autonómicas y locales, de un programa de infraestructura (en especial puntos de recarga) en los entornos urbanos para el impulso del vehículo eléctrico y los híbridos enchufables que permita, en el año 2030, alcanzar como mínimo un stock de 2,25 millones de unidades y que la ventas alcancen ese año, al menos, un 55% del total.**

La venta de este tipo de vehículos ha experimentado importantes crecimientos en años recientes en países como Holanda, donde ya supone el 10% de la cuota de mercado, o Noruega, donde ya supone casi el 50% de las ventas anuales, la mayor del mundo, fruto de exenciones fiscales y diversas ventajas proporcionadas para su adquisición. Sin embargo, el desarrollo del vehículo eléctrico se enfrenta todavía a inconvenientes técnicos y de inversión como la autonomía y rapidez de carga, el peso de la batería, el coste del vehículo y, sobre todo, la existencia de una infraestructura de recarga muy amplia geográficamente, que haga la adquisición de estos vehículos atractiva para el ciudadano medio<sup>31</sup>. Aunque a día de hoy representa todavía una parte muy pequeña de la movilidad por carretera (menos del 1% de los vehículos son eléctricos), es de esperar su uso creciente en los próximos años. De hecho, previsiones de diversas fuentes apuntan a una aceleración del ritmo de introducción de los vehículos eléctricos debido a las mejoras tecnológicas (especialmente en las baterías), la reducción de su diferencial de precio respecto a los vehículos de combustión interna, así como la incidencia creciente de las políticas cada vez más restrictivas sobre estos últimos vehículos (Francia y Reino Unido ya han puesto fecha para la total prohibición de venta de nuevos vehículos diesel o gasolina en 2040 y Noruega la ha fijado para 2025).

El potencial de la tracción eléctrica para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> depende, obviamente, de cómo se haya generado la energía eléctrica. Por ejemplo, en España en 2016, el 40% de la misma procedía de fuentes renovables. Por tanto, no cabe asociar el vehículo eléctrico con el concepto de cero emisiones, salvo en un escenario en que toda la electricidad proceda de fuentes renovables. El vehículo eléctrico presenta importantes ventajas añadidas porque sus emisiones locales de contaminantes son muy inferiores a las de los convencionales y genera niveles de ruido bastante más reducidos, especialmente a bajas velocidades. En todo caso, disponer de una red de puntos de recarga ampliamente desarrollada es una condición indispensable para el despegue del vehículo eléctrico en nuestro país. En este sentido, cabe citar el estudio realizado por la consultora Monitor Deloitte en el que estima que una estrategia efectiva de penetración del mismo requeriría disponer de, al menos, 90.000 puntos de recarga en el territorio nacional.

---

<sup>31</sup> Es importante reflexionar sobre el uso de las baterías de los coches como almacenamiento de energía para lo que algunos números orientativos proporcionan una buena pista. En España hay actualmente unos 28 millones de vehículos (automóviles, camiones y furgonetas). Si en cada momento se encuentran parados la mitad y si se pudiese disponer del 60% de su carga, se obtendría el siguiente resultado (una batería media tiene 80 Ah):  $14\ 000\ 000 \times 80 \times 12 \times 0.6 / 1000\ 000 = 8.000 \text{ MWh}$  (aprox.). Si los coches fueran eléctricos con baterías de 25 kWh de media, esta capacidad sería aproximadamente de 200.000 MWh. Para una demanda media en España de 30.000 MW, las baterías de los coches generarían, en consecuencia, energía eléctrica para unas siete horas diarias (aprox.). Es obvio que gestionando este parque/ recurso de manera adecuada el sistema dispondría de una gran flexibilidad y fiabilidad añadidas.

## Sexta

**Programa para la mejora sustancial de la infraestructura ferroviaria de transporte de mercancías, dirigido a favorecer un amplio trasvase modal desde la carretera al ferrocarril.**

**Plan de puertos verdes.**

## Séptima

**Programa de rehabilitación integral del tejido construido de las ciudades en clave de eficiencia energética. Comprometer 1000 millones de euros, recursos públicos, al año entre 2020 y 2030 para impulsar un programa público/privado dirigido a la rehabilitación energética de edificios.**

## Octava

**Establecer una adecuada señal de precio a las emisiones de CO2 mediante el establecimiento de un “suelo” a los precios resultantes del sistema EU ETS de compra venta de permisos de emisión, tal y como ha hecho el Reino Unido en años recientes y que le ha permitido importantes logros en su proceso de descarbonización. La señal de precio habría de ser fiscalmente neutra en el sentido de que, su puesta en marcha, sería compensada mediante la reducción de otras cargas impositivas, por ejemplo las que gravan la contratación.**

## Novena

**De la mano de una red de centros de pensamiento (think tanks), investigación y conocimiento, se impulsará la constitución del Círculo de Información y Pensamiento Global para la Transición Energética de España. Formarán parte del mismo las principales empresas energéticas y de automoción del país, junto con referentes tecnológicos en esos ámbitos, al objeto de generar un espacio para la reflexión estratégica acerca de los retos y oportunidades que dicha transición representa para nuestro país.**

La misión del Círculo será favorecer ese diálogo mediante la organización de jornadas y encuentros periódicos que contarán con la presencia de expertos de primer nivel internacional, así como la preparación de una serie de informes periódicos, fomentando una reflexión a medio y largo plazo capaz de detectar con antelación las oportunidades y amenazas, así como destilar las propuestas oportunas al gobierno de la nación al objeto de que las transforme en políticas, planes y programas.

## Décima

**Fortalecer e integrar las distintas instituciones y organismos en materia de acción climática y acción exterior que trabajan actualmente en España, para ser capaces de atraer y aprovechar, de forma más eficaz y eficiente, las crecientes oportunidades de inversión pública y privada en esta materia, tanto aquellas destinadas a la ejecución de infraestructuras o proyectos asociados a la descarbonización del sistema energético, como aquellas acciones orientadas a impulsar la I+D+i.**

En la actualidad existe una cantidad importante y creciente de recursos financieros para proyectos en la senda establecida por el Acuerdo de París y la Agenda de Desarrollo Sostenible 2030. El Banco de Inversiones Europeo (BIE), por ejemplo, señala que “la acción

climática es una de sus principales prioridades" y, de hecho, es el mayor proveedor multilateral de financiación climática en todo el mundo, habiendo adquirido el compromiso de dedicar más del 25% de la financiación total a la adaptación del cambio climático y la mitigación en países desarrollados (esta cifra será del 35% en los países en desarrollo). En 2017, el banco de la UE financió con 16.700 millones de euros proyectos dedicados a promover el transporte sostenible, las energías renovables y la eficiencia energética, así como a proteger el entorno natural, la biodiversidad y reducir la contaminación. Va a dedicar, asimismo, en los próximos cinco años alrededor de 100 mil millones de euros en estas materias. Otros organismos europeos e internacionales, como el Banco Europeo para la Reconstrucción y Desarrollo (BERD), avanzan en la misma dirección. Del mismo modo, la financiación para actividades de I+D+i orientadas a la acción climática son un pilar esencial en la financiación de los programas de investigación, desarrollo e innovación de la Comisión Europea como el Programa Horizonte 2020 que cuenta con 80.000 millones de euros hasta 2020.

Sin embargo, estas fuentes de financiación no son siempre debidamente aprovechadas en nuestro país por falta de información, integración dentro la administración pública o, simplemente, por una falta de recursos humanos especializados en la materia. Por ello es importante impulsar una política más activa en la generación de proyectos y atracción de inversiones. Eso exige una colaboración de la Administración con el sector privado más próxima y permanente y una mayor presencia internacional en los organismos europeos y multilaterales.

## ANEXO I

### **Descarbonización en el horizonte 2030. Escenario CAPTE**

Este anexo recoge los objetivos generales de la senda de descarbonización para España en el horizonte 2030 que se plantean en este Documento de Bases. Estos objetivos se basan en los ejercicios de modelización llevados a cabo por la Comisión Europea (CE, 2016) para la UE-28 y para sus Estados Miembros utilizando el modelo energético PRIMES y varios modelos económicos integrados. La Comisión Europea ha elaborado un escenario sin medidas adicionales (**Escenario Referencia**) que tiene en cuenta el efecto de las políticas europeas y nacionales en vigor a fecha de 2016, incluyendo<sup>32</sup> el Paquete Energía-Clima 2020. Para ello, utiliza una serie de supuestos con respecto a la evolución de la población, el Producto Interior Bruto (PIB), el precio futuro de la energía y la reducción de costes de las energías renovables. Asimismo, considera que el precio de los permisos en el EU-ETS aumentará desde los 8,2 euros por tonelada actuales (17 enero, 2018) a 30 euros en 2030 y a 50 euros en 2050.

La Comisión Europea también ha analizado varios escenarios alternativos de política adicional con distintos objetivos de penetración de renovables y ahorro y eficiencia energética, sobre los que fundamentar el debate en curso en esta materia entre la Comisión Europea, el Parlamento Europeo y el Consejo Europeo. El escenario adoptado en este Documento de Bases (**Escenario CAPTE**) se basa en uno de los escenarios analizados por la Comisión denominado “EUCO3030” y que tiene un objetivo de eficiencia energética del 30% y una participación de 30% de las fuentes de energía renovables en el consumo final de energía para la UE en su conjunto. El escenario alcanza el hito a largo plazo de reducir las emisiones de GEI conjuntas de la UE en un 80-95% y, además, las reducciones de emisiones alcanzadas son coste-efectivas dados las restricciones establecidas.

En el escenario CAPTE 2030 se ha modificado el Escenario de Referencia de la UE en la parte relativa al sector eléctrico<sup>33</sup> incorporando el cierre de las centrales de carbón para 2025 y el de las centrales nucleares al final de su vida útil. También incorpora un aumento del consumo de electricidad fruto de un mayor nivel de electrificación de la economía y del sector transporte que conlleva un aumento de 5 puntos básicos en la electrificación de la demanda final de energía, pasando del 25% esperado a 2020 al 30% en 2030. Este cambio (ver tabla A2) supone doblar el ritmo de electrificación que ha tenido lugar entre 2000-2020. Asimismo, una vez desplegadas las infraestructuras necesarias y reducidos aún más los costes, los vehículos no convencionales (eléctrico e híbridos enchufables) podrán ser una alternativa accesible para la mayoría de los hogares y se estima que podrán alcanzar en 2030, al menos,

---

<sup>32</sup> El ejercicio no incluye el Marco Energía-Clima 2030 que, aunque es un acuerdo político, aún no ha sido adoptado por los Estados Miembros. Tampoco incluye el Paquete de Invierno que aún no ha sido aprobado. Sin embargo, sí incluye políticas en vigor con efectos posteriores a 2020 como la Directiva del sistema de comercio de emisiones de la UE (incluida la Reserva de Estabilidad del Mercado), la Directiva sobre el rendimiento energético de los edificios o las reglamentaciones sobre ecodiseño y normas de emisión de CO<sub>2</sub> para vehículos.

<sup>33</sup> El cierre de las centrales se sustituye con un 70% de nueva generación con renovables y en un 30% con centrales ciclo combinado de gas con un factor de emisión de 400 gCo<sub>2</sub>/KWh (REE 2017). Este supuesto es consistente con el ejercicio de viabilidad técnica mostrado por el Observatorio Crítico de la Energía en 2018. En su estudio se muestra que el cierre del carbón y las centrales nucleares tal y como se defiende en este Documento de Bases es, bajo determinadas condiciones, técnicamente factible con una generación renovable del 76-80% en 2030 y con la potencia existente en centrales de gas funcionando con un factor de capacidad reducido.

un stock de 2,25 millones de unidades y que el 55% de las ventas realizadas ese año sean de ese tipo de vehículos (cifra cercana a la ya lograda actualmente por Noruega).

Otra de las características importantes es el esfuerzo en materia de ahorro y eficiencia energética, tanto por la vía de la mejora tecnológica como por la del cambio de comportamiento y la gestión de la demanda. El consumo de energía primaria y energía final en 2030 en España se sitúa en el Escenario Referencia de la UE en 97 y 85 Mtep (similar al consumo de 2015), mientras que en el Escenario CAPTE se sitúa en 95 y 76 Mtep 2030, respectivamente. Esto supone una reducción del consumo final de energía respecto al año 2015 de un -10%, lo que supone una reducción anual del 1% entre 2020 y 2030.

La tabla A1 recoge los principales indicadores en la senda de descarbonización. La primera columna recoge los datos en 2015 y las dos siguientes los objetivos a 2030 para el Escenario Referencia de la Unión Europea y el Escenario CAPTE.

**Tabla A1. Escenario Referencia de la UE y Escenario CAPTE en 2030**

	Datos	Escenario	Escenario
	2015	Referencia	CAPTE
		UE 2030	2030
<b>GEI, Total (% vs. 1990)</b>	+15	-7	<b>-20</b>
<b>GEI, Sectores ETS (% vs. 2005)</b>	-20	-52	<b>-62</b>
<b>GEI, Sectores no-ETS (% vs. 2005)</b>	-14	-26	<b>-33</b>
<b>Renovables consumo final (%)</b>	15	27	<b>40</b>
<b>Renovables generación electricidad (%)</b>	37	56	<b>80</b>
<b>Ahorro consumo final energía (% vs. 2015)</b>		-3	<b>-10</b>

La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero alcanzaría, al menos<sup>34</sup>, un -20% con respecto a 1990. Este objetivo implica un esfuerzo superior a los asignados por la Comisión Europea para España, que se situaría alrededor del -7%, dependiendo del comportamiento de los sectores ETS. Sin embargo, este esfuerzo adicional es absolutamente necesario para poder avanzar en una senda consistente con los objetivos a largo plazo, recuperar el tiempo perdido y aprovechar todas las oportunidades existentes en la descarbonización. La reducción asignada a España según el acuerdo europeo sobre reparto de esfuerzo ("Effort Sharing Decision"<sup>35</sup>) para los sectores difusos (no-ETS) será, con una alta probabilidad, del -26%, mientras que el objetivo establecido en el escenario CAPTE lo elevaría en 7 puntos básicos hasta el -33%. Del mismo modo la reducción de las emisiones en los sectores ETS en España se estima en un -52% en el Escenario Referencia, mientras que en el Escenario CAPTE se alcanza el -62%, gracias entre otras cosas a la reducción adicional conseguida en el sector eléctrico.

<sup>34</sup> La reducción de GEI no incluye las asociadas a la disminución del consumo de petróleo en el sector transporte y la electrificación de la economía. Estas reducciones, aunque modestas a 2030, serán determinantes de cara al período 2030-2050.

<sup>35</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/effort\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/effort_en)

El objetivo de reducción de emisiones a 2030 propuesto en este Documento de Bases es ambicioso, si bien realizable. El esfuerzo de mitigación adicional propuesto entre 2015 y 2030 en España según el Escenario CAPTE (-35%), es mayor que el de los principales países de nuestro entorno: Francia (-25%), Alemania (-28%) y UK (-21%), y la UE-28 (-18%), si bien hay que añadir que ellos han realizado en las dos últimas décadas un esfuerzo de mitigación muy superior al de nuestro país (ver Anexo III, tabla 5). Este esfuerzo en el horizonte 2030 es, no obstante, imprescindible si se quiere situar a nuestro país en una senda que permita de manera eficiente una descarbonización profunda y sistemática de la economía en 2050 (-90%) acorde con los compromisos del Acuerdo de París y resituar a España entre los países líderes de la UE en la transición energética.

La tabla A2 recoge la evolución de los principales indicadores socioeconómicos y energéticos en el Escenario CAPTE, desde 2000 a 2030, de forma que los objetivos a 2030 sean considerados dentro una perspectiva más amplia. El PIB crece en el periodo 2015-2030 un 32%, mientras que la demanda final de energía disminuye un 10% y la generación de electricidad aumenta en ese mismo periodo un 9%.

**Tabla A2. Indicadores Escenario CAPTE (2000-2030)**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Población (millones)</b>	40	43	46	46	46	45	44
<b>PIB (miles de millones €2013)</b>	893	1048	1093	1094	1207	1327	1447
<b>Demanda energía primaria (Mtoe)</b>	114	136	123	119	119	108	96
<b>Demanda final energía (Mtoe)</b>	80	98	89	85	86	82	77
<b>Generación electricidad (TWh)</b>	221	289	298	275	284	297	301
<b>RES-E (%)</b>	15	14	31	35	50	75	80
<b>Renovables consumo final (%)</b>	8	8	14	15	24	33	40
<b>Electricidad en demanda final (%)</b>	20	21	24	24	25	28	30

Finalmente, la tabla A3 presenta el objetivo de la mitigación desde una óptica de presupuesto de carbono o “carbon budget”. Según las investigaciones científicas (IPCC 2014), existe una importante linealidad entre las emisiones históricas acumuladas y el aumento de la temperatura media de la superficie de la Tierra esperado para el futuro (2100). De ello se deduce que hay un presupuesto de carbono que no se debe rebasar ni a nivel global ni, en consecuencia, en cada una de las naciones. Si los países deciden retrasar la reducción de emisiones para más adelante a 2030 o 2040 como algunos sugieren, se rebasaría el presupuesto<sup>36</sup> y, por tanto, llegado ese momento no habría margen de maniobra para realizar una transición energética eficiente. En consecuencia, es importante entender que atrasar las decisiones importantes sobre la descarbonización del sistema energético no hace sino agravar el problema. No es una opción inteligente, ni justa ni eficiente. Por ello, este Documento de Bases defiende un Escenario a 2030 en el que se asumen desde el primer momento un conjunto de medidas importantes destinadas a poner en marcha desde ya una

<sup>36</sup> Según el Quinto Informe de IPCC (IPCC ,2014), para limitar la temperatura global por debajo de los 2 °C las emisiones de CO2 acumuladas a partir del año 2011 se estiman en 1.000 GtCO2. Sin embargo, entre 2011 y 2017 ya se han emitido 275 GtCO2, así que el *carbon budget* disponible a nivel global en la actualidad es de 725 GtCO2.

senda de descarbonización ambiciosa para la economía española. Recordar, en ese sentido, que los objetivos de reducción de emisiones recogidos en este documento son: 2030 (-20%), 2040 (-55%) y 2050 (-90%).

El presupuesto total de carbono disponible para la economía española en una senda de descarbonización compatible con los objetivos del Acuerdo de París se situaba en el año 1990 en 16.2 gigatoneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (GtCO<sub>2</sub>eq.) En 2015 el presupuesto disponible ya se había reducido a 7.1 GtCO<sub>2</sub>eq., habiéndose utilizado por tanto el 56% del mismo. El presupuesto entre 2015 y 2030 es de 4.2 GtCO<sub>2</sub>eq., mientras que entre 2030 y 2050 será mucho menor, 2.5 GtCO<sub>2</sub>eq. Estos datos muestran el enorme esfuerzo que se habrá de llevar a cabo en el periodo 2030-2050. De ello se deduce que es fundamental comenzar desde ya con una política de descarbonización ambiciosa y sistémica, sin dejar el esfuerzo para más adelante como se ha sugerido de forma inconsistente desde algunas posiciones. Pasar el esfuerzo a los que vienen por detrás no es una opción, es una irresponsabilidad.

**Tabla A3 Presupuesto de carbono, 2000-2030**

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Presupuesto disponible (GtCO<sub>2</sub>eq.)</b>	12.9	10.8	8.8	7.1	5.5	4.1	2.9
<b>Presupuesto disponible (%)</b>	80	67	55	44	34	25	18

## Referencias Anexo I

E3MLab/IIASA (2016), Technical report on Member State results of the EU CO<sub>2</sub> policy scenarios, E3MLab & IIASA, December 2016. <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

EC (2016), EU Reference Scenario2016: Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport, European Commission, Brussels.

IPCC (2014) Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Ed. R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press

MINETAD (2017) Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020, Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, Madrid.

REE (2017) Series estadísticas nacionales, Red Eléctrica de España, Madrid.

Victoria, M., Gallego, C.J. (2018) ¿Es posible cerrar simultáneamente las centrales de carbón y nucleares antes del final de 2025? Escenarios para la transición energética en España, El Observatorio Crítico de la Energía. <http://observatoriocriticodelaenergia.org/>

## ANEXO II

### **Efectos sobre los precios de la electricidad de la retirada de las centrales de carbón**

Este anexo computa los efectos que el cambio en el mix energético – hacia un mayor peso de las energías renovables, y un menor peso de los combustibles fósiles en la generación eléctrica - tendrá sobre el precio del mercado eléctrico y sobre las emisiones que en él se generen. Los efectos positivos de la reducción de emisiones son evidentes. Los efectos sobre los precios – positivos o negativos, según la solución tecnológica y regulatoria que se adopte - repercutirán sobre la población en tanto que consumidores de electricidad, y en tanto que trabajadores de empresas cuya productividad depende en buena parte del coste del suministro eléctrico. Pero el cambio en el mix energético y en la regulación tendrá muchos otros efectos sobre la población que quedan fuera del alcance de este análisis.

El análisis se basa en las simulaciones realizadas con *Energeia Simula*, una herramienta de simulación que permite identificar los equilibrios horarios del mercado eléctrico partiendo de una representación detallada del parque de generación eléctrica en España y Portugal, así como de las reglas que rigen su mercado.<sup>37</sup> Las simulaciones se realizan para el periodo comprendido entre enero de 2016 hasta octubre de 2017, tomando como datos el resto de datos registrados en este periodo – demanda, hidraulicidad, renovables, precios de la electricidad en los países vecinos y precios de los combustibles. Construyendo escenarios contra-factuales y comparándolos con el escenario factual, se pueden cuantificar los precios y emisiones que se hubieran registrado en ese mismo periodo si no hubiera habido renovables, o si se hubieran cerrado las centrales de carbón, o si su producción se hubiera sustituido con nueva potencia renovable.

Alternativamente, se podrían construir escenarios *futuros* bajo ciertos supuestos sobre demanda, hidraulicidad, renovables, precios a la frontera de las interconexiones y precios relativos de los combustibles. Tal análisis necesariamente exige la formulación de hipótesis sobre el comportamiento futuro de dichas variables.<sup>38</sup>

#### **Escenarios del análisis y resultados**

Los escenarios contemplados para el periodo enero 2016-octubre 2017 son:

1. Escenario Base: status quo en MIBEL
2. Escenario sin EERR: cierre de todas las instalaciones renovables
3. Escenario sin carbón: cierre de todas las centrales de carbón en España
4. Escenario sin carbón más EERR: cierre de todas las centrales de carbón en España e incorporación de 9250MW de potencia eólica y 9250MW de potencia fotovoltaica<sup>39</sup>

---

<sup>37</sup> Esta aplicación fue desarrollada, y es regularmente utilizada, por un equipo de investigación en el Departamento de Economía de la Universidad Carlos III. En [www.eco.uc3m.es/nfabra](http://www.eco.uc3m.es/nfabra) se puede consultar una descripción detallada de *Energeia Simula* y del algoritmo que sustenta sus simulaciones.

<sup>38</sup> El grupo de energía del CAPTE está preparando proyecciones a futuro, que será presentadas en próximas reuniones.

<sup>39</sup> Esta potencia, bajo la hipótesis de una utilización de 2.100h a plena potencia equivalente de la tecnología eólica y de 1.900h de la fotovoltaica, aportaría una energía equivalente a la que produciría la potencia de las centrales de carbón retiradas bajo el supuesto de que esta tecnología tuviera una

El efecto que han tenido las energías renovables sobre el precio del mercado y sobre las emisiones se identifica como la diferencia entre los precios y las emisiones del escenario sin EERR y el escenario base. Igualmente, el efecto del cierre de las centrales de carbón se identifica tomando la diferencia entre los resultados simulados bajo el escenario sin carbón y el escenario base. Por último, la diferencia entre el escenario sin carbón y su sustitución por EERR y el escenario base identifica el efecto del cierre de las centrales de carbón y su sustitución por energías renovables.

En los mercados eléctricos, bajo determinadas circunstancias, las empresas eléctricas pueden tener incentivos a elevar las ofertas de sus centrales por encima de sus costes de funcionamiento si ello redundara en un aumento de su retribución, tal y como ha puesto de manifiesto la literatura económica y la evidencia empírica. Por tanto, para analizar cómo cambios en el mix tecnológico pudieran afectar los equilibrios de mercado, es necesario modelizar el comportamiento estratégico de las empresas eléctricas.<sup>40</sup> Por ello, la comparación entre escenarios se hace tanto bajo el supuesto de comportamiento competitivo (todas las centrales son ofertadas a coste marginal), como de comportamiento estratégico (las ofertas de las centrales responden a la maximización de beneficios de cada grupo empresarial).

También se reportan los resultados de manera desagregada para los años 2017 y 2016: al tratarse de años con condiciones de mercado distintas, los efectos de las renovables o del cierre de las centrales de carbón pueden presentar marcadas diferencias.

### **Efectos de las energías renovables**

#### Sobre los precios mayoristas de electricidad

A continuación se comparan los precios de equilibrio simulados bajo el escenario base y bajo un escenario sin renovables para cuantificar el efecto depresor de precios que las energías renovables tienen sobre el mercado eléctrico.

**Tabla 1: Precios de equilibrio simulados (€/MWh) Año 2017 (enero-octubre)**

	Competitivo	Estratégico
<b>Escenario Base</b>	52.2	54.1
<b>Escenario sin EERR</b>	54.8	58.4
<b>Diferencia</b>	1.9	4.3
<b>Diferencia %</b>	5.0%	8.0%

---

utilización de 3.700h de funcionamiento a plena potencia equivalente. Este supuesto es conservador, porque la nueva potencia eólica que se está instalado tiene un número de horas de funcionamiento superior, por lo que el aumento de la capacidad eólica podría ser menor al aquí contemplado.

<sup>40</sup> El modelo teórico que sustenta las simulaciones se desarrolla en el artículo de investigación De Frutos y Fabra (2012).

**Tabla 2: Precios de equilibrio simulados (€/MWh) Año 2016**

	Competitivo	Estratégico
<b>Escenario Base</b>	42.8	45.84
<b>Escenario sin EERR</b>	47.4	49.1
<b>Diferencia</b>	4.5	3.3
<b>Diferencia %</b>	10.6%	7.1%

La conclusión principal es que, de no haber existido renovables, los precios del mercado eléctrico MIBEL hubieran sido superiores entre un 7% y un 11% en 2017 (enero-octubre), y entre un 5% y un 8% en 2016, en comparación con el escenario base. Como los precios mayoristas representan un 40% del precio final pagado por el consumidor, estos porcentajes implican que los precios finales hubieran sido superiores entre un 2.8% y un 4.4% en 2017 (enero-octubre), y entre un 2% y un 3.2% en 2016, en comparación con el escenario base. En términos absolutos, cada MWh en el mercado eléctrico hubiera sido entre 1.9€ y 4.5€ más caro. Esto hubiera supuesto que, excluyendo el pago de las primas a las renovables, los consumidores hubiéramos pagado entre 1.830M€ y 2.540M€ más en 2017 (enero-octubre) y entre 960M€ y 1.313M€ más en 2016 de lo que hemos pagado por la electricidad gracias al efecto depresor de precios que tienen las renovables sobre el mercado eléctrico.

El impacto de las energías renovables sobre los costes de generación hubiera sido más pronunciado que sobre los precios: si la generación que tuvo origen renovable hubiera tenido origen térmico, el mayor coste de los combustibles fósiles hubiera supuesto incrementos en el coste de la generación eléctrica del orden de 4.240M€ en 2017 (enero-octubre) y 3.360M€ en 2016.

Estas cifras deben de tenerse en cuenta – junto al resto de variables - cuando se evalúan los costes y beneficios para el país de haber impulsado las energías renovables.

#### Sobre las emisiones de carbono

A continuación se comparan, entre escenarios, las emisiones de carbono en la generación eléctrica: escenario base frente a escenario sin renovables. Se reportan los resultados sólo bajo el supuesto de comportamiento competitivo (las emisiones bajo el supuesto de comportamiento estratégico son muy similares).

**Tabla 3: Emisiones de carbono simuladas (MTon) (supuesto competitivo)**

	2017	2016
<b>Escenario Base</b>	73	86
<b>Escenario sin EERR</b>	117	133
<b>Cambio (%)</b>	162%	155%

El haber prescindido de las energías renovables hubiera supuesto una mayor producción de las centrales térmicas contaminantes, y por tanto un aumento de las emisiones de carbono, que se hubieran situado un 62% por encima del escenario base en 2017, y un 55% por encima del escenario base en 2016.

### **Efectos del cierre de las centrales de carbón**

#### Sobre los precios mayoristas de electricidad

Como se detalla en las siguientes tablas, el cierre de las centrales de carbón en España hubiera hecho aumentar los precios en el mercado mayorista de electricidad entre un 3.3% y un 3.6% en 2017 (enero-octubre), y entre un 5.9% y un 8.9% en 2016. Su sustitución por nueva potencia renovable hubiera permitido reducir los precios en el mercado mayorista entre un 0.5% y un 1.5% en 2017 (enero-octubre), y entre un 0.2% y un 3.4% en 2016.

**Tabla 4: Precios de equilibrio simulados (€/MWh) Año 2017 (enero-octubre)**

	Competitivo	Estratégico
<b>Escenario Base</b>	52.2	54.1
<b>Escenario sin carbón</b>	54.1	55.8
<b>Escenario sin carbón más EERR</b>	51.4	54.4

**Tabla 5: Precios de equilibrio simulados (€/MWh) Año 2016**

	Competitivo	Estratégico
<b>Escenario Base</b>	42.8	45.8
<b>Escenario sin carbón</b>	46.6	48.6
<b>Escenario sin carbón más EERR</b>	41.4	45.7

**Tabla 6: Cambios en los precios frente al escenario base (%) (Supuesto competitivo)**

	2017	2016
<b>Escenario sin carbón</b>	3.6%	8.9%
<b>Escenario sin carbón más EERR</b>	-1.5%	-3.4%

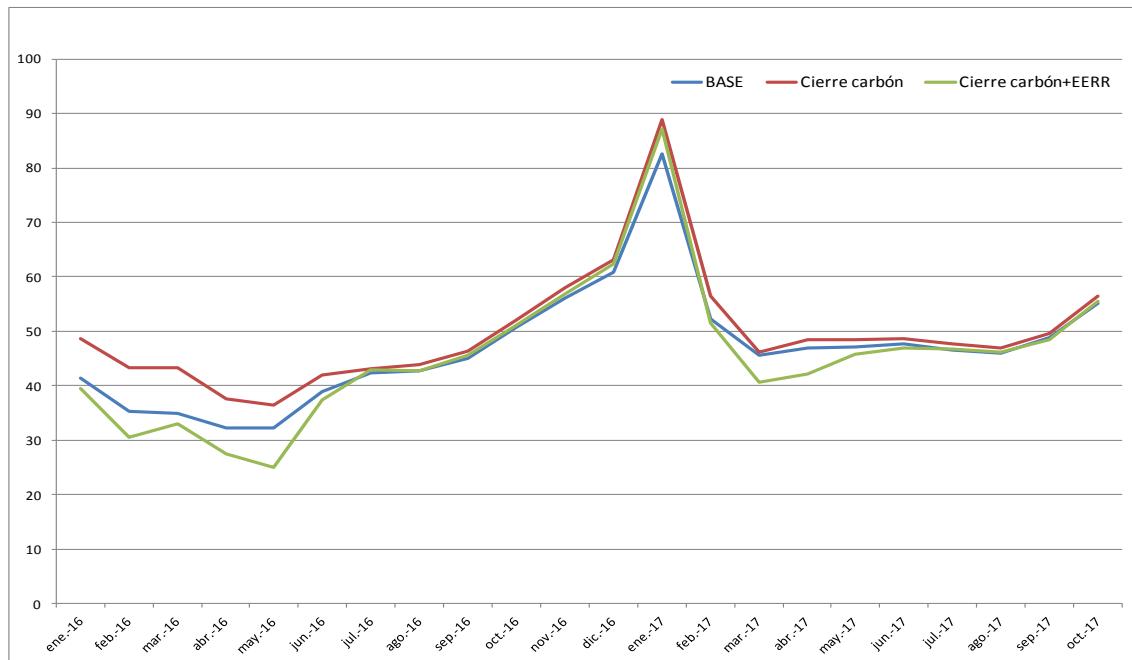
**Tabla 7: Cambios en los precios frente al escenario base (%) (Supuesto estratégico)**

	2017	2016
<b>Escenario sin carbón</b>	3.3%	5.9%
<b>Escenario sin carbón más EERR</b>	-0.5%	-0.2%

La siguiente figura muestra el detalle de los precios mayoristas medios mensuales a lo largo del periodo, bajo el supuesto competitivo, para los escenarios base, escenario sin carbón, y escenario sin carbón y su sustitución por renovables (la figura que muestra los precios bajo el comportamiento estratégico es cualitativamente similar).

**Figura: Media mensual de los precios mayoristas simulados bajo los distintos escenarios (€/MWh) (Supuesto competitivo)**

Enero 2016-octubre 2017



#### Sobre las emisiones de carbono

Por último, el cierre de las centrales de carbón en España hubiera reducido las emisiones de carbono en un 45% en 2017 y en un 52% en 2016, frente al status quo. Su sustitución por nueva potencia renovable hubiera amplificado la reducción de emisiones, hasta alcanzar reducciones del 60% y 64% en 2017 y 2016 respectivamente, frente al status quo.

**Tabla 8: Emisiones de carbono simuladas (MTon) (Supuesto competitivo)**

	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b>Escenario Base</b>	73	86
<b>Escenario sin carbón</b>	40	41
<b>Escenario sin carbón más EERR</b>	29	31

**Tabla 9: Cambios en las emisiones de carbono simuladas frente al escenario base  
(supuesto competitivo)**

	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b>Escenario sin carbón</b>	-45.2%	-52.3%
<b>Escenario sin carbón más EERR</b>	-60.3%	-63.9%

## ANEXO III

### Tablas

**Tabla 1. Evolución de las emisiones totales en España, 1990-2015 (millones de toneladas CO<sub>2</sub>-equivalente)**

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	% 2015
<b>Emis Totales Brutas</b>	<b>288</b>	<b>328</b>	<b>386</b>	<b>440</b>	<b>357</b>	<b>324</b>	<b>336</b>	<b>100%</b>
<i>Evolución en %</i>	99%	113%	133%	151%	123%	112%	115%	
Sistema Energético	213	250	291	346	267	240	255	77%
Procesos industriales	30	32	42	42	41	36	30	9%
Agricultura	35	34	40	37	35	35	36	10%
LULUCF	(-27)	(-28)	(-38)	(-39)	(-38)	(-39)	(-39)	
Residuos	10	12	13	14	14	13	13	4%
<b>Emis Totales Netas</b>	<b>261</b>	<b>300</b>	<b>348</b>	<b>401</b>	<b>319</b>	<b>285</b>	<b>297</b>	

Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de las NNUU sobre cambio climático 2017*

**Tabla 2. Evolución de las emisiones del sistema energético, 1990-2015 (Mill t CO<sub>2</sub>-eq)**

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015	% 2015
Sistema Energético	213	250	291	346	267	240	255	100%
Industrias de la energía	79	87	106	126	75	76	86	34%
Combustión Industria	45	60	59	71	51	40	41	16%
Transporte	59	70	87	103	91	80	83	33%
Otros sectores	26	29	35	42	46	37	40	15%
Emisiones fugitivas	4	4	4	4	3	5	5	2%

Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de las NNUU sobre cambio climático 2017*

**Tabla 3. Evolución de las emisiones del sector eléctrico, 1990-2015 (Mill t CO<sub>2</sub>-eq)**

	1990	1995	2000	2005	2010	2014	2015
Emisiones sector	66	73	91	112	60	63	74
% sobre el total de	23%	22%	24%	26%	17%	20%	22%
% sobre las emisiones	31%	29%	32%	32%	22%	26%	29%

Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de las NNUU sobre cambio climático 2017*

**Tabla4. Evolución del mix eléctrico (%) y emisiones de CO<sub>2</sub> del sector (2007-2015)**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroeléctrica	9,5	7,8	9,4	14,7	10,9	7,3	13,5	14,7	10,5
Nuclear	18,5	19,3	18,2	20,8	19,8	21,0	20,1	20,9	20,7
Carbón	24,8	15,9	12,5	8,3	15,6	19,2	14,7	16,5	20,0
Fuel y gas	3,5	3,4	3,3	3,1	2,5	2,5	2,4	2,4	2,5
Ciclos combinados	24,8	31,8	28,9	23,4	19,3	14,8	10,3	9,5	11,1
Eólica	9,7	11,0	13,8	15,3	15,3	17,3	20,3	19,4	18,2
Solar fotovoltaica	0,2	0,9	2,2	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1	3,1
Solar térmica	0	0	0	0,2	0,7	1,2	1,6	1,9	1,9
Otras renovables	0,9	1,0	1,2	1,2	1,6	1,7	1,9	1,8	1,7
Cogeneración	8,1	8,9	10,5	10,7	11,6	12,1	12,1	9,8	9,5
Residuos	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
<b>Emisiones CO<sub>2</sub> Sector Eléctrico</b>	<b>110</b>	<b>93</b>	<b>77</b>	<b>60</b>	<b>74</b>	<b>79</b>	<b>60</b>	<b>63</b>	<b>74</b>

Fuente. REE, 2016 y Secretaría de Estado de Medio Ambiente, 2017.

**Tabla 5. Comparativa. Evolución de emisiones en la UE y en países de referencia, 1995-2015(millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq)**

	1995	2000	2005	2010	2015
<b>UE-28</b>	5.381	5.271	5.345	4.910	4.452
	100%	98%	99%	91%	83%
<b>Alemania</b>	1.136	1.062	1.015	966	926
	100%	93%	89%	85%	82%
<b>Reino Unido</b>	766	740	725	644	537
	100%	97%	95%	84%	70%
<b>Francia</b>	550	566	569	527	474
	100%	102%	103%	95%	85%
<b>Italia</b>	537	561	588	514	443
	100%	104%	109%	96%	82%
<b>España<sup>41</sup></b>	<b>335</b>	<b>396</b>	<b>452</b>	<b>370</b>	<b>350</b>
	100%	118%	135%	110%	104%

Fuente. Unión Europea. *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook, 2017*

<sup>41</sup> Hay ligeras diferencias entre los datos de la UE correspondientes a España y los que figuran en la comunicación a las NN.UU por parte del Gobierno. Es posible que la causa sea la inclusión en los datos de la UE de las emisiones derivadas de la aviación internacional.

**Tabla 6. Comparativa. Países europeos de referencia, y UE-28, 2015**

<b>UE-28</b>	
CO <sub>2</sub> por persona (kg CO <sub>2</sub> / capita)	7.159
Intensidad de carbono del sistema energético (kg CO <sub>2</sub> /tep)	2.180
Intensidad de CO <sub>2</sub> del PIB (ton CO <sub>2</sub> / millones euros 2010)	270
<b>ALEMANIA</b>	
CO <sub>2</sub> por persona (kg CO <sub>2</sub> / capita)	10.054
Intensidad de carbono del sistema energético (kg CO <sub>2</sub> /tep)	2.579
Intensidad de CO <sub>2</sub> del PIB (ton CO <sub>2</sub> / millones euros 2010)	292
<b>REINO UNIDO</b>	
CO <sub>2</sub> por persona (kg CO <sub>2</sub> / capita)	6.878
Intensidad de carbono del sistema energético (kg CO <sub>2</sub> /tep)	2.310
Intensidad de CO <sub>2</sub> del PIB (ton CO <sub>2</sub> / millones euros 2010)	220
<b>FRANCIA</b>	
CO <sub>2</sub> por persona (kg CO <sub>2</sub> / capita)	5.323
Intensidad de carbono del sistema energético (kg CO <sub>2</sub> /tep)	1.392
Intensidad de CO <sub>2</sub> del PIB (ton CO <sub>2</sub> / millones euros 2010)	169
<b>ITALIA</b>	
CO <sub>2</sub> por persona (kg CO <sub>2</sub> / capita)	6.035
Intensidad de carbono del sistema energético (kg CO <sub>2</sub> /tep)	2.321
Intensidad de CO <sub>2</sub> del PIB (ton CO <sub>2</sub> / millones euros 2010)	236
<b>ESPAÑA</b>	
CO <sub>2</sub> por persona (kg CO <sub>2</sub> / capita)	6.147
Intensidad de carbono del sistema energético (kg CO <sub>2</sub> /tep)	2.222
Intensidad de CO <sub>2</sub> del PIB (ton CO <sub>2</sub> / millones euros 2010)	268

Fuente. Unión Europea. *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook, 2017*

**Tabla 7. Consumo de energía primaria, 2015 (ktep)**

Carbón	14.426	12%
Petróleo	52.434	42%
Gas natural	24.590	20%
<b><i>Subtotal energías fósiles</i></b>		<b><i>74%</i></b>
Nuclear	14.927	12%

<b>Subtotal nuclear</b>		<b>12%</b>
Hidráulica	2.397	2%
Eólica, solar y geotérmica	7.476	6%
Biomasa, biocarburos y residuos renovables	7.371	6%
<b>Subtotal energías renovables</b>		<b>14%</b>
Residuos no-renovables	260	---
Saldo eléctrico (imp-exp)	(-13)	---
<b>TOTAL</b>	<b>123.868</b>	<b>100%</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de las NNUU sobre cambio climático, 2017*

**Tabla 8. Producción interior de energía primaria, 2015 (ktep)**

Carbón	1.202
Petróleo	236
Gas natural	54
Nuclear	14.927
Hidráulica	2.397
Eólica, solar y geotérmica	7.476
Biomasa, biocombustibles y residuos renovables	7.104
<b>TOTAL</b>	<b>33.306</b>
<i>% Dependencia del exterior</i>	73%

Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de las NNUU sobre cambio climático, 2017*

**Tabla 9. Consumo de energía final, 2015 (ktep)**

Carbón	1.160	1%
Gases derivados del carbón	239	---
Productos petrolíferos	42.879	49%
Gas	14.344	16%
Electricidad	19.999	23%
Energías renovables	5.302	6%
<i>Total Usos Energéticos</i>	<i>83.923</i>	<i>95%</i>
<i>Usos no energéticos</i>		5%

Carbón	43	
Productos petrolíferos	3.368	
Gas natural	448	
<b>Total Usos Finales</b>	<b>87.739</b>	<b>100%</b>

Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. *Comunicación al Secretariado de la Convención Marco de las NNUU sobre cambio climático 2017*

**Tabla 10. Evolución del consumo final de energía 1995-2015 (ktep)**

	1995	2000	2005	2010	2015
<b>Consumo de energía</b>	<b>64.030</b>	<b>79.900</b>	<b>97.770</b>	<b>89.080</b>	<b>80.460</b>
<b>Combustible/ producto</b>					
Carbón	2.240	1.770	1.710	1.260	1.310
Derivados petróleo	39.510	46.310	53.460	46.790	40.470
Gas	6.840	12.140	17.980	14.650	13.450
Biomasa y energ. renovab	3.230	3.430	3.720	5.140	4.990
Solar	30	30	60	180	280
Geotérmica	---	10	10	20	20
Electricidad	12.120	16.210	20.830	21.050	19.950
<b>Sectores</b>					
Industria	20.540	25.380	30.980	21.450	18.920
Transporte	26.440	33.230	39.900	37.190	33.600
Residencial	10.010	12.000	15.130	16.920	14.880
Servicios	4.330	6.710	8.420	9.800	10.040
Agricultura y Pesca	2.200	2.570	3.110	2.240	2.490
Otros	510	---	190	1490	550

Fuente. Unión Europea. *EU Energy in Figures. Statistical Pocketbook, 2017*

**Tabla 11. Sector eléctrico peninsular. Potencia instalada y cobertura de la demanda, 31-12-2016**

	Potencia instalada MW	(%) Cobertura de la
Nuclear	7.600	22,2
Carbón	9.500	13,9

Ciclos combinados	24.900	10,2
Cogeneración	6.700	10,2
Residuos	700	1,2
Eólica	22.900	18,7
Hidráulica	20.300	14,2
Solar fotovoltaica	4.400	3,0
Solar térmica	2.300	2,0
Otras renovables	700	1,4
Saldo importador		3,0
<b>TOTAL</b>	<b>100.059 MW</b>	<b>100%</b>

Fuente: REE, 2016

**Tabla 12. Situación de las centrales térmicas de carbón en España en 2015**

		Propietario	Localización	Emisiones CO <sub>2</sub> (MtCO <sub>2</sub> )	Producción (GWh)	Cumplimiento Directiva Emisiones Industriales
1	As Pontes 1, 2, 3 y 4	Endesa	Galicia	7,54	8,286	Si
2	Carboneras	Endesa	Andalucía	6,44	7.715	Si
3	Aboño 1 y 2	EDP	Asturias	7,55	6.375	Si
4	Los Barrios	Viesgo	Andalucía	3,50	3.992	Si
5	Meirama	Gas Natural	Galicia	3,02	3.299	Si
6	Soto de la Ribera 2 y 3	EDP	Asturias	2,93	3.213	Si
7	Guardo 1 y 2	Iberdrola	Castilla y León	1,78	-	Si
8	Lada 3 y 4	Iberdrola	Asturias	1,76	-	Si
9	Compostilla 2, 3, 4 y 5	Endesa	Castilla y León	4,23	-	No
10	Teruel 1,2 y 3	Endesa	Aragón	4,66	-	No
11	Alcudia II	Endesa	Illes Balears	1,99	-	No
12	Narcea 1, 2 y 3	Gas Natural	Asturias	1,79	-	No
13	La Robla 1 y 2	Gas Natural	Asturias	2,59	-	No
14	Anllares	50% Endesa y 50% Gas Natural	Castilla y León	0,73	-	No
15	Puente Nuevo 3	Viesgo/EON	Andalucía	1,59	-	No

**Nombre de central Capacidad Instalada (MW)**

**Excepciones**

**Tabla 13. Las diez empresas más emisoras de España. Porcentaje de emisiones sobre las fuentes fijas (EU ETS) y sobre el total nacional**

Empresas	Emisiones GEI en 2015 (tmeqc)	Porcentaje sobre el total nacional de emisiones de fuente fija en 2015 (%)	Porcentaje sobre el total nacional de emisiones (fijas +difusas) en 2015 (%)
<b>Endesa</b>	33.346.960	24,32	9,83
<b>Repsol + Petronor</b>	13.071.258	9,53	3,85
<b>Gas Natural/Fenosa</b>	12.957.565	9,45	3,82
<b>Hidrocantábrico</b>	10.620.968	7,74	3,13
<b>ArcelorMittal</b>	6.436.224	4,69	1,90
<b>E.ON</b>	5.353.429	3,90	1,58
<b>Cepsa</b>	4.828.684	3,52	1,42
<b>Cemex</b>	3.479.770	2,54	1,03
<b>Iberdrola</b>	2.661.529	1,94	0,78
<b>Cementos Portland</b>	2.450.290	1,79	0,72
<b>TOTAL 10 PRIMERAS</b>	95.206.677	69,43	28,06

Fuente: Observatorio de la Sostenibilidad, 2017