

La transición energética en Francia

Álvaro Hermana, Roberto

Larrea Basterra, Macarena

Diciembre 2018

Cuadernos Orkestra nº 44

Roberto Álvaro Hermana

*Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad
C/ Hermanos Aguirre nº 2. Edificio La Comercial, 2ª planta
48014 Bilbao (Bizkaia)
Teléfono: +34 944.139.003 ext. 3250
E-mail: roberto.alvaro@orquestra.deusto.es*

Macarena Larrea Basterra

*Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad
C/ Hermanos Aguirre nº 2. Edificio La Comercial, 2ª planta
48014 Bilbao (Bizkaia)
Teléfono: +34 944.139.003 ext. 3246
E-mail: macarena.larrea@orquestra.deusto.es*

Códigos JEL: L1, L94, P28.

Palabras clave: transición energética, Francia, política energética, regulación.

Las opiniones, análisis y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores y no necesariamente de las instituciones a las que pertenecen. Cualquier error es únicamente atribuible a los autores.

El equipo de trabajo quiere agradecer a todas las personas que han colaborado en este estudio y en su revisión; y muy especialmente a Jorge Fernández Gómez, María Asunción Angulo Mansilla, Jaime Menéndez Sánchez, Andreas Rüdinger, Jacques Le Cacheux y Benoît Esnault.

© Instituto Vasco de Competitividad - Fundación Deusto



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

La transición energética en Francia

En este documento se realiza un análisis de la evolución, la situación y los objetivos del proceso de transición energética en Francia. El análisis se centra inicialmente en la estructura energética y en los principales sectores energéticos. A continuación, se profundiza en la evolución de los precios de los derivados del petróleo, la electricidad y el gas natural, comparando su situación con la de otros países europeos. El estudio concluye con una revisión de la Ley de Transición Ecológica para un Crecimiento Verde, incluyendo sus precedentes y la legislación generada a partir de esta Ley.

This document analyses the evolution, the current situation and the objectives of the energy transition process in France. The analysis focuses initially on the energy structure and the main energy sectors. It then takes a look at the evolution of energy prices, including those of oil products, electricity and natural gas, comparing it to the trends observed in other European countries. The last section of the report reviews the Law of Energy Transition for Green Growth, including its precedents and the legislative pieces developed since its approval.

Dokumentu honetan, Frantziako energia trantsizioaren bilakaera, egoera eta etorkizuneko helburuak aztertzen dira, bereziki eremu metropolitarrari dagokionez. Lehenengo, herrialdearen energia egitura eta energia sektore nagusiak lantzen dira. Ondoren, petrolioaren eratorrien prezioen, elektrizitatearen eta gas naturalaren bilakaeran sakontzen da eta herrialdearen egoera Europako beste herrialde batzuetakoarekin alderatzen da. Amaitzeko, Energia Trantsiziorako Ekologia Trantsizioko Legea aztertzen da, aurrekariak eta Lege hori garatzeko sortu den legeria ere barne hartuta.

RESUMEN EJECUTIVO

Introducción

Francia fue un país pionero en la transformación de su sistema energético como respuesta a la crisis energética global que tuvo lugar a principios de los años 70. Así, su actual estructura energética es esencialmente el fruto de las decisiones políticas tomadas a raíz de la crisis del petróleo de 1973. Estas buscaban una reducción de las importaciones y de la dependencia del petróleo, lo que dio lugar a un cambio radical en el mix de generación de electricidad, cuya base pasó a estar formada por un potente parque de centrales nucleares complementado por una generación hidráulica que se reforzó mediante el desarrollo de centrales de bombeo. Este cambio conllevó un proceso inversor en instalaciones nucleares que se prolongó durante más de dos décadas. Las primeras de estas instalaciones, que están llegando a los 40 años de funcionamiento, se encuentran en el foco de un debate sobre la extensión de su vida, el desarrollo de nuevas plantas y la tecnología en sí.

Frente a países de su entorno como Alemania y Reino Unido, que cuentan con importantes reservas de combustibles, de carbón y de petróleo y gas natural respectivamente, los principales recursos autóctonos de Francia son la generación nuclear y la generación hidroeléctrica.

Estos recursos han permitido obtener un precio de la electricidad reducido con implicaciones sobre la competitividad empresarial, generar energía eléctrica con bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), alcanzar mayores niveles de electrificación de la demanda final de energía, adoptar un papel en Europa occidental de exportador de electricidad gracias a la elevada capacidad de interconexión con los sistemas eléctricos vecinos y desarrollar una potente industria, energética en general y nuclear en particular.

En los últimos años, Francia ha asumido como principios directores de su estrategia energética y de sostenibilidad medioambiental un cierto liderazgo en el ámbito internacional en el esfuerzo por reducir las emisiones de GEI (plasmado, p. ej., en su participación activa para alcanzar el Acuerdo de París) y la necesidad de llevar a cabo un nuevo proceso de transición energética. Esta vez la transición es hacia un modelo con mayor penetración de las energías renovables y con mayor eficiencia energética, en línea con los objetivos de la Unión Europea.

La Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde (LTECV), de 2015, en parte consecuencia de un intenso proceso de debate público, ha sido el más reciente y firme de los pasos dados por Francia en su objetivo a largo plazo de modificar su sistema energético. La LTECV recoge y amplía sus anteriores compromisos nacionales

e internacionales, agranda el marco de la transición energética a una transición ecológica y empodera a la administración local, a las empresas y a los ciudadanos para tomar parte activa en el proceso de transformación del sistema energético. La Ley es abierta, flexible y deja importantes aspectos por abordar en los próximos tiempos, particularmente aquellos relacionados con el papel que jugarán el sector nuclear y el sector renovable a medio y largo plazo, por lo que es de prever la necesidad de nuevos debates que evalúen los avances realizados y culminen su desarrollo.

Tomando como punto de partida la LTECV, puede considerarse que los grandes pilares de la transición energética actualmente en marcha en Francia son (1) una transformación gradual del mix energético, manteniendo la energía nuclear como el eje central de la política energética y medioambiental en el corto y medio plazo, garantizando la seguridad de suministro; (2) la utilización de herramientas fiscales (como el precio del carbono) y otras herramientas, como los presupuestos del carbono, para inducir cambios en el comportamiento de los agentes económicos y fomentar la utilización de tecnologías menos emisoras de GEI; (3) el fomento de la economía circular y de la eficiencia en el consumo en lo relativo al uso y aprovechamiento de los recursos energéticos locales; (4) el énfasis en los sectores de la eficiencia energética, de las energías renovables y de la economía circular como vectores de especialización y de creación de empleo; (5) la participación activa de las administraciones regionales (departamentos y regiones) y locales en el proceso de transformación del sistema energético y el desarrollo de la economía circular; (6) el mantenimiento de la competitividad de la economía como un objetivo principal a través de un precio reducido de la energía; y (7) la implementación de programas de apoyo a los segmentos de consumidores (empresas y hogares) más afectados por la transformación del sistema energético.

Objetivos de la transición energética en Francia

La comparación entre la situación actual del Energiewende alemán y la del proceso de transición ecológica en Francia aporta información que permite ilustrar el debate sobre cómo las dos principales potencias económicas de la Europa continental afrontan sus respectivas transiciones energéticas.

Sobre el papel, los objetivos generales de ambos procesos no difieren sustancialmente. A medio y largo plazo, en ambos países se busca reducir de forma significativa las emisiones de GEI, garantizar la seguridad de suministro, incrementar el empleo y la especialización en la industria de las energías renovables y aumentar la eficiencia energética. Todo esto se está llevando a cabo en ambos países con un

apoyo político y social bastante amplio y estable, aspecto muy relevante en procesos económicos con horizontes temporales tan largos.

Existen diferencias en la estrategia que siguen estos dos países para intentar alcanzar sus respectivos objetivos medioambientales, consecuencia de la relevancia relativa dada a cada uno de ellos y de los medios y herramientas empleados. Probablemente la mayor diferencia radica en el tratamiento de la energía nuclear, pilar básico de ambos sistemas energéticos en las últimas décadas que ambos países buscan reducir, y en el tipo de instrumentos que ha elegido cada país para implementar la transición desde los combustibles fósiles hacia las energías renovables.

La estrategia alemana está más centrada en un rápido desarrollo de las energías renovables para minimizar los potenciales efectos perniciosos del cierre nuclear programado para el año 2022, con el fin de garantizar la seguridad de suministro y la reducción de emisiones de GEI. Dicho desarrollo se basa en un amplio abanico de normativa y reglamentación que, según algunas voces cada vez más extendidas, no están resultando eficaces. Por el contrario, en Francia, donde la normativa desplegada es también muy abundante, la eficiencia energética y la reducción de emisiones de GEI para alcanzar la neutralidad de carbono están teniendo un papel preponderante en su estrategia energética y medioambiental a corto y medio plazo.

La posible evolución del mix eléctrico a medio plazo también está dando lugar a estrategias distintas en estos países. Mientras que en Alemania el carbón autóctono (principalmente lignito) supone un problema para el cumplimiento de sus objetivos de emisiones a corto y medio plazo y se debate en la actualidad la posibilidad de fijar una fecha para un “apagón del carbón” que seguiría al “apagón nuclear”, en Francia es la fuerte industria nuclear la que plantea dudas sobre el modelo energético a más largo plazo. Ello se debe a que no está definido claramente cuál será su papel, más allá del objetivo cuantitativo que inicialmente fijó la Ley de limitar al 50% la cuota nuclear en la producción de electricidad en 2025 y que en 2017 fue pospuesto sin que se fijase una fecha de cumplimiento alternativa.

Con independencia del devenir de esta industria, y dadas las diferencias en los recursos energéticos disponibles en ambos países (por ejemplo, la eólica marina en Alemania frente a la hidráulica en Francia), es de esperar que mantengan modelos energéticos bastante diferenciados a medio y largo plazo y cuya evolución estará determinada por las decisiones políticas actuales y por la actitud de los ciudadanos hacia el proceso de transición energética.

La evolución de Francia en el cumplimiento de sus objetivos nacionales e internacionales en materia energética y medioambiental ha sido muy dispar. En general, puede afirmarse que aun siendo posible que la economía francesa no cumpla con todos sus objetivos a 2020, las medidas adoptadas han creado una

tendencia que, con actuaciones adicionales que se desarrollen en el futuro, permitan cumplirlos en el medio y largo plazo.

Cabe destacar que Francia cuenta con objetivos internos de reducción de emisiones de GEI más exigentes que sus compromisos internacionales basados en el denominado presupuesto de carbono, introducido en la LTECV. Por un lado, los objetivos de reducción de emisiones de GEI y de emisiones contaminantes se han cumplido con antelación o están en vías de alcanzarse. Por otro, los objetivos de introducción de energías renovables progresan con gran retraso en los sectores de calefacción/refrigeración y de generación de energía eléctrica. Tampoco se ha logrado la reducción de demanda que se podría esperar a estas alturas del periodo de cumplimiento del objetivo de eficiencia energética. En este sentido, Francia es consciente de la necesidad de implementar medidas para abordar este objetivo tanto en el ámbito industrial como en el doméstico/terciario.

El papel incierto del sector nuclear a medio y largo plazo

El sector nuclear tiene una importancia trascendental en Francia, ya que supone la principal fuente de generación eléctrica del país. Aunque la materia prima (uranio) ha dejado de ser un recurso autóctono desde comienzos del siglo XXI, Francia continúa apostando y desarrollando con fuerza toda la cadena de valor del recurso nuclear, incluyendo el tratamiento de la materia prima y la gestión de los residuos.

Puede destacarse que en 2012 reemplazó su antigua planta de enriquecimiento, proceso no desarrollado por todos los países con centrales nucleares y que constituye un elemento diferenciador del sector nuclear francés. Con todo, y de forma común a todos los países con este tipo de centrales, los residuos de mediana y larga actividad y vida larga aún carecen de una solución de gestión permanente. Está previsto que se solicite una autorización para crear el centro de almacenamiento para estos recursos, CIGEO, en 2019.

Los grupos nucleares franceses se están acercando al final de los cuarenta años de vida útil para los cuales fueron construidos. Para prolongar su funcionamiento es necesario que pasen el denominado cuarto examen decenal, lo que requerirá que sean coherentes con los objetivos operativos, de seguridad y mejores prácticas a nivel internacional de los nuevos reactores en construcción. El primero de estos exámenes se llevará a cabo en 2019 en el reactor 1 de la central de Tricastin. En total, entre 2019 y 2030 deberán pasar por este examen 32 reactores de 900 MW para poder prolongar su vida útil.

Cabe destacar aquí que el parque nuclear francés es muy homogéneo, lo que implica, según la Autorité de sûreté nucléaire, que un fallo/riesgo en un reactor puede convertirse en un fallo/riesgo sistémico que afecte a otros reactores, provocando el

cierre de múltiples centrales. Un caso de esta naturaleza ocurrió en 2015 con la parada inmediata de 5 centrales por la detección de un problema de fabricación de una parte del recipiente del reactor, problema que afectaba a un total de 18 reactores. Así, esta incidencia, unida a otras indisponibilidades recientes por problemas diversos en varias centrales nucleares francesas, puede marcar la futura estrategia nuclear francesa si prevalece la idea y la percepción de que el parque nuclear francés está sujeto a riesgos operativos sistémicos significativos.

La estrategia sobre el peso de la energía nuclear en el proceso de transición energética en el horizonte 2050 (y, tal vez, a más largo plazo) aún está por determinar más allá de los dos objetivos ya señalados en la LTECV: no superar los actuales 63,2 GW de potencia nuclear y reducir al 50% la generación nuclear sobre la demanda total. Sin embargo, no hay un objetivo concreto de reducción de la demanda eléctrica, al contrario que en países como Alemania. Esto puede llevar a que el objetivo de reducir al 50% la presencia nuclear se consiga mediante un aumento de la producción renovable junto con una mayor electrificación del consumo energético (por ejemplo, la penetración del vehículo eléctrico y la calefacción eléctrica), en lugar de construir nueva potencia nuclear, escenario defendido por EDF. En todo caso, lograr una mayor penetración de la electricidad en el transporte y la calefacción y refrigeración son dos de las grandes tendencias que se prevén a futuro.

Actualmente solo está aprobado el cierre de los dos reactores de Fessenheim, los más antiguos en funcionamiento, para hacer hueco al nuevo reactor de tercera generación EPR (European Pressurized Reactor o Evolutionary Power Reactor) de Flamanville y cumplir así con el límite de 63,2 GW. El Gobierno de Macron ha aplazado a 2035 el objetivo de llegar al 50% de demanda eléctrica nuclear, aunque aún no existe un consenso político sobre esta cuestión. Esta situación, unida al suministro de reactores EPR al que EDF se ha comprometido en el ámbito internacional y a las propuestas de alargar la vida útil de las centrales existentes, refleja un panorama nuclear imprevisible a medio y largo plazo que tendrá consecuencias sobre la estructura de la energía final.

Cabe destacar aquí que la opinión pública francesa sobre la generación nuclear, tradicionalmente y aún hoy favorable a la misma, se vio afectada negativamente por el accidente de Fukushima (Japón) en 2011. Pese a todo, aunque existe una mayor sensación de inseguridad con respecto a los accidentes nucleares, otros problemas medioambientales, como el cambio climático o la contaminación del aire, resultan más preocupantes para la opinión pública francesa. En este sentido, la percepción imperante es que, a largo plazo, son las energías solar y eólica las que permitirán luchar mejor contra estos problemas y lo harán a un menor coste, especialmente en el caso de la energía solar. En definitiva y a diferencia del caso alemán, hay un apoyo

generalizado a la reducción del peso de la energía nuclear en Francia, pero también a hacerlo de forma pausada y no precipitada.

Combustibles fósiles y el precio del carbono

El sector de los combustibles fósiles en Francia está marcado por su elevado peso dentro de la estructura energética del país, especialmente en el sector del transporte, y la casi inexistente producción interna de estas materias primas, lo que lastra la balanza comercial francesa, como ocurre en casi todas las economías europeas.

Reducir su uso en todos los sectores, por sus efectos macroeconómicos y por su contribución a las emisiones de GEI y de contaminantes, es una de las históricas líneas de actuación de la política energética francesa y sigue siéndolo dentro de su estrategia de transición energética actual. La política de largo plazo de reducción del consumo de combustibles emisores de GEI y de contaminantes se plasma en una estrategia basada en la utilización de herramientas fiscales (componente del carbono en los precios de los consumos energéticos finales en sectores difusos), en el cierre progresivo de centrales de carbón, en el fomento de combustibles alternativos en sectores distintos al de la generación de energía eléctrica (biocombustibles, biomasa e hidrógeno, por ejemplo) y en el desarrollo de programas de innovación en nuevas tecnologías y equipamientos energéticamente eficientes.

Dentro de este proceso de reducción de la demanda de combustibles fósiles se han producido cambios importantes en el tejido industrial del país. Uno de los más significativos ha sido el cierre de cuatro refinerías en el territorio de la Francia metropolitana desde 2009, las mismas que en Europa en el mismo periodo. Este cierre ha sido achacado a la baja competitividad de las refinerías francesas y ha conllevado un descenso en las importaciones de crudo. A pesar de que ha supuesto también un aumento de las importaciones de derivados del petróleo, especialmente de diésel, podría ser un indicador de la tendencia a largo plazo del consumo interno de petróleo.

El gas natural puede jugar un papel de pivote en esta transformación, dando soporte a la sustitución del carbón por las energías renovables en la generación de energía eléctrica. Su empleo en el ámbito global también está abocado a descender, aunque en menor medida y a más largo plazo que el del carbón y los derivados del petróleo, siendo esa la tendencia actual en Francia.

La reducción necesaria en el uso de combustibles fósiles para limitar o reducir las emisiones de GEI se está abordando a través de diversos frentes. Un pilar central en la estrategia de “descarbonización” de la economía es la introducción de un componente (o precio común) de carbono en los impuestos a los combustibles en sectores difusos. Este componente carbono afecta a todos los consumidores, salvo a

profesionales exentos y a los sectores ya afectados por el mecanismo de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea.

El componente incorpora así una parte de los costes externos de las emisiones de GEI a los precios de los consumos energéticos, generando una señal económica. Su importe supera ampliamente en la actualidad el precio de mercado de los derechos de emisión de CO₂ de la UE y seguirá una senda ascendente y muy pronunciada a lo largo de los próximos años .

Respecto al suministro de combustibles fósiles, cabe señalar que Francia ha realizado un importante esfuerzo por diversificar el origen de sus importaciones de este tipo de combustibles a raíz de la crisis del petróleo de 1973. En dicho año el 95% de sus importaciones de crudo provenían de países miembros de la OPEP, mientras que en la actualidad suponen el 56%. El suministro de gas natural está algo menos diversificado y proviene en buena medida a través de gasoductos mediante los que llega a Francia gas noruego, holandés o ruso, principalmente, contando además con cuatro terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) y con planes en marcha para incrementar su capacidad.

La tradicional política de apoyo al consumo de diésel, que ha potenciado la especialización de la industria francesa en la fabricación de estos motores, ha generado un diferencial en la balanza comercial francesa: así, Francia es importadora neta de diésel, mientras que es exportadora neta de gasolina. No es de esperar que esta situación cambie con el tiempo, pero sí que el diferencial de consumo diésel-gasolina se mantenga o incluso se reduzca.

La estrategia de incentivación del cambio de las tecnologías energéticas a través de las señales fiscales se complementa, en el sector de generación de energía eléctrica, con la continuación del proceso de cierre de las centrales de carbón, ya destacable entre los años 2013 y 2015, y cuya conclusión está prevista para el año 2022. En el sector industrial, se busca continuar incrementando la eficiencia energética y el desarrollo de productos cuya fabricación suponga menos emisiones de GEI a través del fomento de la innovación.

En el sector residencial y comercial se proyecta reducir las emisiones de GEI a través de nuevos equipamientos y rehabilitaciones que induzcan mejoras en el consumo energético de los edificios, especialmente en cuanto a climatización se refiere, además de continuar incrementando el peso de la biomasa y la electricidad.

En el transporte, el objetivo es continuar aumentando el porcentaje de biocombustibles en la gasolina y el diésel; aumentar el porcentaje de vehículos de energías alternativas en el transporte por carretera ; fomentar alternativas al vehículo individual, como el vehículo compartido y la movilidad a pie y en bicicleta; y mejorar

la competitividad del transporte de mercancías ferroviario y fluvial para desplazar a estas vías parte del transporte de mercancías por carreteras.

Finalmente, y como alternativas futuras al uso de combustibles fósiles, Francia ha lanzado dos líneas de desarrollo tecnológico e innovación centradas en el biogás y el hidrógeno. El biogás está actualmente ya integrado en la matriz energética francesa, habitualmente en combinación con el gas natural, y se pretende continuar incrementando su penetración en usos finales. Por otra parte, el hidrógeno se contempla como una opción para flexibilizar la demanda energética y almacenar los excedentes de electricidad, habiéndose lanzado en 2018 un plan para su desarrollo a medio plazo. La captura y almacenamiento de carbono, aunque no se descarta como tecnología energética y aparece como requisito imprescindible para la construcción de nuevas centrales de carbón, no figura entre las prioridades de la política energética francesa.

Penetración de energías renovables en distintos sectores

Francia comparte con el resto de Europa el empleo del sector renovable como clave para continuar reduciendo las emisiones de GEI y facilitar el desplazamiento del consumo de combustibles fósiles, teniendo un ambicioso objetivo de alcanzar un 23% de energía renovable en su consumo bruto de energía final en 2020. Pese a esto, la estrategia francesa de fomento de este tipo de fuentes energéticas no pasa por un incremento espectacular de su peso en la generación de energía eléctrica en el corto plazo, como es el caso de muchos países como Reino Unido, España y, de forma destacable, Alemania, sino por la puesta en marcha de programas dirigidos específicamente a incrementar su peso en cada uno de los sectores (transporte, electricidad y calefacción y refrigeración).

Esto resulta más evidente cuando se analiza un desglose por sectores. En Francia, aunque el sector del transporte está en la línea de alcanzar o incluso superar el objetivo del 10,5 % de integración de renovables (superior al mínimo del 10% marcado por la UE), en la generación eléctrica y en los consumos para calefacción y refrigeración (27 % y 33 % respectivamente) aún se está lejos de llegar a las metas inicialmente planteadas a 2020 . Es de prever que la consecución del objetivo global, que aún está lejos, pase por un aumento en el peso de las renovables en el sector del transporte que permita aliviar el resultado del resto de sectores.

Esta dificultad para cumplir los objetivos marcados por la Unión Europea es especialmente relevante en la generación eléctrica, donde las renovables se enfrentan a mayores retos que en otros países de su entorno. Por un lado, los costes de generación del parque nuclear y la estructura de su mercado energético, con una gran concentración de la oferta y la demanda, dificultan que las fuentes de energía

renovables alcancen la paridad de mercado y participen en el mismo. Además de esto, hasta la fecha han existido ciertas trabas administrativas al despliegue de renovables que se han intentado aliviar con la LTECV, y la penetración de la energía eólica se enfrenta a una barrera debido a una percepción social negativa de la instalación de parques de aerogeneradores en lugares cercanos a las viviendas y localidades.

La calefacción ha sido la vía tradicional para la integración de las renovables en Francia, especialmente gracias a la biomasa, no habiendo perspectivas de que esto cambie a corto y medio plazo. El empleo de biomasa sólida ha estado respaldado por ayudas para la renovación de equipos poco eficientes en su aprovechamiento y por una normativa que obliga a no superar un cierto umbral de consumo energético en la nueva vivienda, además de por ayudas a las mejoras en la eficiencia energética en edificios existentes. Gracias a esto ha aumentado la proporción de edificios que emplean biomasa en calefacción, mientras que su consumo total se ha mantenido estable en el tiempo.

El uso de biomasa sólida en generación eléctrica es limitado, con una tendencia a ser desplazada por el biogás. La estrategia respecto a este último combustible se basa en aumentar y diversificar considerablemente su empleo, limitando a su vez, al igual que para el resto de los biocombustibles, la fracción proveniente de cultivos alimentarios de acuerdo con lo establecido en la normativa comunitaria. Su utilización a partir de residuos de explotaciones ganaderas y agrícolas, así como de los centros de residuos y de tratamiento de aguas, se contempla como una parte central en la estrategia de competitividad de estas instalaciones.

Por otro lado, se ha fijado también el objetivo de que el biogás suponga un 20% del consumo de gas natural vehicular para 2023, en aras de profundizar en las energías alternativas en el transporte. No es de prever, no obstante, que el empleo de biocombustibles en mezcla con la gasolina y el diésel vaya a verse desplazado como principal fuente de energía renovable en el transporte en el medio plazo.

Sector eléctrico dependiente del futuro nuclear

La electricidad supone una cuarta parte de la demanda de energía final en Francia, un porcentaje superior al del resto de economías de la zona y cuyo empleo manifiesta una tendencia creciente. La electrificación de la demanda final de energía se ha visto favorecida por unos precios de la electricidad que se han mantenido estables y reducidos en el tiempo, gracias fundamentalmente al parque de centrales nucleares y a las políticas (en parte basadas en un cierto intervencionismo sobre los precios) de apoyo a los sectores industriales electrointensivos.

El fomento del uso de la electricidad en la demanda final ha llevado a que una tercera parte de la calefacción sea eléctrica, así como a que haya en Francia una parte creciente de bombas de calor e instalaciones de agua caliente sanitaria eléctricas. Ello provoca que los picos de la demanda eléctrica en invierno sean elevados y que la seguridad de suministro se vigile en particular en dichas fechas.

La seguridad del suministro eléctrico se ha abordado sobre la base de tres frentes principales: una cuidada planificación de las centrales nucleares, el desarrollo de las interconexiones eléctricas y la puesta en marcha de un mercado de capacidad.

La planificación de las centrales nucleares es un aspecto fundamental habida cuenta de que el parque nuclear suministra casi tres cuartas partes de la generación eléctrica francesa. Esta incluye aspectos como la gestión de las paradas de mantenimiento y el control de la edad del combustible nuclear para la regulación del sistema eléctrico. Aunque en general no ha habido problemas graves de planificación, sí se han producido diversos incidentes en la generación nuclear que han puesto a prueba la resiliencia del sistema eléctrico francés. Aunque estos sucesos no han dado lugar a problemas de seguridad de suministro, sí han provocado importantes aumentos puntuales, y ocasionalmente temporales, en el precio de la electricidad en Francia y en los países vecinos, debido a su integración con el resto de mercados nacionales europeos.

Las interconexiones eléctricas conforman otro de los pilares de la política energética de Francia. En condiciones de demanda moderada y normal funcionamiento del sistema eléctrico, Francia es un país con un perfil exportador a todos los países de su entorno (salvo Alemania), debido al menor precio de la electricidad y a la necesidad de mantener constante la generación de sus centrales nucleares, que hace que se utilicen las interconexiones como fuente de modulación y flexibilidad. Cuando sus países vecinos generan una gran cantidad de energía renovable, esta situación se invierte y Francia pasa a importar energía de los mismos, particularmente de Alemania. Finalmente, en caso de que Francia afronte situaciones excepcionales, como una punta de demanda en invierno o un cierre no programado de múltiples centrales nucleares, Francia importa una gran cantidad de energía de los sistemas vecinos.

Junto con la capacidad de regulación de la generación eléctrica, la gestión de la demanda ha sido otro soporte tradicional del equilibrio del sistema. Francia perdió la mitad de sus 6 GW de interrumpibilidad entre los años 2000 y 2015 por el cierre de grandes instalaciones industriales, la salida progresiva de los consumidores industriales de las tarifas reguladas y la subida del precio del diésel, que se empleaba anteriormente para alimentar a las industrias que ofrecían servicios de interrumpibilidad. En este sentido hay un objetivo de recuperar el nivel anterior de capacidad de respuesta para el año 2023. En paralelo, para garantizar la seguridad

de suministro eléctrico ante una generación renovable intermitente creciente y especialmente ante puntas de demanda en invierno, Francia ha optado por crear un mercado de capacidad.

Este mercado de capacidad entró en funcionamiento en enero de 2017. Está en sintonía con lo realizado previamente por Reino Unido y lo recomendado en cuanto a mecanismos de capacidad se refiere, a largo plazo, por la Comisión Europea. No obstante, países como Alemania, Bélgica, Dinamarca y Suecia han optado por emplear una reserva estratégica, otra opción para garantizar la seguridad de suministro distinta de los mercados de capacidad. Para este tipo de mecanismos, que deben ser aprobados por las autoridades de competencia de la Comisión Europea, se están proponiendo reglas comunes de aplicación a escala europea con el objeto de compartir recursos y reducir costes, y en los propios mecanismos nacionales se contempla la participación, presente o futura, de centrales de generación extranjeras.

Precios de la energía en el promedio o por debajo de sus vecinos

Francia es un país que se caracteriza por que los precios de la energía se encuentran en general en el promedio de sus vecinos o por debajo del mismo. Esto le confiere una posición favorable a la industria francesa que compite en los mercados internacionales.

El nivel de precios de los derivados del petróleo se encuentra en ese promedio, con una elevada fiscalidad para los carburantes e históricamente mayor en la gasolina que en el gasóleo. No obstante, las diferencias están reduciéndose como consecuencia del “componente carbono” y del ajuste de la fiscalidad diésel-gasolina. En todo caso, los impuestos sobre estas energías constituyen una de las principales fuentes de recursos del Gobierno francés en comparación con los impuestos sobre el gas o la electricidad.

En el caso de la electricidad, en Francia sus precios finales son inferiores a los de otros países de su entorno, tanto antes como después de impuestos y tanto para los consumidores domésticos como para los industriales. Este diferencial se ha mantenido tras la desaparición de las tarifas reguladas para medianos y grandes consumidores.

Esto es posible gracias a que, además de unos precios reducidos de la electricidad en el mercado, los peajes de red y los impuestos resultan muy inferiores al del resto de países. De esta manera, no hay un único factor que beneficie a los consumidores franceses respecto a los de otros países de su entorno, sino un conjunto de medidas y decisiones políticas previas, aprobadas por la UE, y un mix eléctrico con instalaciones que permiten al sistema energético francés ofrecer precios relativamente reducidos en comparación con los otros países del entorno.

Se aprecia una creciente preocupación ante la necesidad de proceder a nuevas inversiones en potencia instalada que podría hacer que Francia perdiera esa posición tan ventajosa que mantiene en términos de precios de la electricidad. En este sentido, los actuales niveles de precios no envían las señales deseables para avanzar en una sustitución de las tecnologías de generación. Sin embargo, los objetivos establecidos por la Unión Europea resultan vinculantes para el país, con lo que se deberá seguir haciendo un esfuerzo para lograr una mayor penetración de las fuentes de energía renovable en el mix eléctrico.

En el caso del gas, destaca el peso relativamente reducido de la carga fiscal, lo que permite a Francia mantener un nivel intermedio-bajo de los precios en comparación con los países de su entorno una vez incluidos todos los impuestos.

Existe un riesgo inherente en el sistema energético francés ligado a situaciones de precios muy elevados de la energía, en particular del gas natural, que se puede materializar de dos maneras. En primer lugar, el precio puede crecer por un aumento del precio del gas natural en otros mercados europeos o por precios spot elevados del GNL en momentos de escasez de gas en el mercado francés. En segundo lugar, este incremento puede tener su origen en el aumento de la generación eléctrica con gas como consecuencia, por ejemplo, de la indisponibilidad de las centrales nucleares. En ambos casos, el incremento se traslada directamente al consumidor, ya sea este un consumidor doméstico, un consumidor industrial o centrales eléctricas de gas.

A modo de resumen, se puede decir que, al menos en el ámbito industrial, los niveles de precios de la energía han sido adecuados para poder competir en los mercados internacionales, en una posición en general más ventajosa que los países vecinos en la mayor parte de los sectores intensivos en energía, tanto en momentos de elevados como de reducidos niveles de precios. Ello ha sido debido, en principio, a que Francia presenta una mayor estabilidad de los precios tanto industriales en general como de la energía en particular. Por ello, la carga que en ocasiones puede tener que soportar un consumidor industrial por un aumento de los precios de la energía por encima del aumento de los precios de sus productos, ante la imposibilidad de repercutirlo, resulta más estable y podría decirse que previsible y quizás por ello más “asumible”.

Desarrollo del proceso de transición energética en Francia

La actual política de transición energética de Francia se puede retrotraer al Protocolo de Kioto, firmado en 1997 y que entró en vigor en 2005. Este fijaba, para el caso francés, el estancamiento de las emisiones de GEI, un primer paso para lograr el denominado “factor 4” en 2050: la reducción a la cuarta parte de las emisiones de GEI.

Con anterioridad a la LTECV, se ha sucedido un amplio conjunto de piezas legislativas entre las que cabe destacar tres leyes sobre transición energética: la Ley POPE, del año 2005, y las denominadas Leyes Grenelle, de 2009 y 2010. Estas tres leyes establecieron objetivos a corto, medio y largo plazo sobre emisiones de GEI, eficiencia energética e integración de renovables, además de continuar con el desarrollo nuclear.

También cabe destacar pasos en paralelo a la aprobación y el desarrollo de estas leyes, como la Carta del Medioambiente de 2005, un texto de carácter constitucional que reconoce los derechos y deberes fundamentales relativos a la protección del medioambiente, y el desarrollo del Código del Medioambiente entre los años 2000 y 2004 y del Código de la Energía entre 2011 y 2015, máximas instancias en la legislación francesa en sus ámbitos respectivos. Asimismo, son reseñables la creación de órganos con capacidad de regular la transición energética, como el Observatorio Nacional sobre los Efectos del Calentamiento Climático, el Consejo Nacional del Desarrollo Sostenible y la Comisión de Regulación de la Energía (CRE), o la modificación de aquellos ya existentes, como la Agencia de Seguridad Nuclear (ASN); avances en la liberalización del sector energético francés, como la libre elección del suministrador y la introducción del Acceso Regulado a la Electricidad Nuclear Histórica (ARENH) para suministradores distintos a EDF; o la introducción de un componente de carbono en los precios de los combustibles fósiles.

La LTECV supone la renovación de la legislación sobre transición energética y de los compromisos internacionales de Francia en el marco de la XXI Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21), en la que se firmó el denominado “Acuerdo de París”. También supone un cambio en la perspectiva con la que se ha atendido la transición energética, pasando a llamarse “transición ecológica”, por cuanto supone un amplio cambio de modelo social que va más allá de la energía. Junto con actuaciones sobre sectores tradicionalmente ligados a la energía, como la construcción, la industria y el transporte, la LTECV hace una llamada al paso hacia una economía verde y circular a todos los niveles y al empoderamiento de los ciudadanos y de las Administraciones locales y regionales para participar en la transición de forma activa.

La LTECV supone así reconocer la necesidad de involucrar a la administración en todos sus niveles, dando un peso destacable a la Administración regional y comunal como coordinadores e impulsores de la transición. Se sigue así una tendencia de empoderamiento de las regiones y de descentralización de la política energética que se había desarrollado con anterioridad en líneas como el programa de territorios de energía positiva, ampliándolo en la LTECV e introduciendo elementos como los Planes Clima-Aire-Energía territoriales.

Los objetivos de la LTECV siguen la línea de las leyes anteriores en tanto en cuanto afectan principalmente a las emisiones de GEI, la eficiencia energética y la integración de renovables. Su principal cambio radica en los instrumentos introducidos para guiar de forma coherente la transición energética, cuya utilización debe orientarse a la consecución de objetivos a corto y medio plazo que lleven a los objetivos últimos fijados por la LTECV. De esta forma, se pretende que los futuros Gobiernos evalúen la situación de la transición energética francesa y puedan introducir modificaciones para corregir su trayectoria, en caso necesario.

Los principales instrumentos introducidos por la nueva Ley son el presupuesto carbono, un techo quinquenal para las emisiones de GEI (como en el caso del Reino Unido); la Estrategia Nacional Baja en Carbono; y la Programación Plurianual de la Energía, que fija los objetivos de la política energética para dos quinquenios consecutivos y establece planes para alcanzarlos. Estos instrumentos deben ser coherentes y compatibles entre sí.

La estrategia industrial en la transición energética de Francia

Dentro de la transición energética de Francia, la estrategia industrial cuenta con tres importantes frentes diferenciados. En primer lugar, mantener un reducido precio de la energía, en particular de la electricidad, dado el nivel de electrificación de la economía; en segundo lugar, el mantenimiento del empleo y de una industria relacionada con la energía y, en tercer lugar, desarrollar una industria verde circular y no relocalizable.

Un precio de la electricidad relativamente bajo ha sido clave para el mantenimiento de la competitividad de la industria francesa, siendo uno de los aspectos más estudiados y debatidos al plantearse la estrategia de transición energética. Ello ha justificado que las empresas puedan desgravar los impuestos energéticos, destacando el Impuesto Interior al Consumo de Productos Energéticos (TICPE, que afecta mayoritariamente a los hidrocarburos) y el Impuesto Interior al Consumo Final de Electricidad (TICFE), cuyos ingresos en parte son empleados para financiar las inversiones en renovables. La mayor parte del peso del coste de la transición ha recaído así, hasta el momento, sobre los consumidores domésticos y los pequeños industriales, con el consiguiente aumento de los costes para estos usuarios .

El segundo punto se refiere al mantenimiento del empleo, que constituye uno de los principales retos de la transición ecológica y energética. La creación de empleo y la transformación de algunas profesiones son condiciones necesarias para el éxito de la transición. En este sentido, se espera que el desarrollo de medidas relacionadas con una economía baja en carbono ayude a crear nuevos empleos en Francia, aunque también es cierto que habrá otras actividades que pueden desaparecer (por ejemplo,

las relacionadas con el carbón). Por su parte, también existen sectores de la economía francesa en los que va a ser necesaria una adaptación del empleo, como en el caso de la industria del automóvil o de la agricultura.

Lo anterior se relaciona con el desarrollo de una economía verde, circular y no relocalizable, que constituye el tercer gran objetivo de la política energética e industrial francesa dentro de la LTECV. Para ello se está realizando una apuesta que afecta a todos los niveles de la población y a diversos sectores económicos. En agricultura se busca reducir los residuos agrícolas y aprovechar su uso energético con alternativas a la quema de los mismos, como la utilización del biogás. En la industria se apuesta fundamentalmente por la innovación para reducir el consumo de recursos, aumentar la eficiencia energética e incrementar el uso de productos de origen biológico (como la madera). En el ámbito residencial, se pretende aumentar la vida útil de los productos, mejorar los niveles de reciclaje y favorecer la reutilización y reparación de productos frente a su sustitución por productos nuevos.

Esta economía verde y circular debe estar adaptada a los retos que trae consigo el cambio climático, que afecta a todos los niveles de la misma. En este sentido, Francia ha sido pionera en obligar a las empresas a incluir dentro de sus informes anuales los criterios medioambientales, sociales y de calidad de gestión, así como los medios puestos en marcha para contribuir a la transición energética.

EXECUTIVE SUMMARY

Introduction

In the 1970s, France led the way in transforming its energy system in response to the global energy crisis. Today's energy structure was essentially born out of political decisions made after the 1973 oil crisis, which sought to reduce imports and oil dependence. This led to a radical change in the power generation mix, which came to be founded on a large stock of nuclear power facilities, complemented by hydro power, reinforced with the development of pumped-storage stations. This change required a major investment programme in nuclear facilities, spanning over two decades. The first of these plants have been operating for nearly 40 years and are now at the heart of a debate on possible extension to their service life, development of new plants and the technology itself.

Compared to other countries in the region –Germany and the UK, for example– which have important fuel reserves (coal and oil & natural gas, respectively), France's chief local resources are nuclear and hydro power.

These resources have allowed the country to achieve low electricity prices (with positive implications for business competitiveness); to generate electricity with low greenhouse gas (GHG) emissions; to increase the share of electrification in final energy demand; to take on the role of a power exporter in Western Europe (thanks to France's large interconnection capacity with neighbouring power systems) and to develop a strong energy industry, particularly in the nuclear sector.

In recent years, one of the guiding principles of France's energy and environmental sustainability strategy has been the quest to take the international lead in efforts to reduce GHG emissions (reflected, for example in its active participation in negotiating the Paris Agreement) and the need to implement a new process of energy transition. The transition now involves moving towards a greater penetration of renewable energy and higher energy efficiency, in line with European Union targets.

The most recent –and most significant– step taken towards the long-term goal of changing France's energy system has been the 2015 Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) –or Energy Transition for Green Growth Act– which was partly the product of an intense process of public debate. The LTECV reaffirms and builds on previous national and international commitments, enlarges the framework of the energy transition to encompass an ecological transition and empowers local government, business and the general public to take an active role in transforming the energy system. The legislation is open and flexible, leaving some major aspects (particularly the medium-to-long term role of the nuclear and

renewable sectors) to be tackled in coming years. This means that fresh debate will be required to assess the advances made and to complete development of the act.

Taking the LTECV as a starting point, the great pillars of the energy transition currently underway in France are (1) a gradual switch in the energy mix, with nuclear energy remaining at the heart of the country's short/medium-term energy and environmental policy, to guarantee supply security; (2) the use of fiscal tools (e.g. the carbon price) and other instruments such as carbon budgets, to foster changes in behaviour amongst economic agents and promote the use of technologies with lower GHG emission rates; (3) promotion of the circular economy and efficiency in consumption, in areas related to the use and harnessing of local energy resources; (4) emphasis on sectors related to energy efficiency, renewable energy and the circular economy as vectors of specialisation and job creation; (5) active participation by regional government (departments and regions) and local government in transforming the energy system and developing the circular economy; (6) safeguarding of economic competitiveness –a primary objective– through reduced energy prices; and (7) implementation of programmes of support to consumer segments (businesses and households) most affected by transformation of the energy system.

Goals of the energy transition in France

A comparison between the current state of the German *Energiewende* and France's "ecological" transition serves to illustrate how these two power houses of continental Europe are tackling their respective energy transitions.

On paper, the general objectives of the two processes are not substantially different. In the medium and long term, both countries want to significantly reduce GHG emissions, guarantee supply security, increase employment and specialisation in the renewable energy industry and improve energy efficiency. In the two countries, this entire process is being carried out with relatively stable and widespread political and social support – a key aspect given the lengthy time period of the economic processes involved.

The strategies being pursued to meet their respective environmental goals differ, partly because of the relative importance placed on each target and partly because of the resources and tools used. Perhaps the greatest differences are in the two countries' approach to nuclear energy –a basic pillar of both energy systems in recent decades and whose share both governments wish to reduce– and in the type of instruments each has chosen to undertake the transition from fossil fuels to renewable energy.

The German strategy centres more on a rapid development of renewable energy, in order to minimise the potential impact of the nuclear phase-out –scheduled to conclude in 2022– with a view to guaranteeing supply security and reducing GHG emissions. This development is based on a broad array of legislation and regulations which, according to an ever-larger group of critics, are not proving effective. In France, on the other hand, where extensive legislation has been implemented, energy efficiency and reduced GHG emissions to reach carbon neutrality play a predominant role in the country's short-to-medium term energy and environmental strategy.

Different outlooks in the medium-term development of the power mix are also leading to differences in strategy between the two countries. Whereas in Germany the use of local (mainly brown) coal raises issues with regard to short- and medium-term emission targets and a debate is currently underway on the possibility of setting a date for a “coal phase-out” to follow the “nuclear phase-out”, in France it is the powerful nuclear industry that is raising doubts as to the long-term energy model. This is because its future role has not been clearly defined. Although a target was initially set by law of reducing the nuclear share of electricity output to 50% by 2025, in 2017, this goal was deferred sine die.

Whatever the future of this industry, the medium- and long-term energy models of the two countries may be expected to vary significantly, given the different energy resources available (e.g. offshore wind in Germany and hydroelectricity in France) and they may further diverge depending on political decisions and public attitudes to the energy transition process.

France has a very uneven record when it comes to fulfilling its national and international energy and environmental goals. In general, although the French economy may not meet all its 2020 targets, the measures adopted so far are significant enough to have reached an appropriate tendency that requires additional actions to reach the medium- to long-term objectives in the future.

It should be noted that France has internal targets on reducing GHG emissions, based on the “carbon budget” brought in under the LTECV, which are more demanding than its international commitments. On the one hand, goals on reducing GHG emissions and air pollutant emissions have either already been met, ahead of time or are well on track to being fulfilled. On the other, the introduction of renewable energy is well behind target in the heating/cooling and power generation sectors. Similarly, the anticipated reduction in demand has not been met and at this stage the energy efficiency target seems unlikely to be reached. France is aware of the need to implement measures to tackle this issue in both the industrial and in the residential/tertiary area.

The uncertain role of the nuclear industry in the medium- and long-term future

The nuclear industry is of immense importance in France, as the country's main source of electricity generation. Although the raw material, uranium, has not been mined locally since the turn of the century, France is still committed to developing the entire nuclear value chain, including processing of the raw material and waste management.

Significantly, in 2012 its former enrichment plant was replaced, marking the French nuclear industry from other countries with nuclear power facilities. Nonetheless, like all countries relying on nuclear power, France has yet to find a permanent solution for disposing of its long-lived intermediate and high-level waste. Authorisation to create a storage centre for this waste, the CIGEO, is likely to be submitted in 2019.

French nuclear plants are finally coming to the end of the forty-year useful service life for which they were initially constructed. To extend operations, they will have to pass their fourth 10-year inspections, for which they will have to be in coherence with the international requirements on operation, safety and best practices of new reactors under construction. The first of these inspections will be undertaken in 2019 on the Tricastin 1 reactor. Altogether, thirty-two 900 MW reactors will have to pass the inspection between 2019 and 2030 to be allowed to extend their useful service life.

French nuclear facilities are particularly homogenous. As a result, the Autorité de Sûreté Nucléaire argues, a fault or hazard in one reactor could translate into a systemic fault/risk affecting others, possibly leading to an outage in multiple plants. A case of this kind in 2015 resulted in the immediate shutdown of 5 power stations, when a manufacturing fault was detected in part of the reactor pressure vessel, affecting a total of 18 reactors. In combination with other recent outages due to a range of issues in several French nuclear power stations, this could impact future French nuclear strategy if the perception takes hold that French nuclear facilities are prone to significant systemic operating risks.

The strategy on what proportion of nuclear energy should be used to meet demand has yet to be defined in the energy transition process to 2050 (and, perhaps, beyond), apart from the two goals established in the LTECV: no increase in the present figure of 63.2 GW of nuclear output and a reduction in the share of nuclear generation in total demand to 50%. However, unlike countries such as Germany, France has set no specific target on reducing power demand. This could mean that the reduction in the nuclear share to 50% might be achieved by increasing output from renewables, in combination with increased electrification of energy consumption (for instance, through greater use of electric vehicles and electric heating), rather than by deploying

new nuclear power, an scenario that has been defended by EDF. In any case, achieving a greater electrification of transport and heating and cooling is a main trend envisaged for the future.

So far, approval has only been given for closure of the two reactors at Fessenheim, the oldest in operation, in order to allow the new third generation EPRs (European Pressurized Reactors or Evolutionary Power Reactors) at Flamanville to come on line within the 63.2 GW limit. The Macron government has deferred the 50% nuclear target to 2035, but it still lacks a political consensus on the issue. Combined with EDF's international commitments to supply EPR reactors and proposals to extend the service life of existing stations, this situation evidences the uncertainty of the medium-to-long term nuclear panorama that will in turn have consequences for the structure of final energy.

While French public opinion has traditionally been favourable to nuclear power, and still is, confidence was dented by the 2011 Fukushima accident in Japan. Nonetheless, although there is now greater insecurity about possible nuclear accidents, other environmental issues, such as climate change and air pollution, are seen as being of more concern. The prevailing perception is that in the long term these issues will be best addressed with solar and wind power and at a lower cost, especially in the case of solar power. To sum up, while there is broad support for a reduction in the role of nuclear power, unlike Germany, public opinion would prefer the process to be unrushed.

Fossil fuels and carbon price

Although fossil fuels play a major role in France's energy structure, especially in transport, there is practically no domestic production of these raw materials. The result, as in almost all European economies, is to place a heavy burden on the French trade balance.

Traditionally, French energy policy has sought to reduce fossil fuel use in all industries, both for macroeconomic reasons and because of their contribution to GHG and pollution, and this approach has been maintained in the current energy transition strategy. The policy on long-term reduction of consumption of GHG and pollutant emitting fuels is set out in a strategy based on the use of fiscal instruments (a carbon component in final energy consumption prices in non-ETS sectors); the progressive phasing out of coal-fired stations; promotion of alternative fuels in non-power generating sectors (e.g. biofuels, biomass and hydrogen) and the development of programmes for innovation in new technologies and energy efficient equipment.

This process of reducing fossil fuel demand has led to major changes in the industrial fabric of the country. One of the most significant has been the closure of four

refineries in metropolitan France since 2009, as many as in all of the rest of Europe during the same period. The closure has been blamed on the low competitiveness of French refineries and has led to a drop in imports of crude oil. Although it has also resulted in an increase in imports of petroleum derivatives –especially diesel– this may be an indicator of long-term trends in domestic oil consumption.

Natural gas can play a pivotal role in this transformation, providing backing to the replacement of coal by renewable energy in power generation. Globally, its use will also fall off, although to a lesser degree and over a longer period than coal and petroleum products, and this trend is reflected in France too.

The necessary reduction in the use of fossil fuels in order to limit or reduce GHG emissions is being addressed on various fronts. One central pillar of the strategy on “decarbonisation” of the economy is the introduction of a carbon component (or common price) in fuel taxes for non-ETS sectors. This carbon component affects all consumers except for exempted professionals and industries already operating under the EU's emissions trading scheme.

The carbon component thus incorporates part of the external costs of carbon emissions into energy consumption, which is intended to generate an economic signal. At present, it greatly exceeds the market price of the EU's CO₂ emission allowances and is anticipated to rise sharply in coming years.

In 1973, 95% of French imports of crude oil came from OPEC member states. However, on the back of the oil crisis, France went to some lengths to diversify the source of its fossil fuel imports and the figure has since fallen to 56%. The natural gas supply is somewhat less diversified, with imports mainly coming from Norway, the Netherlands and Russia, chiefly by pipeline. There are also four liquefied natural gas (LNG) regasification terminals, with plans underway to increase their capacity.

The traditional policy of support to diesel consumption, which has led the French automobile industry to specialise in the manufacture of these engines, has created a differential in the French trade balance; the country is a net importer of diesel and a net exporter of petrol. This situation is not expected to change over time, but the difference in diesel and petrol consumption is unlikely to widen further and may even narrow.

The strategy of using fiscal signals to incentivise changes in energy technologies has been complemented in the generating industry by a continuation of the process of phasing-out coal-fired stations, already significant between 2013 and 2015. The process is expected to conclude by 2022. In the industrial sector, attempts are being made to continue increasing energy efficiency and to develop products whose manufacture involves fewer GHG emissions, by encouraging innovation.

In the residential and commercial sector it is planned to reduce GHG emissions through new equipment and retrofits that induces improvements in the energy consumption of buildings, especially in terms of climate control, as well as continuing to increase the share of biomass and electricity.

In transport, goals include continuing to increase the percentage of biofuels in petrol and diesel; increasing the share of alternative fuels in road transport; promoting alternatives to private vehicles, such as shared transport and encouraging walking and cycling; and improving the competitiveness of rail and river-bound freight transport to cater to some of the goods currently being transported by road.

Finally, and as a future alternative to the use of fossil fuels, France has launched two lines of technological development and innovation centring on biogas and hydrogen. Biogas is currently already integrated into the French energy matrix, habitually in combination with natural gas, and it is planned to continue increasing its penetration in final usage. Hydrogen is also seen as an option for achieving more flexible energy demand and for storing electricity surpluses. In 2018 a plan was launched for its development in the medium-term future. Carbon sequestration, although not ruled out as an energy technology and seen as an essential requirement for the construction of new coal-fired stations, does not feature among French energy priorities.

Spread of renewables in different industries

Like the rest of Europe, France sees the use of renewables as being key to continued reductions in GHG emissions and to facilitating a gradual reduction in fossil fuel consumption. The country has an ambitious target of achieving 23% of renewable energy in gross final energy consumption by 2020. Nonetheless, the French strategy on promoting renewables does not involve any spectacular increase in its share in power generation in the short-term (unlike countries such as, inter alia, the UK, Spain and, particularly, Germany), but rather the launch of programmes directed specifically at increasing their share in each sector (transport, electricity and heating and cooling).

This is evident when we look at a breakdown by sector. Although the French transport sector is on course to meet and even exceed the target of 10.5% of integration of renewables (ahead of the 10% minimum set by the EU), it is still far from meeting 2020 goals in power generation and heating & cooling (27% and 33% respectively). Achieving that global goal –still a long way off– is likely to entail increasing the use of renewables in the transport sector, to make up for shortfalls in other sectors.

This difficulty in meeting EU targets is especially significant in power generation, where renewables face greater challenges than in other countries in the region. On the one hand, the generating costs of nuclear facilities and the structure of France's

energy market, with a large concentration of supply and demand, hinders market parity for renewables and makes it difficult for them to participate on the market. In addition, to date there have been a number of administrative stumbling blocks to their use which the LTECV has sought to alleviate. Wind power faces a further hurdle due to a negative social perception of the installation of wind farms close to homes and urban nuclei.

The traditional path for the integration of renewables in France has been through heating, especially with biomass, and there is no reason to believe that this situation will change in the short to medium-term future. The use of solid biomass has been backed by aid for renovating inefficient biomass-fired equipment and legislation that makes it mandatory not to exceed a certain threshold of energy consumption in new housing, as well as by aid for improvements in energy efficiency in existing buildings. As a result, the proportion of buildings using biomass in heating has increased, while total consumption has remained stable over time.

The use of solid biomass in power generation is limited, and the trend is for it to be replaced by biogas. The strategy on biogas entails increasing and diversifying its use considerably. As with other biofuels, restrictions are being introduced on the fraction coming from food crops, as established in EU legislation. Use of biogas from farm waste (livestock and arable) and from waste and water treatment centres, is seen as being central to the strategy on competitiveness of these facilities.

There is also a target for biogas to account for 20% of natural gas consumption in vehicles by 2023, as part of a policy on extending the use of alternative fuels in transport. Nonetheless, in the medium term, the main source of renewable energy in transport is expected to be liquid biofuels, which are blended with petrol and diesel.

Electricity industry dependent on nuclear future

Electricity accounts for a quarter of final energy demand in France. This is higher than in other economies in the region and the figure is rising. The electrification of final energy demand has been favoured by stable, low electricity prices –essentially due to a large stock of nuclear power stations and policies of support to power-intensive industrial sectors (partly through a certain degree of price intervention).

Promotion of the use of electricity in final demand has meant that a third of heating is electrical (mainly direct heating), and that France has an increasing number of electrical heat pumps and DHW (domestic hot water) facilities. As a result, demand peaks in winter are high and supply security is particularly ensured on those dates.

Electricity security has largely been addressed on three fronts: careful planning of nuclear power stations; development of electrical interconnections; and introduction of a capacity market.

Planning of nuclear facilities is fundamental, given that they supply nearly three quarters of France's power. This covers aspects such as managing maintenance stoppages and monitoring the fuel cycle in order to regulate the power system. Although generally speaking there have been no serious planning problems, a number of incidents in nuclear power have tested the resilience of the French power system. While not leading to problems of supply security, these events caused significant, and sometimes temporary spikes in the price of electricity in France and also in neighbouring countries (due to their integration with other European electricity market).

Electrical interconnections are another of the pillars of France's energy policy. At times of moderate demand and under normal system operating conditions, France is a net exporter to all countries in the region (except Germany), due to its lower electricity prices and the need to keep output from nuclear facilities constant, meaning that interconnections are used as a source of modulation and flexibility. When neighbouring countries produce large quantities of renewable energy, the situation is inverted and France becomes an importer, particularly from Germany. Finally, when France faces exceptional situations, such as a spike in demand in winter or unscheduled outages of multiple nuclear power stations, it imports large quantities of energy from neighbouring systems.

Another traditional means of balancing the system, alongside a capacity to regulate power output, has been through demand management. Between 2000 and 2015, France lost half of its 6 GW of interruptibility due to the closure of large industrial facilities, the progressive departure of industrial consumers from regulated tariffs and a rise in the price of diesel, which was previously used to supply the industries that offered interruptibility services. The goal is to recover previous levels of response capacity by 2023. Paralleling these moves, France has opted for the creation of a capacity market to ensure electricity security in the face of increasingly renewable intermittent output and specially winter peak demand.

The capacity market came into operation in January 2017. It is in line with the steps previously taken by the UK and the long-term recommendations of the European Commission on capacity mechanisms. In contrast, countries such as Germany, Belgium, Denmark and Sweden have opted to use a strategic reserve, another type of capacity mechanisms. For this mechanisms, which shall be approved by the European Commission's competence authorities, common rules at European scale are being proposed in order to share resources and reduce costs. The national

mechanisms themselves contemplate the present or future participation of foreign power stations.

Energy prices in line with or below those of France's neighbours

France's energy prices characteristically stand around or below those of neighbouring countries, giving an advantage to French industries competing on international markets.

Prices for petroleum products stand within this average, with high tax rates for motor fuels, historically greater for petrol than for diesel. The situation has been different for other fuels. Nonetheless, the differences are narrowing as a consequence of the “carbon component” and adjustments to the relative tax on diesel and petrol. In any case, taxes on these energy types are one of the French government's leading sources of revenue, well ahead of tax on gas or electricity.

Electricity prices in France are lower than in other countries in the region, both before and after tax and for both residential and industrial consumers. This difference has remained unchanged following the disappearance of the regulated tariffs for medium and large-sized consumers.

This is partly because, besides the low electricity market prices, France has much lower network access charges and taxes than in other countries. There is therefore no single factor that benefits French consumers over those from other countries in the region; rather it is a combination of measures and prior political decisions, approved by the EU, and a power mix with facilities that allows the French energy system to offer lower prices.

There is growing concern that the new investments required in installed capacity might deprive France of its highly favourable position in terms of electricity prices. Current price levels are not sending out the right signals to encourage the replacement of power technologies. However, the EU goals are binding on France, and it must therefore continue to work to extend the use of renewables in the power mix.

In the case of gas, the relatively low fiscal burden is important, enabling France to maintain a low to intermediate price level after tax, compared to other countries in the region.

The French energy system faces an inherent risk linked to situations of very high energy (particularly natural gas) prices, which could take two forms. Firstly, the price might rise due to an increase in natural gas prices on other European markets or high LNG spot prices on periods of scarcity in the French market. Secondly, the rise might result from an increase in gas-fired power output, as the result of outages in nuclear

facilities, for example. In both cases, the increase would be transferred directly to the gas consumer, be it the household consumer, the industrial consumer or gas-fired power stations.

To sum up, in the industrial area at least, energy price levels have been beneficial for those competing on international markets, generally in a more favourable position than neighbouring countries in most energy-intensive industries, in periods of both high and low prices. In principle, this is due to the fact that France enjoys greater stability in industrial prices in general and energy prices in particular. As a result, the extra burden an industrial consumer may sometimes have to bear, when increased energy prices outstrip any rise in the price of its products and it is impossible to pass this increase on to the customer, is more stable and even predictable and may for this reason be more “assumable”.

Development of the energy transition process in France

The current policy on the energy transition in France can be traced back to the Kyoto Protocol, signed in 1997 and enacted in 2005. For France, the protocol called for a halt on increased GHG emissions, which later turned into achieving “Factor 4” by 2050 – i.e. reducing GHG emissions to 25%.

Previous to the LTECV, a broad range of legislation were enacted, of which three laws governing the energy transition are of particular importance: the POPE Act [Loi de Programmation fixant les Orientations de la Politique Énergétique] of 2005, and the so-called Grenelle Acts of 2009 and 2010. These three laws established short, medium and long-term targets for GHG emissions, energy efficiency and use of renewables, as well as continued nuclear development.

Other steps that paralleled the approval and development of these laws included the Environment Charter of 2005 (a constitutional text recognising fundamental rights and duties with regard to environmental protection) and the development of the Environment Code between 2000 and 2004 and the Energy Code between 2011 and 2015, maximum texts in French legislation in their respective fields. Other important milestones include the creation of bodies with capacity to regulate the energy transition, such as the National Observatory on the Effects of Global Warming, the National Council for Sustainable Development and the Energy Regulation Commission (CRE), and alterations to existing bodies, such as the Nuclear Security Agency (ASN); advances in liberalisation of the French energy industry, such as free choice of supplier and the introduction of Regulated Access to Historical Nuclear Electricity (ARENH) for suppliers other than EDF; and the introduction of a carbon component in the prices of fossil fuels.

The LTECV entails a renewal of legislation on the energy transition and France's international commitments at the twenty-first session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change (COP21) which negotiated the Paris Agreement. It also marks a new perspective on the energy transition, now referred to as an “ecological transition”, to reflect a broad change in the social model, extending beyond energy. As well as action in sectors traditionally linked to energy, such as construction, industry and transport, the LTECV calls for a move towards a green and circular economy at all levels and empowerment of citizens and local and regional authorities to participate actively in the transition.

It thus recognises the need to involve all tiers of government, with particular emphasis on regional and communal administrations as the coordinators and promoters of the transition. This extends an existing trend towards giving greater power to the regions and decentralising the energy policy, as established for example in the earlier programme of positive energy territories (TEPCVs); in the LTECV, this move has been extended and new elements have been introduced such as the territorial Climate-Air-Energy plans.

LTECV targets are in line with previous acts insofar as they mainly affect GHG emissions, energy efficiency and greater use of renewables. The main change lies in the instruments introduced to guide the energy transition consistently; these are intended to be used to meet the short- and medium-term goals that will lead to the final targets set by the LTECV. Future governments can thus assess the situation of the French energy transition and if necessary, make any changes needed to correct its development.

The main instruments introduced in the new act are the carbon budget, a five-year ceiling for GHG emissions (as in the case of the United Kingdom); the National Low-Carbon Strategy; and the Multiannual Energy Programme (Programmation pluriannuelle de l'énergie), establishing the goals for energy policy for two consecutive five-year periods and setting out the plans needed to achieve them. These instruments must be mutually consistent and compatible.

Industrial strategy in France's energy transition

Within France's energy transition, industrial strategy follows three major lines –firstly, to maintain a low price for energy (particular electricity, given the level of electrification of the economy); secondly, to safeguard employment and the energy industry; and, thirdly, to develop a non-relocatable circular green industry.

The relatively low price of electricity has been of key importance in maintaining the competitiveness of French industry and has become one of the aspects most closely studied and hotly debated in any discussion on the energy transition strategy. This is

the rationale behind allowing companies to deduct energy taxes, particularly the Domestic Consumption Tax on Energy Products (TICPE), which mostly affects oil and gas products and the Domestic Tax on Final Electricity Consumption (TICFE), revenue from which is partly used to finance investments in renewables. To date, household and small industrial consumers have borne the lion's share of the cost of the transition, with subsequent increases in their costs.

The second point refers to the safeguarding of employment, one of the main challenges facing the ecological and energy transition. Job creation and the transformation of certain professions are necessary prerequisites for the success of the transition. While the development of measures related to a low-carbon economy are expected to generate new employment, other jobs are likely to disappear (for example, in areas related to coal). Other sectors of the economy will require adaptation of employment, such as the automotive industry and agriculture.

These issues are related to the development of a non-relocatable circular green economy, the third major goal of France's energy and industrial policy under the LTECV. For this purpose a commitment is being made that affects all levels of the population and different industries. In agriculture, the aim is to reduce arable waste and harness it to produce energy, using alternatives to combustion, such as biogas. In industry there is a strong commitment to innovation, to reduce the consumption of resources, improve energy efficiency and increase the use of products of biological origin (such as wood). In the residential area, the aim is to increase the useful service life of products, improve recycling levels and encourage re-use and repair of products instead of replacement.

This circular green economy must be adapted to the challenges of climate change, which will impact every level of the economy. In this regard, France has led the way in requiring companies to include their environmental, social and management quality criteria in their annual reports, together with the resources used to contribute to the energy transition.

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO

EXECUTIVE SUMMARY

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. <i>Sobre Francia</i>	1
1.2. <i>Desarrollo de la transición energética en Francia</i>	2
1.3. <i>Objeto y alcance del estudio</i>	4
2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA Y SITUACIÓN MEDIOAMBIENTAL	7
2.1. <i>Energía primaria</i>	7
2.2. <i>Energía final</i>	10
2.3. <i>Demanda energética</i>	14
2.4. <i>Medioambiente</i>	16
3. SECTORES ENERGÉTICOS	24
3.1. <i>Nuclear</i>	24
3.2. <i>Combustibles fósiles</i>	32
3.3. <i>Renovables</i>	46
3.4. <i>Electricidad</i>	58
4. PRECIOS DE LA ENERGÍA	72
4.1. <i>Contexto internacional de los precios de la energía</i>	72
4.2. <i>Precios de los derivados del petróleo</i>	78
4.3. <i>Precios de la electricidad</i>	94
4.4. <i>Precios del gas natural</i>	111
4.5. <i>Implicaciones de los precios de la energía en los precios industriales</i>	120
5. TRANSICIÓN ENERGÉTICA	127
5.1. <i>Cronología de las principales medidas legislativas</i>	127
5.2. <i>Desarrollo de la Ley de transición energética</i>	137
5.3. <i>Ley 2015-992 de 17 de agosto relativa a la transición energética para el crecimiento verde</i>	140

5.4. Implicaciones principales de la Ley 2015-992	152
6. CONCLUSIONES	166
6.1. Situación y retos de la transición energética en Francia.....	166
6.2. La transición energética en los diferentes sectores energéticos.....	168
6.3. Precios de la energía en Francia.....	171
6.4. Implicaciones de la LTECV.....	172
7. REFERENCIAS	174
8. ANEXOS	191
Anexo 1. Siglas, acrónimos y unidades	191
Anexo 2. Situación de los reactores nucleares franceses en activo y del EPR en construcción.....	196
Anexo 3. Situación de los mecanismos de capacidad en Europa.....	197
Anexo 4. Precios de la energía sobre precios industriales para diferentes sectores industriales.....	198
Anexo 5. Resumen de la LTECV.....	203
9. AUTORES	214

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Sobre Francia

Francia, la quinta mayor economía del mundo, es un país que se ha erigido como referente e impulsor de políticas de cambio climático y fiscalidad energética en el ámbito internacional. Su capital, París, fue la sede de la XXI Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21) en diciembre de 2015. Allí se firmó el denominado Acuerdo de París, que establece un compromiso internacional de limitar el calentamiento global a largo plazo por debajo de 2°C.

A finales de 2017 Francia contaba con una población de 67,2 millones de habitantes y una densidad de población de 100 habitantes/km². Se distingue entre Francia continental o metropolitana¹ (que comprende el territorio continental; sus islas costeras en el Océano Atlántico, el Canal de la Mancha y el Mar Mediterráneo; y la isla de Córcega), los Departamentos y Regiones de Ultramar² (DROM; comprende Guadalupe, Martinica, Guayana Francesa, Reunión y Mayotte) y las Colectividades de Ultramar³ (COM; comprende la Polinesia Francesa, San Bartolomé, San Martín, San Pedro y Miquelón, y Wallis y Futuna). Este trabajo está dirigido principalmente al estudio de la transición energética de Francia continental, ya que las islas, especialmente aquellas eléctricamente aisladas del continente, cuentan con características particulares que resultan en una transición energética diferente.

Tras la reforma territorial de 2015, Francia metropolitana está dividida en trece regiones. Estas regiones se dividen a su vez en 96 departamentos, que cuentan con 35.228 comunas (*communes*). Estas comunas, que pueden ser desde grandes ciudades a aldeas de unos pocos habitantes, deben formar parte de una intercomunalidad. Estas agrupaciones de comunas conforman una estructura de cooperación entre las comunas y pueden tener o no autonomía fiscal.

Francia es un país que destaca dentro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) por diversos motivos de ámbito energético, además de por ser París la sede de la misma. Cuenta con un nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) tradicionalmente bajo debido al peso de la nuclear en su

¹ La población de Francia continental es de 65,0 millones, con una densidad de 119 habitantes/km².

² Colectividades territoriales integradas en la República Francesa que tienen el mismo estatus político que las regiones metropolitanas. Pertenecen a la UE como parte de su región ultraperiférica.

³ Colectividades territoriales integradas en la República Francesa que tienen una mayor autonomía. No pertenecen a la UE.

cesta energética y a su relativamente elevado grado de electrificación. Tradicionalmente ha sido la industria el sector con mayor proporción de emisiones de GEI. No obstante, las medidas de eficiencia, tanto en el sector industrial como en el sector residencial, junto con el aumento del tráfico por carretera, han conducido a que en la actualidad sea el transporte el sector con mayor volumen de emisiones. Con estas medidas Francia ha cumplido desde el año 2014 con el objetivo de emisiones de GEI a 2020 de Francia, pero serán necesarias medidas adicionales, en particular en el sector transporte, para cumplir con sus objetivos a medio y largo plazo.

El peso de las empresas de propiedad o con gran participación estatal es también muy reseñable dentro del sector eléctrico. Destacan EDF (*Électricité de France*), empresa propietaria del 75 % de la potencia instalada (incluyendo los 58 reactores nucleares en activo del país y responsable del 84 % de la generación) y del 95 % de las redes de distribución (EDF, 2018b); Rte (*Réseau de Transport d'Électricité*), de propiedad estatal a través de organismos y empresas estatales, operador del sistema de transporte de electricidad de Francia; y Orano (antigua Areva), multinacional del sector nuclear (de propiedad estatal en un 83 %).

Cabe destacar la importancia internacional de EDF, el mayor productor de electricidad de Europa y que cuenta con presencia en América, Asia y África. Fuera de Francia tiene cerca de 12 GW instalados de potencia nuclear en Reino Unido, Bélgica, Suiza y EE.UU., además de proyectos de construcción de nuevos reactores en China, Reino Unido, Finlandia e India (EDF, 2018b; EDF, 2018d; Vattenfall, 2017).

En el sector de los combustibles fósiles, el papel del Estado, aunque notable, no es tan importante. Destaca su posición como principal accionista de la multinacional Engie⁴ (posee el 24,1 %), mientras que en la multinacional Total gran parte de su participación fue vendida en 1993 (del 31,6 % al 5 %) (El Mariky, 1996), vendiendo la restante en años posteriores (Cour des Comptes, 2017).

1.2. Desarrollo de la transición energética en Francia

El actual sistema energético de Francia es el resultado de las decisiones llevadas a cabo a raíz de la primera crisis del petróleo de 1973. Tras la misma se procedió a la puesta en marcha de un plan de construcción de centrales nucleares con un doble objetivo: reducir la dependencia de combustibles fósiles importados (principalmente petróleo, pero también carbón y gas natural) y sostener el crecimiento de un sector eléctrico cuya generación se triplicó en el periodo 1973-2003. Aunque otros países

⁴ También presente en el sector de la electricidad, siendo la segunda empresa en producción eléctrica.

del entorno (Alemania, España) tuvieron una reacción similar, en ninguno de ellos se llevó a cabo un programa nuclear al nivel del francés (IEA, 2017a).

De esta manera, a raíz del Protocolo de Kioto, firmado en 1997, se puso el énfasis en la necesidad de reducir las emisiones globales de CO₂. En el caso de Francia, esto se tradujo en el objetivo de dividir por cuatro las emisiones de GEI para el año 2050.

La principal apuesta del país fue el aumento de la eficiencia energética y la introducción de fuentes renovables en los sectores del transporte y la calefacción y refrigeración, aunque también en menor medida en electricidad. Esto contrasta con la ruta seguida por otros países europeos de su entorno, donde el énfasis en la eficiencia energética está menos marcado y la introducción de renovables se realiza principalmente en el sector eléctrico.

El primer plan de transición energética en Francia se introdujo con la Ley 2005-871 (Ley POPE). Esta Ley subrayó que la prioridad de la política energética francesa era garantizar la autonomía de suministro y contribuir a la autonomía energética nacional. Para ello, además de diversificar las fuentes de suministro de energía, se estableció la importancia de conservar una gran parte de la generación nuclear y de desarrollar una nueva generación de centrales nucleares que pudiera reemplazar a la ya existentes. La vida útil de las centrales en activo más antiguas, estimada inicialmente en cuarenta años, implicaba que el proceso de sustitución de las mismas debía empezar en 2020.

La presidencia de Nicolas Sarkozy reforzó el compromiso de Francia dentro de la UE en el marco de la segunda fase del compromiso de Kioto. Las denominadas Leyes Grenelle fijaron los objetivos de Francia para el año 2020 en términos de emisiones de GEI, eficiencia energética y uso de renovables.

Este último se fijó en alcanzar el 23 % de energías renovables en energía final. Por sectores, deberá ser de origen renovable un 33 % de la calefacción/refrigeración, un 27 % de la electricidad y un 10,5 % del transporte (medio punto por encima del objetivo mínimo marcado por la UE en este ámbito).

La elección del presidente François Hollande, con su promesa de reducir al 50 % el peso de la generación nuclear para el año 2025, marcó el comienzo del último debate sobre la descarbonización de su economía en 2012. Tras un largo y amplio debate público, este fructificó en la Ley 2015-992 de 17 de agosto relativa a la transición energética para el crecimiento verde⁵ (LTECV).

La Ley recoge los anteriores compromisos a corto y largo plazo, introduce nuevas metas para el año 2030 y dota a la política francesa de nuevos instrumentos para

⁵ *Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.*

desarrollar la transición energética, tanto en el ámbito estatal como regional. Además, durante el desarrollo de la LTECV se realizó un cambio en la fiscalidad de las fuentes energéticas para incluir un componente para reflejar las emisiones de GEI.

TABLA 1. Principales objetivos energéticos y medioambientales de Francia y situación en el año 2016

Objetivo	2016	2018	2020	2023	2030	2035	2050
GEI (1990)	-16 %	-	-15 %	-	-40 %	-	-75 %
Energía final (2012)	-1,4 %	-	-8,5 %	-12,3 %	-20 %	-	-50 %
Energía renovable final bruta	16 %	-	23 %	-	32 %	-	-
Calefacción/refrigeración renovable (Mtep)	11,5	14,9	-	17,2 -19,1	-	-	-
Consumo combustibles fósiles (2012)	-6 %	-14,6 %	-	-22,4 %	-30 %	-	-
Generación nuclear (%)	86,8 %	-	-	-	-	50%	-
Potencia renovable (GW)	46,1	53,0	-	71,5-78,2	-	-	-
Generación con carbón (GW)	3	-	-	0	0	0	0

Nota: las fechas entre paréntesis representan el año de referencia.

Fuente: elaboración propia a partir de datos del presente documento.

Entre los instrumentos creados por la LTECV destaca la Programación Plurianual de la Energía⁶ (PPE), que establece las prioridades de los poderes públicos para la gestión de la política energética de Francia continental y fija objetivos cuantitativos por un periodo de diez años.

En el caso de la PPE del año 2016 (PPE 2016) se establecieron objetivos para el año 2018 y el 2023⁷ en consonancia con las metas a corto, medio y largo plazo señaladas anteriormente, tal y como se recoge en la Tabla 1.

1.3. Objeto y alcance del estudio

El objeto del presente estudio es analizar el planteamiento, situación y desarrollo de la transición energética en Francia.

En un primer apartado se revisa la estructura energética del país atendiendo a su estructura de energía primaria y energía final. Se analiza su evolución histórica y su situación actual, para a continuación proceder con una descripción de su demanda

⁶ *Programmation pluriannuelle de l'énergie.*

⁷ Por ser la primera PPE se revisará en el año 2018. A partir de este momento la revisión será quinquenal y el periodo de alcance se situará en los citados diez años. De esta manera habrá una mejor coincidencia con los periodos electorales (Thoma, 2017).

energética. Se concluye con sus repercusiones medioambientales, tanto de emisiones de GEI como de contaminantes atmosféricos.

En el siguiente apartado se analizan con mayor profundidad los diferentes sectores energéticos franceses. Por su importancia, se comienza con un análisis del sector nuclear, revisando el ciclo que sigue el combustible nuclear en el país y describiendo la situación de las centrales nucleares en activo, así como su actualización a raíz del cumplimiento de los cuarenta años de vida estimados inicialmente para las mismas.

Se prosigue con el estudio de los combustibles fósiles: petróleo, gas natural y carbón. Se describe la demanda interna del país, las exportaciones y las importaciones. Se analiza la infraestructura disponible, incluyendo la situación de las refinerías y centrales de carbón existentes.

Las energías renovables analizadas en el informe suponen la fracción mayoritaria⁸ de las explotadas en Francia: biomasa, hidráulica, eólica y solar. Se describe su peso sobre los diferentes usos finales del país y las políticas energéticas que han motivado su situación actual.

Siendo un aspecto de gran importancia por sus implicaciones en la política energética e industrial, y en particular sobre la competitividad de las empresas, el siguiente bloque analiza los precios de la energía en Francia. El análisis se centra en las tres principales fuentes de energía en usos finales: derivados del petróleo, electricidad y gas natural. Este se realiza diferenciando entre consumidores domésticos e industriales, ya que ambos poseen características de consumo diferentes, además de políticas de precios y fiscalidad diferenciadas. Para situar estos precios en su contexto internacional se comparan con los de otros países europeos de su entorno, y en particular con los de Alemania, dada la importancia del sector industrial en ambos países.

El último apartado está dedicado a analizar el desarrollo de la transición energética en Francia. Inicialmente se sitúa la LTECV dentro de las diferentes políticas de transición energética en Francia, así como de sus compromisos internacionales. Se continúa con un estudio del proceso seguido en el desarrollo inicial de la Ley, sus objetivos y sus principales líneas de actuación. Se concluye estudiando el desarrollo legislativo de la Ley y, en particular, de la PPE 2016.

A partir de este análisis, que presenta los principales aspectos de la transición energética en Francia, aparecen diferentes aspectos en los que se puede profundizar. Algunos de ellos, como el transporte, el autoconsumo, los precios de la energía y la

⁸ 99 % de la energía primaria renovable en 2016 según datos de Eurostat. Notar que biomasa incluye los biocombustibles, el biogás y la parte renovable de la quema de residuos (habitualmente considerados como renovables al 50 %).

pobreza energética, han sido ya tratados en informes anteriores del Lab de Energía de Orchestra (Larrea Basterra & Rebollo de Garay, 2018; Larrea Basterra, 2017; Álvarez Pelegry & Álvaro Hermana, 2017; Álvaro Hermana et al., 2018). Otro aspecto de gran relevancia y en cuya importancia a largo plazo profundizó la LTECV, la fiscalidad medioambiental, es objeto de un trabajo en paralelo (Larrea Basterra et al., 2018).

2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA Y SITUACIÓN MEDIOAMBIENTAL

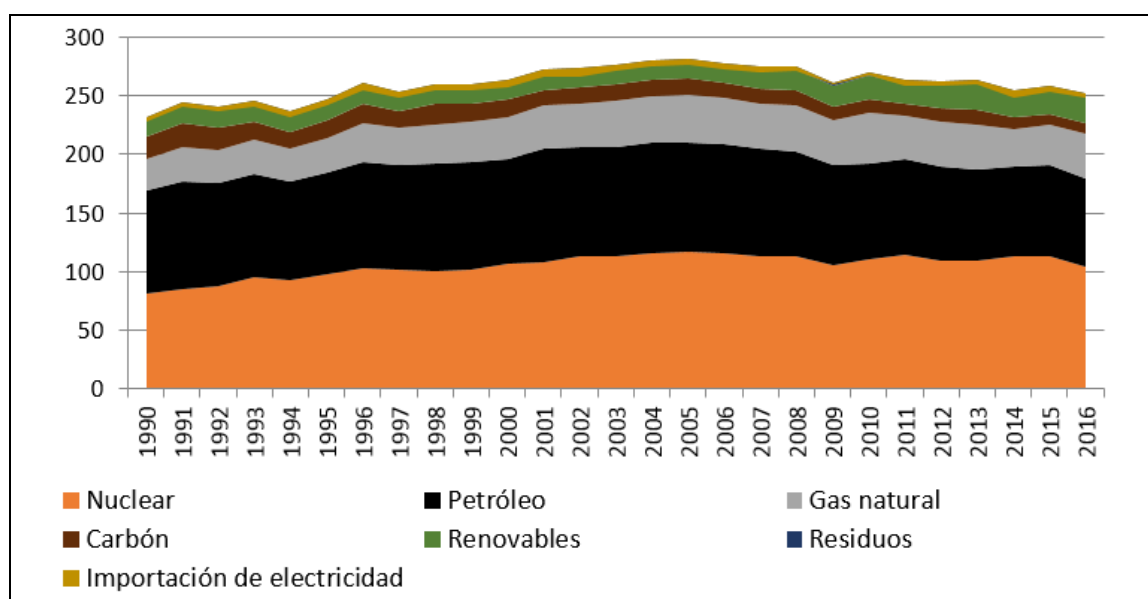
En este apartado se describe en primer lugar la estructura energética en Francia en cuanto a energía primaria y final, así como la estructura de su demanda. A continuación, se analiza la evolución de las emisiones nacionales y del sector eléctrico en particular, al igual que los objetivos gubernamentales. Inicialmente se estudian las emisiones de GEI, seguido de las emisiones contaminantes.

2.1. Energía primaria

La crisis del petróleo de 1973 ha marcado la evolución histórica del consumo de energía primaria en Francia. Dada su dependencia de las importaciones energéticas de combustibles fósiles, se desarrolló un programa de instalación de centrales nucleares que se refleja en el continuo aumento de la generación nuclear hasta suponer la fuente de mayor peso en el *mix* energético francés. Esta fuente ha continuado ganando peso en el *mix* energético por el descenso de la demanda, aunque en términos absolutos este aumento se detuvo en el año 2005, desde cuando se ha mantenido relativamente estable.

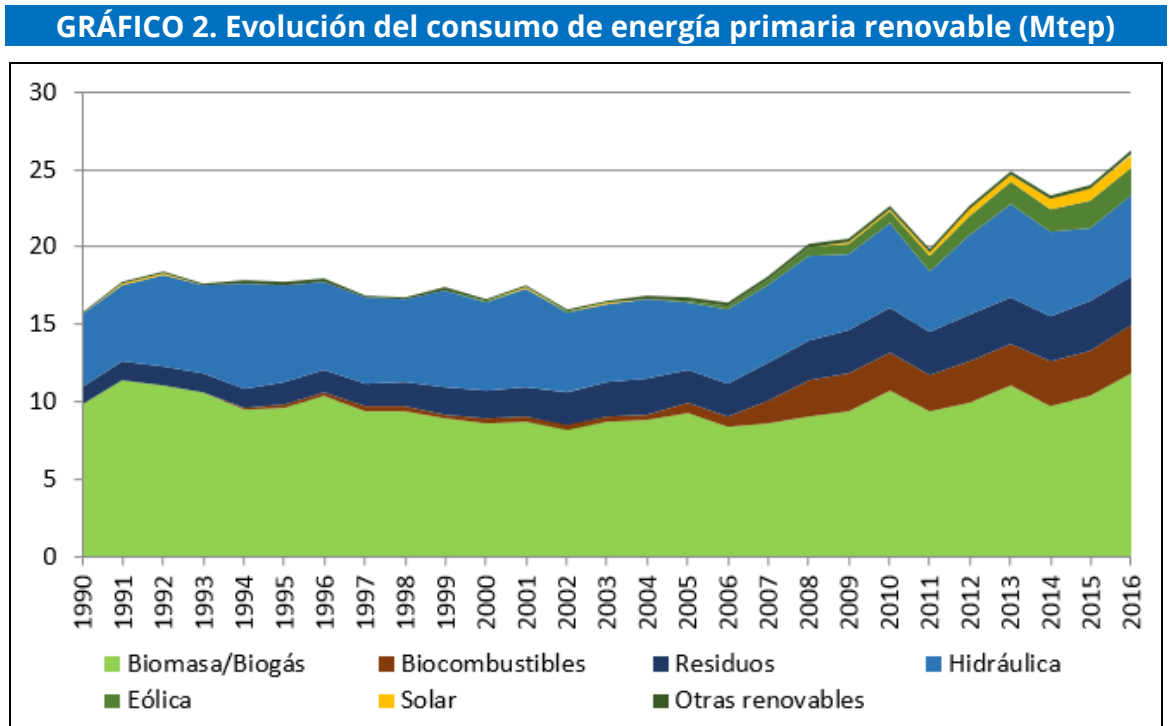
El petróleo y los productos petrolíferos alcanzaron su nivel máximo en el año 2001, habiendo descendido desde entonces un 1,6 % anual. Por su parte, el gas natural se ha mantenido estable, aunque con altibajos, desde el año 2003, mientras que el carbón ha tenido un largo declive desde el 9 % que representaba en 1990 al 3 % de 2016.

GRÁFICO 1. Evolución del consumo de energía primaria (Mtep)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

Respecto a las energías renovables (Gráfico 2), históricamente las principales han sido la biomasa en generación de calor y la hidráulica en generación eléctrica. El uso de biocombustibles comenzó a registrarse en el año 1992, y aunque se estancó en 1997, volvió a crecer de forma importante a partir del año 2005. El uso de la solar térmica y la geotérmica, aunque se remonta a antes del periodo analizado (1990-2016), fue superado por la eólica en 2006 y por la solar fotovoltaica en 2011. Con todo, a finales de 2016 estas fuentes aún contaban con un peso inferior a la biomasa, la hidráulica y los biocombustibles.

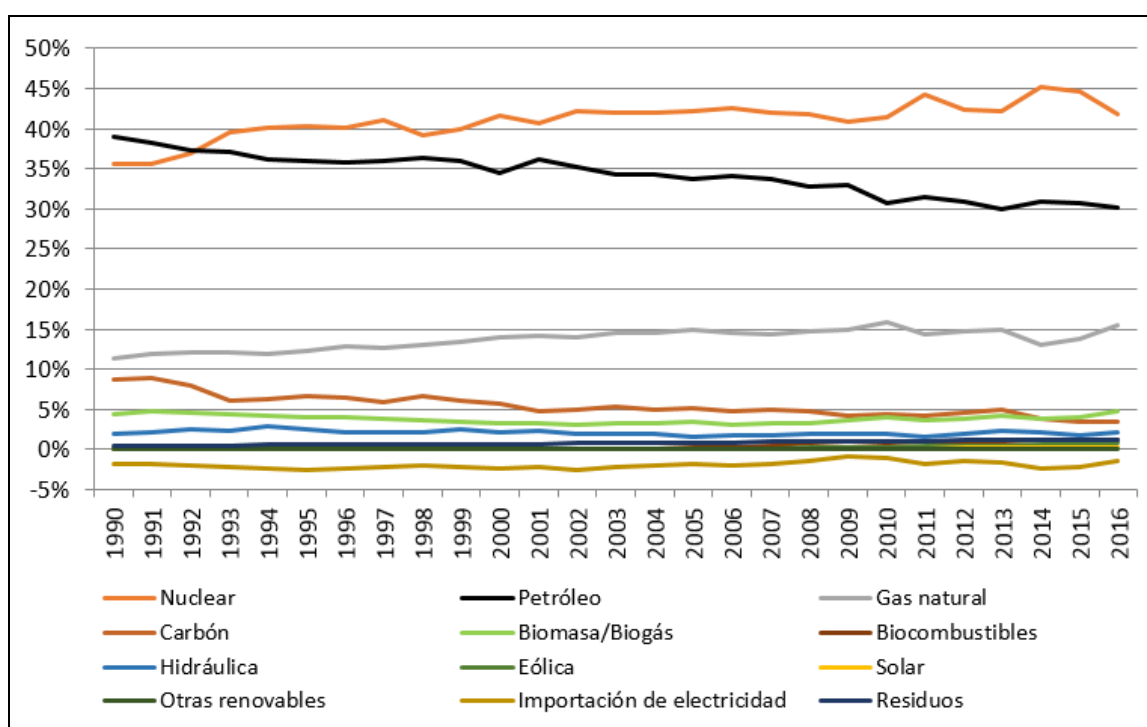


Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

El Gráfico 4 recoge la estructura de la energía primaria en Francia en el año 2016. Como se ha señalado, la energía con mayor peso en el *mix* energético fue la nuclear, que junto con las energías renovables arrojaba un *mix* en el que más del 50 % estaba libre de emisiones de CO₂. Comparando la situación con las otras principales economías de la UE, según datos de Eurostat⁹, Alemania disponía de un 19 % del *mix* libre de CO₂; Reino Unido, un 17 %; Italia, un 17 %; y España, un 26 %.

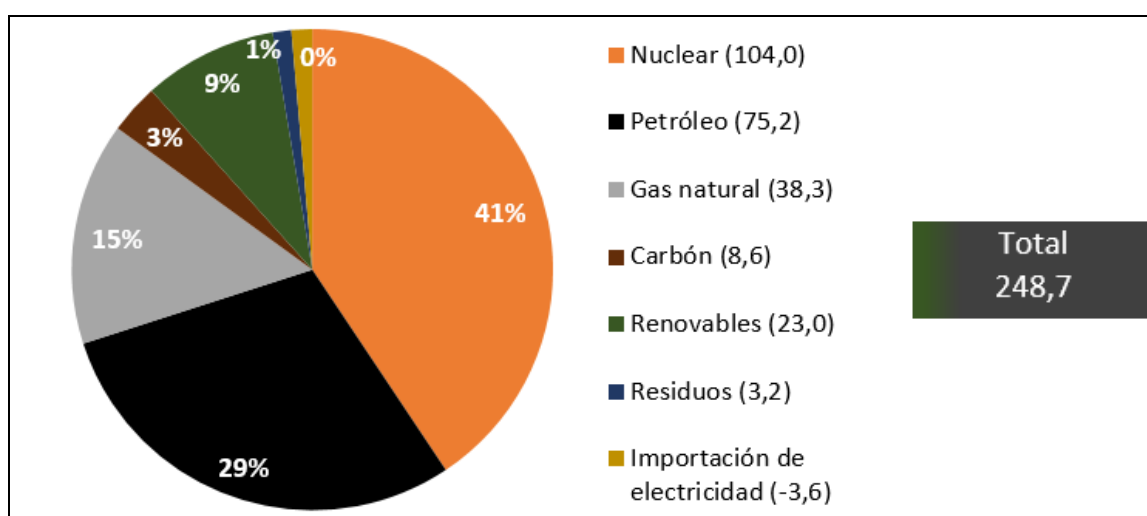
⁹ No se tiene en cuenta el origen de la electricidad importada.

GRÁFICO 3. Evolución de la estructura de energía primaria



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

GRÁFICO 4. Estructura de la energía primaria en 2016 (Mtep)



Nota: los residuos urbanos se consideran renovables en un 50 %. El total renovable es de 24,6 Mtep (10 %).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

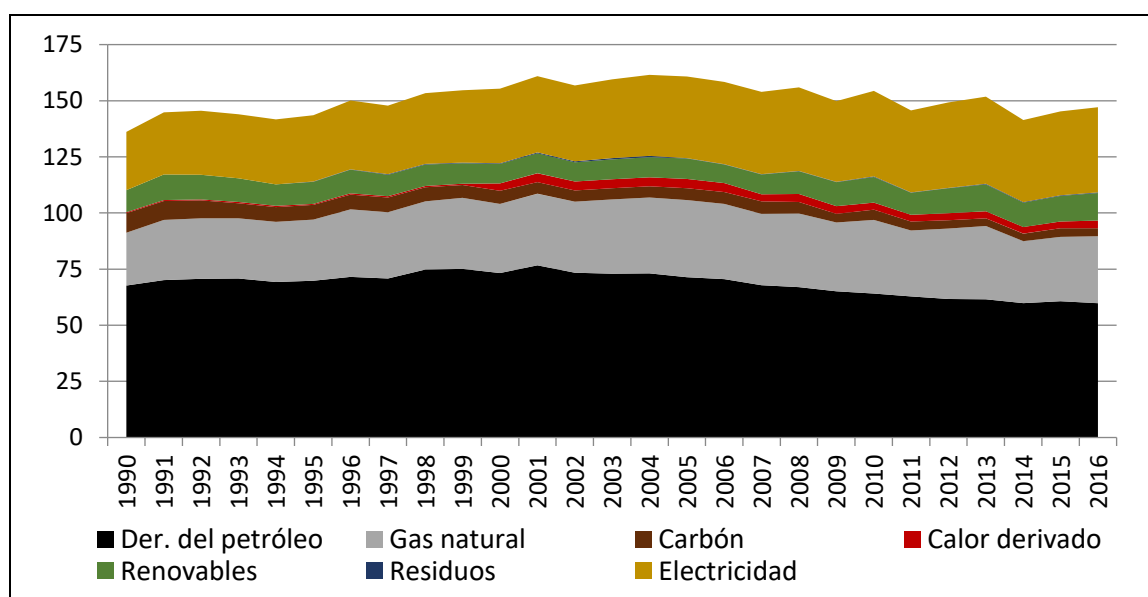
Esta situación de bajas emisiones de CO₂ en Francia, en comparación con otros países europeos, no ha motivado un mayor desarrollo de energías renovables como la eólica y la solar (Assemblée nationale & Sénat, 2005). Pese a contar tradicionalmente con una generación hidroeléctrica considerable y un uso destacable de la biomasa en calefacción, el escaso desarrollo de las energías renovables en generación eléctrica

ha situado a Francia como una de las principales economías europeas con menor uso de fuentes renovables. Así, solo Reino Unido se situó por debajo en el uso de energía primaria renovable (8 % en 2016). Alemania se situó en el 12 %; España, en el 14 % e Italia, en el 17 %.

2.2. Energía final

La evolución histórica de la energía final sigue la pauta marcada por el consumo de energía primaria para los combustibles fósiles, que constituyen la fracción mayoritaria. Tras la crisis del petróleo de 1973 destacó el descenso en el uso de sus derivados, que cayó en todos los segmentos de consumo salvo en el transporte. El aumento de la generación nuclear impulsó el desarrollo de la electricidad, que se ha triplicado desde entonces (IEA, 2017a).

GRÁFICO 5. Evolución del consumo de energía final (Mtep)



Nota: de acuerdo con Eurostat se entiende por calor derivado el calor producido en centrales de generación de calor y/o electricidad. En el caso de entidades con autoproducción (que generan electricidad y / o calor total o parcialmente para su propio uso como respaldo para su actividad principal) no se incluye el calor utilizado por la empresa para sus propios procesos.

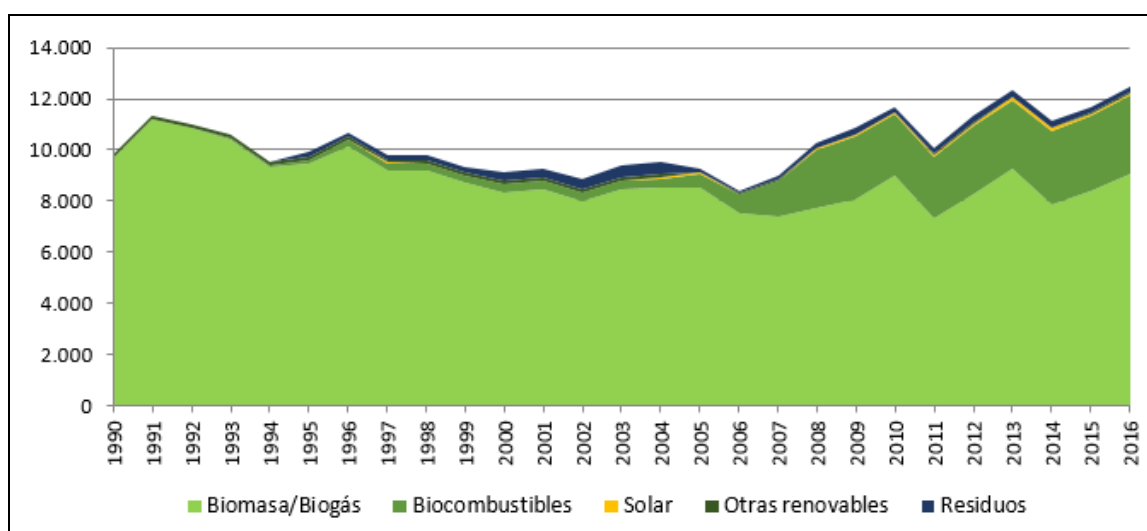
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

En el periodo analizado en el Gráfico 5, además de continuar con este ascenso de la electricidad (se incrementa casi un 50 % en el periodo 1990-2016), destaca el descenso de los derivados del petróleo una vez alcanzado su máximo en 2001 hasta niveles inferiores a los de 1990 y el aumento del gas natural, cuyo uso ha aumentado un 21 % desde 1990, si bien ha caído desde su máximo en 2005. También es

reseñable el descenso en el uso del carbón y la mayor utilización del calor derivado, que alcanzan un nivel casi parejo al final del periodo.

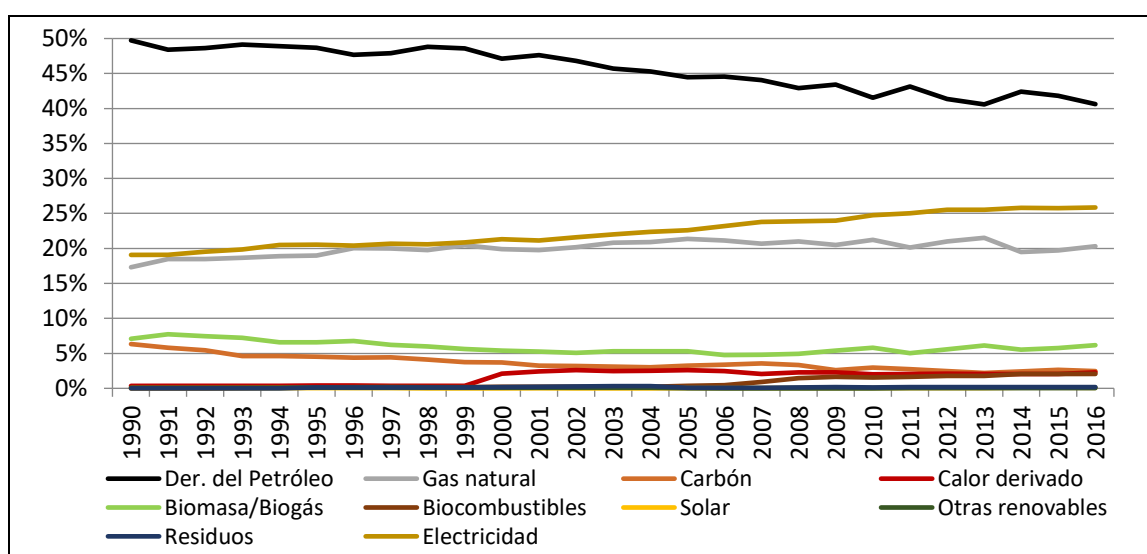
Respecto a la demanda de energía final, esta se incrementó un 1,2 % anual entre 1990 y el máximo del año 2004. A partir de esta fecha cayó un 0,8 % anual hasta el año 2016. En el ámbito de las renovables destaca la caída de la biomasa a partir de 1992 y su posterior estabilización, aunque con bastante variabilidad interanual en función de las condiciones climáticas. También se debe señalar el incremento paulatino en el uso de los biocombustibles, especialmente a partir del año 2005. La solar se incrementó desde el año 2005, pero su crecimiento se ralentizó a partir del 2014 y aún supone una fracción minoritaria de la demanda de energía final renovable.

GRÁFICO 6. Evolución de la demanda de energía final renovable (ktep)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

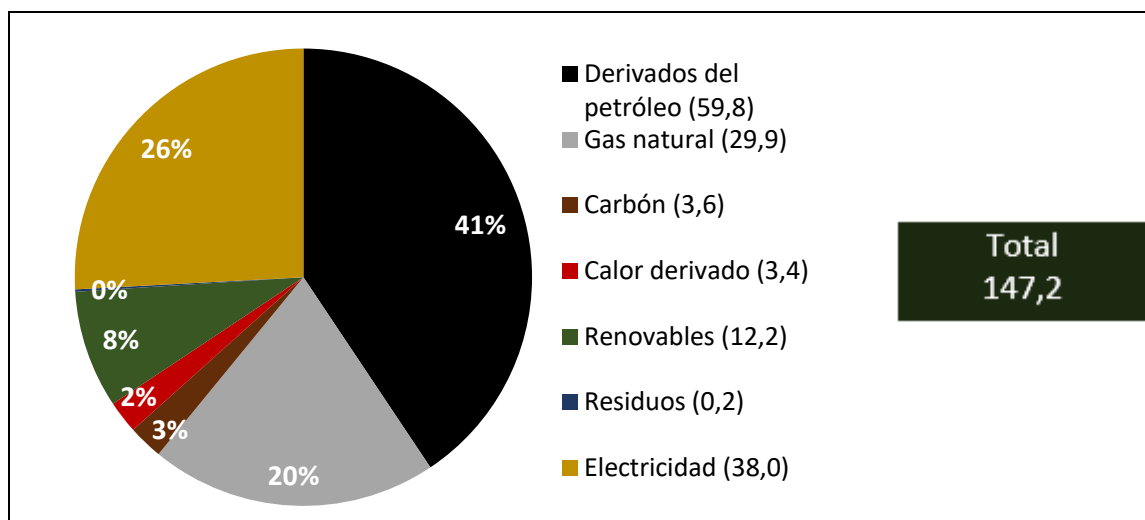
GRÁFICO 7. Evolución de la estructura de energía final



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

La situación de la estructura energética final en Francia para el año 2016 se refleja en el Gráfico 8. Al contrario que en el caso de la energía primaria, y por su empleo directo en transporte y calefacción/refrigeración, los combustibles fósiles (principalmente petróleo y gas natural) conforman el vector energético dominante. Esto sigue la pauta de muchos otros países europeos.

GRÁFICO 8. Estructura de la energía final en 2016 (Mtep)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

La electricidad ocupa una parte significativa de la energía final total con más de una cuarta parte de la misma. Por comparar con las principales economías de Europa, en Alemania supone el 21 %; en Reino Unido, un 20 %; en Italia, un 21 %; y en España, un 24 %.

Igualmente, Francia destaca en el empleo de renovables en usos finales con respecto a otros países europeos, especialmente por su gran uso de biomasa y biocarburantes. Su utilización se sitúa en el 7 %, un punto por encima de los anteriores países, con la excepción de Reino Unido, donde solo llega al 3 %.

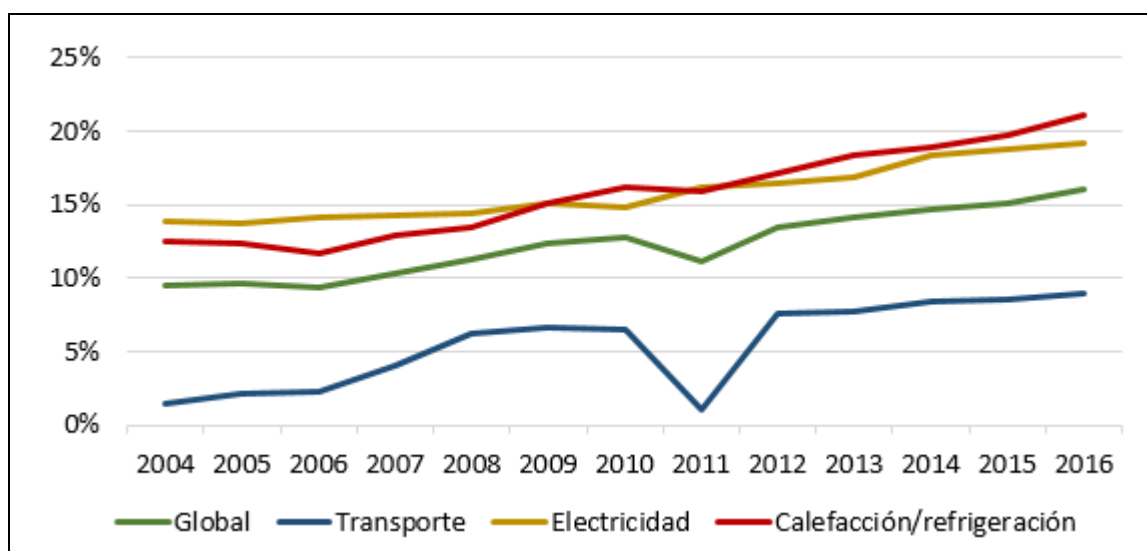
Para concluir, cabe señalar que Francia tiene el objetivo de la UE de alcanzar un 23 % de energía final bruta¹⁰ renovable para el año 2020, al que se añade el objetivo de llegar a un 10 % de renovables en transporte, común a todos los países de la UE. Además, se ha marcado a futuro alcanzar un 32 % de energía renovable sobre energía final para el año 2030. En el año 2016 había alcanzado un 16 % frente al 10 % del que partía en 2004 según datos de Eurostat. Este crecimiento se ha dado de forma similar

¹⁰ Según la Directiva 2009/28/EC, está constituida por "los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria, el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura y la pesca, incluido el consumo de electricidad y calor por la rama de energía para la producción de electricidad y calor e incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y el transporte".

en los tres vectores contabilizados, si bien en mayor medida en términos absolutos en calefacción y refrigeración (13 % a 21 %) y transporte (2 % a 9 %) y menos destacable en electricidad (14 % a 19 %)¹¹.

Las medidas de Francia que cabe señalar para alcanzar los objetivos a 2020 en cada uno de estos vectores son, respectivamente, incrementar el número de hogares con calefacción con biomasa manteniendo el consumo interno estable, aumentar el porcentaje de biocombustibles al 15 % del total y aumentar la potencia instalada eólica y fotovoltaica.

GRÁFICO 9. Evolución del porcentaje de renovables en la energía final bruta



Nota: la caída en 2011 obedece a un cambio de criterio en la contabilización de las renovables en el sector transporte.

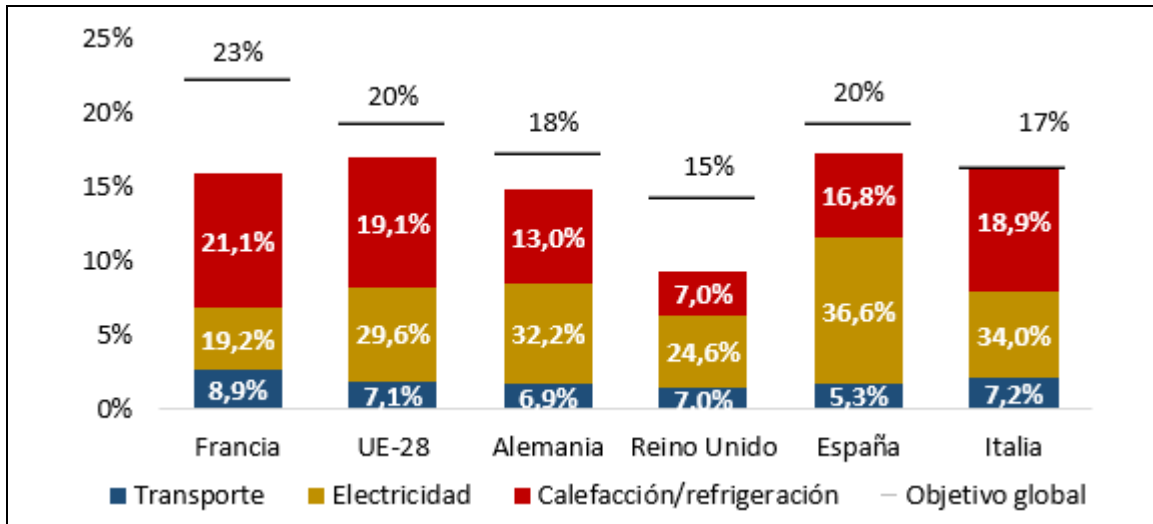
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

En comparación con las principales economías de la UE, Francia es el segundo país más alejado de cumplir su objetivo de renovables a 2020, principalmente por la reducida presencia de renovables en electricidad. No obstante, es el país que se sitúa más cerca de cumplir el objetivo particular de renovables en transporte debido a su gran impulso a los biocombustibles, que suponen el 92 % (previo empleo de multiplicadores¹²) del uso de renovables en el transporte.

¹¹ En calefacción y refrigeración se incluye tanto aquella la de edificios de los sectores residencial y terciario como del sector industrial. En el concepto electricidad no se considera aquella empleada en transporte y calefacción/refrigeración. En el global no se consideran los biocombustibles no compatibles con los artículos 17 y 18 de la Directiva 2009/28/CE.

¹² Se aplican multiplicadores de cara al cumplimiento de los diferentes objetivos. Por ejemplo, los biocombustibles de segunda generación y la electricidad, especialmente en transporte de carretera, pesan más que los biocombustibles de primera generación.

GRÁFICO 10. Comparativa del porcentaje de renovables en la energía final bruta frente a otros países europeos en 2016



Nota: se indica para cada uno de los vectores el porcentaje de renovables.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

2.3. Demanda energética

En la evolución histórica de la demanda energética destaca el aumento en el consumo del transporte, que casi se ha duplicado desde 1973 y solo se ha reducido un 3 % desde que alcanzara su máximo, también en 2001. Asimismo, es significativo el descenso del peso de la industria, que aunque tras la caída inicial acaecida como consecuencia de la crisis del petróleo de 1973 creció hasta el año 2001, cayó entre los años 1990 y 2016 un 18 % y casi un 25 % respecto a su máximo. Por el contrario, el resto de los sectores ha incrementado su demanda de forma similar en el mismo periodo (13 %-23 %), si bien de forma más acusada en el sector servicios.

En años más recientes, y tomando como referencia el objetivo de reducción de la demanda de energía final respecto al año 2012, esta solo ha aumentado en el sector del transporte, manteniéndose en el sector primario y bajando en el resto. En su conjunto, el consumo de energía final en el sector del transporte (sin considerar la aviación internacional¹³) ha disminuido del orden de un 0,4 % anual entre 2012 y 2016, por debajo del objetivo del 1,2 % anual de la PPE 2016.

En total, el objetivo de Francia a 2023 es reducir el consumo de energía final un 12,3 % respecto a 2012, lo que supone 135,5-150,3 Mtep. Sin considerar la aviación

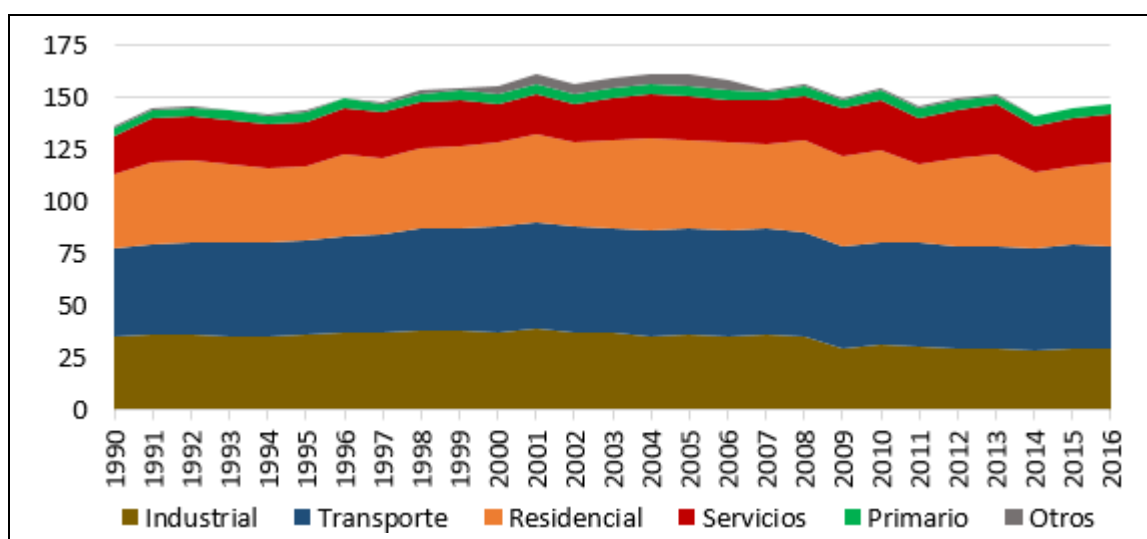
¹³ El objetivo europeo no considera la demanda de la aviación internacional, lo que sí entra dentro de la PPE 2016 de Francia.

internacional, esto dejaría a Francia en situación de cumplir el objetivo de la UE (MTES, 2016).

Así, Francia se sitúa lejos de cumplir su objetivo de eficiencia energética para el año 2020, tanto en energía primaria como en energía final, que son de 219,9 Mtep y 131,4 Mtep respectivamente (-15 % y -12 % respecto al año 2012) (MEEM, 2017c).

El incremento en la demanda final producido tras la caída en el año 2014 se debe tanto a unas temperaturas más frías en los inviernos de 2015 y 2016 como al descenso en el precio de los combustibles. Esta situación coincide con la de otros países de su entorno. En Alemania, Bélgica, España, Holanda y Reino Unido también aumentó la demanda en ambos años.

GRÁFICO 11. Evolución de la demanda energética (Mtep)

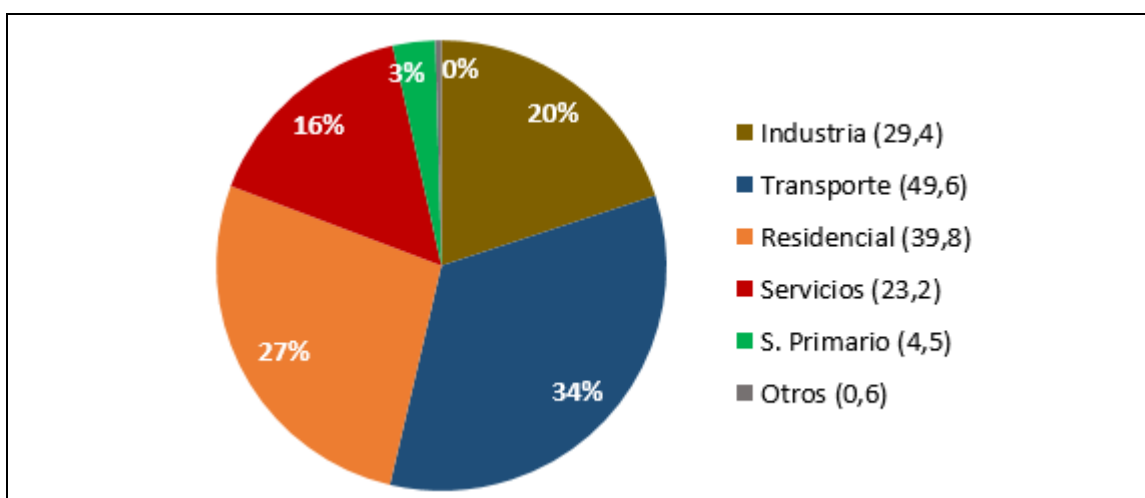


Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

De esta manera, en la estructura de la demanda en Francia en 2016 destacaba el importante peso del sector del transporte, que suponía un tercio del mismo. El sector residencial ocupaba también una posición destacable, mientras que el peso de la industria se situaba por debajo de otros países europeos como Alemania (28 %), Italia (23 %) y España (23 %), aunque por encima de Reino Unido (18 %). Ello puede ser debido a la conjunción de dos factores: el menor peso que tiene la industria en Francia respecto a dichos países¹⁴, así como a la especialización de su industria en actividades menos intensivas en energía.

¹⁴ En 2017 la industria más la construcción en Francia suponían el 17,3 % del PIB, frente al 27,6 % en Alemania, el 21,6 % en España y el 18,6 % en Reino Unido (The World Bank, 2018).

GRÁFICO 12. Estructura de la demanda energética en 2016 (Mtep)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

2.4. Medioambiente

2.4.1. Emisiones de GEI

Como se ha señalado en apartados anteriores, Francia tiene uno de los ratios de emisiones de GEI per cápita más reducidos de los países de la OCDE gracias al peso de la generación nuclear en su estructura de energía primaria. Según datos de Eurostat, las emisiones de GEI en el año 2015 en Francia fueron de 457 Mt CO_{2eq}. En referencia al año 1990¹⁵, las emisiones de GEI se habían reducido un 16 %. Así, se ha alcanzado el objetivo a 2020 de la UE de reducción de emisiones de GEI para Francia, que es del 15,9 %¹⁶ respecto a 2005 (MEEDDM, 2009a).

No obstante, las emisiones han evolucionado al alza entre los años 2013 y 2016 debido, en buena medida, al descenso del precio de los productos petrolíferos, lo que ha favorecido su consumo. Con todo, se mantiene el desacoplamiento entre emisiones de GEI y PIB que se aprecia desde 1991 (Gráfico 14).

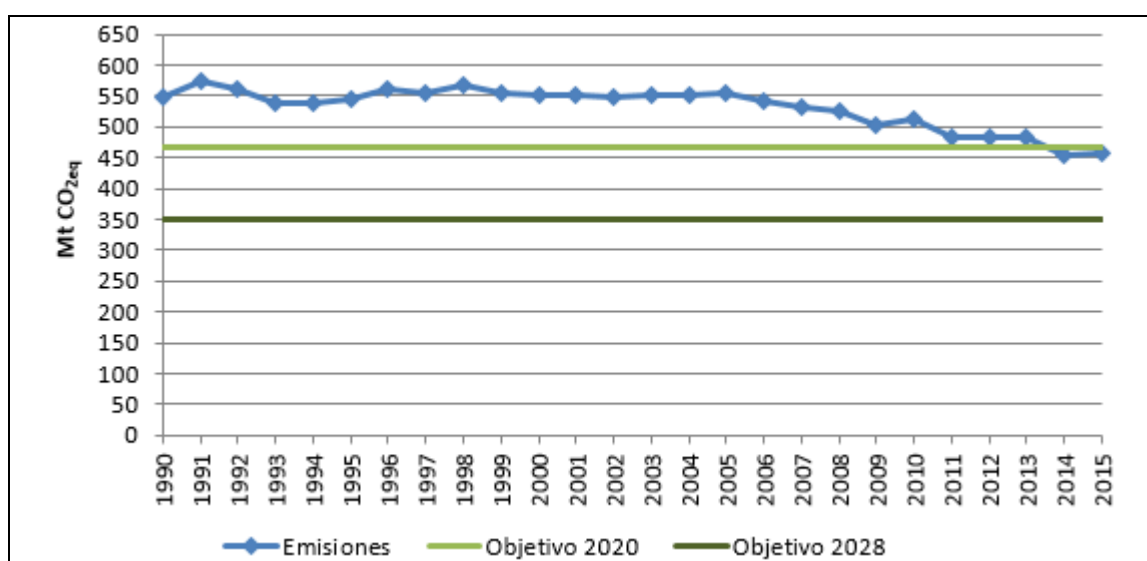
El objetivo del Gobierno francés es reducir las emisiones de GEI un 27 % en el año 2028¹⁷ respecto a las emisiones del año 2013 y un 75 % para el año 2050 (MTES, 2018b).

¹⁵ Año de referencia inicialmente de los objetivos de la UE. También se emplea 2005.

¹⁶ 14 % en sectores no sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE), objetivo concreto para Francia, y un 21 % en sectores sujetos al RCDE UE, objetivo del conjunto de la UE.

¹⁷ Las metas se establecen por periodos a través del denominado presupuesto carbono. Para el periodo 2015-2018 es de 442 Mt anuales; para 2019-2023, de 399 Mt anuales; y para 2024-2028, de 358 Mt anuales. Por comparar, el acuerdo *Grenelle de l'environnement* establecía alcanzar 437 Mt CO_{2eq} en 2020

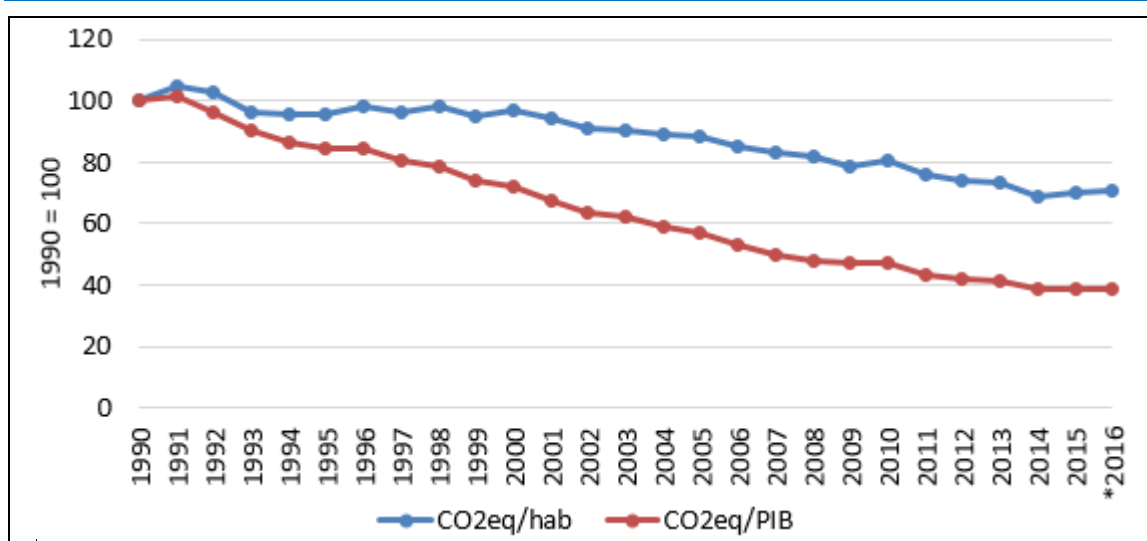
GRÁFICO 13. Emisiones totales de GEI



Nota: no se incluye LULUCF¹⁸, partidas pro memoria, ni la aviación internacional.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

GRÁFICO 14. Índice de emisiones totales de GEI por habitante y respecto al PIB



Nota: los datos de 2016 son provisionales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CITEPA.

Por sectores, el sector del transporte es el que supone el mayor volumen de emisiones de GEI en Francia, con 133 Mt CO₂eq en 2016, la mayor parte del total le corresponde al transporte por carretera. A continuación, se sitúan los sectores

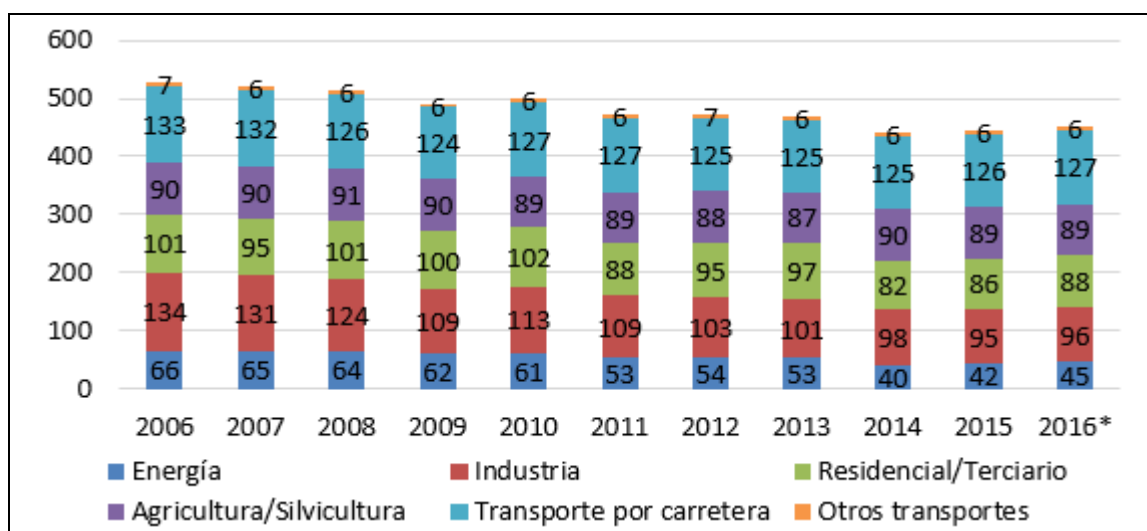
(MEEDDM, 2009a). Como meta intermedia también puede citarse reducir las emisiones de GEI un 40 % a 2030 respecto a las de 1990.

¹⁸ *Land Use, Land-Use Change and Forestry* (uso del terreno, cambios en el uso del terreno y silvicultura).

industrial, residencial/terciario y agrícola, los tres con un nivel similar de emisiones. En último lugar se sitúa el sector de generación de energía, con 45 Mt CO_{2eq} en 2016.

Aquellos sectores en los que se han reducido más las emisiones entre los años 2006 y 2016 son la energía, la industria y el sector residencial/terciario, mientras que el transporte y la agricultura/silvicultura han permanecido estables. Respecto al transporte por carretera, en el periodo analizado su única caída significativa ocurrió en el año 2008, tras la cual ha permanecido con un consumo de energía final y de emisiones estable con tendencia al alza desde 2012.

GRÁFICO 15. Emisiones totales de GEI por sector (Mt CO_{2eq})



Nota 1: "Agricultura/Silvicultura" no incluye LULUCF (uso del terreno, cambios en el mismo o silvicultura). "Otros transportes" no incluye las emisiones fluviales, marítimas ni de aviación internacionales, así como las emisiones de fuentes no antropogénicas.

Nota 2: los datos de 2016 son provisionales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CITEPA.

2.4.2. Emisiones contaminantes

En este apartado se detalla la situación de las principales emisiones contaminantes en Francia, sus principales causas, su evolución histórica y los objetivos a medio plazo de las mismas. En concreto, se estudian las emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, amoníaco, Compuestos Orgánicos Volátiles Distintos del Metano (COVDM), partículas de diámetro igual o inferior a 2,5 µm (PM_{2,5}) y partículas de diámetro igual o inferior a 10 µm (PM₁₀).

En el año 2013 se alcanzó el objetivo a 2020 de reducir las emisiones de dióxido de azufre por debajo del 55 % con respecto al año 2005. El sector que más contribuye a las mismas es el de la manufactura industrial, en particular el refinado del petróleo

(20 %¹⁹), seguido de la producción energética (principalmente de electricidad) y el sector residencial (CITEPA, 2018).

El objetivo a 2020 de reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno por debajo del 50 % con respecto al año 2005 aún no se ha alcanzado, aunque Francia está en proceso de lograrlo. El sector del transporte por carretera es el que más contribuye a las mismas con cerca de un 56 % en 2016.

TABLA 2. Objetivos de reducción de emisiones contaminantes y situación en 2016

Componente	2016	2020-2024	2025-2029	A partir de 2030
SO ₂	-69 %	-55 %	-66 %	-77 %
NO _x	-42 %	-50 %	-60 %	-69 %
NH ₃	3 %	-4 %	-8 %	-13 %
COVDM	-46 %	-43 %	-47 %	-52 %
PM _{2,5}	-34 %	-27 %	-42 %	-57 %

Nota: los datos a 2016 son provisionales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CITEPA.

Las emisiones de amoníaco se mantienen históricamente estables, habiendo incluso aumentado un 3 % respecto a las de 2005, año de referencia. Las emisiones de esta sustancia tienen su origen fundamentalmente en el sector agrícola. Dos terceras partes se deben a defecaciones de animales y el resto, al uso de abonos.

El objetivo de COVDM para el año 2020 también se ha cumplido, habiéndose logrado una reducción del 46 % respecto al año 2005. Los principales sectores emisores son el residencial (46 %) y el de manufactura industrial (35 %). Aunque las causas de las emisiones son diversas, los pequeños aparatos de combustión constituyen la principal fuente de las mismas con un 23 % del total, mientras que el uso doméstico de disolventes contribuyó con un 21 %.

En lo referente a las emisiones de PM_{2,5} también se ha cumplido el objetivo de reducción, siendo estas un 34 % inferiores en 2016 respecto a las del año 2005. El sector que más contribuye a las mismas es el residencial/terciario, con casi la mitad de estas en 2016. Al igual que en los COVDM, su principal origen está en los pequeños aparatos de combustión, que suponen el 44 % del total, estando en segundo lugar el diésel (9 %) y la industria manufacturera (8 %).

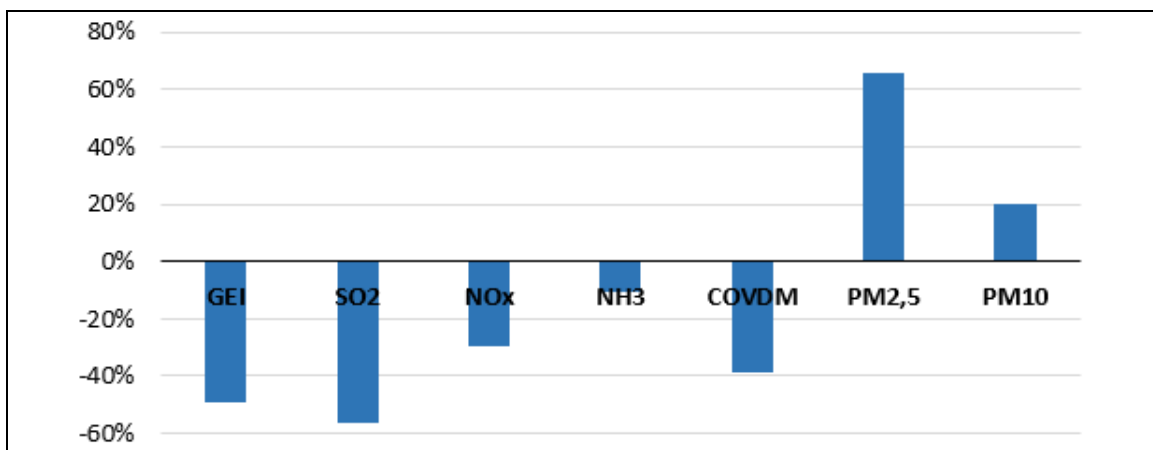
¹⁹ Los porcentajes empleados en este apartado se refieren a 2016 según datos provisionales de CITEPA. Los datos de los subsectores (e.g. refino del petróleo) se refieren a 2015.

Finalmente, las emisiones de PM₁₀ han caído un 28 % desde 2005. Tienen su origen en un 63 % en los pequeños aparatos de combustión. El protocolo de Gotemburgo²⁰ no recoge objetivo de reducción de emisiones de estas partículas, aunque puede citarse el objetivo propio de no sobrepasar una media anual de 30 µg/m³ ni una media diaria de 50 µg/m³ más de 35 días al año, más restrictivo que el de la UE.

Si bien se aprecia una gran diferencia en las emisiones de GEI frente a otros países Europeos, no sucede así con respecto a todas las emisiones contaminantes (ver Gráfico 16). Mientras que Francia emitió casi la mitad de emisiones de GEI que Alemania, fue responsable de las emisiones de un 66 % más de PM_{2,5} y un 20 % más de PM₁₀ (Francia fue, de hecho, el país europeo con mayor nivel de estas emisiones).

Las restantes emisiones sí cuentan con diferencias significativas entre ambos países, si bien solo las emisiones de NO_x presentan una diferencia similar a las de GEI. Esto es remarcable en tanto que las emisiones contaminantes tienen un carácter más local que las emisiones de GEI, cuyo efecto es global.

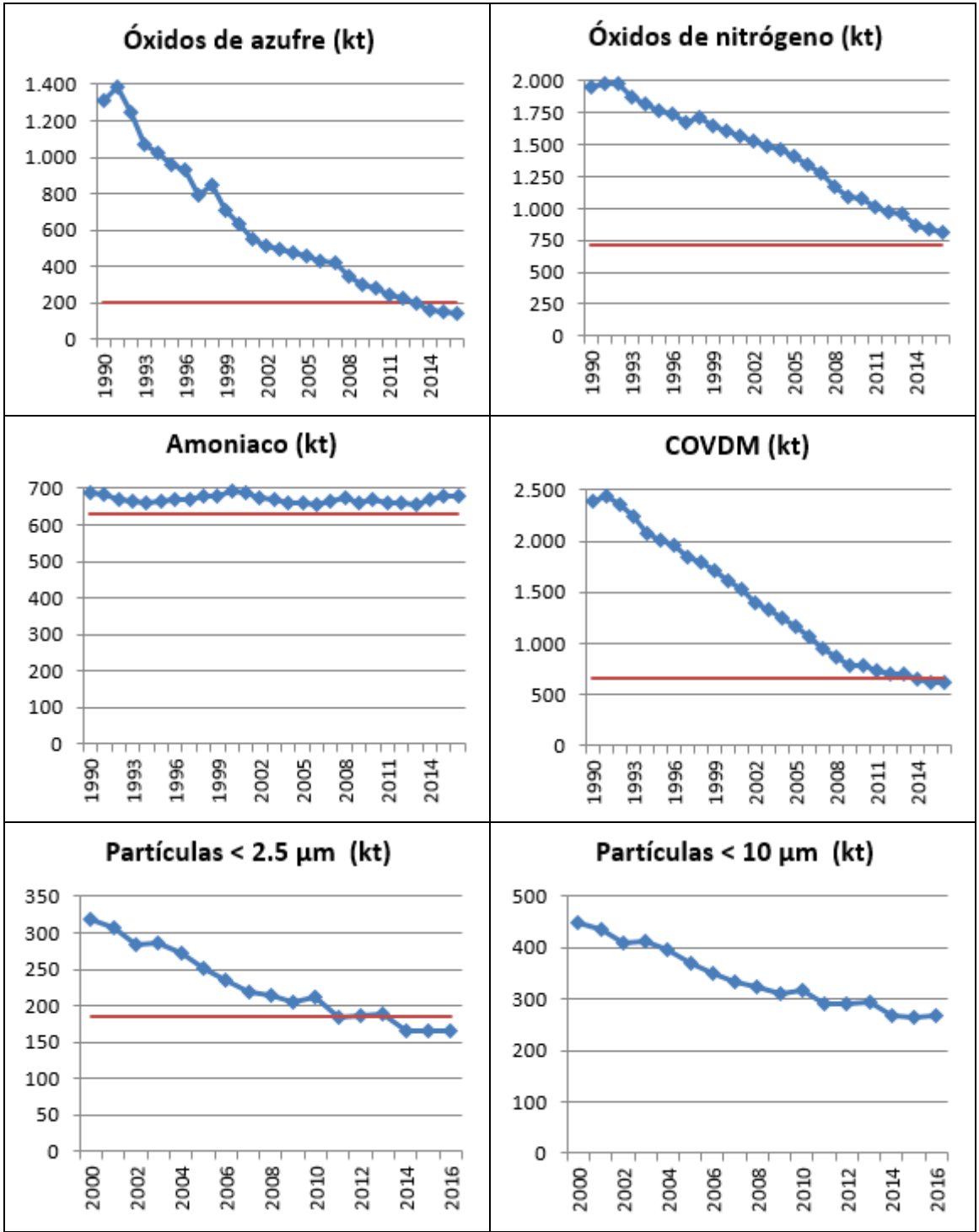
GRÁFICO 16. Diferencia de las emisiones de Francia respecto a las de Alemania en 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

²⁰ Protocolo internacional de 1999 para luchar contra la acidificación, la eutrofización y el ozono troposférico. Ha sido modificado con posterioridad para introducir objetivos nacionales más allá de 2020 e incluir contaminantes. En el anexo X de su actualización de 2012 recoge objetivos de PM₁₀, pero no se han ratificado de forma comunitaria.

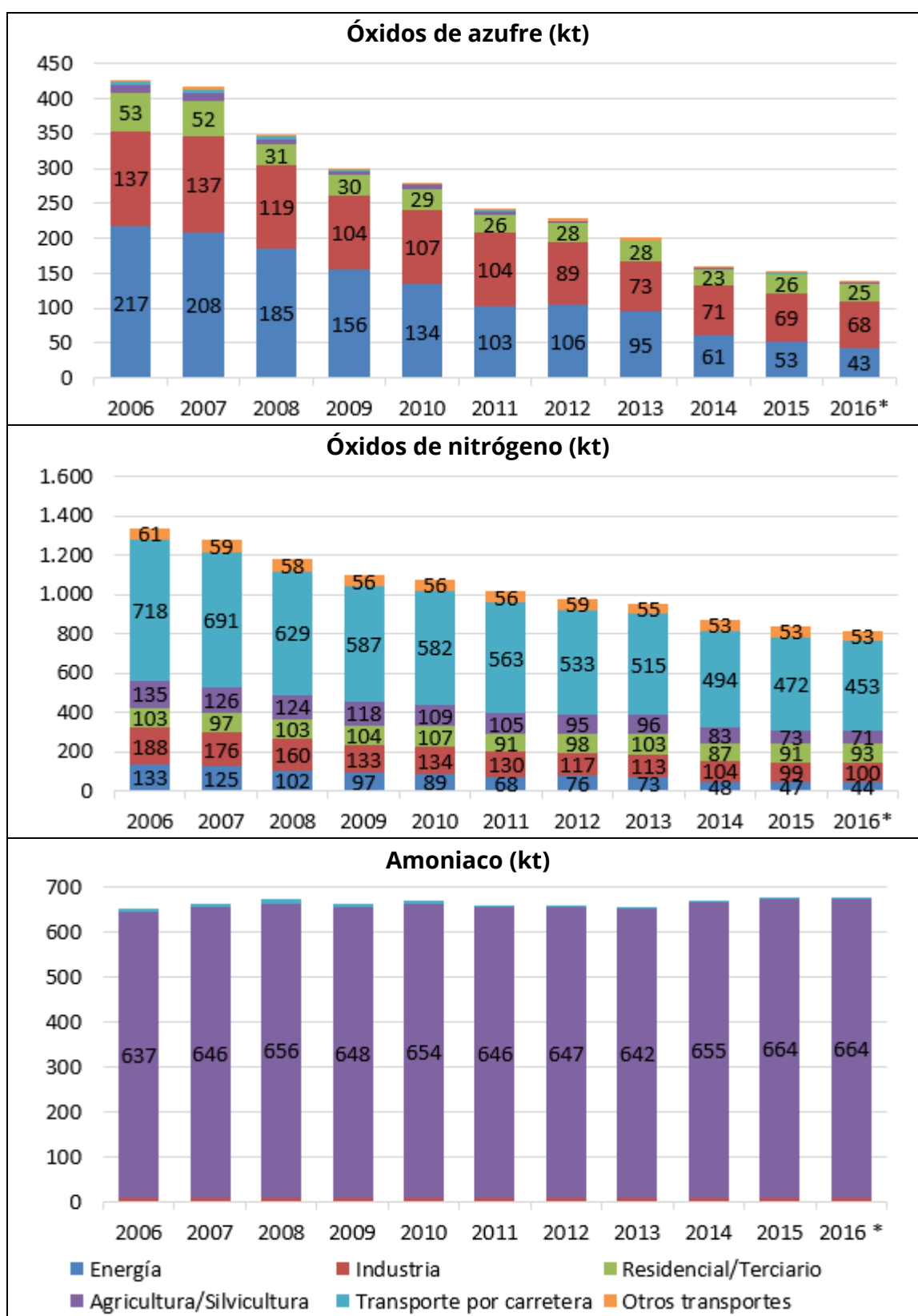
GRÁFICO 17. Evolución de las emisiones totales de contaminantes atmosféricos

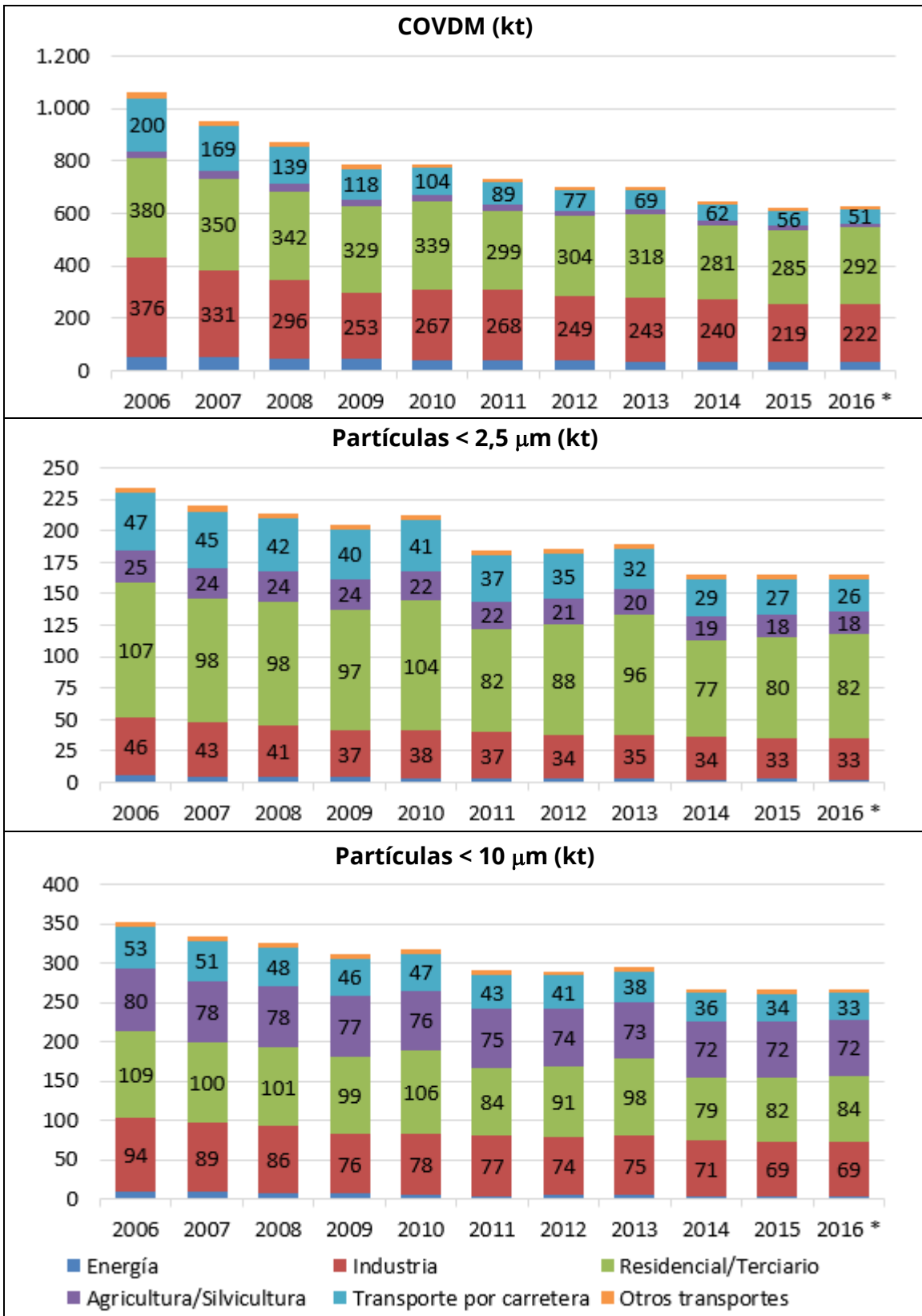


Nota: los datos de partículas anteriores al año 2000 no están disponibles en Eurostat tras la actualización de los datos de 2015. Los datos de 2016, de CITEPA, son provisionales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat y CITEPA.

GRÁFICO 18. Emisiones totales de emisiones contaminantes por sector





Nota 1: "Agricultura/Silvicultura" no incluye LULUCF. "Otros transportes" no incluye las emisiones fluviales, marítimas ni de aviación internacionales, así como las emisiones de fuentes no antropogénicas.

Nota 2: los datos de 2016 son provisionales.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CITEPA.

3. SECTORES ENERGÉTICOS

Estudiada la estructura energética de Francia, en este capítulo se describen los principales sectores energéticos que intervienen en la misma. Esto incluye la demanda (ya vista en parte en el apartado anterior), las importaciones, las exportaciones y las infraestructuras implicadas. En el caso de las fuentes renovables estudiadas (biomasa, hidráulica, eólica y solar²¹), se describen también las políticas de apoyo a su desarrollo dada la importancia de las mismas.

3.1. Nuclear

3.1.1. Ciclo del combustible nuclear en Francia

El ciclo del combustible nuclear comprende la fabricación del combustible nuclear, su uso en las centrales nucleares y su posterior tratamiento. Diversas instalaciones francesas, en su mayoría propiedad del grupo Orano, forman parte del mismo (MTES, 2018b).

Francia cubre su demanda de uranio mediante importaciones (fundamentalmente de Kazajistán, Canadá, Australia y Níger, los mayores productores de mineral de uranio a escala mundial (WNA, 2017)), ya que su última mina, Jouac (*Haute-Vienne*), cerró en 2001 (IRSN, 2017c). La conversión del mineral de uranio en la llamada “torta amarilla” (óxido de uranio concentrado) se lleva a cabo en la propia mina.

El óxido de uranio concentrado se exporta y se transforma en hexafluoruro de uranio. En Francia esta actividad se ha realizado en las instalaciones de conversión de uranio Malvési y Pierrelatte (Comurhex I) desde los años 1958 y 1962 respectivamente. El 31 de diciembre de 2017 Areva anunció que había cerrado Comurhex I y que esperaba que Comurhex II, una renovación de las estructuras anteriores, estuviera en funcionamiento antes de 2019. Se inauguró finalmente en septiembre de 2018 (World Nuclear News, 2018).

A continuación, el hexafluoruro de uranio pasa por un proceso de enriquecimiento necesario para su utilización en las centrales nucleares francesas, actividad que se realiza en la planta Georges Besse II, situada junto a la central nuclear de Tricastin. Esta planta reemplazó en 2012 a la antigua planta de enriquecimiento de uranio Eurodif, en funcionamiento desde 1978. La planta Georges Besse II emplea un

²¹ Estas fuentes supusieron más del 99 % de la energía primaria renovable en Francia en 2016 según datos de Eurostat. La parte restante es mayoritariamente geotérmica, de la que en 2016 existían dos centrales eléctricas (MTES, 2018b) y 30 ktep empleados en usos finales (datos de Eurostat).

proceso de ultracentrifugación y su capacidad alcanzó un total de 7,4 MSWU²² a comienzos de 2016 (NEA, 2016). Cabe destacar que este proceso de enriquecimiento no es algo que hayan desarrollado todos los países con capacidad nuclear, como en el caso de España, por lo que el producto enriquecido constituye parte de las exportaciones francesas a países vecinos (Nuclenor, 2007).

El hexafluoruro de uranio enriquecido se transforma en óxido de uranio en las fábricas de CERCA y FBFC (ambas filiales al 100 % del grupo Orano) en Romans-sur-Isère. El polvo resultante se amalgama en forma de pastillas de combustible que son empleadas en las centrales nucleares. Estas pastillas se emplean entre tres y cinco años, periodo tras el cual se sustituyen por nuevo combustible.

El combustible nuclear gastado se enfría en piscinas, inicialmente junto a la propia central y, posteriormente, en el centro de reprocesado de La Hague, del grupo Orano. En este centro se separan el uranio y el plutonio del resto de productos de la fisión nuclear, se empaquetan y se almacenan para su uso posterior. El plutonio reprocesado se utiliza para fabricar MOX (una mezcla de uranio y óxidos de plutonio) en la fábrica Mélox de Marcoule. Este MOX se emplea en algunos de los reactores franceses de 900 MW. El uranio reprocesado se trata también en las instalaciones de conversión de uranio.

Los residuos producidos se gestionan de acuerdo con la estrategia de gestión de residuos radioactivos según el *Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs* (PNGMDR). Este plan se publicó por primera vez en mayo de 2007 y se actualiza cada tres años (ASN, 2016a).

Los residuos radioactivos de baja o media actividad y de vida corta se gestionan en el centro de almacenamiento de Aube, en funcionamiento desde 1992. El centro de almacenamiento de La Mancha (CSM) fue empleado hasta 1994 y actualmente se encuentra en fase de cierre (ANDRA, 2018). Además, desde 2003 se dispone de un tercer centro de almacenamiento, CIRE²³, empleado para residuos de muy baja actividad y vida corta²⁴ (ANDRA, 2012). Según la ASN, y de forma común a todos los países, los residuos de alta y media actividad y vida larga aún no disponen de una solución de gestión permanente, adaptada a la escala de cientos de miles de años de estos residuos. El proyecto del centro de almacenamiento CIGEO²⁵, para residuos de mediana y alta actividad y vida larga, busca dar respuesta a esta problemática. Está

²² Millones de unidades de trabajo de separación (*separative work unit*). Esta unidad mide la cantidad de trabajo de separación del ²³⁵U y ²³⁸U realizado en el proceso de enriquecimiento del uranio. Se requiere de una proporción de entre un 3 % y un 5 % de ²³⁵U para el funcionamiento de las centrales nucleares francesas.

²³ *Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage*.

²⁴ Residuos con un nivel de radioactividad inferior a 100 becquerels por gramo (Bq/g).

²⁵ *Centre industriel de stockage géologique*.

previsto que se solicite una autorización para su creación en 2019 (ASN, 2018). Estos centros son o serán propiedad de la ANDRA²⁶.

Aparte, existen otras instalaciones nucleares industriales. Las principales son la fábrica de Centraco, que procesa residuos radioactivos de baja actividad (propiedad de SOCODEI), diversas instalaciones de irradiación o ionización e instalaciones de almacenamiento de nuevo combustible o de mantenimiento empleadas por EDF.

3.1.2. Parque nuclear

Francia es el país del mundo con mayor porcentaje de potencia nuclear instalada sobre la potencia eléctrica total y el segundo país en cuanto a capacidad total nuclear instalada y generación eléctrica de origen nuclear, solo por detrás de EE.UU. en 2015 (IEA, 2017b). En 2017 la potencia nuclear instalada se situó en 63,1 GW, mientras que la generación eléctrica de origen nuclear ascendió a 379,1 TWh.

El origen de las centrales nucleares en Francia se remonta a los años cincuenta, no abriéndose la primera central, desarrollada por EDF, hasta 1963 en Chinon (EDF, 2018a). Las primeras centrales fueron refrigeradas por gas²⁷, pasando posteriormente a la tecnología de agua presurizada, que se ha mantenido como la única existente en Francia hasta la actualidad. La energía nuclear tuvo un fuerte crecimiento en Francia a raíz de la primera crisis del petróleo de 1973, que vino a sumarse a los problemas históricos de Francia con el aprovisionamiento de petróleo tras la Guerra del Sinaí en 1956 y la independencia de Argelia en 1962 (Planète Énergies, 2015). Esta decisión se tomó con el objetivo de minimizar las importaciones y la dependencia del petróleo y de aumentar la seguridad energética del país.

En consecuencia, se estableció el posteriormente denominado Plan Messmer²⁸ de construcción de centrales nucleares, y la generación nuclear pasó de 4 Mtep en el año 1973 a 108 Mtep²⁹ en el año 2000, convirtiéndose así Francia en un exportador neto de electricidad (IEA, 2017a). Según el antiguo director de la IEA, Claude Mandil, las principales razones del éxito francés en el desarrollo y aceptación de su programa nuclear fueron: 1) una inquietud real sobre la seguridad del aprovisionamiento energético después de la crisis de 1973; 2) un sentimiento de agravio por las difíciles

²⁶ *Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs* (Agencia nacional para la gestión de residuos radioactivos).

²⁷ UNGG: *Uranium Naturel Graphite Gaz* (Uranio Natural con Gas de Grafito).

²⁸ Serie de decisiones del gabinete del entonces primer ministro Pierre Messmer, que concedió al desarrollo nuclear un "carácter masivo" tras la crisis del petróleo de 1973. El plan global era reducir la dependencia energética del 75 % al 50 % a través de tres ejes: ahorro energético, importaciones de petróleo diversificadas y generación eléctrica nuclear (Røren, 2013).

²⁹ Medida en energía primaria.

relaciones con Argelia, antigua colonia en la que se descubrió una gran cantidad de petróleo; 3) cierto “amor francés” por los grandes programas científicos y técnicos (TGV, Concorde, investigación espacial) y 4) importantes beneficios económicos para las colectividades cercanas a las centrales eléctricas (Røren, 2013).

Más recientemente, el primer debate nacional sobre energía se anunció en 2003, dando como resultado la Ley 2005-781 de 13 de julio de 2005 sobre el programa que establece las pautas de la política energética³⁰, en la que se reafirmaba el papel central de la energía nuclear en la política y seguridad energética de Francia (Assemblée nationale & Sénat, 2005). Se tomaron decisiones relativas a la construcción del EPR³¹, cuyo diseño se aprobó en 2004, y se aplazó a 2015 la decisión de construir una serie de 40 reactores similares. EDF anunció en agosto de 2005 su intención de sustituir sus 58 reactores por reactores EPR a partir de 2020 a razón de uno por año. Finalmente, en 2016 EDF anunció que esperaba que el EPR estuviera completado en el año 2020, pero que sería otro diseño, el EPR NM, el que reemplazaría al actual parque nuclear (WNA, 2018).

La elección en 2012 del presidente François Hollande tuvo como resultado el comienzo de una política de reducción de la cuota nuclear en el *mix* energético y el principio de un debate nacional sobre la transición energética que concluyó en julio de 2013. La Ley de transición energética para el crecimiento verde fue aprobada por la Asamblea Nacional en octubre de 2014 estableciendo una capacidad máxima de generación nuclear en 63,2 GW y reduciendo el peso de la generación nuclear del 75 % al 50 % en 2025³². El Senado enmendó la Ley eliminando el límite relativo a la capacidad nuclear, pero fue finalmente aprobada en 2015 en la Asamblea con los citados límites. La decisión de cerrar alguna central nuclear para alcanzar el objetivo del reducir al 50 % la producción nuclear fue pospuesta por el Gobierno en octubre de 2016.

Posteriormente el nuevo Gobierno presidido por Emmanuel Macron decidió posponer el objetivo del 50 % en diciembre de dicho año (2017). El entonces Ministro de Transición Ecológica, Nicolas Hulot, afirmó en noviembre de 2017 que cumplir dicho calendario implicaría relanzar la producción eléctrica mediante combustibles fósiles, sacrificando el objetivo de reducción de emisiones de GEI (Hulot, 2017).

El parque nuclear francés está compuesto por un total de 58 reactores nucleares distribuidos en 19 centrales. Actualmente está en construcción el EPR de Flamanville, de una potencia bruta de 1.750 MW, al igual que los otros tres reactores de su tipo,

³⁰ *Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.*

³¹ *European Pressurized Reactor* (Reactor Europeo Presurizado).

³² Según datos de Eurostat, la generación eléctrica neta nuclear cubrió el 86,8 % de la demanda de electricidad de Francia en 2016.

uno en Finlandia y dos en China³³. EDF también ha firmado, en colaboración con General Electric y la estatal Nuclear Power Corporation of India Limited, la construcción de seis reactores EPR en una misma central de la India, Jaitapur, con una potencia total de alrededor de 10 GW (EDF, 2018c).

TABLA 3. Reactores nucleares en activo en 2017

Grupo	Reactores	Centrales (nº de reactores)	Puesta en marcha	Potencia (MW)
CP0	6	Fessenheim (2), Bugey (4)	1977-1979	900
CP1	18	Tricastin (4), Gravelines (6), Dampierre (4), Blayais (4)	1980-1985	900
CP2	10	Saint-Laurent-des-Eaux (2), Chinon (4), Cruas (4)	1981-1987	900
P'4	8	Paluel (4), Saint-Alban (2), Flamanville (2)	1984-1986	1.300
P'4	12	Cattenom (4), Nogent-sur-Seine (2), Belleville (2), Penly (2), Golfech (2)	1986-1993	1.300
N4	4	Chooz (2), Civaux (2)	1996-1999	1.450

Nota 1: en ocasiones los grupos CP1 y CP2 se citan de forma unificada como grupo CPY. Los grupos se citan también por nivel de potencia en los denominados *paliers* (*palier* 900, *palier* 1.300 y *palier* 1.450).

Nota 2: la potencia de los reactores difiere individualmente respecto al valor de potencia presentado. Puede verse un desglose más detallado en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Fuente: elaboración propia a partir de MTES (2018b).

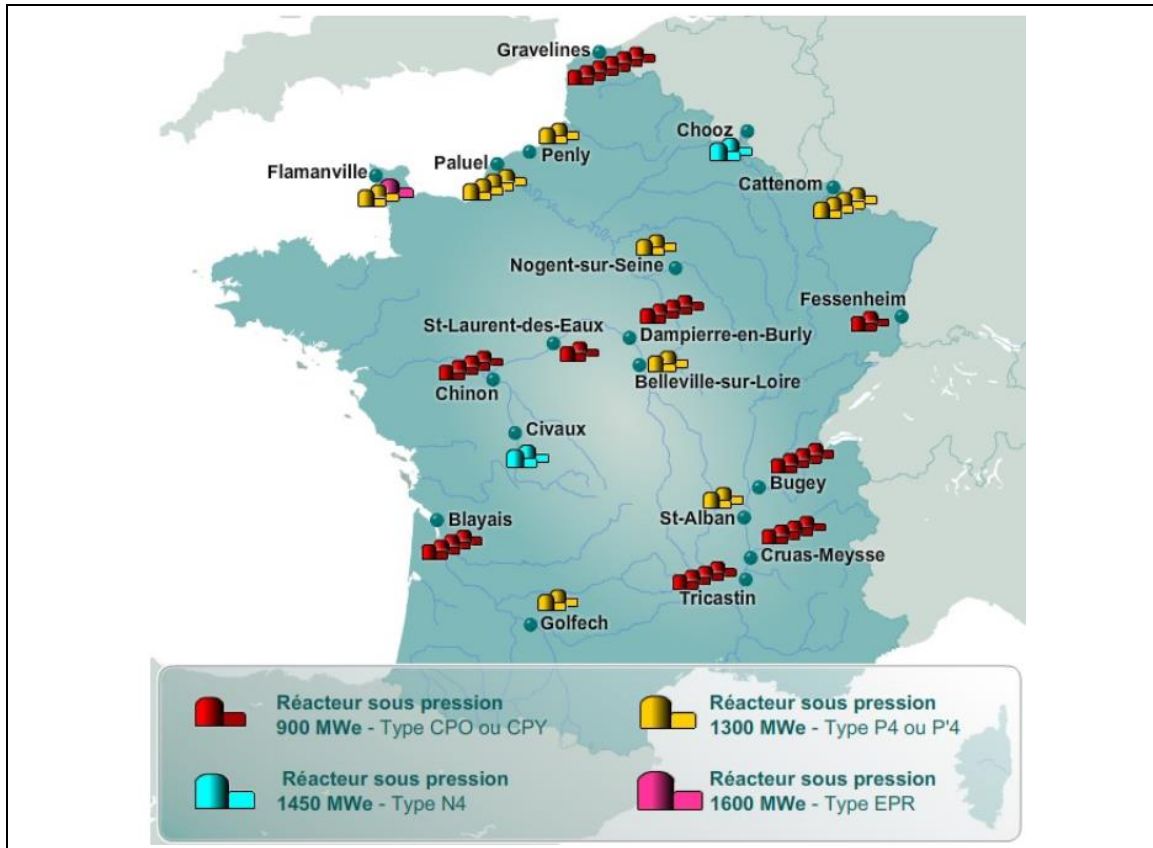
El EPR de Flamanville ha sufrido diferentes retrasos, así como la cancelación de un proyecto gemelo anunciado por el entonces presidente Sarkozy en 2009. Actualmente se espera que esté plenamente operativo en noviembre de 2019 (Ward & Keohane, 2018). Para no superar el límite de capacidad nuclear de 63,2 GW se cerraría la central de Fessenheim, entonces sin una fecha determinada. En abril de 2017 EDF dijo que el cierre se realizaría en 2019, seis meses antes de la puesta en marcha del EPR, mientras que la entonces Ministra de Ecología, Desarrollo Sostenible y Energía, Ségolène Royal, declaró que se haría efectivo en 2018 (Le Figaro.fr, 2017).

Recientemente, en noviembre de 2018, Emmanuel Macron comunicó en la presentación de la PPE 2018 en noviembre de 2018 que la central de Fessenheim se cerraría en verano de 2020. También anunció que se cerrarían otras doce centrales

³³ La construcción de los reactores de China se encuentra más avanzada que la de los reactores europeos. En abril de 2018 se comenzó la carga del combustible de uno de ellos (Stanway & Nair, 2018). Estos reactores, al igual que el de Finlandia, fueron vendidos en 2007 por Areva. Los proyectos en China son propiedad al 70 % de China General Nuclear Power y al 30 % de EDF.

antes de 2035³⁴ y se aplazó la decisión de construir nuevos EPR a 2021 (Lesaffre, 2018).

MAPA 1. Localización de las centrales nucleares



Nota: se incluye el EPR de Flamanville, en construcción.

Fuente: MTES (2018b).

La importante presencia de generación nuclear en Francia ha motivado que estas centrales participen más activamente en la regulación de frecuencia en Francia de lo que es habitual en otros países, como España. Así, RTE tiene en cuenta el estado del ciclo de combustible en cada una de las centrales para asignar su participación en la regulación del sistema. Aquellos reactores nucleares cuyo combustible está al comienzo de su vida útil pueden reducir hasta un 30 % su potencia nominal en 30 minutos, mientras que aquellos que se encuentran al 90 % de su vida útil no varían su potencia salvo por motivos de seguridad (WNA, 2018).

³⁴ En función de la evolución del sistema eléctrico europeo y sus mercados, dos podrían cerrarse tan pronto como en 2025-2026; dos, en 2027-2028 y de cuatro a seis centrales, antes de 2030.

3.1.3. Actualización del parque nuclear

Aunque en Francia la vida útil de una central no está definida por ley, los reactores nucleares fueron construidos con una perspectiva de cuarenta años de utilización. Desde su construcción se han realizado diferentes controles anuales, destacando los exámenes decenales³⁵, aquellos llevados a cabo cada diez años. Además de las correcciones y mejoras pertinentes, se han llevado a cabo diferentes actualizaciones para extender la vida útil de varios reactores por encima del periodo previsto inicialmente. Estas actualizaciones incluyen aquellas propuestas por el IRSN³⁶ y la ASN³⁷ tras el accidente de Fukushima de 2011.

La ASN envió a EDF en junio de 2013 un cuestionario sobre la orientación del programa general de estudios de EDF para extender la vida útil de los reactores de 900 MW, los primeros en cumplir los cuarenta años de funcionamiento, en el marco del cuarto examen decenal de los mismos. En respuesta, EDF envió a la ASN en octubre de dicho año un informe orientativo, que fue revisado a mediados de 2014³⁸. El informe fue analizado y completado posteriormente en colaboración con el GPR³⁹.

Este examen presenta la particularidad de que pone fin a las actualizaciones post-Fukushima⁴⁰ y reevalúa la prolongación de la vida de las centrales más allá de los cuarenta años previstos inicialmente. De esta forma, el examen cuenta con dos partes: una valoración de conformidad y una reevaluación de seguridad. Para garantizar la seguridad de las instalaciones se evalúa el envejecimiento de los materiales y se asegura que estos están controlados dentro de la extensión de la vida de la central. Además, ciertos equipos deben ser sustituidos, las desviaciones detectadas deben corregirse y deben llevarse a cabo otras mejoras en la seguridad (ASN, 2016b). La ASN considera que la prolongación solo es viable si el plan de mejoras es acorde a los objetivos de seguridad de los nuevos reactores y a las mejores prácticas internacionales, iguales a las del EPR en construcción.

El primero de los cuartos exámenes decenales del grupo de centrales de 900 MW será el del reactor 1 de la central de Tricastin en 2019⁴¹. La ASN prevé emitir una opinión

³⁵ Habitualmente *réexamen périodique* o *visite décennale*.

³⁶ *Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire*.

³⁷ *Autorité de sûreté nucléaire*.

³⁸ Fruto de este análisis, EDF desarrolló un plan de 55.000 M€ para ampliar el plazo de utilización de las instalaciones nucleares francesas de manera segura. Este plan es conocido como *Grand Carenage* (Senet, 2014).

³⁹ *Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires*.

⁴⁰ Trabajos de fase 3, que permiten tener en cuenta escenarios de accidentes potenciales adicionales.

⁴¹ Aunque no es el reactor más antiguo de los que van a pasar por su cuarto examen decenal, sí fue el primero en pasar por su tercer examen decenal.

general, objeto de participación pública, sobre la extensión del funcionamiento del parque nuclear de 900 MW en 2020. La revisión de los 34 reactores de 900 MW se realizará entre los años 2020 y 2030, mientras que el informe del reactor 1 de Tricastin se presentará en 2020.

Debido a la avanzada edad del parque nuclear francés, y a lo homogéneo del mismo, este plan comporta ventajas en cuanto a costes y conocimiento de los sistemas, pero también inconvenientes. Así, durante el debate de cara a la futura Ley de transición energética, la ASN argumentó que, desde un punto de vista técnico, la aparición de un fallo técnico en un reactor podría transformarse en un fallo sistémico que afectara a la amplia mayoría del parque, requiriendo el cierre de buena parte de la capacidad existente (Fabra et al., 2015).

Un caso en esta línea se produjo con la detección en 2015 de un excedente de carbono en el acero de la tapa y la parte inferior del recipiente del reactor del EPR de Flamanville, que planteó dudas sobre la prórroga de la vida de las centrales nucleares más allá de los cuarenta años. Esta anomalía fue detectada igualmente en 18 generadores de vapor en explotación, cinco de los cuales fueron parados inmediatamente para realizar los controles necesarios. A la vista de los mismos, la ASN permitió su reconexión limitando las condiciones de funcionamiento. Igualmente, la ASN ordenó realizar una revisión histórica de la calidad de la fabricación de la fábrica Creusot Forge, lo que llevó a la detección de irregularidades mayores ocurridas en años anteriores. Estas irregularidades condujeron a la parada del reactor 2 de Fessenheim y a la prolongación de la parada del reactor 5 de Gravelines (ASN, 2017).

Respecto al EPR, concebido para una vida útil de 60 años, no existe un riesgo crítico para su seguridad según las conclusiones de la ASN y del IRSN. EDF deberá llevar a cabo controles de funcionamiento adaptados para verificar la ausencia de defectos en el reactor. En el caso de la tapa, si no pueden establecerse controles con una calidad suficiente, EDF se compromete a cambiarla en la primera revisión decenal del reactor, que debería realizarse poco después de los diez años desde la puesta en marcha de la central (IRSN, 2017b), actuación que finalmente se decidió llevar a cabo antes de finales del año 2024 (ASN, 2018).

A finales de 2017 la situación de los reactores nucleares franceses ya era menos preocupante⁴². El examen de la fábrica Creusot Forge, y en especial de la falsificación de documentos relativos a la fabricación llevada a cabo en años anteriores, se

⁴² En verano de 2018, con motivo de una ola de calor en Europa, varias centrales tuvieron que parar o reducir su producción eléctrica para respetar los límites de temperatura del agua de los ríos empleados para la refrigeración de las mismas (Le Figaro.fr & AFP, 2018). Esta situación se ha dado también en años anteriores, como 2017 (Reuters Intel, 2017) y, de forma destacada, 2003 (Timmons, 2003).

extendió hasta finales de 2018. También se llevó a cabo la reorganización industrial y la recapitalización de EDF y Areva⁴³, que habían pasado por aprietos económicos en años anteriores que dificultaban la capacidad de estas empresas para acometer inversiones en el ámbito de la actualización del parque nuclear (Bezaf, 2017).

Para concluir, hay que señalar que Francia sigue contando con una razonable aceptación de la energía nuclear, especialmente en comparación con otros países. El Barómetro del IRSN de 2017 muestra que solo un 6 % de la población sitúa los riesgos nucleares entre los problemas más preocupantes, habiéndose mantenido en niveles estables desde 2001 salvando 2011, año del accidente de Fukushima. Aunque sí existe una sensación generalizada de riesgo, que aumentó a raíz de Fukushima, está lejos de otras causas de riesgo como el terrorismo, el tabaquismo, los pesticidas y la contaminación atmosférica. Entre las razones para su apoyo destaca la independencia energética, y bastante por debajo se sitúan, por orden y en nivel similar, el coste de la electricidad, las nulas emisiones de GEI y la seguridad de las instalaciones; por el contrario, el mayor argumento en contra es, de forma destacada, los accidentes nucleares de Chernóbil y Fukushima (IRSN, 2017a).

No obstante, la percepción a largo plazo es que la solar y la eólica permiten luchar mejor contra el cambio climático y la contaminación ambiental, y presentarán menores costes (especialmente la solar). De esta manera, el principal apoyo a la nuclear reside en la independencia energética y el bajo coste de la energía. Por ello, puede decirse que hay un apoyo general a la reducción de la nuclear en Francia, pero a hacerlo de forma pausada y no precipitada, lo que está en la línea de las decisiones políticas tomadas hasta la fecha.

Esta percepción contrasta con la de Alemania, que inició su transición energética movida, entre otros, por la polémica histórica sobre la energía nuclear (Álvarez Pelegrín & Ortiz Martínez, 2016). Así, la aceptación es más similar a la de EE.UU., el país con un mayor número de centrales nucleares instaladas, donde el 65 % de la población favorece la utilización de esta fuente de energía (Stouffer Bisconti, 2018).

3.2. Combustibles fósiles

A continuación, se describe la situación actual de los principales combustibles fósiles empleados en Francia (petróleo, gas natural y carbón), su infraestructura y su evolución histórica.

La PPE 2016 establece los objetivos de reducción de consumo de energía primaria a partir de los combustibles fósiles señalados en la Tabla 4. Estos objetivos se basan en

⁴³ Escindida en diversas entidades, principalmente Framatome (negocio de reactores, anteriormente Areva NP, vendido a EDF) y Orano (principal grupo industrial resultante).

alcanzar una reducción global del consumo total de los mismos del 30 % para el año 2030 respecto a 2012.

TABLA 4. Objetivos de reducción de energía primaria de la PPE respecto al año 2012 y situación en 2016

Combustible fósil	2016	2018	2023
Petróleo	-5,7 %	-15,6 %	-23,4 %
Gas natural	+0,2 %	-8,4 %	-15,8 %
Carbón	-28,6 %	-27,6 %	-37,0 %
Total	-6 %	-14,6 %	-22,4 %

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

Como puede verse, el objetivo de reducción del carbón ya ha sido alcanzado, mientras que el resto progresa a un ritmo lento. En 2016 hubo incluso un repunte en el consumo de gas natural, al igual que en la mayor parte de Europa (BP plc, 2017b). En su conjunto, la reducción global del uso de combustibles fósiles en el periodo 2012-2016 ha sido del 6 %, muy por debajo de la pauta marcada por los objetivos a 2018.

3.2.1. Petróleo

Demanda, importaciones y exportaciones

La evolución histórica de la demanda de crudo alcanzó un máximo en el año 1998, habiéndose reducido desde entonces un 2,7 % anual. Esto ha seguido una tendencia similar a la de la demanda total de productos petrolíferos (crudo y derivados), cuyo máximo se alcanzó en el año 2001 y desde entonces ha registrado un descenso anual del 1,6 % (MTES, 2018b).

La producción interna de crudo en Francia es muy reducida, con apenas 0,8 Mt en 2016 según datos de Eurostat. Esta producción cubre únicamente el 1,5 % de su demanda⁴⁴, por lo que el país depende fuertemente de las importaciones. Francia fue el décimo país del mundo en importación neta de crudo en 2015 con 57 Mt, por detrás de otros países europeos como Alemania, Italia, España y Holanda (IEA, 2017b).

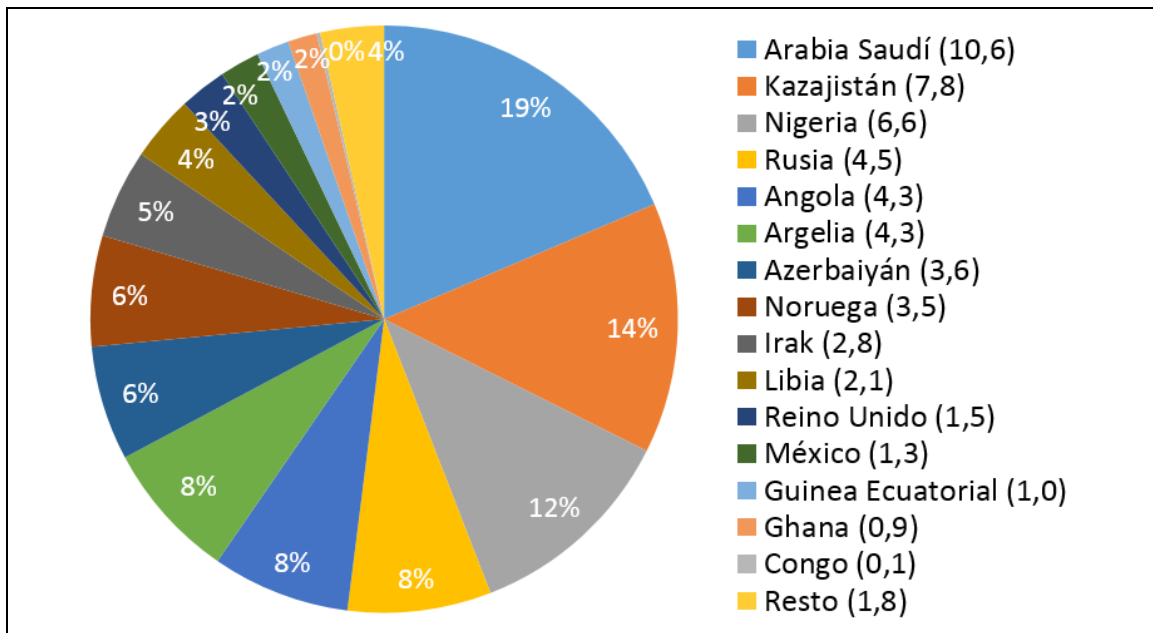
Francia importa por vía marítima casi la totalidad del petróleo que consume. La llegada de crudo se produce a través de tres puertos emplazados en sus principales

⁴⁴ En comparativa, la producción de crudo en Alemania supuso el 2,5 % de su demanda; en Reino Unido, el 83,5 %; en Italia, el 5,8 %; y en España, el 0,2 %.

vertientes marítimas: 43,7 % en Le Havre (Canal de la Mancha), 43,5 % en Marsella (Mar Mediterráneo) y 12,8 % en St. Nazaire⁴⁵ (Océano Atlántico).

Francia ha hecho un gran esfuerzo para diversificar sus importaciones de crudo desde la crisis del petróleo de 1973. En dicho año el 95 % de sus importaciones provenían de países miembros de la OPEP, mientras que en el año 2015 solo lo fueron el 56 % de las mismas. Entre los años 1973 y 2015 no ha habido un país con una cuota de mercado predominante. Arabia Saudí fue el país con mayor cuota de mercado en 2015 con un 19 %, siéndolo Rusia en 2010 (17 %) y Noruega en 2005 (19 %).

GRÁFICO 19. Origen de las importaciones de crudo en 2015 (Mt)



Fuente: elaboración propia a partir de MEEM (2016b).

La llegada de derivados del petróleo, de los que Francia es un importador neto, se realiza también mayoritariamente por vía marítima. Una parte menor de las importaciones de derivados, proveniente de los países limítrofes (sobre todo Bélgica y Alemania), se realiza por carretera, oleoducto o transporte fluvial.

Su procedencia está igualmente muy diversificada. Los países de los que provienen las principales importaciones son EE.UU. y Rusia, con el 17 % y el 12 % respectivamente en 2015. No obstante, esto puede variar en función del producto: la India es el primer exportador de queroseno a Francia (27 % del total), mientras que el GLP⁴⁶ proviene en buena parte de Argelia (38 %) (MEEM, 2016b).

⁴⁵ Datos de 2015.

⁴⁶ Gas licuado del petróleo.

Respecto a los productos en sí, en 2015 más de la mitad de las importaciones de productos petrolíferos fueron de diésel, seguido del queroseno, el GLP y el fuel pesado. A este último pertenecieron las mayores exportaciones de Francia, seguido de la gasolina y la nafta. Sus exportaciones se dirigieron principalmente a Europa (65 %), aunque productos como la gasolina tienen su principal destino en África (33 % del total, más de la mitad en Nigeria).

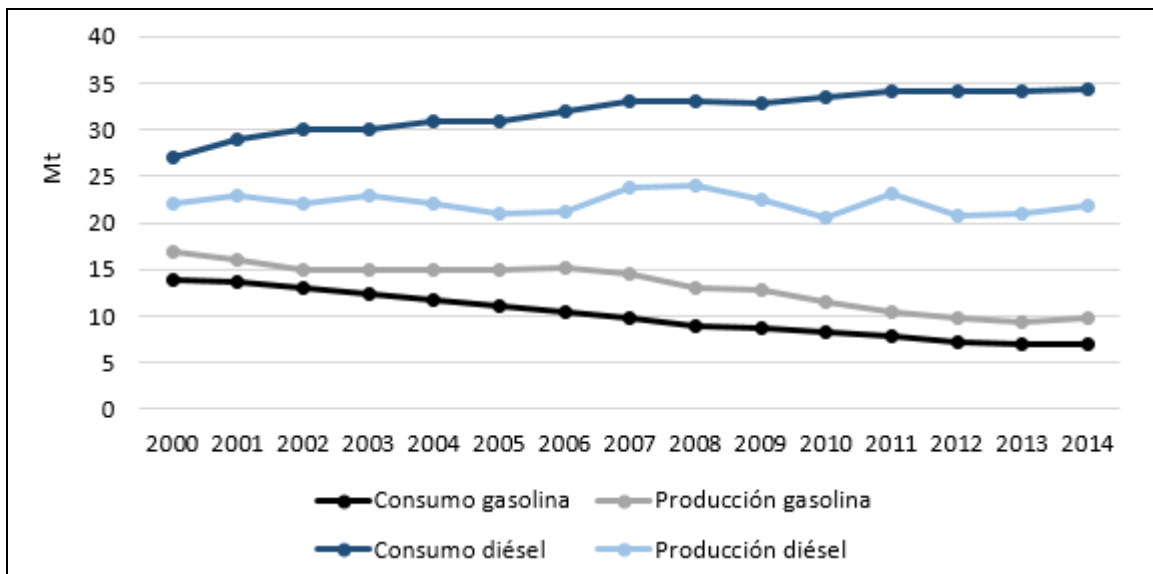
TABLA 5. Productos petrolíferos importados y exportados en 2015 (Mt)

Producto	Importaciones	Exportaciones	Saldo importador
Diésel/Fuel	23,8	2,9	20,9
Queroseno	4,4	1,2	3,2
Aceite de lámpara	0,2	0,1	0,1
GLP	3,5	1,2	2,3
Coque de petróleo	0,8	0	0,8
Fuel pesado	3,1	6,7	-3,6
Betún	1	0,3	0,7
Gasolina	0,5	4,1	-3,6
Nafta	2	3	-1
Lubricantes	0,9	1,1	-0,2
Otros	0,6	0,8	-0,2
Total	40,8	21,4	19,4

Fuente: elaboración propia a partir de MEEM (2016b).

Cabe destacar aquí el desequilibrio existente entre la producción y el consumo de gasolina y diésel debido a las políticas precedentes (Gráfico 20), lo que ha provocado que Francia sea un importador de diésel y un exportador de gasolina. Este desequilibrio histórico se remonta a la política de la década de 1980 de impulso de la industria automovilística mediante la especialización en fabricación de motores diésel, seguida de un mayor énfasis político en la reducción de emisiones de GEI frente a la reducción de emisiones contaminantes (Raymond, 2013).

GRÁFICO 20. Evolución del consumo de gasolina y diésel en automoción



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MTES.

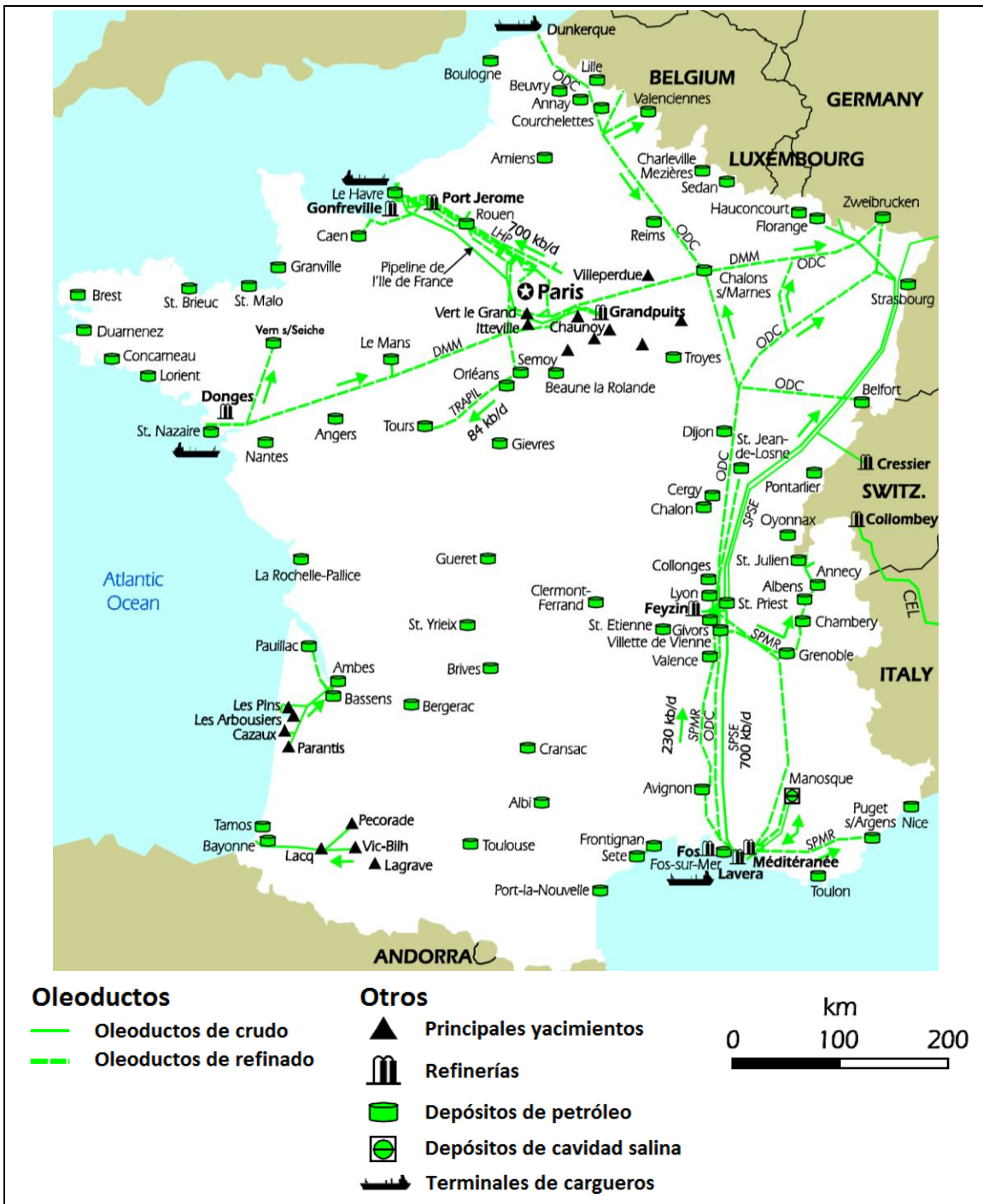
Debe señalarse aquí que la actual PPE establece como objetivo que el número de vehículos eléctricos o híbridos recargables en 2023 sea de 2.400.000 de unidades. Las ventas acumuladas de vehículos eléctricos puros e híbridos entre los años 2010 y 2017 fueron de casi 150.000 unidades (AVERE France, 2018).

A más largo plazo, el objetivo de Francia es que para el año 2040 todos los nuevos coches sean eléctricos o híbridos. Para ello se ha anunciado la prohibición de vender coches de diésel o gasolina a partir de 2040 (Le Monde.fr & AFP, 2017). Algunas ciudades se han adelantado a esto, como es el caso de París, donde se pretende que no haya motores diésel circulando a partir del año 2024 y motores de gasolina a partir del 2030 (Mairie de Paris, 2018).

Infraestructuras

La reducción estructural de la demanda, junto con el mayor peso del diésel en Europa, han llevado a una sobrecapacidad de refino en el continente y a un descenso general del margen de beneficio de las refinerías. Esto se ha reflejado en el descenso de la capacidad del sector del refino en Francia, que ha pasado de 98 Mt en 13 refinerías (12 en la metrópolis) en 2009 a 69 Mt en 9 refinerías (8 en la metrópolis) en 2015. Las cuatro refinerías que han cerrado son: Reichstett y Petit-Couronne, propiedad de Petroplus; Dunkerque, de Total; y Berre, de LyondellBasel.

MAPA 2. Infraestructura petrolífera en Francia continental



Nota: las refinerías de Port-Jérôme y Gravenchon se unieron en 1999 con la fusión de Exxon y Mobil. Pueden aparecer unificadas como Port-Jérôme-Gravenchon o, como en el mapa, Port-Jérôme.

Fuente: modificado de IEA (2017a).

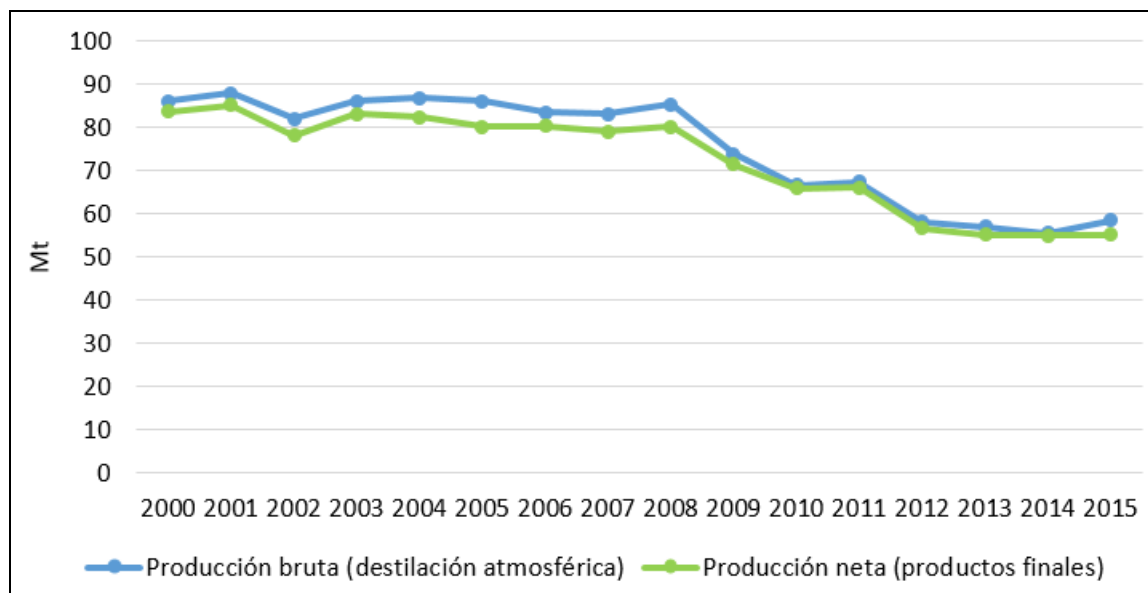
Un fuerte descenso en comparación con el resto de Europa, donde en el mismo periodo se ha cerrado el mismo número de refinerías, achacado a la baja competitividad de las refinerías francesas (IEA, 2017a).

TABLA 6. Capacidad teórica de las refinerías de Francia

Refinería (PROPIETARIA)	Destilación atmosférica	Reformado Catalítico	Desulfuración de gasóleos	Craqueo térmico	Craqueo catalítico	Hidro-craqueo
Feyzin	5.325	488	2.961	735	1.538	-
Grandpuits	4.914	638	2.335	798	1.638	-
Donges	11.428	1.511	3.736	1.849	2.740	-
Gonfreville	12.180	2.425	5.024	1.365	-	3.416
Méditerranée	7.700	1.225	4.034	875	1.925	-
TOTAL	41.547	6.286	18.090	5.621	7.841	3.416
Port-Jérôme-Gravenchon	11.410	1.211	3.535	-	2.275	3.395
Fos-sur-Mer	5.565	840	3.010	-	1.470	-
ESSO	16.975	2.051	6.545	-	3.745	3.395
Lavera PETROINEOS	9.800	481	3.920	1.120	1.610	1.225
Metrópolis	68.322	8.820	28.555	6.741	13.196	8.036
Le Lamentin SARA	788	126	445	-	-	-
Francia	69.110	8.946	29.000	6.741	13.196	8.036

Fuente: elaboración propia a partir de MTES (2018b).

GRÁFICO 21. Producción de las refinerías



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MTES.

Este cierre de refinerías ha conllevado un descenso en las importaciones de crudo y un aumento de las importaciones de derivados, especialmente de diésel. El factor de utilización de las refinerías en Francia metropolitana se situó en el 87 % en 2015, con un total bruto refinado de 58 Mt y una producción neta de 55 Mt.

Cabe señalar también la decisión de Total en 2015 de transformar la refinería Méditerranée⁴⁷ en la primera biorrefinería de Francia, con una inversión estimada en 200 M€. La finalización de estos trabajos está prevista para 2018. Su capacidad de producción será de 500.000 t de biodiésel tipo HVO⁴⁸. Aunque se cierra el refinado de crudo, Total mantendrá en Méditerranée ciertas actividades y abrirá otras nuevas: operación de ciertas actividades de refinado (nafta) para la producción del hidrógeno empleado en la planta, logística y almacenamiento de productos petrolíferos, una planta fotovoltaica de 8 MW destinada al autoconsumo del 50 % de la demanda y abrir un nuevo centro de instrucción (Oleum South) (Total, 2015).

Los ocho principales oleoductos de Francia se muestran en el Mapa 2: dos oleoductos de crudo, el PSE⁴⁹ (Oleoducto Sur Europeo) y el Antifer-Le Havre; cuatro oleoductos de productos derivados, LHP (Le Havre-Paris), PMR⁴⁹ (Méditerranée Rhône Méditerranée Rhône), ODC (Oleoducto de Defensa Común, parte francesa del Sistema de Oleoductos de Europa Central, CEPS) y DMM (Donges-Melun-Metz); y dos mixtos (crudo y derivados), Île-de-France y Fos-Manosque.

Finalmente, la capacidad total de almacenamiento de petróleo y sus derivados en Francia a finales de 2015 era de 46,0 Mm³, valor que se ha mantenido estable en los últimos tiempos (45,8 Mm³ en 2002). El reparto en 2015 se muestra en la Tabla 7.

TABLA 7. Capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos en 2015

Localización	Capacidad (m ³)
Refinerías	14.380.641
Depósitos anexos a las refinerías	717.000
Cavidad salina	9.178.000
Aeropuertos	290.353
Otros depósitos (más de 400 m ³)	21.466.705
Total	46.032.699

Fuente: elaboración propia a partir de MTES (2018b).

3.2.2. Gas natural

Demanda, importaciones y exportaciones

En 2015 Francia fue el octavo país del mundo en importación neta de gas natural con 43 Mt, por detrás de otros países europeos como Alemania e Italia y por delante de

⁴⁷ También denominada La Mède.

⁴⁸ Hidrobiodiésel o *Hydrotreated Vegetable Oil* (HVO). Se obtiene mediante hidrogenación catalítica de aceites, principalmente de origen vegetal, aunque también se emplean grasas animales.

⁴⁹ En el Mapa 2, PSE aparece como SPSE y PMR, como SPMR.

España y Reino Unido (IEA, 2017b). Su producción interna prácticamente terminó con el cierre del yacimiento de Lacq⁵⁰ en 2014 y en 2016 apenas supuso el 0,05 % de la demanda de gas natural, con 18 ktep según datos de Eurostat. A futuro, es de esperar que la inyección de biogás a la red aumente la cobertura interna de la demanda.

Las importaciones francesas de gas natural, aunque diversificadas, no lo están tanto como en el caso del petróleo. En 2015, más de un 40 % de las mismas tuvieron su origen en Noruega, seguido de Rusia (11 %) y Países Bajos (11 %). El 87 % de las entradas de gas natural a la red se hicieron por gasoducto, habiendo aumentado desde el 72 % en 2011.

Respecto a las entradas de GNL⁵¹, en 2015 la mayor parte se realizaron en Fos-sur-Mer (84,7 %), siendo las restantes realizadas en Montoir-de-Bretagne. Su principal origen estuvo en Argelia.

TABLA 8. Procedencia de las entradas brutas de gas natural en Francia (TWh)

País de origen	2013	2014	2015
Noruega	198,7	197,8	214,3
Rusia	98,3	62,3	58,3
Países Bajos	76,3	55,8	54,8
Argelia	59,4	49	47,9
Swaps	12,4	9,9	10,8
Qatar	17,6	9,5	5,5
Nigeria	0	0,9	2,9
Egipto	1	0	0
Otros / no determinados	85,8	133,4	115,4
Total entradas brutas	549,5	518,7	509,8
Tránsito y exportaciones	58,3	82,1	62,9
Total entradas netas	491,2	436,6	446,9

Nota: datos en poder calorífico superior.

Fuente: elaboración propia a partir de MEEM (2016b).

Las salidas de gas natural de la red en forma gaseosa se realizan en los PIR⁵² de Francia metropolitana con redes extranjeras. Los principales destinos son España y Suiza.

Respecto a los contratos ligados a las entradas de gas natural, en el año 2015 el 79 % estaban asociadas a contratos a medio y largo plazo (más de dos años y medio).

⁵⁰ Sigue extrayéndose gas natural de dicho yacimiento para la industria local de Arkema, dedicada a la producción de sulfuro de hidrógeno.

⁵¹ Gas Natural Licuado.

⁵² *Points d'interconnexion du réseau* (Puntos de interconexión de la red).

Cayeron así desde el 86 % de 2013, habiéndose reducido la diferencia entre el precio de los contratos a largo plazo y el precio del mercado de gas.

Infraestructuras

Las redes de transporte y distribución de Francia continental están preparadas para dar cobertura a una punta de demanda de gas natural de alrededor de 4.100 GWh/día durante tres días consecutivos⁵³. La red gasista francesa está interconectada con las redes gasistas de cuatro países (junto con los campos de producción de Noruega) en siete puntos de interconexión principales⁵⁴.

Cuenta con una capacidad total de importación de 2.285 GWh/día, y cuatro terminales de regasificación, con una capacidad total de importación de 1.330 GWh/día. Además, cuenta con doce puntos de almacenamiento repartidos por la geografía que pueden llegar a aportar alrededor de 2.400 GWh/día.

Los terminales de regasificación de Francia se encuentran distribuidos en o junto a los principales puertos del país de forma similar a los terminales de petroleros, aunque sin contar con un punto de entrada cercano a Le Havre. Estos son: Fos Tonkin (5,5 Gm³/año), Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/año), Fos Cavaou (8,25 Gm³/año) y Dunkerque (13 Gm³/año).

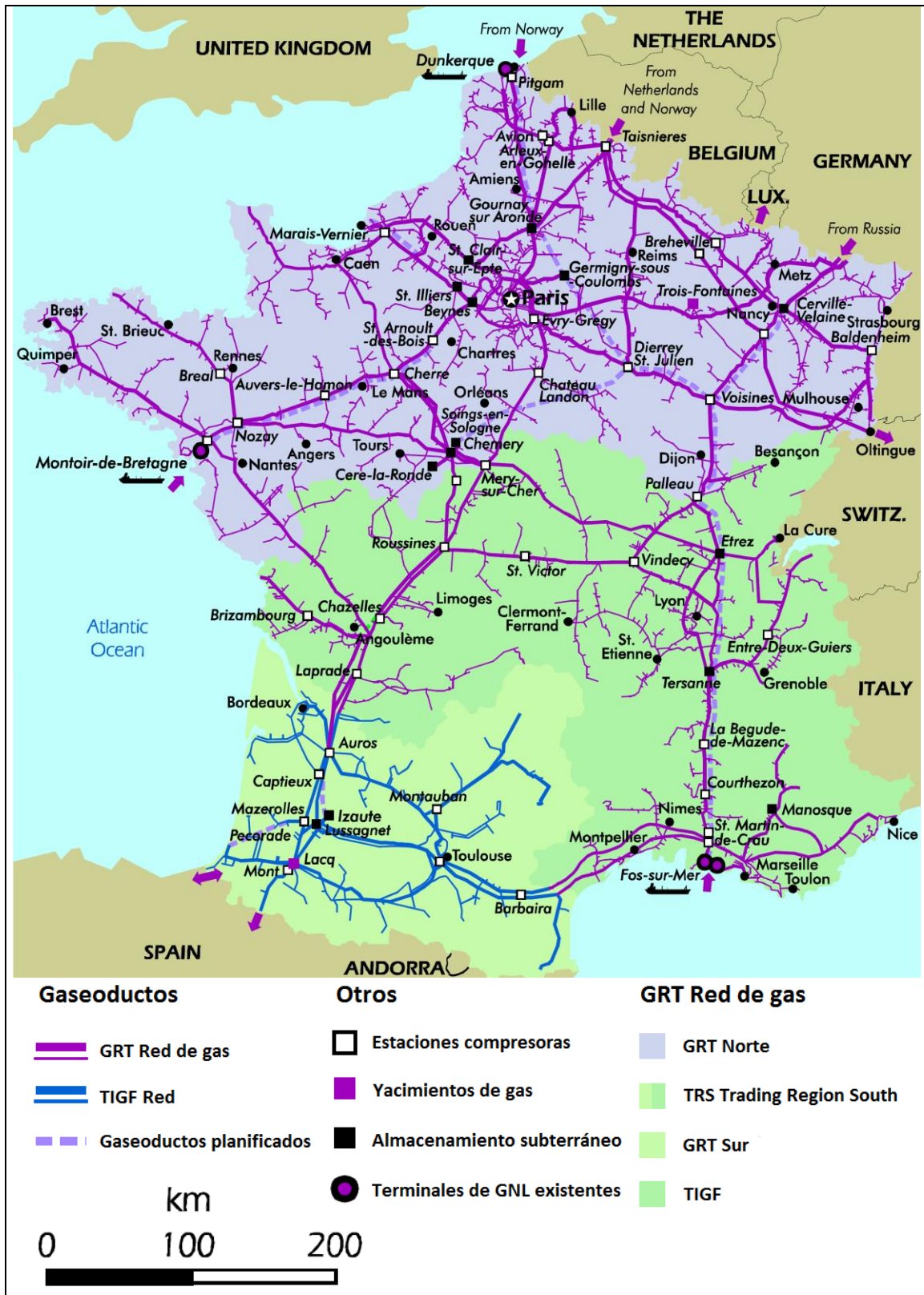
Fos Tonkin y Montoir-de-Bretagne son propiedad de Elengy, Fos Cavaou es propiedad de Fosmax (filial de Elengy en más de un 70 % y con participación de Total), mientras que Dunkerque, cuya construcción empezó en 2011 y fue puesto en marcha en enero de 2017, es propiedad de Dunkerque LNG (65 % EDF, 25 % Fluxys y 10 % Total) (France Info, 2016). Se encuentra en estudio la posibilidad de incrementar la capacidad de regasificación de los terminales de Fos Cavaou (8,25 Gm³/año adicionales en el horizonte a 2020) y Montoir-de-Bretagne (entre 2,5 y 6,5 Gm³/año adicionales).

La red de transporte de gas natural de Francia continental (Mapa 3) está dividida en dos partes, la red principal (9.496 km) y la red regional (27.924 km).

⁵³ Esto corresponde al máximo estadístico que se produce cada 50 años.

⁵⁴ Estos puntos son los siguientes: Dunkerque (Noruega), Taisnières (dos con Bélgica), Obergailbach (Alemania), Oltingue (Suiza), Larrau y Biriadou (España). Esta última interconexión se abrió en 2015, aumentando la capacidad bidireccional entre ambos países hasta 225 GWh/día.

MAPA 3. Infraestructura gasista en Francia continental



Fuente: modificado de IEA (2017a).

Cuenta con dos operadores, GRTgaz, filial de Engie (75 %) y del consorcio público Société d'Infrastructures Gazières (25 %), y Teréga⁵⁵, antigua filial de Total y actualmente dirigida por el consorcio de empresas Snam, GIC, EDF y CAA. GRTgaz gestiona 8.346 km de la red principal y 23.974 km de la red regional, mientras que Teréga gestiona 1.150 km de la red principal y 3.950 km de la red regional en el suroeste del país.

La red de distribución de gas natural da servicio a 11 millones de consumidores domésticos, terciarios y pequeños industriales, contando con una longitud de 195.000 km y permitiendo el acceso a la misma al 77 % de la población del país. La red es gestionada por diversos operadores mediante contratos de concesión, destacando GRDF (filial propiedad 100 % de Engie) con un 96 % del mercado. El resto de operadores se corresponde con 26 empresas locales de distribución (principalmente en el sudoeste y este del país), Antargaz, Veolia Eau y Védig (grupo EDF).

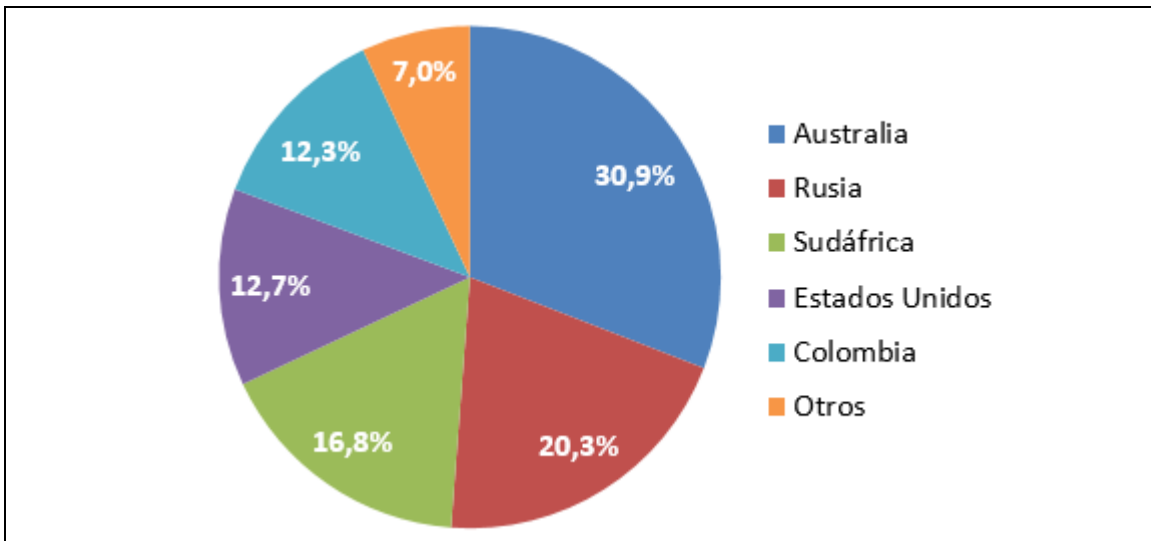
Para concluir, cabe señalar que el Código de la Energía establece que los operadores de la red de transporte de gas natural deben hacer una planificación multianual de la demanda cada dos años. Esta planificación debe tener en cuenta cambios en el consumo y en la capacidad de la red de transporte, de la red de distribución, del almacenamiento, de la regasificación, de la generación renovable y de los intercambios internacionales con otras redes de gas.

3.2.3. Carbón

El empleo del carbón en Francia se ha reducido paulatinamente, pasando de suponer el 9 % de la energía primaria en el año 1990 al 3 % en el año 2016. La producción nacional, destacable a partir de la revolución industrial, terminó en el año 2004. Desde entonces, todo el carbón empleado en Francia, fundamentalmente hulla, es importado. Las importaciones de hulla alcanzaron los 12,4 Mt en 2015, un 37,9 % inferiores a los 19,9 Mt de 2005. Los principales países de los que proceden estas importaciones son Australia, Rusia, Sudáfrica, EE.UU. y Colombia (IEA, 2017a).

⁵⁵ Antigua TIGF.

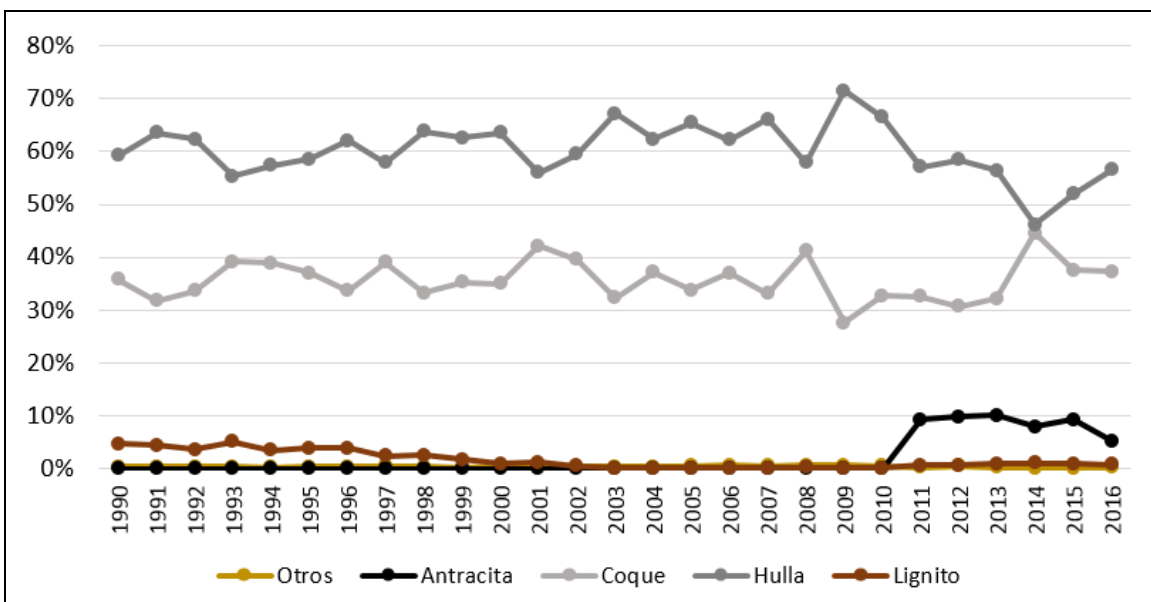
GRÁFICO 22. Origen de las importaciones de hulla en 2015



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MTES.

La hulla representa un papel predominante en el uso del carbón, con más de la mitad del mismo, seguido del carbón de coque. El uso de lignito es residual, representando únicamente el 0,8 % del consumo de carbón en 2016 frente al 4,5 % de 1990. Finalmente, el empleo de antracita es más reciente, del año 2011, pero su utilización, aunque mayor que la del lignito, tampoco es destacable (ver Gráfico 23).

GRÁFICO 23. Distribución del consumo de carbón por energía primaria



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MTES.

El consumo de hulla se reparte principalmente entre la generación eléctrica y la industria⁵⁶, mientras que el carbón de coque se emplea fundamentalmente en la industria. Su uso en los sectores residencial y comercial no es significativo, con apenas el 2 % en 2016 según Eurostat.

Respecto a su uso en generación eléctrica, la potencia instalada se redujo entre 2012 y 2015 en 4 GW con el cierre de 15 grupos, tal y como se refleja en la Tabla 9. A finales de 2017, Francia contaba con una potencia instalada de centrales de carbón de 3 GW.

TABLA 9. Grupos de carbón cerrados y en operación después del año 2012

Grupo	Potencia (MW)	Apertura	Cierre	Empresa
Blénod 2	250	1966	2013	EDF
Le Havre 1	250	1968	2013	EDF
Le Havre 2	600	1969	2013	EDF
Hornaing 3	253	1970	2013	E.ON
Provence 4	230	1967	2013	E.ON
Blenod 3	250	1968	2014	EDF
Blenod 4	250	1969	2014	EDF
Lucy 3	270	1971	2014	E.ON
Bouchain 1	250	1970	2015	EDF
La Maxe 1	250	1971	2015	EDF
La Maxe 2	250	1971	2015	EDF
Vitry 3	270	1970	2015	EDF
Vitry 4	270	1971	2015	EDF
Saint-Avold (Emile-Huchet) 4A	125	1990	2015	E.ON
Saint-Avold (Emile-Huchet) 5	343	1972	2015	E.ON
Total cerrados (15)	4.111	-	-	-
Cordemais 4	580	1970	-	EDF
Cordemais 5	580	1970	-	EDF
Le Havre 4	580	1963	-	EDF
Saint-Avold (Emile-Huchet) 6	595	1981	-	Uniper
Provence (Gardanne) 5	595	1984	-	Uniper
Total en operación (5)	2.930	-	-	-

Nota 1: el grupo 4 de la central de Provence se convirtió posteriormente a biomasa, entrando en funcionamiento en abril de 2018. El grupo 4 de Saint-Avold pasó a ser de lecho fluido en 1990.

Nota 2: los activos de E.ON pasaron a su nueva filial Uniper en 2016.

Fuente: elaboración propia a partir de informes de las empresas y datos de Rte para centrales en operación.

⁵⁶ No se considera su uso en la transformación del propio carbón, que supone en torno a un tercio del total de la demanda de carbón (IEA, 2017a).

La PPE 2016 señala la necesidad de prepararse para un cierre de las centrales de carbón en su horizonte temporal, año 2023. En esta línea, en diciembre de 2017 el presidente Emmanuel Macron confirmó su decisión de cerrar las restantes centrales antes del fin de su mandato, en el año 2022 (Rouaud, 2018).

Respecto a la posible construcción de nuevas centrales, el decreto relativo a la PPE 2016, en su artículo 10, prohíbe la construcción de centrales de carbón que no estén provistas de dispositivos de almacenamiento, captura o uso de CO₂, incorporando esta prohibición en el Art. D 311-7-1 del Código de la energía (*Code de l'énergie*) (MTES, 2016).

3.3. Renovables⁵⁷

En el presente apartado se describe la situación actual de las principales fuentes de energía renovable en Francia (biomasa, hidráulica, eólica y solar), su infraestructura, evolución histórica y marco de desarrollo.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, estableció para Francia la obligación de alcanzar un 23 % de energía renovable en el consumo bruto de energía final para el año 2020, partiendo de un 10,3 % en 2005.

Por sectores, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de Francia del año 2010 determinó que, para el año 2020, el sector eléctrico debería contribuir en un 27 %, la calefacción/refrigeración en un 33 % y el transporte, en un 10,5 % (MEEDDM, 2010).

A su vez, la PPE estableció unos objetivos de potencia eléctrica renovable instalada y de producción bruta renovable en calefacción/refrigeración para los años 2018 y 2023. Estos objetivos están especificados por fuentes de energía, tal y como puede verse en la Tabla 10 y en la Tabla 11.

En el caso de la generación eléctrica, aunque se mantiene el importante peso de la energía hidráulica, el principal aumento de potencia instalada se reparte entre la eólica terrestre y la solar, principalmente fotovoltaica. La eólica marina⁵⁸ solo aparece con cierto peso en 2023, mientras que el desarrollo de las energías marinas (eólica flotante⁵⁹, energía de las olas, etc.) solo empezará a ser destacable más adelante.

⁵⁷ Puede encontrarse más información sobre autoconsumo y políticas de apoyo a las energías renovables en generación eléctrica en (Álvaro Hermana et al., 2018).

⁵⁸ La eólica marina es aquella que va enclavada en el lecho marino, mientras que la eólica flotante va sobre plataformas flotantes. suele emplear eólica marina a menudo para englobarlas a las dos.

⁵⁹ Centrales de energía eólica emplazadas en plataformas flotantes, no enclavadas en el lecho marino.

Para alcanzar los objetivos de potencia eléctrica renovable instalada se realizarán una serie de subastas independientes por tecnología entre los años 2016 y 2019.

La utilización de las renovables en calefacción/refrigeración es también muy importante en el caso francés. En concreto, el objetivo para el conjunto de la producción renovable y la recuperación de calor es alcanzar 1,35 Mtep en 2018 y entre 1,9 y 2,3 Mtep en 2023.

TABLA 10. Objetivos de potencia eléctrica renovable instalada y situación en 2016

Fuente	2016 (MW)	2018 (MW)	2023 (MW)
Eólica terrestre	11.467	15.000	21.800 - 26.000
Eólica marina	0	500	3.000
Solar	7.320	10.200	18.200 - 20.200
Hidráulica	25.517	25.300	25.800 - 26.050
Energías marinas	0	-	100
Geotérmica	2	8	53
Biomasa forestal	548	540	790 - 1.040
Biogás	353	137	237 - 300
Residuos	859	~1.350	~1.500
Total	46.066	53.035	71.480 - 78.243

Nota 1: la energía hidráulica incluye la energía mareomotriz (no así en los datos de Eurostat). Las energías marinas incluyen la eólica flotante, las corrientes marinas, etc. Los residuos incluyen el biogás proveniente de residuos y de plantas de tratamiento de aguas.

Nota 2: solo la energía hidráulica cuenta con un objetivo de producción, de 6 TWh en 2018 y 63-64 TWh en 2023.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

TABLA 11. Objetivos de producción bruta renovable de calefacción y refrigeración. Situación en 2015

Fuente	2015 (ktep)	2018 (ktep)	2023 (ktep)
Biomasa	9.099	12.000	13.000 - 14.000
Biogás	122	300	700 - 900
Bombas de calor	1.986	2.200	2.800 - 3.200
Geotérmica	120	200	400 - 550
Solar térmica	159	180	270 - 400
Total	11.486	14.880	17.170 - 19.050

Nota 1: el biogás incluye su inyección en la red de gas natural. Tiene un objetivo particular de inyección en la red de gas natural de 1,7 TWh en 2018 y 8 TWh en 2023.

Nota 2: los datos del MEEM (*Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer*) relativos a bombas de calor incluyen las bombas de calor geotérmicas (272 ktep en 2015).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MEEM (2017a).

3.3.1. Biomasa

Por biomasa se entiende, en el ámbito energético, el conjunto de la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía, excluyendo el carbón y los residuos sólidos urbanos⁶⁰. Dentro de este conjunto, en función de su estado físico, la biomasa puede clasificarse entre biomasa sólida, líquida⁶¹ y gaseosa⁶². Si bien el término biomasa puede utilizarse para referirse únicamente a la biomasa sólida, en este apartado se hablará de biomasa indistintamente haciendo referencia a las tres opciones.

La biomasa constituye la primera fuente de energía renovable primaria en Francia, suponiendo el 61 % en el año 2016 según datos de Eurostat. En comparación, en dicho año la hidráulica supuso el 21 %. La biomasa era el recurso renovable empleado de forma casi exclusiva en usos finales, representando el 98 % del total en 2016.

Biomasa sólida

La biomasa sólida constituyó el 74 % de la biomasa en 2016 en cuanto a energía primaria⁶³. La mayor aplicación de la biomasa sólida se encuentra en la generación de calor, principalmente en calefacciones individuales de leña, que por sí mismas representan cerca del 60 % de la generación de calor renovable y es la primera fuente de energía renovable en Francia por delante de la energía hidráulica. El empleo de biomasa sólida en generación eléctrica, incluyendo residuos, es poco significativo (MTES, 2018b).

Según un estudio de ADEME (Pouet & Gauthier, 2013), el consumo de leña se mantuvo prácticamente estable entre los años 1999 y 2012⁶⁴. No obstante, aumentó el número de hogares usuarios de 5,9 millones a 7,4 millones, al igual que la proporción de uso en primeras viviendas del 45 % al 47 % y la proporción de hogares en los que la madera es la principal fuente de calefacción del 30 % al 50 %. Esto se explica por el descenso en el consumo medio por hogar, que pasó de 8,6 m³/hogar a 7,5 m³/hogar debido a la mejora de la eficiencia energética. Esta se consiguió mediante un menor

⁶⁰ En ocasiones se considera a los residuos sólidos urbanos dentro de la biomasa. Es común considerar como una fuente renovable al 50 % de la energía producida a través de los mismos, dejando como no renovable el otro 50 %. En el caso francés, cuando estos residuos son tratados para su uso como biogás, como los provenientes de instalaciones de tratamiento de aguas, se consideran 100 % renovables.

⁶¹ Siendo los más habituales el biodiésel y el bioetanol, empleado este último como aditivo en la gasolina en un porcentaje de hasta un 5-15 %, en función del combustible (MTES, 2018b).

⁶² Siendo la más abundante el biogás.

⁶³ 73 % en energía final. Datos de Eurostat.

⁶⁴ Respecto a su origen, el informe señala que el 63 % de los leños provino de bosques, aunque ha habido un aumento importante de los provenientes del sector agrícola.

uso de chimeneas abiertas en favor de otras más modernas y un mayor empleo de combustibles elaborados (e.g. *pellets* o pellas).

Los objetivos señalados en la PPE 2016 para la producción de calor a partir de biomasa sólida son los siguientes: alcanzar un consumo de 12 Mtep en 2018 y de entre 13 y 14 Mtep en 2023, con un consumo en los hogares de 7,4 Mtep en ambas fechas y un aumento en el número de hogares usuarios hasta 8,6 millones en 2018 y hasta entre 10,3 y 10,4 millones de hogares en 2023.

Existen diferentes ayudas estatales para favorecer el uso de la biomasa sólida, como el *Fonds Chaleur*, que consiste en ayudas para la construcción de instalaciones de calor renovable (además de la biomasa sólida incluye el biogás, la solar, la geotermia) en vivienda colectiva, colectividades y en los sectores industrial, terciario y agrícola. Este fondo ha permitido el desarrollo de 4.000 instalaciones y una producción de 2 Mtep entre 2009 y 2016 (ADEME, 2018a). También está el denominado *Fonds Air* (o *Fonds Air-Bois*, Fondos Aire-Madera), para ayudar a renovar aparatos de calefacción individuales no eficientes y reducir sus emisiones de partículas, lanzado por ADEME en 2015 (MTES, 2016). Algunos como este último se pueden combinar con otras ayudas como el eco-préstamo⁶⁵.

Respecto a la cogeneración con biomasa sólida, el Decreto 2016-682⁶⁶ relativo a la tarifa garantizada y a la prima sobre mercado (*obligation d'achat et au complément de rémunération*) derogó la anterior Orden de 27 de enero de 2011⁶⁷, de forma que la única ayuda a estas unidades se realizará mediante subastas de prima sobre mercado aplicables durante 20 años. El objetivo a 2018 es alcanzar una potencia instalada a partir de biomasa sólida de 540 MW, mientras que a 2023 se busca elevarla a un nivel entre 790 MW y 1.040 MW.

Otros

En relación con el uso de biogás, este supuso el 3,1 % de las energías renovables en energía primaria según datos de Eurostat. A finales de junio de 2016 existían 463 instalaciones de generación eléctrica a partir de biogás con una potencia total instalada de 367 MW. Estas instalaciones son de tres tipos: metanización de residuos

⁶⁵ En los presupuestos de 2019, *éco-prêt à taux zéro* o *éco-PTZ*. Préstamos a interés cero para los trabajos de mejora de la eficiencia energética de vivienda antigua (Conseil des ministres, 2008).

⁶⁶ *Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016 relatif à l'obligation d'achat et au complément de rémunération prévus aux articles L. 314-1 et L. 314-18 du code de l'énergie et complétant les dispositions du même code relatives aux appels d'offres et à la compensation des charges de service public de l'électricité.*

⁶⁷ *Arrêté du 27 janvier 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion de matières non fossiles d'origine végétale ou animale telles que visées au 4° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.*

no peligrosos o agrícolas⁶⁸, metanización de plantas de tratamiento de aguas y metanización de instalaciones de almacenamiento de residuos no peligrosos, siendo las primeras las más numerosas y las segundas las de mayor potencia instalada (MTES, 2018b). El potencial del biogás para el año 2030 se ha calculado en 56 TWh de energía primaria⁶⁹, compuesto por un 90 % de materia agrícola, en su mayor parte proveniente de la mitad norte de Francia (Bastide, 2013).

El desarrollo de instalaciones de biogás se apoya mediante diferentes medidas, como el plan *Énergie Méthanisation Autonomie Azote* (EMAA), para el desarrollo de alrededor de mil centrales de metanización de residuos agrícolas⁷⁰, y el *Fonds Déchets*, para financiar proyectos de metanización.

Para las instalaciones de generación eléctrica con biogás de menos de 500 kW se emplea una tarifa garantizada, mientras que aquellas de entre 500 kW y 12 MW perciben una prima sobre mercado asignada mediante subasta (European Commission, 2018). Aparte, y solo en el caso de que no se cumplan los objetivos de producción de metano destinado a la inyección en la red de gas natural, está prevista la posibilidad de lanzar convocatorias para abrir estas centrales.

Respecto al biogás vehicular, se pretende alcanzar un consumo de 0,7 TWh en 2018 y de 2 TWh en 2023. Esto es, que el biogás vehicular suponga el 20 % del consumo de gas vehicular en dicha fecha (MTES, 2016). Adicionalmente, debe cumplirse el objetivo del Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de Francia del año 2010 de alcanzar al menos un 10,5 % de energía renovable en el sector del transporte. Los biocombustibles ocupan un papel destacado dentro de este plan, suponiendo el 10 % de la energía total consumida en el transporte.

Existen de dos tipos de biocarburantes: convencionales o de primera generación (aquellos elaborados a partir de materias primas en competencia con las destinadas a alimentación) y avanzados o de segunda generación (desarrollados en base a otras materias primas).

Únicamente los primeros han alcanzado un desarrollo industrial. Dentro de la PPE 2016, el objetivo de incorporación de biocarburantes avanzados⁷¹ en la gasolina es

⁶⁸ Solo pueden contar con un máximo de un 15 % de cultivos destinados de forma principal a alimentación o producción energética.

⁶⁹ Se considera que la parte movilizable solo constituye el 30 % de los residuos netos disponibles.

⁷⁰ El objetivo es pasar de las 90 instalaciones de metanización en 2013 a alrededor de un millar en 2020 (MEDDE & MAAF, 2013).

⁷¹ Para alcanzar estos objetivos se supone: a) Que la Comisión Europea autorizará el uso de combustibles con un mayor porcentaje de biocombustibles, b) Que puedan utilizarse otras materias primas que aún no figuran en el anexo IX de la Directiva de energías renovables 28/2009, modificada por la directiva 213/2015. Si no ocurre así, se reajustarán estos objetivos.

del 1,6 % en el año 2018 y del 3,4 % en 2023, mientras que para el diésel es del 1 % en 2018 y del 2,3 % en 2023.

Respecto a los biocarburantes, estos supusieron el 13 % de la energía primaria renovable en 2016 según datos de Eurostat, siendo mayoritariamente empleados en el diésel (11 %) y en menor cuantía en la gasolina (2 %).

En total, supusieron casi el 6 % de la demanda final de gasolina y diésel, siendo empleados en mayor medida dentro de la gasolina que dentro del diésel (medio punto porcentual más).

3.3.2. Hidráulica

Francia fue el segundo país de Europa y el décimo país del mundo en potencia hidroeléctrica total instalada en 2015, si bien se situó varias posiciones atrás en cuanto a generación hidráulica (IEA, 2017b). En 2017 la potencia hidroeléctrica instalada era de 25,5 GW, de los que 5 GW eran de bombeo y alrededor de 2 GW pertenecían a minihidráulica (ALCEN, 2018).

En dicho año, la generación eléctrica de origen hidráulico ascendió a 53,6 TWh, de los que 5 TWh se correspondieron a hidráulica de bombeo y 7 TWh, a minihidráulica (France Hydro Électricité, 2018). A pesar de ser un año seco, ya que la media anual de la generación hidráulica se sitúa en torno a 67 TWh, constituyó la segunda fuente de generación eléctrica del país tras la generación nuclear (MTES, 2018b).

TABLA 12. Estaciones de bombeo en Francia

Central	Potencia (MW)	Localización
Grand'Maison	1.790	Isère
Montézic	910	Aveyron
Super-Bissorte	730	Savoie
Revin	720	Ardennes
Le Cheylas	460	Isère
La Coche	330	Savoie
Total	4.940	53.035

Fuente: elaboración propia a partir de ALCEN (2018).

Aunque el recurso hidráulico está ampliamente explotado, la PPE 2016 ha establecido un aumento de la capacidad hidráulica de entre 500 y 750 MW y un aumento de la producción de entre 2 y 3 TWh para el año 2023. También se pretende aumentar la capacidad de almacenamiento por bombeo existente entre 1 y 2 GW entre los años 2025 y 2030.

Según un estudio del MTES⁷² de 2013, en Francia existía un potencial de 2.476 MW y 8.950 GWh/a en emplazamientos no explotados y de 262 MW y 922 GWh/a en explotaciones ya existentes (MEDDE, 2013a).

Francia adjudica las explotaciones hidráulicas mediante concesiones⁷³, contando actualmente con más de 400, que representan más del 90 % de la potencia hidráulica instalada.

Estas concesiones están adjudicadas principalmente a tres compañías: EDF, que tiene el 80 % de las instalaciones (15 GW); SHEM⁷⁴; y CNR⁷⁵. Con el objetivo de modernizar las instalaciones, garantizar su seguridad de funcionamiento y medioambiental, y abrir nuevas explotaciones, se busca ampliar el número de empresas concesionarias.

Para ello la LTECV, en su Título 5, Capítulo 2, incluye un nuevo marco regulatorio para las concesiones hidroeléctricas. Este marco se desarrolla en base a los siguientes principios (art. 116): 1) la concesión de las instalaciones puede agruparse dentro de grandes valles, en los que haya continuidad del recurso hidráulico, para optimizar las operaciones (el final de las concesiones existentes se calculará de forma agregada); 2) las concesiones ya existentes pueden ampliarse de forma excepcional; y 3) las nuevas concesiones, incluyendo aquellas que sean renovadas, deben establecer una regalía en beneficio del Estado proporcional a los ingresos de la concesión.

Asimismo, en su artículo 118 se establecen los requisitos para la creación de una sociedad mixta hidroeléctrica, de entre un 34-66 % de capital público, en función de la cantidad que los participantes públicos deseen mantener. La selección de la empresa privada se realizará mediante una subasta pública.

Finalmente, aquellas instalaciones hidráulicas que no sean rentables pueden ser apoyadas mediante una tarifa garantizada (instalaciones de hasta 500 kW) o una prima sobre mercado (instalaciones de hasta 1 MW).

También se realizan subastas para la construcción de nuevas centrales, habiéndose convocado la primera de ellas a finales de 2016 y saldándose con la instalación de 19 proyectos de una potencia de 27 MW en total.

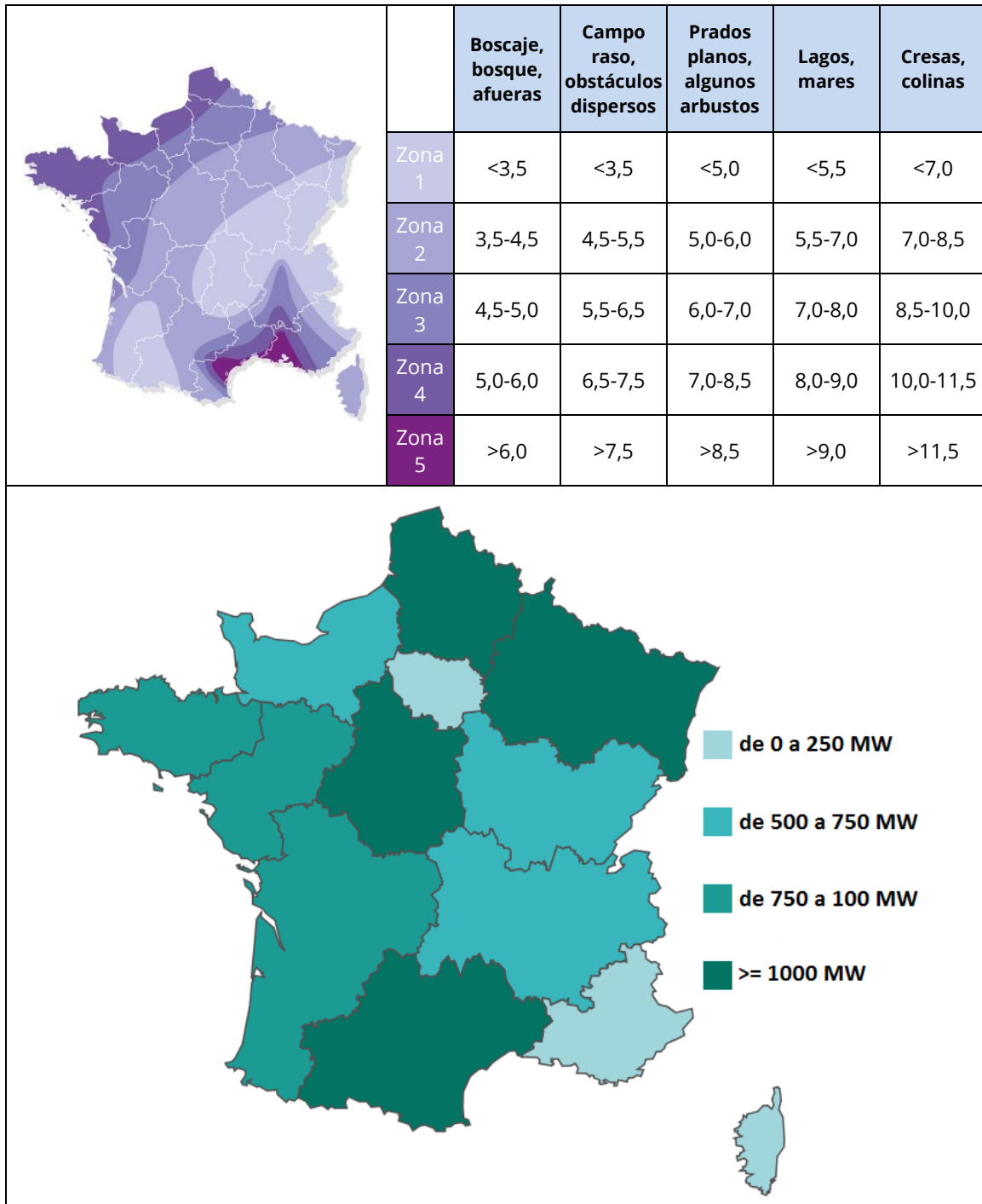
⁷² Entonces *Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie*.

⁷³ Desde hace ya varios años, la Comisión Europea solicita a Francia que abra los procesos de concesión de hidráulicas a la competencia, lo que genera dudas a EDF sobre su conveniencia (Benezet, 2018).

⁷⁴ *Société Hydroélectrique du Midi*. Filial del grupo ENGIE.

⁷⁵ *Compagnie Nationale du Rhône*. Propiedad de ENGIE al 49,97 %, perteneciendo el resto a diferentes entes públicos, siendo el mayor el del grupo *Caisse des Dépôts* (33,20 %).

MAPA 4. Velocidad media del viento y distribución de las instalaciones de generación eólica



Nota 1: velocidad media del viento a 50 m sobre el nivel del suelo.

Nota 2: las zonas montañosas requieren de un estudio específico.

Fuente: arriba: modificado de Bateau (2015). Debajo: RTE (2018a).

3.3.3. Eólica

Francia fue el octavo país del mundo en potencia eólica instalada y el noveno en generación eólica en 2015 (IEA, 2017b). En 2017 había un total de 13,6 GW instalados que generaron 53,6 TWh, incrementando la potencia instalada respecto a 2016 en 1,8 GW. El objetivo a corto plazo es aumentar la potencia instalada a 15,0 GW en 2018 y a entre 21,8 y 26,0 GW en 2023.

La distribución de la potencia eólica instalada se muestra en el Mapa 4. Las regiones con mayor potencia instalada se sitúan en el norte del país: en primer lugar Hauts-de-France con 3,4 GW, seguida de Grand-Est con 3,1 GW. Aunque también es destacable su presencia en la zona central (Centre-Val de Loire, 1,0 GW) y en el sur (Occitanie, 1,4 GW). Las regiones con menor potencia instalada se sitúan muy próximas a las anteriores: Île-de-France con 70 MW⁷⁶ y Provence-Alpes-Côte d'Azur con 50 MW. No obstante, la región con menor potencia eólica instalada de Francia metropolitana es Córcega, con sólo 18 MW.

Como puede apreciarse, no se observa una superposición entre las zonas con velocidad media de viento más elevado y aquellas con mayor potencia eólica instalada. Esto se explica por las particularidades de este recurso, que requiere de un estudio específico del emplazamiento, tanto de su potencial eólico como de su impacto medioambiental.

Francia cuenta con el segundo mayor potencial de eólica marina de Europa tras Reino Unido, pero esta aún se encuentra en desarrollo (MTES, 2018b). La zona marítima con jurisdicción francesa abarca once millones de kilómetros cuadrados, ascendiendo el potencial de la zona teóricamente explotable con la tecnología actual a 30.000 MW. Se espera que el primer parque marino se conecte a la red en 2018.

El Gobierno francés ha organizado diferentes subastas con el objetivo de alcanzar una potencia instalada de eólica marina de 6.000 MW en 2020. La primera de ellas se lanzó en julio de 2011 por una potencia máxima de 3.000 MW a instalar entre cinco zonas, siendo adjudicados cuatro proyectos de en torno a 500 MW y quedando un quinto proyecto desierto⁷⁷. A finales de 2017 se habían lanzado dos subastas adicionales, con una nueva subasta planificada en 2018.

⁷⁶ Esta región, que está situada en torno al área metropolitana de París, es la segunda región menos extensa (tras Córcega) y la más densamente poblada de Francia, con 1.011 hab/km² al comenzar el año 2017 frente a los 117 hab/km² de Francia metropolitana (Gouvernement de la République française, 2018b).

⁷⁷ Los precios de las subastas fueron posteriormente revisados a la baja en el año 2018 para reflejar el descenso en los costes de la eólica marina (El Periódico de la Energía, 2018).

A más largo plazo se plantea el despliegue de la eólica flotante, habiéndose adjudicado cuatro proyectos piloto de una potencia total de 24 MW. Estos proyectos se han impulsado mediante unas ayudas a la inversión (*Programme des investissements d'avenir*) junto con una tarifa garantizada a la energía producida.

Cabe señalar que la evolución de la instalación eólica ha tenido en Francia importantes problemas de aceptación social. Además del aumento del precio de la electricidad por la inclusión en la factura eléctrica de impuestos para sufragar las políticas de ayudas, común a muchos países europeos, en Francia ha destacado una percepción negativa adicional por su impacto en el paisaje y los temores a posibles ruidos.

Esta oposición ha causado una gran problemática para la instalación de parques eólicos: entre 2012 y 2015, el 50 % de los proyectos fueron recurridos, lo que conllevó retrasos que podían superar los tres años (E-CUBE Strategy, 2017). Para aliviar esta situación, el grupo de trabajo encargado de simplificar y consolidar el marco administrativo de la eólica propuso, a comienzos de 2018, un paquete de medidas diverso, incluyendo simplificar y reducir la duración de los procedimientos judiciales, cambiar el parpadeo de las balizas de localización por luces fijas en la mitad de los parques, facilitar los proyectos eólicos de financiación colectiva y garantizar a las comunas parte de los beneficios de la instalación de los parques (Vie Publique, 2018).

3.3.4. Solar

Fotovoltaica

Francia metropolitana recibe una irradiación anual media de 1.160 kWh/kW_p, con una zona sureste que supera los 1.500 kWh/kW_p y una zona norte que se sitúa en torno a 1.000 kWh/kW_p. Fue el séptimo país del mundo en potencia fotovoltaica instalada y el octavo en generación fotovoltaica en 2015 (IEA, 2017b).

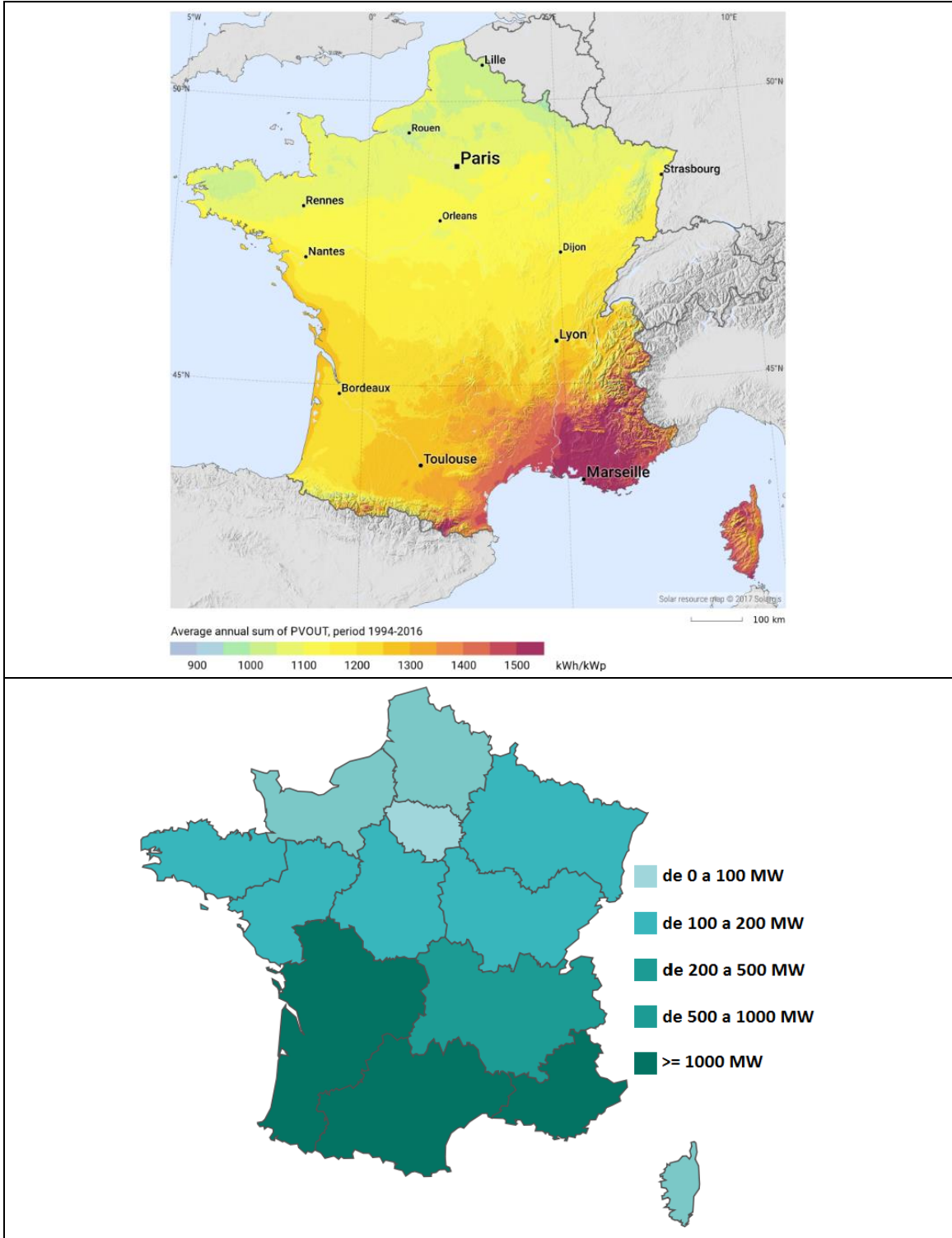
En 2017 la generación fotovoltaica ascendió a 9,2 TWh, con una potencia instalada a fin de año de 7,7 GW. La potencia instalada está así lejos del objetivo de 10,2 GW para 2018. Pese a las subastas realizadas para la instalación de fotovoltaica (objetivo de 1,6 GW durante el año 2017), esta solo se incrementó en 0,9 GW dicho año. Para alcanzar el objetivo marcado por la PPE 2016 la potencia total instalada debería situarse entre 18,2 y 20,2 GW en 2023.

La distribución de la potencia fotovoltaica instalada se muestra en el Mapa 5. Las regiones que reciben una mayor irradiación anual⁷⁸ son las que presentan una mayor

⁷⁸ Téngase en cuenta también la influencia de una mayor superficie disponible en la potencia total instalada en cada región.

potencia fotovoltaica instalada: en primer lugar, Nouvelle-Aquitaine con 2,0 GW, seguida de Occitanie con 1,6 GW y Provence-Côte d'Azur con 1,1 GW.

MAPA 5. Irradiación solar y distribución de las instalaciones de generación fotovoltaica



Fuente: arriba: modificado de Solargis (2018). Debajo: modificado de RTE (2018a).

Por el contrario, aquellas regiones situadas más al norte cuentan con una menor potencia instalada: Île-de-France con 90 MW, Normandie con 131 MW y Hauts-de-France con 134 MW. Finalmente cabe destacar también la baja presencia de fotovoltaica en la isla de Córcega, con apenas 147 MW.

La fotovoltaica se impulsa mediante tres mecanismos diferenciados en función de la potencia de la instalación. Para sistemas de hasta 100 kW se emplea una tarifa garantizada, incrementando esta para los sistemas integrados en edificios frente a los no integrados⁷⁹. Para instalaciones de más de 100 kW y hasta 500 kW desde mediados de 2016 se abrieron subastas a la baja de tarifa garantizada al autoconsumo⁸⁰, cuya prima final es mayor cuanto mayor es la energía autoconsumida y menor cuanto mayor sea la potencia inyectada por el sistema respecto de la potencia máxima de la instalación. Para instalaciones de más de 500 kW se emplea un sistema de prima sobre mercado que se adjudica por subasta.

Termosolar

Francia no contaba a finales de 2017 con ninguna central termosolar, debido al menor interés que presenta por no disponer de una gran irradiación en comparación con otros países situados más al sur, si bien hay varios proyectos en desarrollo. Su marco de remuneración es idéntico al de la solar fotovoltaica en suelo.

El primero de ellos, Alba Nova 1, que obtuvo el permiso de construcción en 2011, se encuentra parado por la desaparición de su constructora, Solar Euromed. En 2018 está prevista la puesta en marcha de la central termosolar de concentración eLLO de 9 MW, en el departamento de Pirénées-Orientales (Deltafluid, 2018). Aparte, existen dos hornos solares en funcionamiento, uno en Oreillo de 1 MW y otro en La Seyne-sur-Mer de 10 kW (MTES, 2018b).

Respecto a los captadores solares térmicos destinados a agua caliente sanitaria, su superficie acumulada a finales de 2016 era de 2,2 km² según Eurostat. Dicho año su mercado en Francia metropolitana se situó en 34.500 m², continuando con un retroceso del 62 % respecto al año 2013. El principal sector de mercado es el residencial con el 49 % en 2016, seguido del sector terciario con un 46 %.

⁷⁹ A finales de 2016 los sistemas integrados de hasta 9 kW percibían 0,239 €/kWh, mientras que los sistemas no integrados de hasta 36 kW percibieron 0,124 €/kWh. En mayo de 2017 el valor de la prima se modificó, comenzando a descender en base a la fecha de solicitud de conexión. Así, aquellos sistemas instalados en mayo y junio de 2017 percibieron 4,5 c€/kWh adicionales a la prima habitual, mientras que los instalados en el tercer trimestre percibieron 3,75 c€/kWh adicionales. Desapareció de forma efectiva en el último trimestre de 2018.

⁸⁰ *Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale* (CRE, 2018a).

3.4. Electricidad

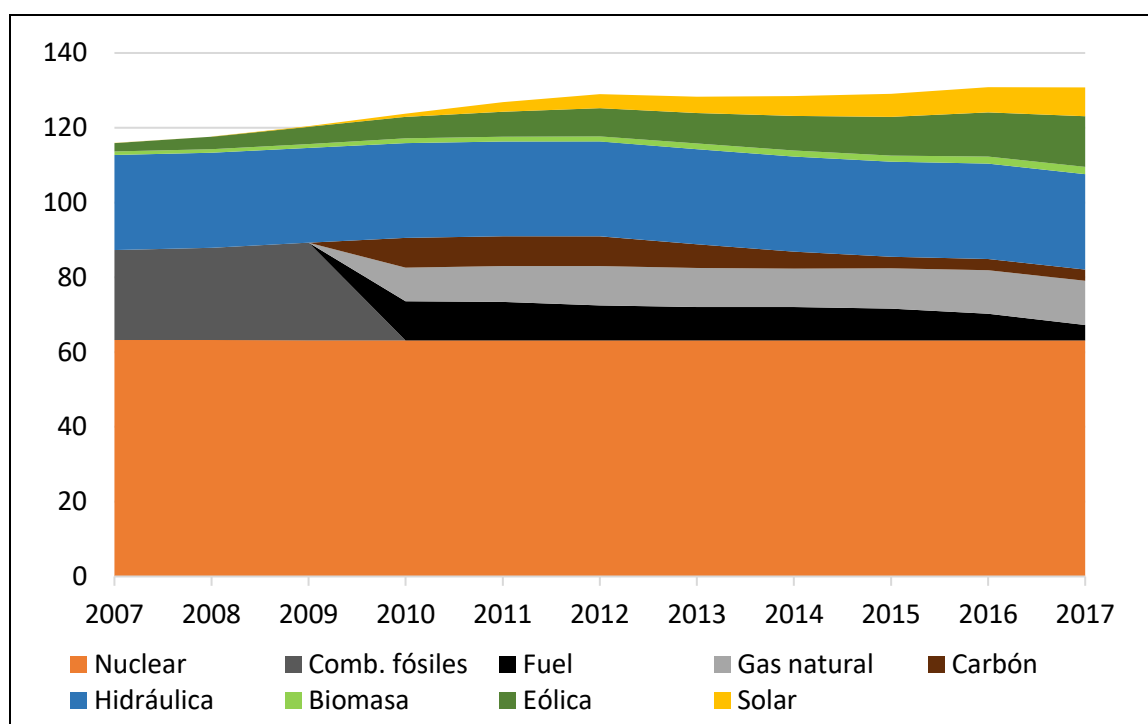
La electricidad constituyó el 26 % del consumo de energía final en Francia en el año 2016. En dicho año la potencia eléctrica instalada en Francia metropolitana era de 130.855 MW. A continuación, se describe la situación actual de la producción eléctrica en Francia, su infraestructura y su evolución histórica. Se concluye con una descripción del actual mercado de capacidad de Francia y de las motivaciones que han llevado a su formación.

3.4.1. Estructura de la producción, generación y demanda

Potencia instalada

Como se ha visto al analizar las estructuras de energía primaria y final, el *mix* de la producción eléctrica de Francia destaca respecto al de otros países por la fuerte presencia de centrales nucleares y la reducida potencia instalada de centrales de combustibles fósiles. Las renovables, aunque en aumento, tampoco cuentan con una presencia destacable más allá de la hidráulica, cuya potencia instalada, aunque ha aumentado respecto a la del año 1973, se mantiene relativamente estable desde el año 2000 (IEA, 2017a).

GRÁFICO 24. Evolución de la potencia instalada (en GW)



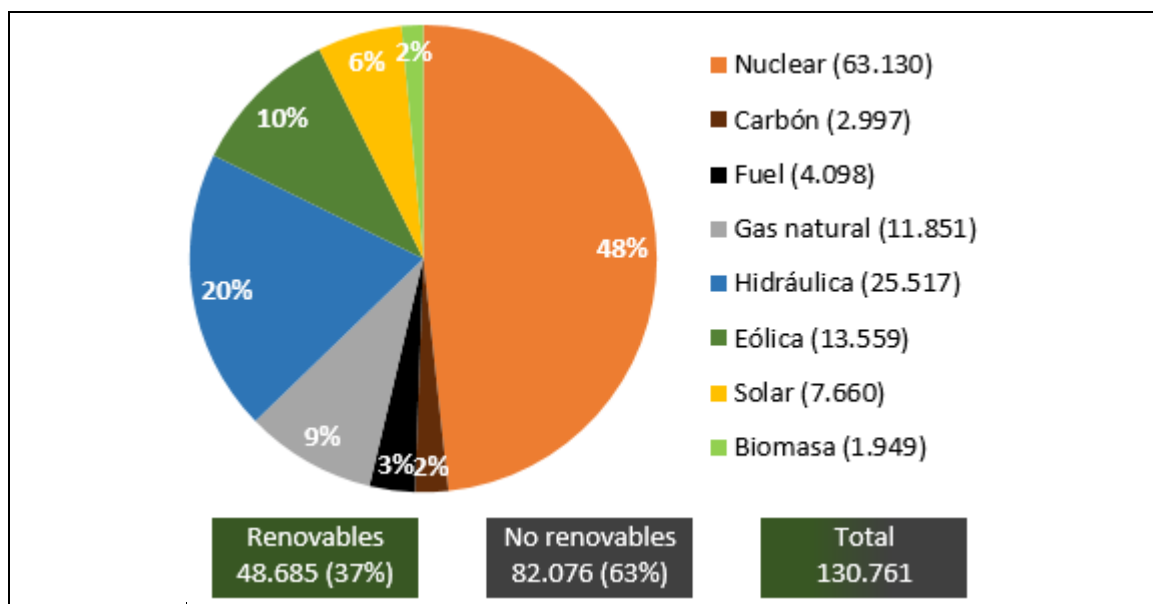
Nota: clasificación de la fuente original, donde los combustibles fósiles aparecen agregados hasta 2010.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la IEA.

Los cambios recientes más destacables son la caída de la potencia de las instalaciones de combustibles fósiles y el incremento de las instalaciones renovables intermitentes. Desde el año 2010 las instalaciones de carbón han caído unos 4 GW y más de 6 GW las de fuel, siendo las de gas natural las únicas que han aumentado, con cerca de 3 GW adicionales desde 2010. Respecto a las renovables, la solar ha pasado de apenas 7 MW en 2007 a 7,6 GW en 2017, mientras que la eólica se ha incrementado en dicho periodo con más de 11 GW y la biomasa, solo en 1 GW. La nuclear se ha mantenido estable.

Como se aprecia en el Gráfico 25, la potencia eléctrica renovable supuso a finales del año 2017 el 37 % de la potencia total instalada. Esta estaba bastante diversificada, manteniendo la generación hidráulica su gran importancia histórica, mientras que la presencia de la solar y la biomasa era aún reducida. Como consecuencia, el 86 % de la potencia eléctrica instalada a finales de 2017 era libre de emisiones de CO₂.

GRÁFICO 25. Potencia instalada a 31/12/2017 (en MW)



Nota: la generación hidráulica incluye bombeo y la biomasa incluye residuos. Clasificación de la fuente original.

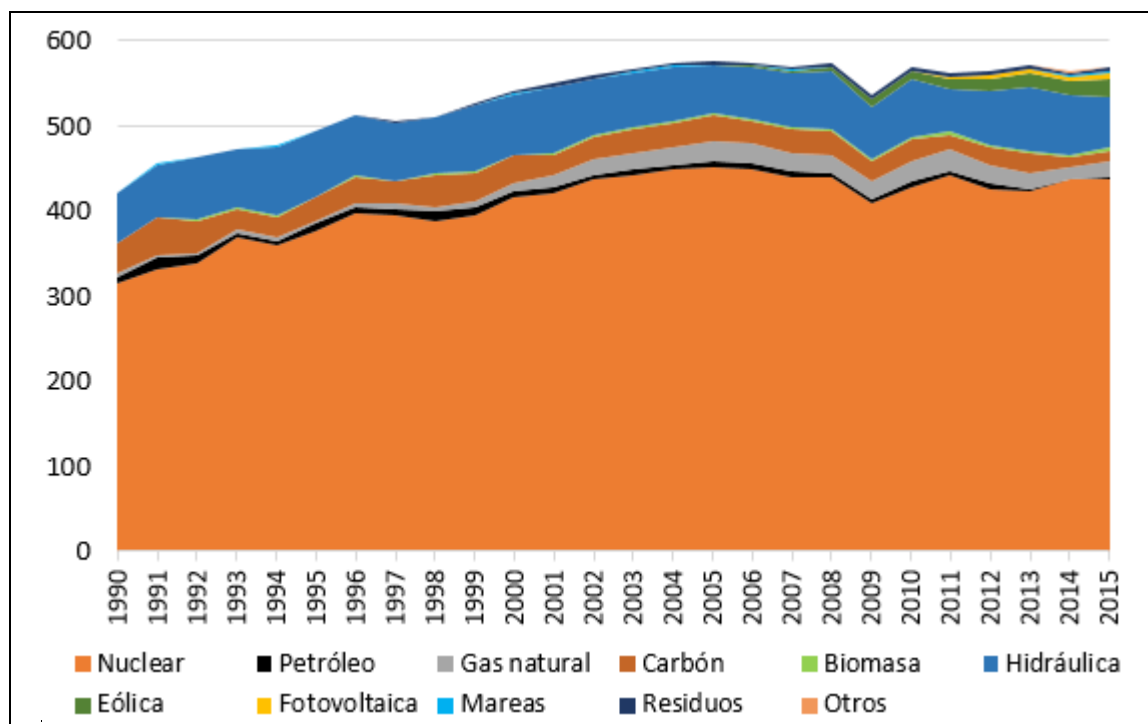
Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE (2018a).

La potencia instalada apenas ha cambiado entre los años 2016 y 2017, aunque sí varió la distribución por tecnologías. En 2017 se produjo el cierre de los cuatro grupos de fuel de la central de Porcheville y de un grupo de fuel de la central de Cordemais. Esta caída fue compensada principalmente por el aumento de la potencia instalada renovable, 1.797 MW de eólica y 887 MW de fotovoltaica.

Generación eléctrica

La estructura de la potencia instalada se refleja en la producción eléctrica, donde la nuclear aumentó su participación respecto al resto de tecnologías. En la evolución histórica de la generación eléctrica destacó el incremento gradual de la generación nuclear hasta el año 2005 debido a la progresiva construcción de reactores nucleares, el último de los cuales se puso en marcha en 1999.

GRÁFICO 26. Evolución de la generación eléctrica (en TWh)



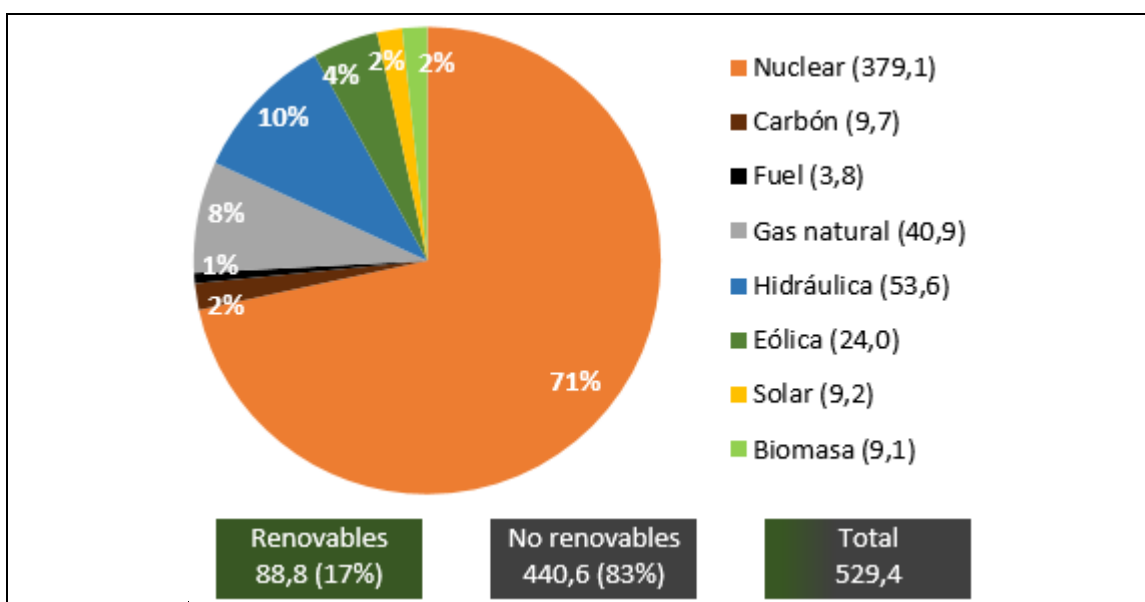
Nota: clasificación de la fuente original.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la IEA.

La generación hidráulica se mantuvo como la segunda más predominante, mientras que el carbón cayó del 8 % de 1990 al 2 % de 2017. Esta generación fue desplazada inicialmente por la nuclear y el gas natural, mientras que a partir de 2006 ganó peso la eólica y desde 2011, la fotovoltaica. El gas pasó así a tener un aporte más variable en función de los precios del mercado, con una importante caída en el año 2014, por el alza en el precio del mercado del gas, y recuperación en años posteriores (Álvarez Pelegrý & Álvaro Hermana, 2017).

La energía nuclear supuso más de dos terceras partes de la producción total en el año 2017. La hidráulica se mantuvo como la segunda fuente con mayor peso a pesar de la sequía, ya mencionada, y por ello el peso de las renovables descendió, pasando de un 18 % en el año 2016 al 17 % de 2017. La generación libre de CO₂ se redujo igualmente, suponiendo un 88 % del total en 2017 frente al 90 % de 2016.

GRÁFICO 27. Generación eléctrica bruta en 2017 (en TWh)

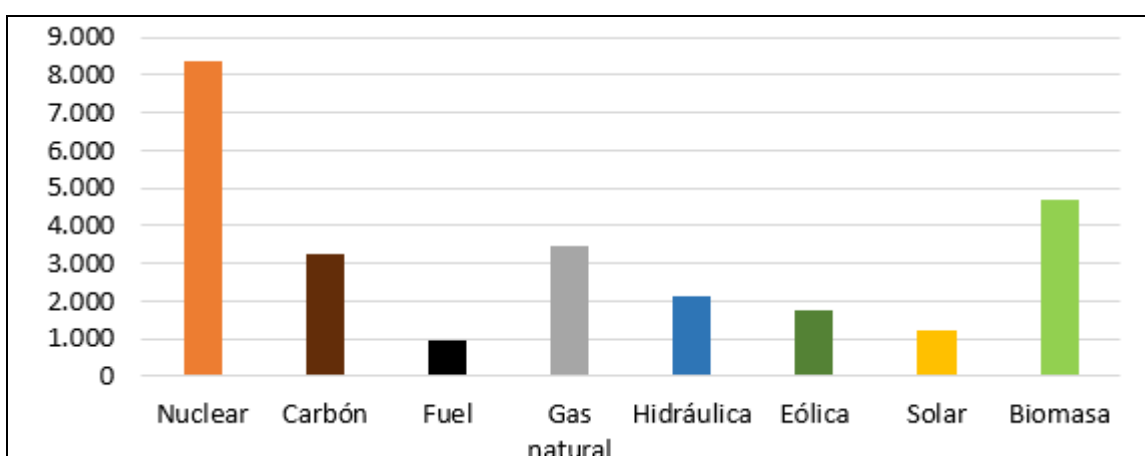


Nota: clasificación de la fuente original. De la generación hidráulica, 5 TWh corresponden a generación no renovable (bombeo). De la biomasa, 2,1 TWh corresponden a no renovable (residuos).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE (2018a).

Este predominio de la generación nuclear, que además en 2017 tuvo un alto grado de disponibilidad, se refleja en las horas equivalentes de plena carga (hepc) de las distintas fuentes de generación (ver el Gráfico 28). Puede verse que el conjunto biomasa-residuos es la siguiente fuente con mayor número de horas de funcionamiento, mientras que el gas natural superó al carbón al haberse igualado los precios de ambas materias primas desde el año 2016. La hidráulica tuvo muy poca disponibilidad por ser un año muy seco, cayendo de las 2.500 hepc del año 2016 a las 2.100 hepc de 2017.

GRÁFICO 28. Horas equivalentes de plena carga de la generación en 2017



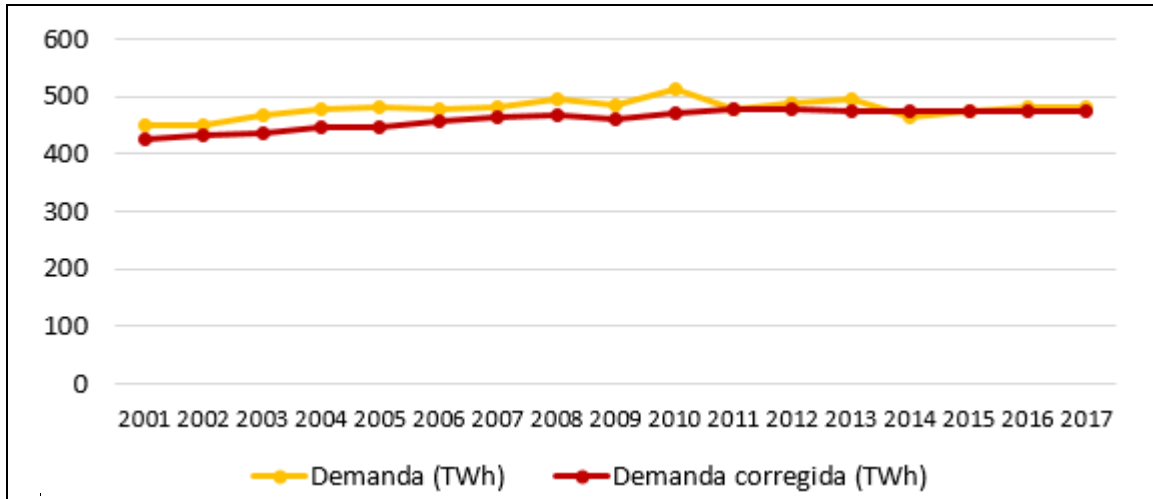
Nota: los residuos se consideran como parte de la biomasa (clasificación de la fuente original).

Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE.

Demanda

La demanda bruta de energía eléctrica se situó en 2017 en 482 TWh. Corregidos los efectos estacionales y de calendario, la demanda se mantuvo en un nivel estable desde 2011.

GRÁFICO 29. Evolución de la demanda eléctrica (en TWh)

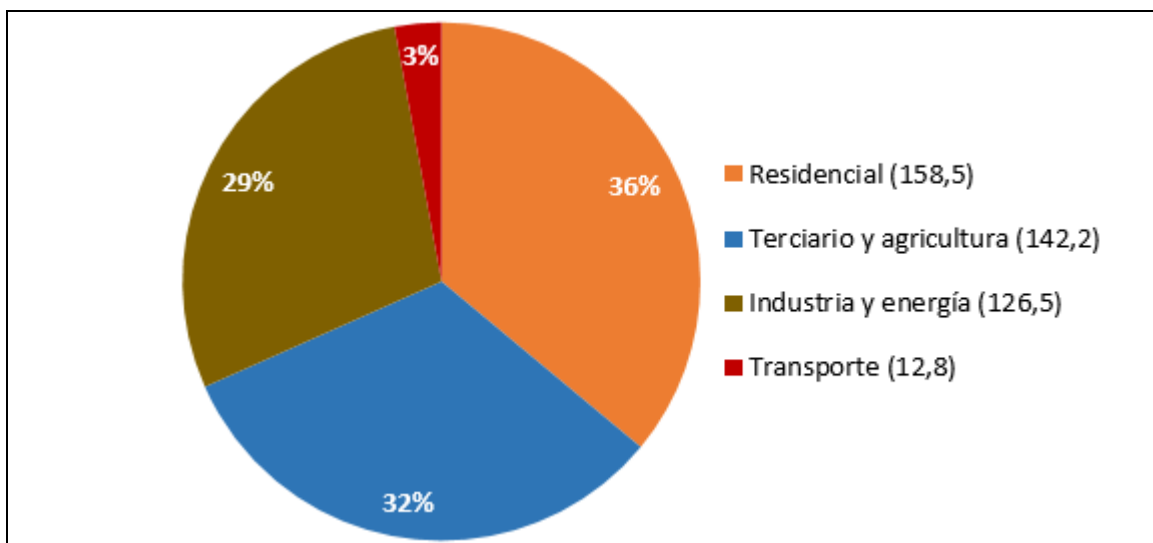


Nota: clasificación de la fuente original.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE (2017b).

Atendiendo a los sectores demandantes de electricidad, el residencial es el de mayor nivel de consumo, donde más de la mitad del mismo está dedicado a calefacción y agua caliente sanitaria (principalmente resistencias, aunque con un número creciente de bombas de calor). El transporte está aún poco electrificado.

GRÁFICO 30. Demanda eléctrica por sectores en 2017 (en TWh)



Nota: clasificación de la fuente original.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de (RTE, 2017b).

3.4.2. Redes eléctricas

La red eléctrica de transporte de Francia continental está constituida por la casi totalidad del tendido eléctrico con una tensión superior a 50 kV, aunque también incluye tendido por debajo de 45 kV. A finales de 2017 contaba con 105.961 km de circuitos en explotación, en su mayoría de tendido aéreo⁸¹. El único operador de la red de transporte de Francia es RTE (RTE, 2018a).

La evolución histórica de los circuitos de la red de transporte refleja un descenso en la longitud de los circuitos de tendido aéreo y un aumento en los circuitos subterráneos. Respecto a los circuitos en corriente continua, se mantienen aquellos de 270 kV. En 2015 se inauguró el primer tendido de 320 kV en continua para la interconexión con España Baixas-Santa Llogaia.

TABLA 13. Longitud de los tendidos de la red de transporte de Francia en 2017 (km)

Tipo	400 kV	220 kV	150 kV	90 kV	63 kV	≤45 kV	320 kV (DC)	270 kV (DC)
Aéreo	22.028.370	25.561.174	959.330	16.426.641	34.658.905	329.892	0	0
Subterráneo	4.983	1.470.560	2.233	936.170	3.499.277	83.560	66	117
Total	22.033.353	27.031.734	961.563	17.362.811	38.158.182	413.452	66	117

Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE.

En relación con las subestaciones, a finales de 2017 había un total de 3.970 repartidas tal y como se indica en la Tabla 14. Analizando por nivel de tensión, se aprecia un aumento de la longitud total de los circuitos de 400 kV y 220 kV.

TABLA 14. Subestaciones de la red de transporte de Francia a finales de 2017

400 kV	220 kV	150 kV	90 kV	63 kV	45 kV	<45 kV	Desconectadas
195	763	38	797	2088	38	20	31

Nota: el nivel de tensión se corresponde con aquel más elevado presente en la subestación.

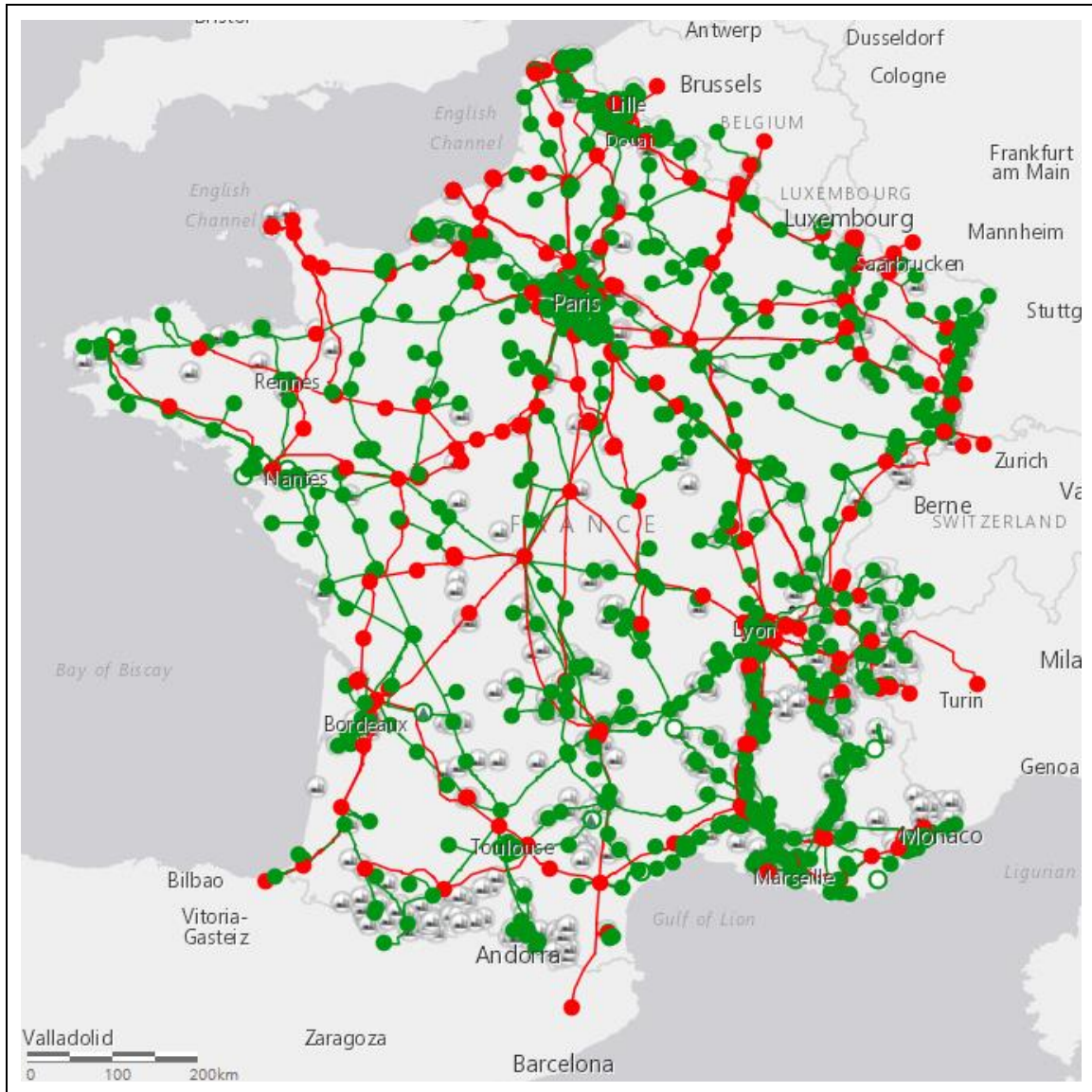
Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE.

En las tensiones inferiores hay más variabilidad (suben 90 kV y 63 kV, pero bajan 150 kV y ≤45 kV), ya que a todos los niveles descienden los tendidos aéreos y aumentan los subterráneos (salvo para ≤45 kV).

⁸¹ Solo unos 6.000 km de cables subterráneos.

Finalmente, la red de distribución en Francia está compuesta por casi todas las líneas eléctricas de tensión inferior a 50 kV, repartidas entre media tensión (1-50 kV) y baja tensión (inferior a 1 kV). Además de dar suministro a la mayor parte de los consumidores, conecta a aquellos generadores cuya potencia no supera los 12 MW.

MAPA 6. Red eléctrica de transporte de Francia continental



Nota: en verde, subestaciones (puntos) y líneas de 225 kV. En rojo, de 400 kV.

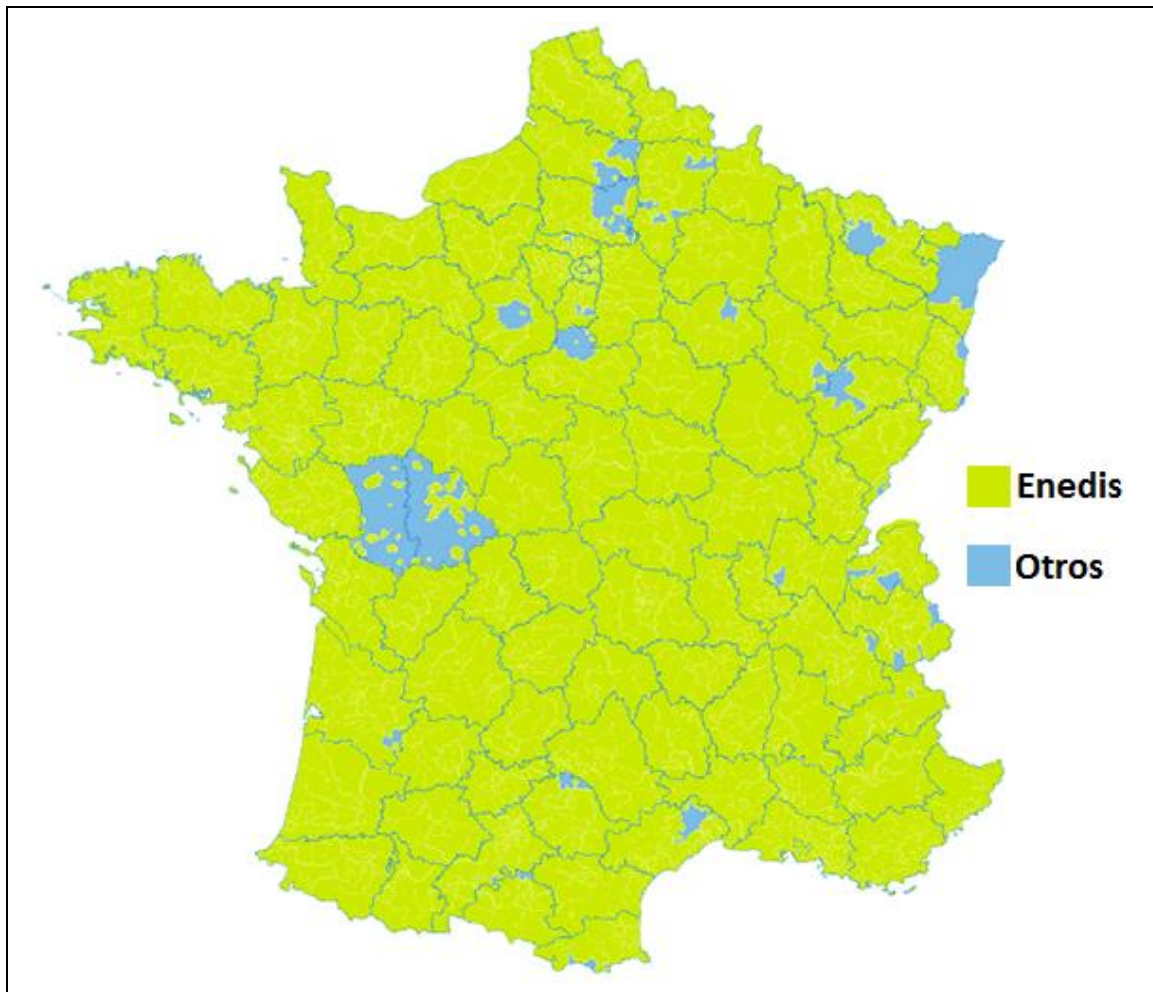
Fuente: RTE (2018d).

Su organización es competencia de los Gobiernos locales, pudiendo ser gestionadas por las propias comunidades o por una empresa concesionaria. Debido a la Ley de Nacionalización de 1946⁸², en el 95 % del territorio la concesionaria es

⁸² *Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.*

obligatoriamente Enedis⁸³ (ver Mapa 7), filial de EDF, que gestiona 1,3 millones de kilómetros de líneas y alrededor de 800.000 subestaciones de distribución y da servicio a alrededor de 35 millones de clientes. Aquellas distribuidoras públicas o público-privadas, cooperativas y sociedades de interés agrícola concesionarias de servicios eléctricos que operaban antes de 1946 han mantenido la gestión de sus redes de distribución (MTES, 2018b).

MAPA 7. Operadores de la red de distribución



Fuente: modificado de Fournisseurs électricité.

3.4.3. Exportaciones, importaciones e interconexiones

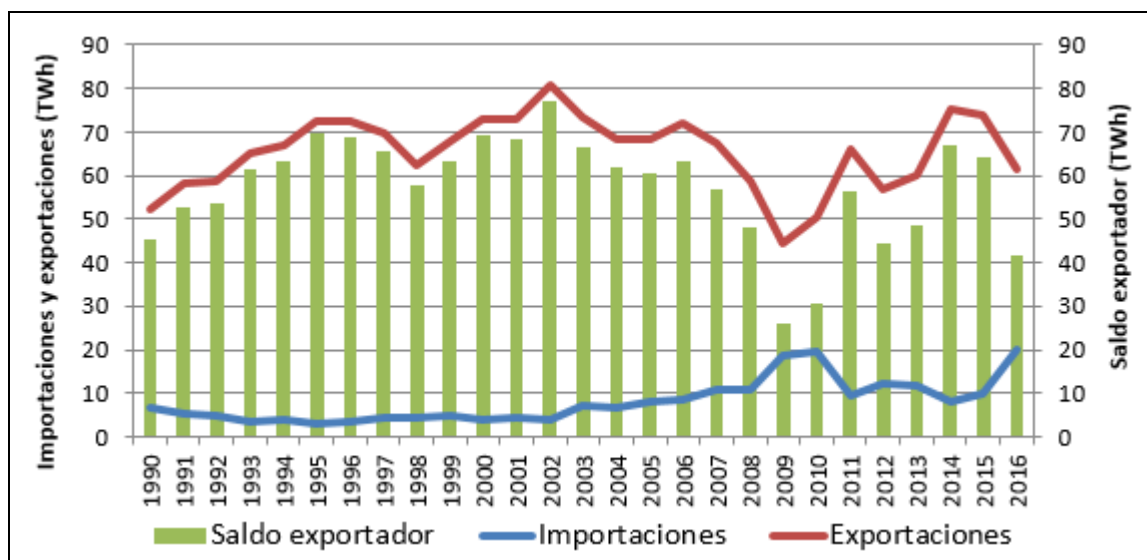
Exportaciones e importaciones de electricidad

Francia es un país con un histórico saldo exportador de electricidad gracias a su posición céntrica en Europa occidental, su importante grado de interconexión con

⁸³ Antigua ERDF (*Électricité Réseau Distribution France*).

otros países y su gran parque de centrales nucleares. El mayor o menor saldo exportador suele depender de la disponibilidad de sus centrales nucleares, por lo que presenta bastante variabilidad interanual (Bourbon, 2017). Así, en el año 2017 el saldo exportador en Francia se situó en 40 TWh⁸⁴, un nivel similar al año 2016 pero muy inferior respecto a 2015, cuando el saldo exportador fue de 64 TWh.

GRÁFICO 31. Intercambios internacionales de electricidad de Francia



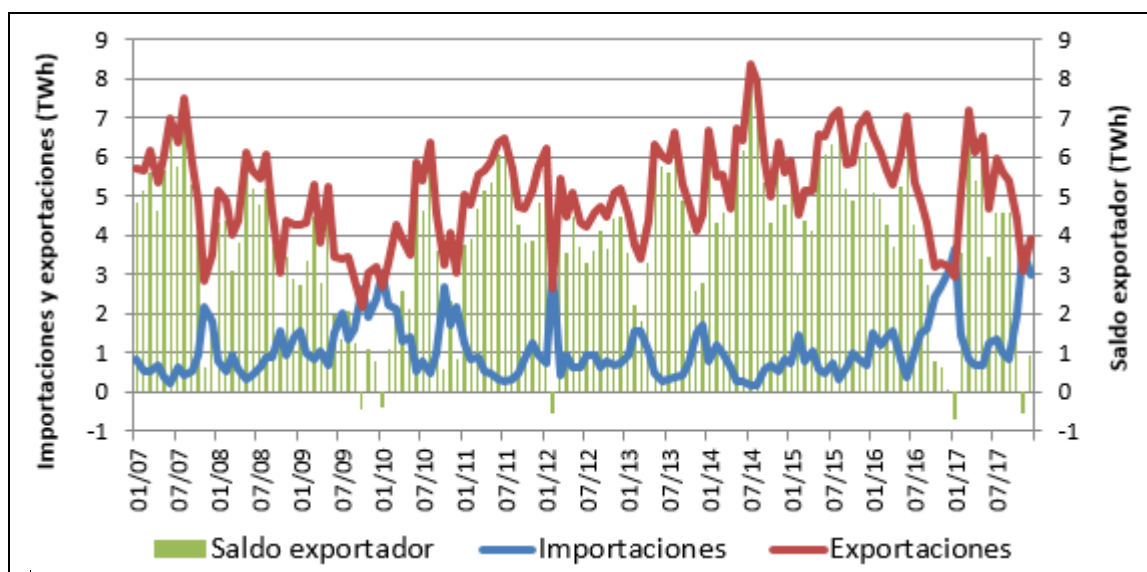
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

La situación de 2016 y 2017 se debió principalmente a la parada de diversas centrales nucleares por los controles exigidos por la Autorité de Sûreté Nucléaire desde el mes de noviembre de 2016 (RTE, 2017a). En consecuencia, Alemania superó por primera vez a Francia en saldo exportador e incluso pasó a tener un saldo exportador positivo con respecto a Francia (Álvarez Pelegrí & Álvaro Hermana, 2017).

El saldo exportador de Francia se mantiene en la mayoría de los meses, si bien ocasionalmente el país presenta un saldo importador (ver Gráfico 32). En el periodo 2007-2017 esto únicamente ha ocurrido en meses no consecutivos de otoño e invierno. El mayor de ellos se produjo en enero de 2017, al alargarse los trabajos de inspección de 12 reactores nucleares, inicialmente previstos para un mes de duración. Esta situación coincidió con un periodo de frío intenso en el país que elevó la demanda de electricidad (Le Monde.fr & Reuters, 2017).

⁸⁴ Datos de Eurostat. Los datos de RTE se sitúan algo por debajo, en 39 TWh.

GRÁFICO 32. Evolución mensual de los intercambios internacionales de electricidad de Francia



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Rte.

Por el contrario, los máximos saldos exportadores no presentan una tendencia concreta, pudiendo darse en cualquier mes del año. Así, el mayor saldo exportador ocurrió en los meses de julio y agosto de 2014, verano que fue muy caluroso en Europa (de Monicault, 2014; Nuklear Forum Schweiz, 2016). No obstante, el máximo saldo exportador más reciente se tuvo en enero de 2018, tras dos meses con un saldo exportador bajo o incluso importador, al haber gran disponibilidad de los parques nuclear e hidráulico y unas temperaturas no tan frías como el invierno anterior (RTE, 2018c).

Interconexiones

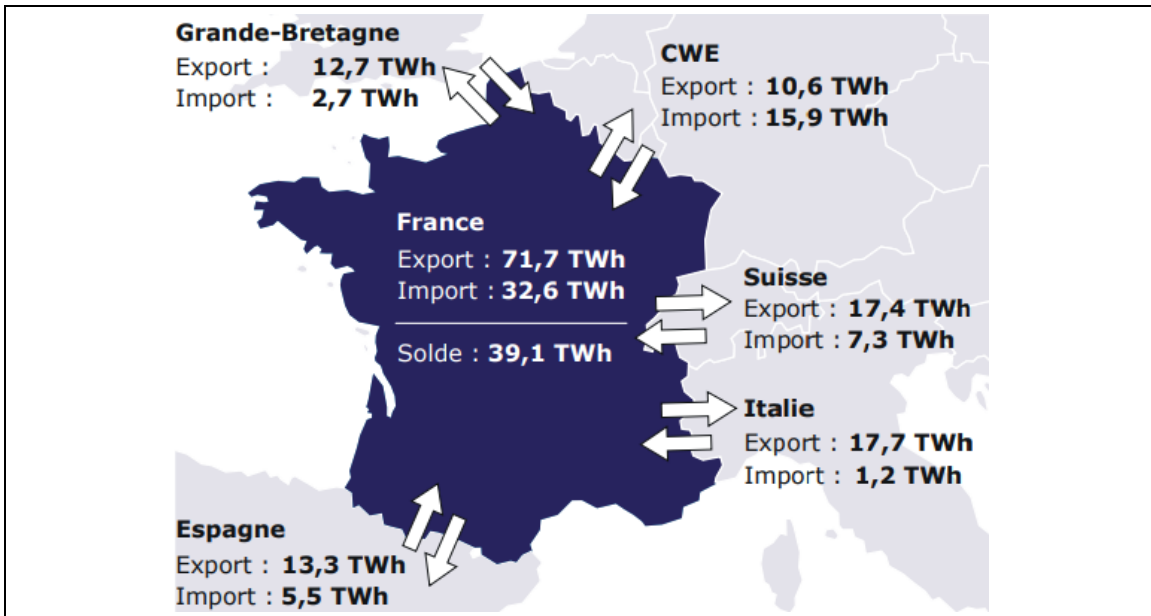
Francia cuenta con interconexiones con un total de siete países⁸⁵, entre los que se encuentran las principales economías de Europa: Alemania, Bélgica, España, Italia, Reino Unido y Suiza.

La capacidad total media de exportación de Francia en 2015 fue de 13,5 GW, mientras que la capacidad total media de importación fue de 9,8 GW⁸⁶ (CRE, 2018b). Los países con los que tuvo mayor capacidad de exportación fueron Suiza, Italia y Bélgica, mientras que la mayor capacidad de importación se tuvo con Alemania, España y Reino Unido.

⁸⁵ Las conexiones eléctricas con las redes de distribución de Andorra (compartida con España) y Mónaco (solo Francia), por su reducido peso, no suelen citarse.

⁸⁶ Una vez se inauguró la nueva interconexión con España y se implementó el nuevo modelo de acoplamiento basado en el flujo (*flow-based*) con Bélgica.

MAPA 8. Interconexiones eléctricas de Francia e intercambios contractuales de 2016

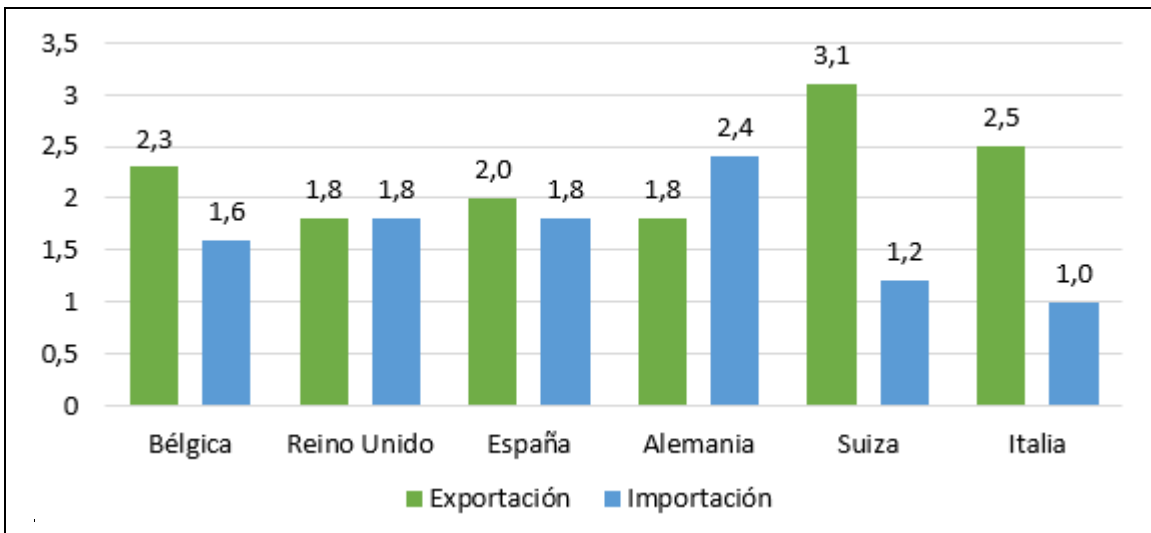


Nota 1: en el mapa figura el saldo de los intercambios contractuales de 2016, que no coincide con el balance anual de los mismos.

Nota 2: las interconexiones con Alemania, Bélgica y Luxemburgo suelen agruparse como CWE (Europa Centro-Occidental), ya que, a su vez, parte del flujo de energía se destina a terceros países como Holanda.

Fuente: RTE (2017a).

GRÁFICO 33. Capacidad media de las interconexiones en 2015



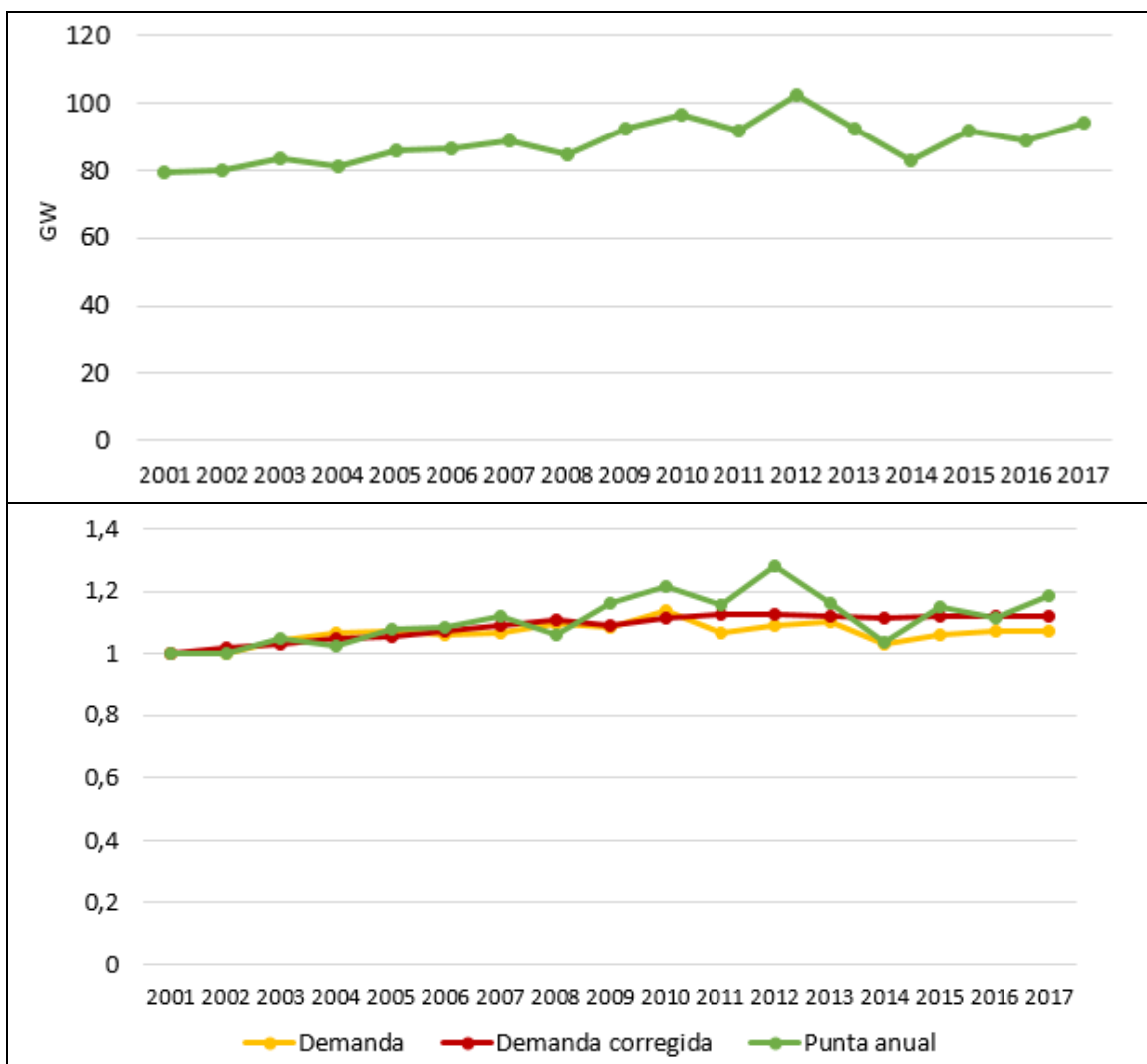
Nota: sentido de la exportación/importación desde Francia.

Fuente: elaboración propia a partir de CRE (2018b).

3.4.4. Mercado de capacidad⁸⁷

Desde el año 2000 se observa un aumento de la punta de la demanda registrada por encima del crecimiento de la demanda, si bien en años recientes el incremento de la punta de la demanda se ha atenuado (ver el Gráfico 34). La máxima demanda registrada en Francia fue de 102,1 GW el 8 de febrero de 2012 a consecuencia de una ola de frío, ya que el 34 % de los hogares cuentan con calefacción eléctrica y el 52 % de ellos emplean calentadores de agua eléctricos (Cauret, 2016). Fue imprescindible importar electricidad de otros países (CRE, 2013b).

GRÁFICO 34. Evolución de la punta anual de la demanda y comparativa con la demanda anual (año base de referencia 2001)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE.

⁸⁷ Puede verse un análisis más detallado sobre mecanismos de capacidad en Álvarez Pelegrín & Álvaro Hermana (2017).

Esta atenuación del aumento de la punta de la demanda se debe, en buena parte, al Reglamento Térmico de 2012⁸⁸, que redujo la máxima demanda de edificios residenciales y laborales de nueva construcción a 50 kWh/m² de energía primaria al año, permitiendo variaciones según cada zona climática (Rte, 2014).

Cabe señalar que la capacidad de respuesta de la demanda se ha reducido desde el año 2000 a la mitad, pasando de 6 GW dicho año a 3 GW en 2015. La PPE 2016 señala el objetivo de disponer de una capacidad de gestión de demanda de 5 GW en 2018 y de 6 GW en 2023 (MTES, 2016).

El incremento en la punta de la demanda de Francia junto con una potencia renovable variable en aumento motivó la creación, en noviembre de 2016, de un mercado de capacidad. Esta decisión sigue la línea de otros países europeos, en los que también se están implementando mecanismos de capacidad o modificando los ya existentes⁸⁹, así como las recomendaciones de la Comisión Europea en (European Commission, 2016), que considera que los mercados de capacidad son más apropiados si ya existe suficiente capacidad en el sistema eléctrico.

El mercado de capacidad empleado en Francia entró en funcionamiento en enero de 2017. A principios de año se asigna a los suministradores de electricidad una cierta cantidad de certificados de capacidad que están obligados a adquirir. La cantidad de certificados a adquirir depende del perfil de consumo durante el periodo de punta PP1, cuya selección corresponde a RTE⁹⁰ (ver la Tabla 15). Cabe señalar que, según la Comisión Europea, este sistema descentralizado de asignación de certificados puede actuar como barrera de entrada al mercado, ya que los nuevos participantes tendrán más difícil estimar sus necesidades futuras que aquellas compañías con una base amplia y estable de usuarios.

TABLA 15. Días PP1 en los inviernos de 2016-2017 y 2017-2018

Invierno	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Total
2016/17	-	-	3-6,17-20,23-26	-	-	12
2017/18	-	19-20	-	5-9,12-14,23,26-28	1	15

Nota: los días PP1 se empezaron a asignar a partir del 1 de enero de 2017.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de RTE.

⁸⁸ *Réglementation thermique 2012.*

⁸⁹ Puede verse un mapa con la situación de los mecanismos de capacidad en Europa en el 0.

⁹⁰ Este periodo abarca diez horas del día (07:00-15:00 y 18:00-20:00) durante diez-quince días de entre noviembre y marzo. La cantidad de días, así como su asignación concreta, es realizada por Rte. Dicha asignación se indica el día anterior al señalado y se realiza en base a la distribución estadística del consumo en ese periodo del año y a las predicciones de la demanda nacional elaboradas por Rte. Los días elegidos deben ser días laborales excluyendo aquellos de vacaciones de Navidad.

La venta de estos certificados corresponde a productores de energía (incluyendo renovables) y a aquellas instalaciones que puedan reducir su demanda de energía, por el momento de origen francés, pero se espera que estén abiertos a otros países europeos para 2019 (invierno 2018/19)⁹¹.

En este sentido, la participación de las interconexiones se tiene en cuenta multiplicando la punta de demanda considerada para los certificados por un cierto coeficiente de seguridad, igual a 0,93 para los dos primeros inviernos. Rte ha propuesto aumentar este coeficiente a 0,99 para considerar que solo pasará a tener en cuenta de forma implícita la interconexión con Suiza, quedando las demás reflejadas de forma explícita en los propios certificados.

Estos certificados, equivalentes a una capacidad de 0,1 MW, se pueden adquirir mediante subastas o en mercados no organizados. La CRE⁹² establece un precio máximo de los certificados a futuro (40 €/kW para 2017/18 y 2018/19, y 60 €/kW para 2019/20) y a comienzos del periodo invernal presenta un precio de referencia para los mismos. El precio final de la primera subasta del invierno 2017/18 fue de 9,31 €/kW, mientras que el precio de mercado se situó entre 12 €/kW y 13 €/kW. Las subastas se realizarán con más de un año de antelación para la fecha de aplicación (el 14/12/2017 se celebró la primera subasta para el invierno 2018/19), aumentándose su número una vez el sistema adquiera madurez (Lamoulié, 2017).

⁹¹ Por el momento se tiene en cuenta la capacidad de las interconexiones de cara a la seguridad de suministro del sistema, reduciendo en función de las mismas la capacidad requerida a los suministradores.

⁹² *Commission de régulation de l'énergie* (Comisión de Regulación de la Energía).

4. PRECIOS DE LA ENERGÍA

En este apartado se estudian los precios para los consumidores finales de las tres principales energías finales empleadas en Francia⁹³: derivados del petróleo, electricidad y gas natural. Antes de ello, y por su relevancia tanto interna como en la comparativa con otros países, se incluye una relación del contexto internacional de los precios de la energía

Este análisis divide los precios de la energía entre aquellos correspondientes a los consumidores domésticos y aquellos relativos a los consumidores industriales. La importancia de esta separación radica en las condiciones, a menudo más beneficiosas, que poseen los consumidores industriales frente a los consumidores domésticos. Las causas de esta diferencia son múltiples, incluyendo el mayor volumen energético requerido individualmente por los consumidores industriales y la mayor carga fiscal aplicada a los consumidores domésticos.

Por su relevancia, tanto por lo que supone por la competitividad industrial como por lo que representa en cuanto a política energética, se realiza también una comparativa con respecto a los precios de otros países europeos, en particular Alemania.

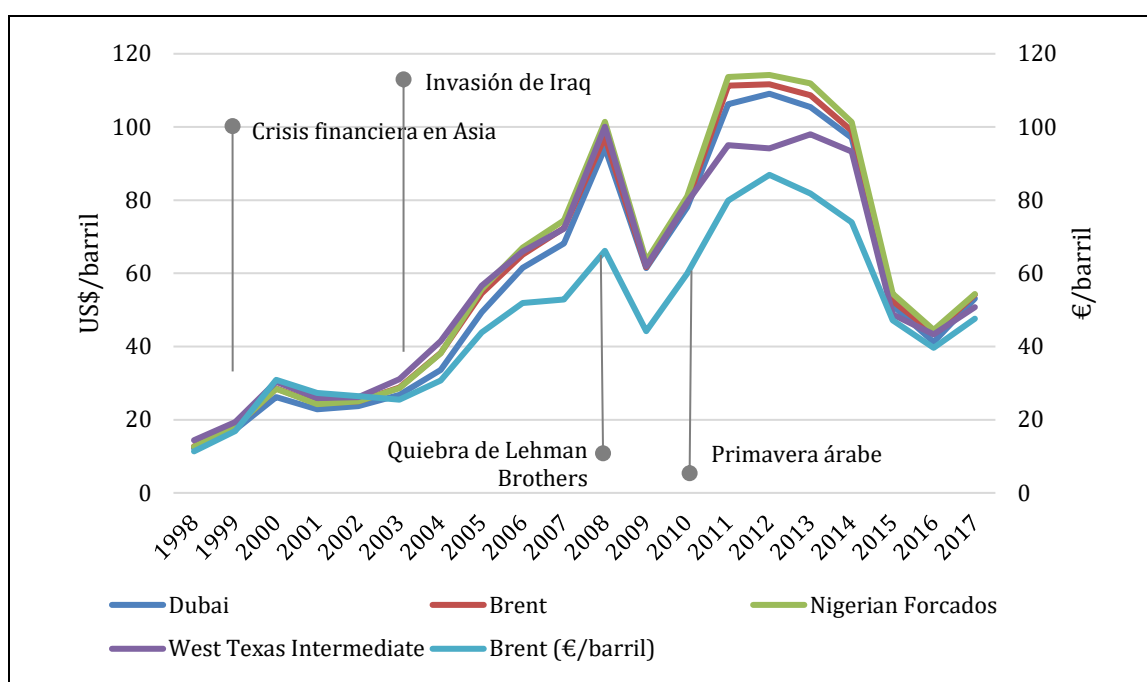
4.1. Contexto internacional de los precios de la energía

Desde el año 2000, los precios del petróleo, de la electricidad y del gas han experimentado subidas continuadas, con los altibajos y la volatilidad propios de la energía. Estos crecimientos fueron más acusados desde el año 2005 y experimentaron bruscas caídas como consecuencia de la crisis económica mundial en 2008, y posteriormente en 2015.

El siguiente gráfico muestra la evolución más reciente de los precios *spot* del crudo, pudiéndose observar que, si bien se había producido un desacoplamiento de los mismos a lo largo de la primera década del s. XXI, tras una serie de sucesivos altibajos ocasionados por acontecimientos de índole tanto económica como social/política, desde 2015 se ha producido un nuevo acoplamiento de estos.

⁹³ Para más información sobre los precios de la energía en Francia y la fiscalidad energética, ver Larrea Basterra et al. (2018).

GRÁFICO 35. Evolución del precio spot del crudo



Fuente: elaboración propia a partir de Platts en BP plc (2018).

Como se muestra a continuación, la evolución del precio de los diferentes crudos ha sido similar, con dos periodos de crecimiento y uno de caída. Si bien esta caída se produjo en el período 2011-2017, ha habido años intermedios con importantes reducciones del nivel de precios muy destacables, como la acontecida entre 2008 y 2009, consecuencia de la recesión económica mundial que llevó a la caída de la demanda, que no se reflejan en los datos presentados por periodos. El año 2017 cerró con una subida tras los reducidos precios desde 2005. Por niveles, puede destacarse el cambio de tendencia del West Texas Intermediate, que hasta 2010 se encontraba entre los crudos más caros.

TABLA 16. Evolución del precio del crudo y de su variación porcentual

	US\$/barril			Variación porcentual			
	2000-2005	2006-2011	2012-2017	2000-2005	2006-2011	2012-2017	2000-2017
Dubai	30,4	78,3	76,2	88 %	73 %	-51 %	103 %
Brent (US\$)	33,3	81,2	78,3	91 %	71 %	-51 %	90 %
Brent (€)	30,8	59,2	62,9	42 %	54 %	-40 %	54 %
Nigerian Forcados	33,4	83,5	80,1	96 %	69 %	-52 %	91 %
West Texas Intermediate	35,3	79,1	71,4	86 %	44 %	-46 %	67 %

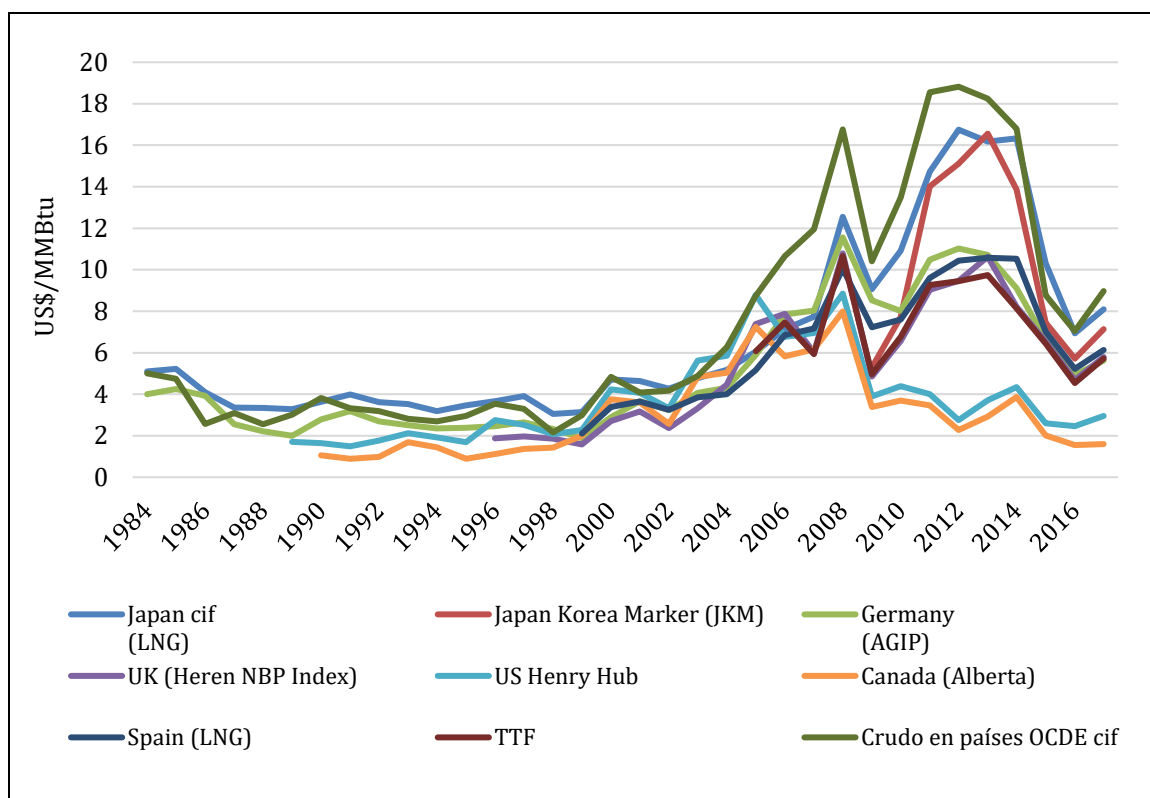
Fuente: elaboración propia a partir de Platts en BP plc (2018).

El gas ha seguido una pauta similar, pero, se considera que, debido a la revolución del *shale gas* y al hecho de que los mercados son más bien regionales, se puede observar a partir de 2008 una gran diferencia en los precios del Lejano Oriente y los Estados Unidos de América; encontrándose Europa en una situación intermedia. En todo caso, en los años 2015 y 2016 se observa una cierta convergencia de los precios en todos los mercados, aunque siguen existiendo considerables diferencias.

En lo que a los precios del gas se refiere, el importado por Alemania en términos de US\$/MMBtu, pasó de 2,91 en 2000 a un máximo de 11,60 en 2008 y al final del periodo considerado se encuentra en 5,62, habiendo aumentado en 2017 tras tres años de descensos. En España para el gas natural licuado el precio pasó de 3,39 US\$/MMBtu en 2000 al máximo de 2013 de 10,58 y a 6,14 en 2017.

Los precios en EE.UU y Canadá se desacoplaron del resto de países en 2009/2010, abriéndose un gran diferencial de nivel de precios. No obstante, en 2016 se ajustaron en gran medida, tras las sucesivas caídas del precio. En todo caso, es necesario esperar para poder adelantar si el nuevo escenario de precios en aumento vuelve a incrementar el diferencial entre Norteamérica y el resto de territorios.

GRÁFICO 36. Evolución de los precios del gas



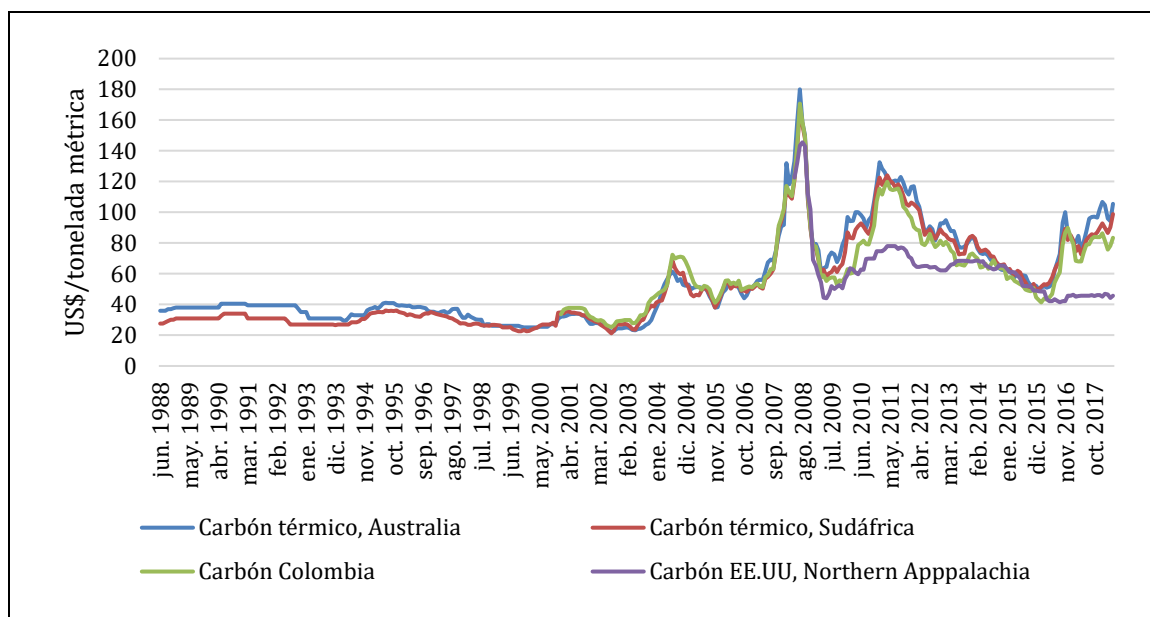
Fuente: elaboración propia a partir de Platts en BP plc (2017a) y Datacomex.

En lo que al carbón se refiere, se observa que junto con el gas desempeña un papel relevante en la fijación de los precios de la electricidad en el mercado, a pesar de que

Europa ha reducido su peso en el *mix* energético. En otros territorios como en el área de Asia-Pacífico su consumo se encuentra en aumento.

El precio del carbón ha seguido una senda paralela a la del petróleo y del gas, con un importante punto de inflexión en 2008 y otro menor en 2011-2013, para seguir cayendo hasta 2017, cuando de nuevo emprende una senda alcista.

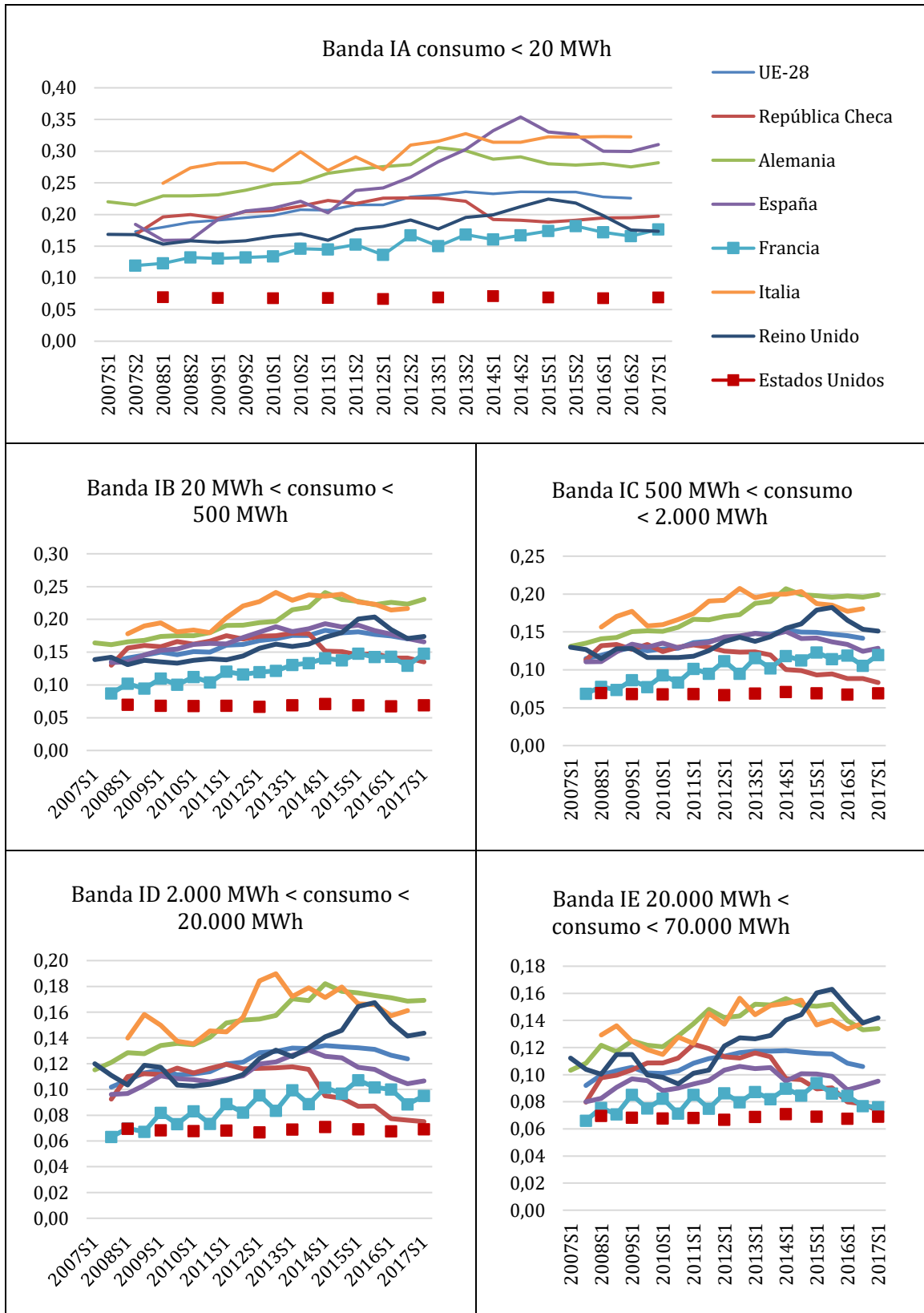
GRÁFICO 37. Evolución de los precios del carbón

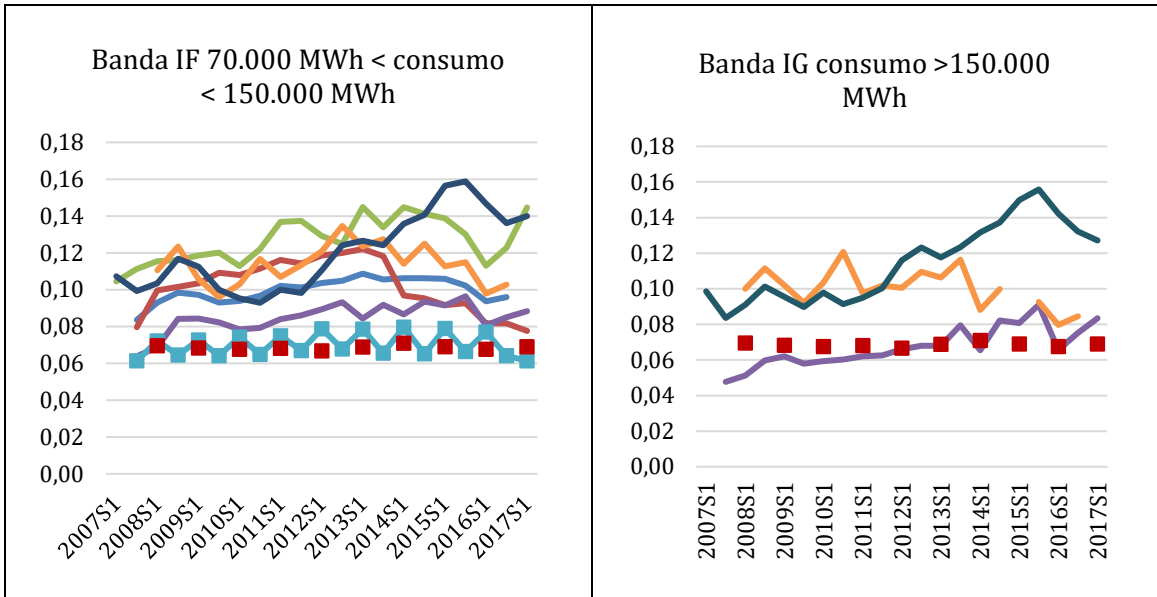


Fuente: elaboración propia a partir de indexmundi y EIA.

En electricidad, los precios para los consumidores industriales han obedecido más que en el gas a unos mercados fragmentados, pero de nuevo se observan crecimientos continuados en el área de la UE siendo España donde los precios finales suben más que en otros países como Francia y, en parte, como Alemania (en este caso para la industria con exenciones en el pago de primas a las renovables).

GRÁFICO 38. Evolución del precio de la electricidad para los consumidores industriales por nivel de consumo (€/kWh)





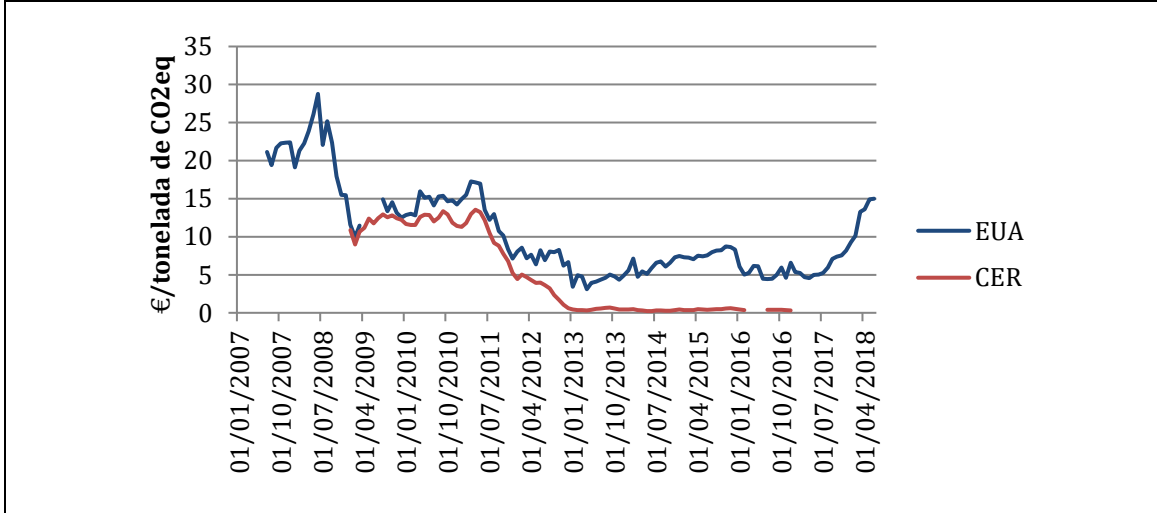
Nota 1: los precios de la electricidad para consumidores industriales de EE.UU que presenta la EIA no diferencian por niveles de consumo tal y como sucede en la UE y son precios anuales promedio de todo el país.

Nota 2: no hay datos en Eurostat para consumo > 150.000 MWh en distintos países, incluida Francia.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat y EIA.

En el siguiente gráfico se presenta la evolución de los precios de los derechos de emisión, en concreto de los derechos de emisión europeos (EUA, por valor de una tonelada de CO_{2eq}) y de los certificados de reducción de emisiones (CER por sus siglas en inglés). Como se puede observar, el precio de los derechos de emisión de la UE se está recuperando desde 2017, lo que estaría lanzando una señal para producir con tecnologías menos emisoras.

GRÁFICO 39. Evolución del precio de los derechos de emisión en la UE



Nota: con fecha 15 de octubre de 2018, el precio del EUA se situaba en 20,24 €/tCO₂.

Fuente: elaboración propia a partir de ICE, Bartchart e investing.com.

4.2. Precios de los derivados del petróleo

Si bien las principales referencias internacionales de los precios del crudo se refieren al Brent, West Texas Intermediate y al Dubai, en Francia se emplea como crudo de referencia el Brent, cotizado en los mercados internacionales, principalmente en Rotterdam.

A continuación, se presenta una descripción de la situación de los precios de los derivados del petróleo, y no del petróleo en sí, dado que son los productos empleados, en última instancia, por los consumidores y los que son objeto de políticas de carácter fiscal (por ejemplo, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes).

Para ello, se analiza primero la situación actual de los precios en Francia y luego se realiza una comparativa con una serie de países del entorno, distinguiendo en ambos casos entre carburantes y combustibles⁹⁴.

4.2.1. Situación actual y evolución en Francia

Antes de continuar conviene señalar que de acuerdo con el artículo *nonies* del Código Aduanero (*code des douanes*) modificado por el proyecto de Ley de Presupuestos rectificativo de 2014 se introdujo un régimen de fiscalidad reducida que entre otros afecta al TICPE⁹⁵ devengado por la industria.

En este sentido, a partir del primero de enero de 2014, aquellas empresas grandes consumidoras de energía y sometidas a un régimen de derechos de emisión de gases de efecto invernadero que se benefician del régimen tributario preferencial seguirán sujetas a la tasa del impuesto nacional al consumo (TICPE)⁹⁶ vigente a 31 de diciembre de 2013 (douane.gouv.fr, 2017).

De igual manera, aquellas empresas grandes consumidoras de energía, que ejercen una actividad de las mencionadas en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE y que se considera que están expuestas a un riesgo significativo de fuga de carbono, podrán

⁹⁴ Se entiende como combustible todo aquello que puede arder. Un carburante es un combustible que alimenta un motor. Así, el petróleo es un combustible y la gasolina un carburante. El diésel se trata como un combustible si se emplea en calefacción y como un combustible si se emplea en transporte.

⁹⁵ Es un impuesto especial recaudado por el Estado sobre los productos energéticos, en particular sobre los productos petrolíferos.

⁹⁶ Para más información ver Larrea Basterra et al. (2018).

a partir del primero de enero de 2015, beneficiarse del régimen tributario preferencial del TICPE vigente el 31/12/2014.

Precio de los carburantes

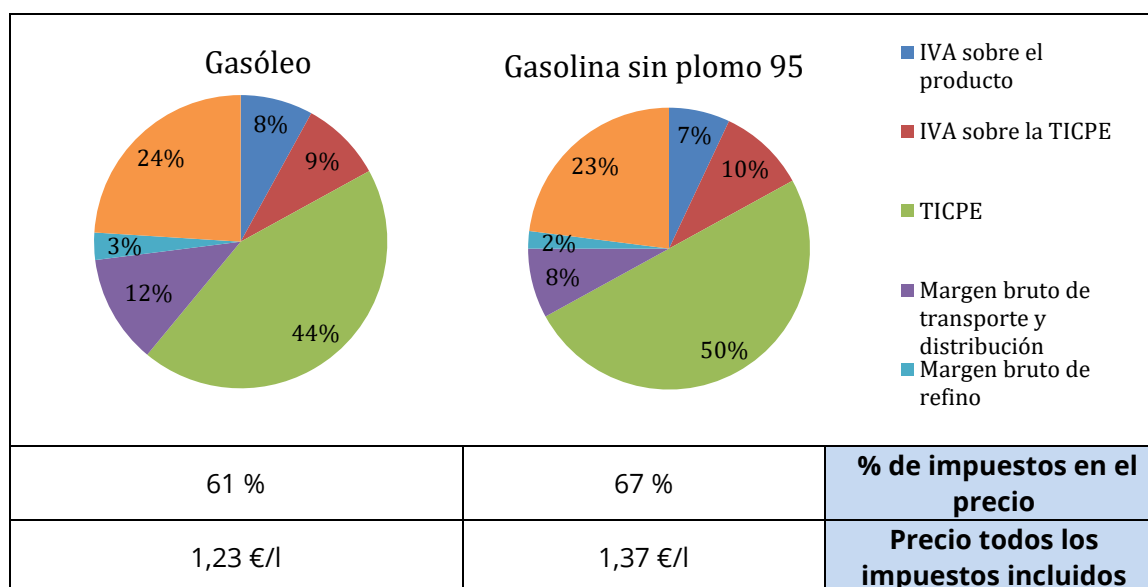
En el período 2000-2018, la evolución del precio del Brent y de los precios de los carburantes (gasóleo de automoción y gasolina) mostraron una correlación de 0,94 (Bailly, 2017). Esto significa que, si el precio del crudo sube, también sube el precio de estos derivados y si baja, baja el precio de estos carburantes.

A modo de ejemplo, entre junio de 2014 y enero de 2015, el precio del Brent se redujo un 50 %, pasando de 82 a 41 €/barril. Esta caída se repercutió parcialmente en los precios de las estaciones de servicio, con reducciones del diésel y de la gasolina sin plomo 95 del 16 y del 18 % respectivamente.

De igual manera, entre septiembre de 2016 y septiembre de 2017, el precio del crudo aumentó un 12 %, alcanzando los 47 €. En este caso, el precio del diésel aumentó un 11 %, mientras que el precio de la gasolina sin plomo aumentó un 5 %.

Como se puede ver en el siguiente gráfico, el precio del petróleo únicamente supone una cuarta parte del precio de los carburantes en Francia. El margen de refino, que es independiente de la evolución del precio del crudo, se ha mantenido en 2017 en niveles relativamente reducidos.

GRÁFICO 40. Descomposición del precio medio del gasóleo y de la gasolina sin plomo 95 (2017)



Fuente: elaboración propia a partir de Bailly (2017).

Por su parte, el margen bruto de transporte y distribución, donde está incluido el margen comercial del distribuidor, se calcula como la diferencia entre el precio de

venta antes de impuestos y el precio del producto refinado. En 2017, supuso entre el 8 y el 12 % del precio final, siendo independiente del precio del petróleo bruto y del refino.

Finalmente, la fiscalidad supone más de la mitad del precio de los carburantes. Son dos los impuestos que se gravan: el TICPE (*Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques*, impuesto interior sobre el consumo de productos energéticos) y el IVA. El IVA grava asimismo el TICPE.

En el Gráfico 41 se presenta la evolución del precio de los carburantes derivados del petróleo en Francia antes de impuestos y después de impuestos. Con una evolución antes de impuestos paralela a la del precio del petróleo, y con niveles de precios relativamente semejantes entre sí, se observa una diferente fiscalidad que lleva a grandes diferencias después de impuestos.

En efecto, la fiscalidad resulta reducida para los gases licuados del petróleo (GLP) y menor en el diésel que en la gasolina⁹⁷, que soporta los mayores impuestos en términos absolutos y relativos.

Como se puede observar, en el caso particular del diésel de automoción de uso comercial, la diferencia se encuentra en que este no soporta el IVA, siendo el precio antes de impuestos y el impuesto especial (el TICPE) los mismos que en el caso del diésel de automoción de uso no comercial.

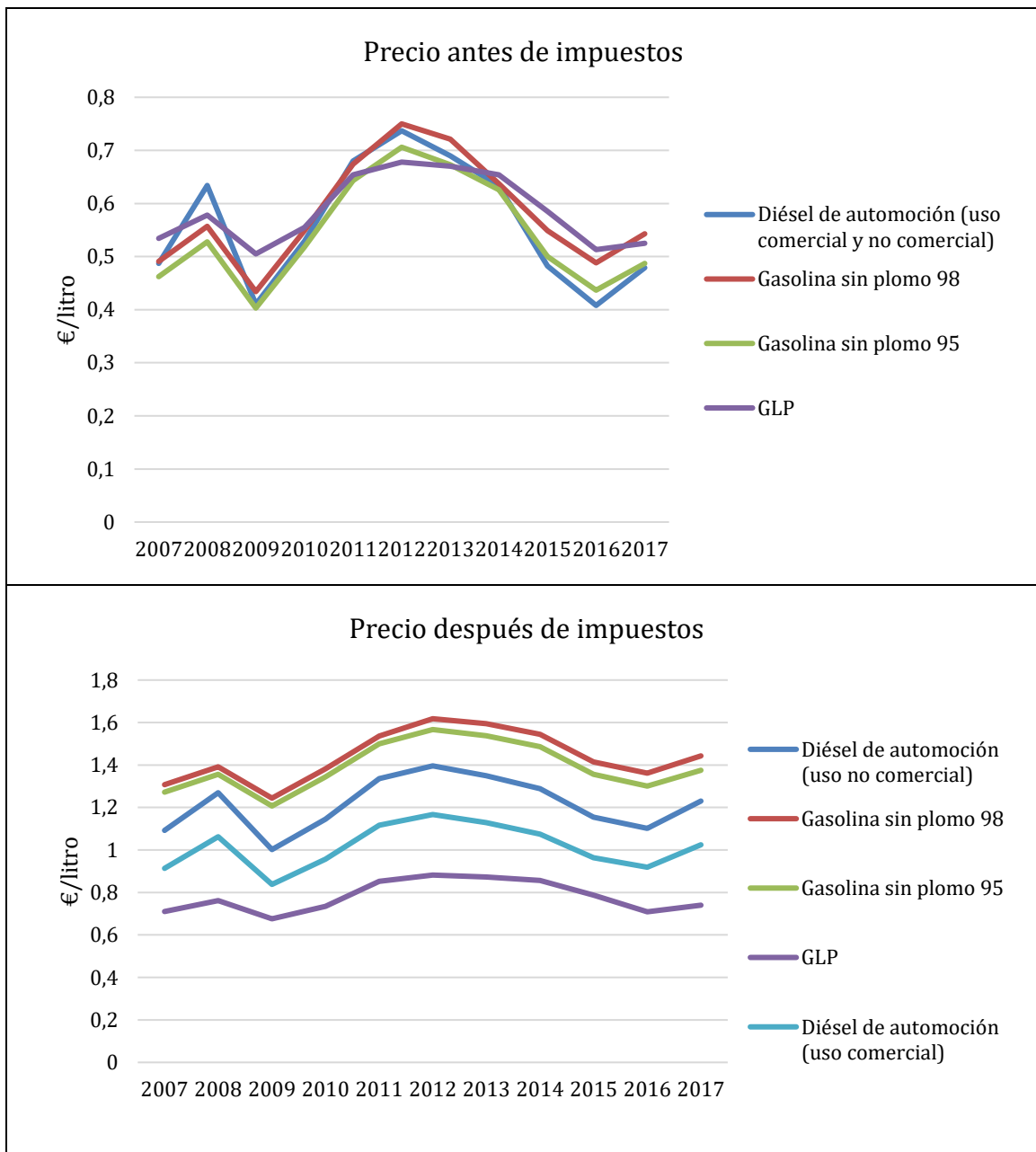
Precios de los combustibles

En el caso de los combustibles, el Gráfico 42 muestra la evolución del precio del fuel para la industria y los consumidores domésticos. Al igual que sucede con los carburantes, el precio antes de impuestos del fuel sigue una senda paralela al precio del crudo.

En 2017 el peso de los impuestos sobre el precio final del fuel para los consumidores industriales suponía entre un 17 y un 21 % del precio para el fuel ligero y el fuel pesado respectivamente (Gráfico 43).

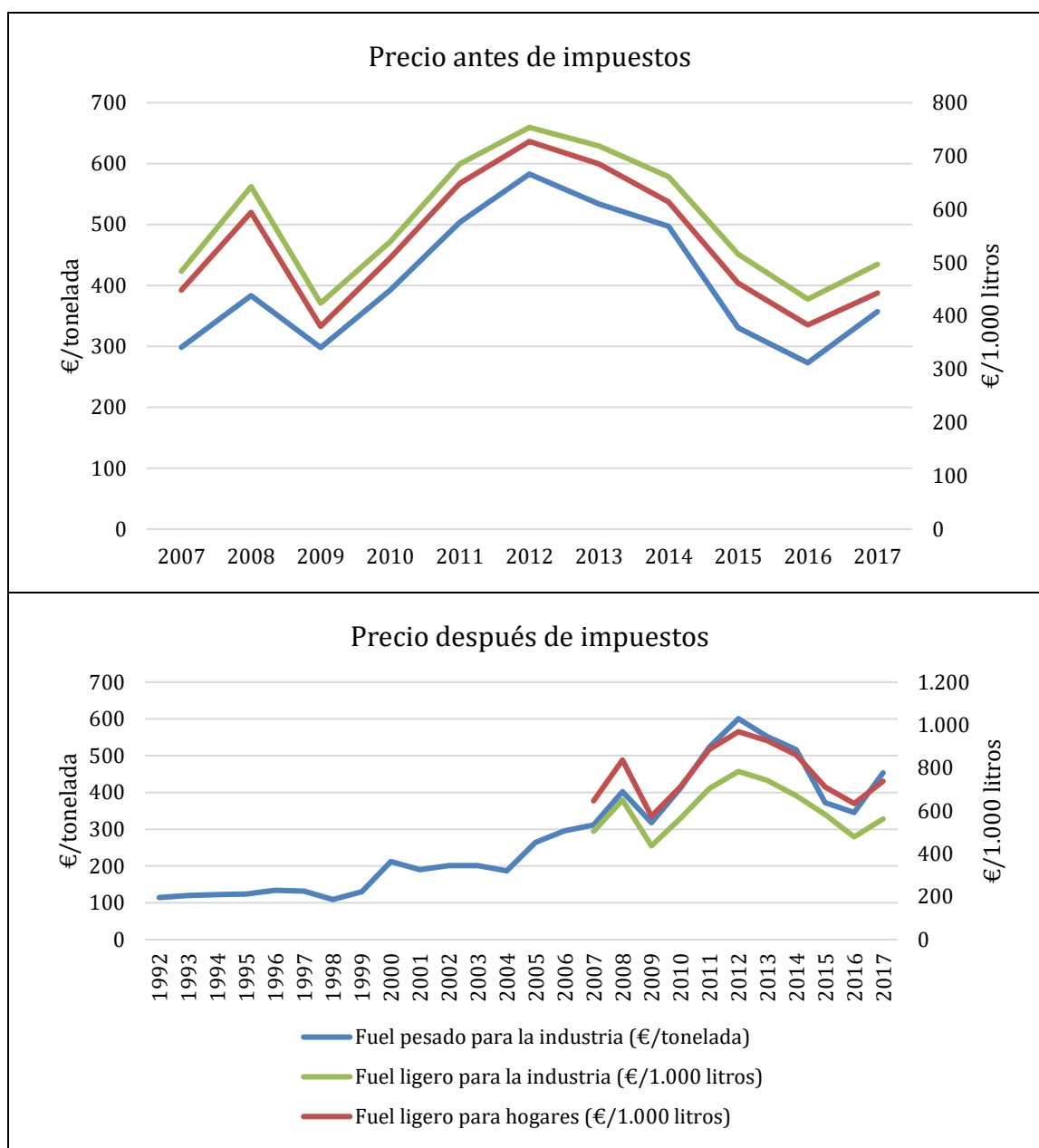
⁹⁷ Esta situación está cambiando. Para más información ver Larrea Basterra et al. (2018).

GRÁFICO 41. Evolución del precio de los carburantes derivados del petróleo en Francia



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

GRÁFICO 42. Evolución del precio del fuel⁹⁸



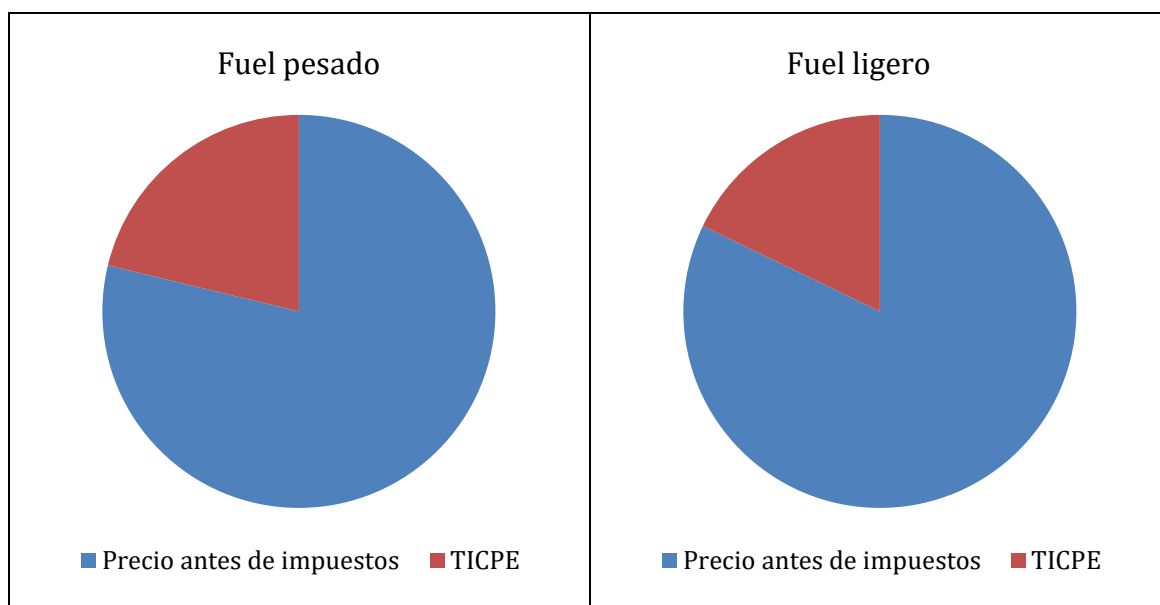
Nota 1: el fuel pesado es con muy reducido contenido en azufre.

Nota 2: los precios para la industria después de impuestos no incluyen el IVA.

Fuente: elaboración propia a partir de datos del MTES (base de datos Pégase).

⁹⁸ El fuel o fueloil se clasifica en seis categorías en función del punto de ebullición, de la composición y del uso. Los fueloil 1, 2 y 3, son conocidos como fueloil ligero, con menor contenido en azufre, se usan en aplicaciones domésticas y comerciales pequeñas, e incluyen el queroseno y el diésel. Los fueloil 5 y 6 son conocidos como fueloil pesado y son un combustible particularmente económico que hoy en día se emplea principalmente en buques, aunque también en generación eléctrica. Es más viscoso que el fueloil ligero y al tener un mayor contenido de azufre y nitrógeno produce más emisiones.

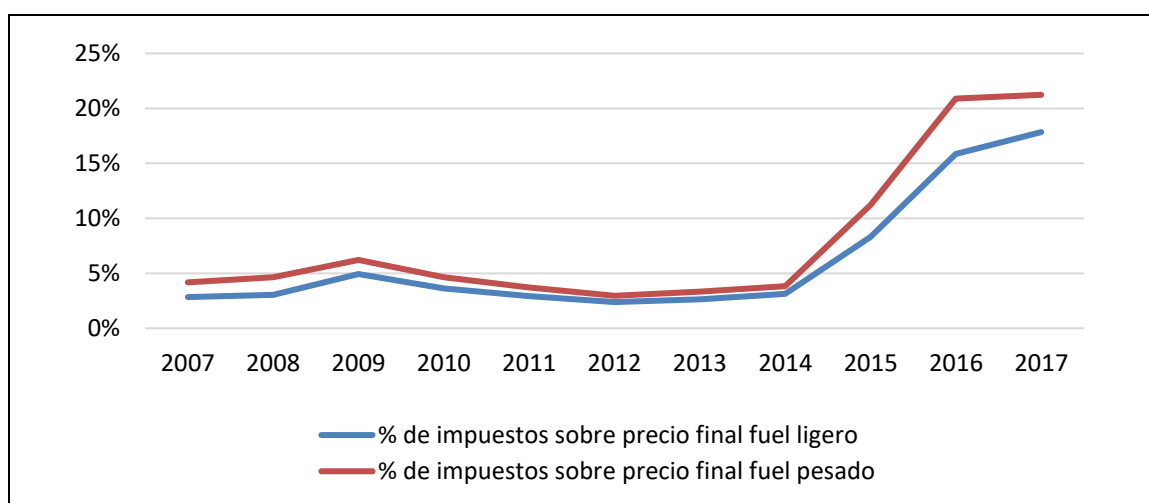
GRÁFICO 43. Descomposición del precio medio del fuel para los consumidores industriales (2017)



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

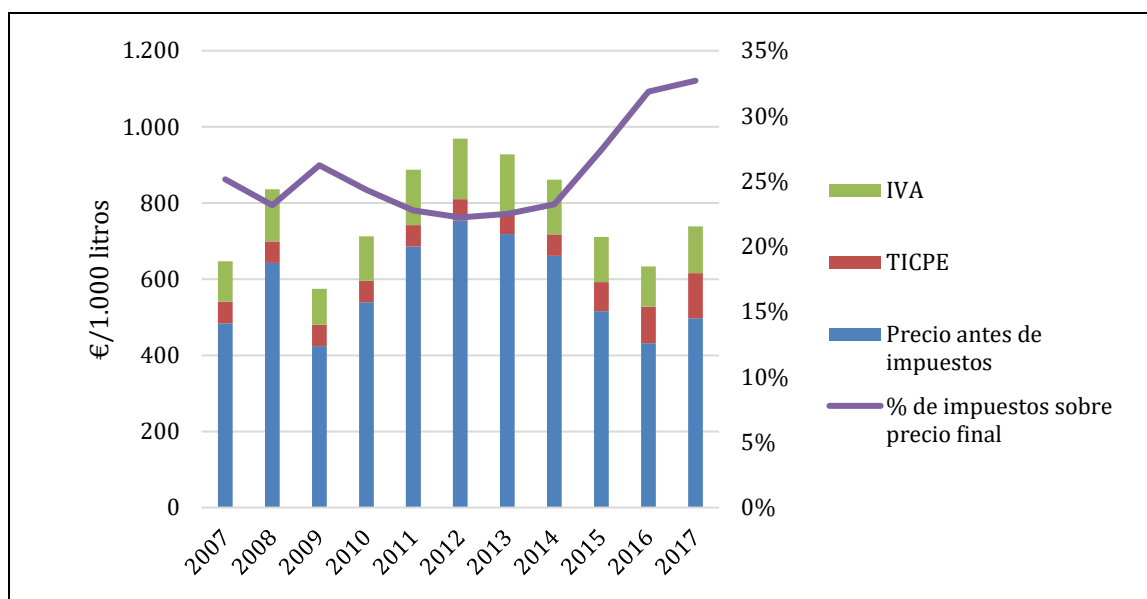
Estos porcentajes han evolucionado a lo largo de la última década partiendo del 2,8 % para el fuel ligero y el 4,2 % para el fuel pesado de 2007. El mínimo valor se dio en 2012 y a partir de 2014 emprendió una senda de rápido crecimiento, multiplicándose por diez en apenas cinco años. Esto se debió a un cambio en la fiscalidad. En efecto, la Ley de Presupuestos de 2014 instauró la consideración de un componente de carbono en el TICPE, de 7,0 €/tCO₂ en 2014, 14,5 €/tCO₂ en 2015, 22,0 €/tCO₂ en 2016 y 30,5 €/tCO₂ en 2017.

GRÁFICO 44. Evolución del peso de los impuestos sobre el precio final del fuel para los consumidores industriales



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

GRÁFICO 45. Evolución de la descomposición del precio medio del fuel para los consumidores domésticos



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

A futuro se espera un aumento de esta fiscalidad debido a que la Ley de Presupuestos de 2018 ha acelerado la trayectoria de este componente de carbono en el TICPE, estableciéndolo en 44,6 €/tCO₂ en 2018, 55,0 €/tCO₂ en 2019, 65,4 €/tCO₂ en 2020, 75,8 €/tCO₂ en 2021 y 86,2 €/tCO₂ en 2022 (MTES, 2018b). De seguir, esto se traduciría en un valor a 2030 muy por encima de los 100 €/tCO₂ que propugnaba la LTECV.

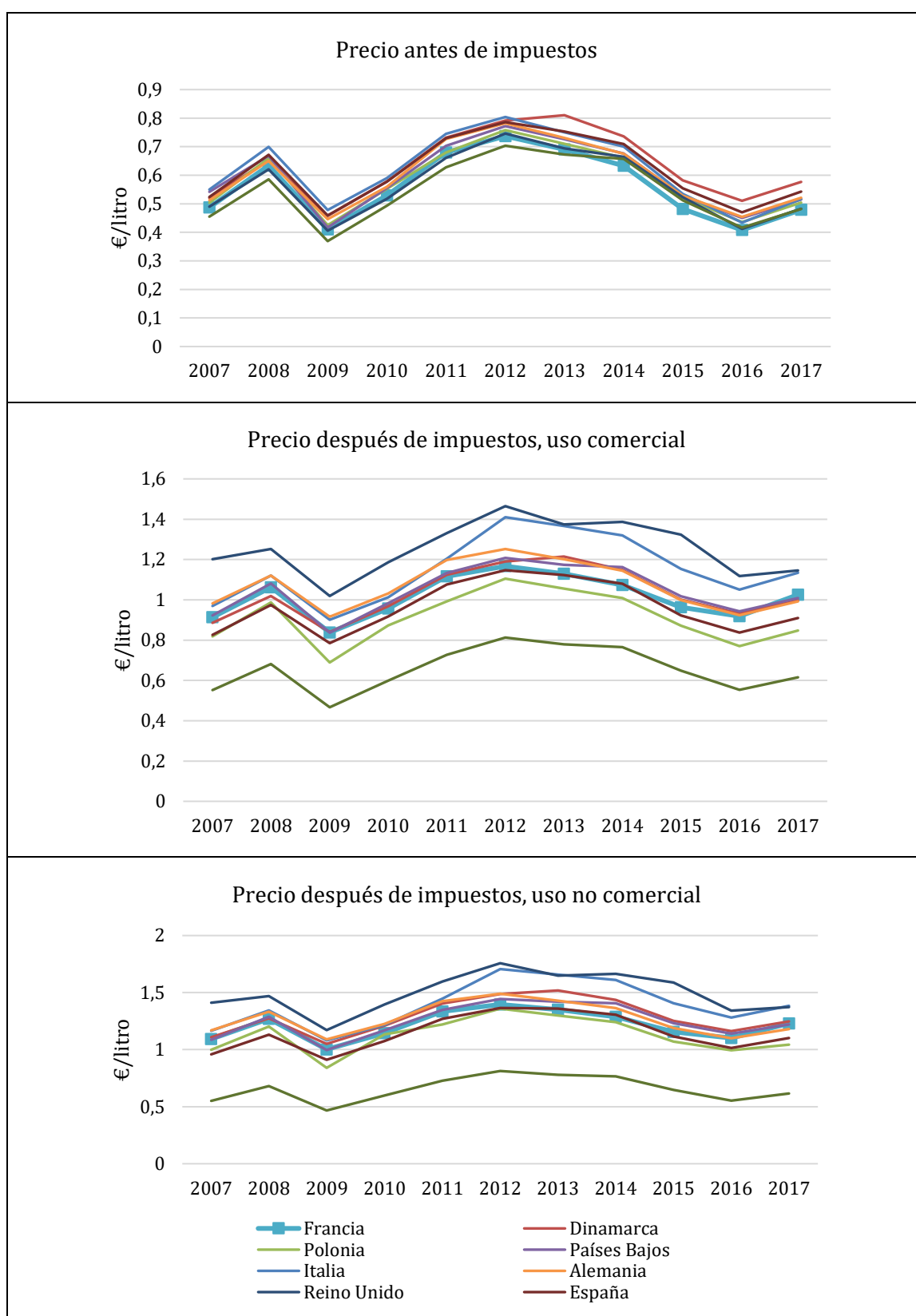
Con unos precios elevados respecto a los consumidores industriales para el fuel ligero, los consumidores domésticos han afrontado un peso creciente de la fiscalidad que ha pasado desde el 22,5 % en 2013 a suponer alrededor del 33 % del precio del fuel en 2017 (Gráfico 45).

4.2.2. Comparativa con otros países

Precio de los carburantes

En lo que se refiere al diésel o gasóleo de automoción (Gráfico 46), se observa que el precio antes de impuestos es el mismo en todos los países tanto para el diésel de uso comercial como de uso no comercial. Lo que cambian son los impuestos. No obstante, la carga por impuestos especiales es también la misma, no así el IVA, dado que en el caso del diésel de uso comercial este se puede repercutir. Como ya se viera para el caso de Francia, en todos los países la evolución del precio del diésel resulta bastante paralela a la del precio de crudo, moviéndose en una horquilla de unos 10 c€. Los precios en Francia se mantienen en un nivel intermedio tanto antes como después de impuestos.

GRÁFICO 46. Evolución del precio del gasóleo de automoción en varios países



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

Es cuando se introducen los impuestos cuando desaparece esta similitud. En este sentido, existe un considerable diferencial con respecto a Estados Unidos, donde los impuestos apenas suponen una quinta parte del precio final que pagan los consumidores, ya sean comerciales o no.

Por el contrario, en Europa el peso de los impuestos resulta mucho más elevado, llegando a alcanzar en Reino Unido dos terceras partes del precio final. Además, puede decirse que en general el peso de los impuestos ha crecido en el precio final a lo largo de la última década.

Francia figura entre los países con un mayor peso de los impuestos junto con Italia y Reino Unido, donde estos pasaron de representar el 55,4 % del precio final en 2007 al 61 % en 2017. En el caso del diésel con uso comercial, estas cifras serían del 46,7 % en 2007 y del 53,3 % en 2017.

A continuación, se presenta una comparativa de los precios de algunos carburantes en varios países. En lo que respecta a la gasolina sin plomo 98 (Gráfico 47), se plantea un escenario en cierta medida similar, donde el precio antes de impuestos sigue una evolución paralela al precio del crudo y donde aumentan las diferencias con la introducción de la carga fiscal (en este caso impuestos especiales e IVA).

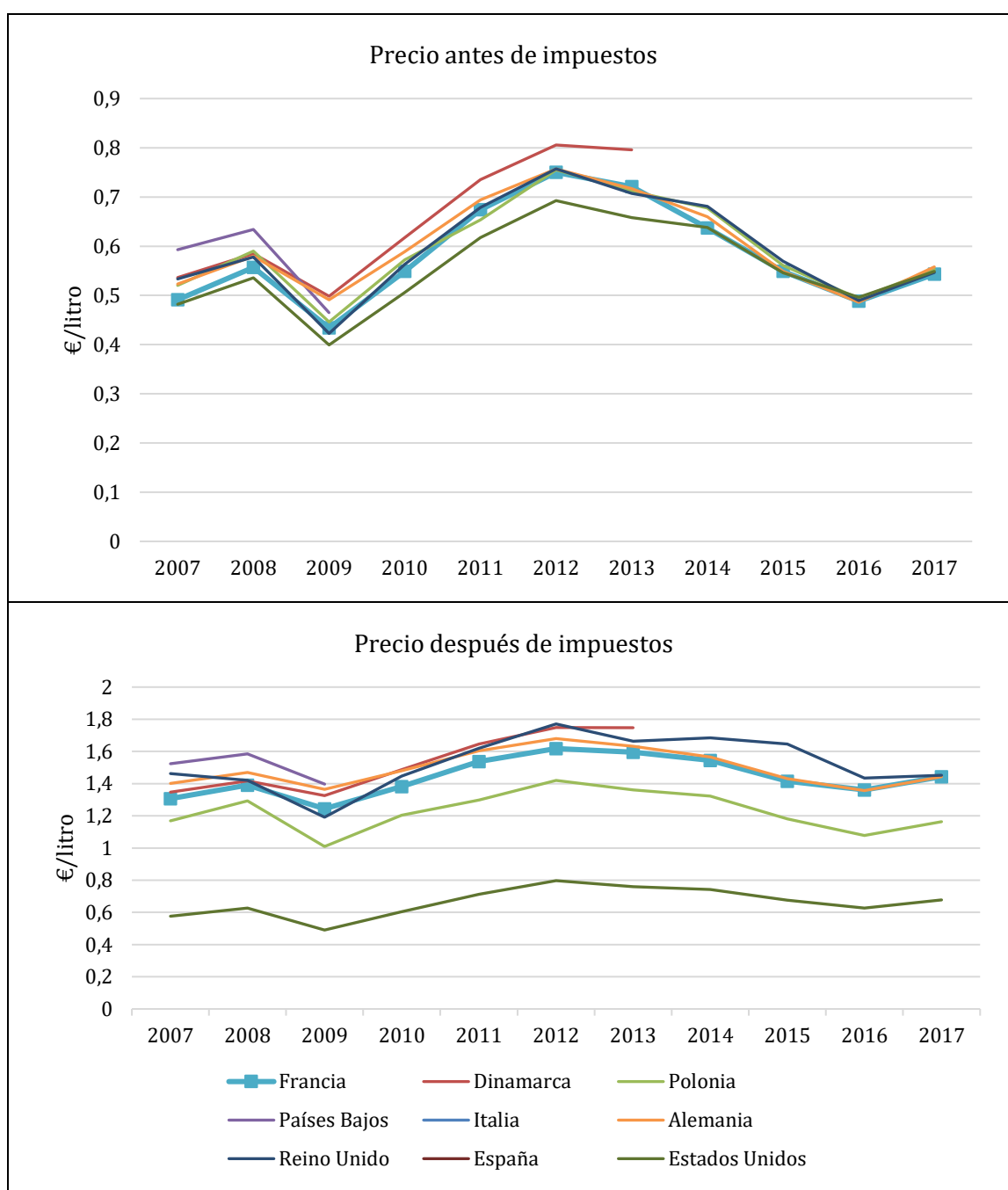
De igual manera, el precio en Estados Unidos se encuentra muy por debajo del precio en Europa debido a una menor carga fiscal, aunque también es cierto que, en origen, el precio antes de impuestos es menor.

Polonia, en este caso, también tiene unos precios después de impuestos diferentes del resto de territorios debido a que la carga fiscal es también menor, en más de diez puntos porcentuales. En términos absolutos, esta carga se sitúa como promedio en el período alrededor de los 0,63 €/litro para Polonia frente a los 0,85-0,93 €/litro para el resto de países contemplados.

El precio antes y después de impuestos se mantiene en Francia en un nivel intermedio, representando los impuestos un peso muy relevante del precio total, alcanzando el 62,4 % en 2017. Alemania y Reino Unido presentan un peso similar.

En el caso de la gasolina sin plomo 95 (Gráfico 48), no se observan grandes diferencias respecto al caso de la gasolina sin plomo 98. Antes de impuestos la evolución va en paralelo entre sí y respecto a la evolución del crudo, pero de nuevo la fiscalidad es el elemento diferenciador entre países.

GRÁFICO 47. Evolución del precio de la gasolina sin plomo 98

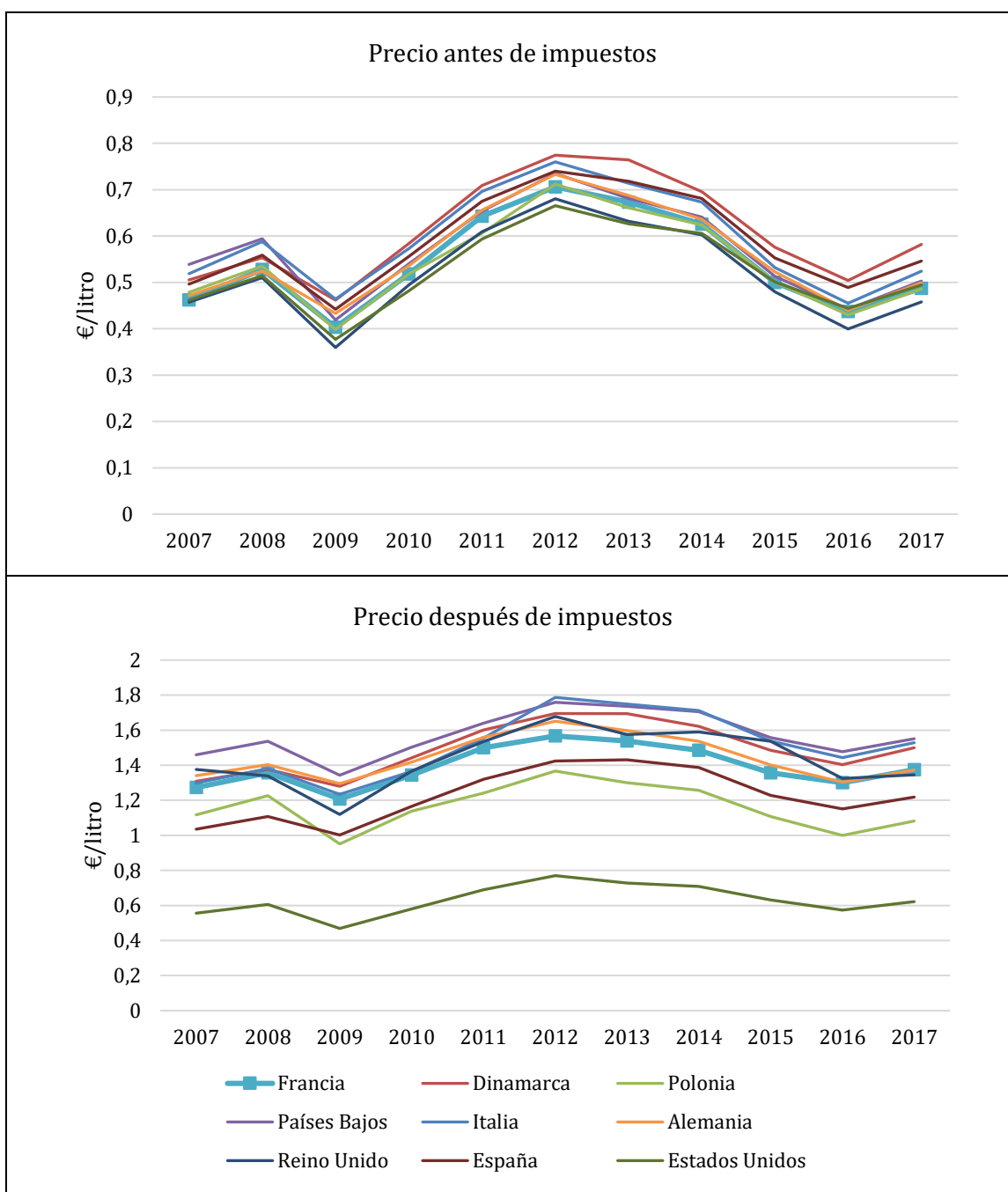


Nota 1: en la fuente consultada no se recogen datos para Italia y España.

Nota 2: los datos para Dinamarca no están disponibles a partir de 2014.

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

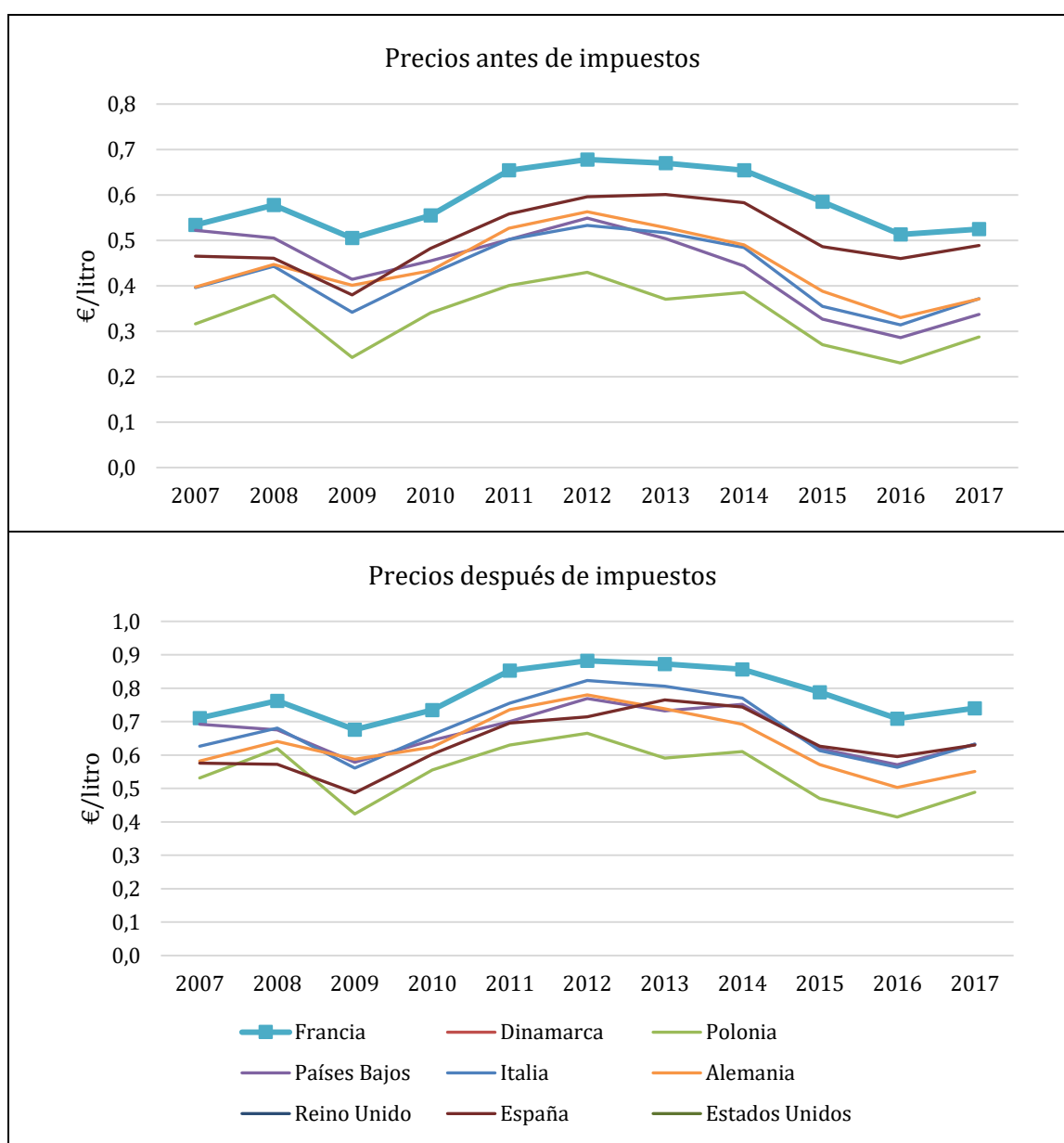
GRÁFICO 48. Evolución del precio de la gasolina sin plomo 95



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

Reino Unido, que presenta uno de los menores precios antes de impuestos, cuenta con una elevada fiscalidad y España, por el contrario, parte de elevados precios antes de impuestos, pero con una menor fiscalidad presenta al final menores precios para los consumidores. Francia, de nuevo, ocupa una posición intermedia. Estados Unidos, con una reducida presión fiscal que, en el periodo 2007-2017, se sitúa como promedio en el 17 % (frente a un 52 % en España y un 64 % en Reino Unido), ofrece los menores precios totales.

GRÁFICO 49. Evolución del precio del GLP



Nota: en la fuente consultada no se recogen datos para Dinamarca, Reino Unido y Estados Unidos.

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

En el caso de los gases licuados del petróleo (GLP), la situación antes de impuestos resulta menos homogénea que en los casos precedentes, es decir, se parte de unos precios antes de impuestos más diferenciados. Ello quizás podría deberse a la naturaleza y al origen del propio producto⁹⁹.

La variabilidad del precio antes y después de impuestos entre países, se mantiene. Además, se trata del carburante, aquí recogido, más caro en Francia que en el resto

⁹⁹ El GLP tiene dos orígenes. El 60 % aproximadamente se obtiene durante la extracción del gas natural y del petróleo, y el 40 % restante se genera durante el proceso de refino.

de países, tanto antes como después de impuestos. Ello se debe a que el precio antes de impuestos resulta ser muy superior en este país y a que la fiscalidad, tiene un menor peso. En este sentido, solo España presenta un porcentaje de peso de los impuestos respecto al precio total (22,4 % en 2017) inferior al de Francia (29,1 % en 2017), frente a porcentajes entre el 32,7 % de Alemania y el 46,8 % de Países Bajos.

Precios de los combustibles

En el caso de los combustibles, se presentan a continuación los datos para el fuel bajo en azufre y ligero para la industria (Gráficos 50 y 51) y, posteriormente, los datos para el fuel ligero para consumidores domésticos (Gráfico 52).

Francia presenta unos precios intermedios del fuel bajo en azufre para la industria. Destaca a continuación la evolución del precio en Países Bajos, donde la trayectoria en 2015 y 2016 no se vio afectada por la caída generalizada en el resto de territorios considerados.

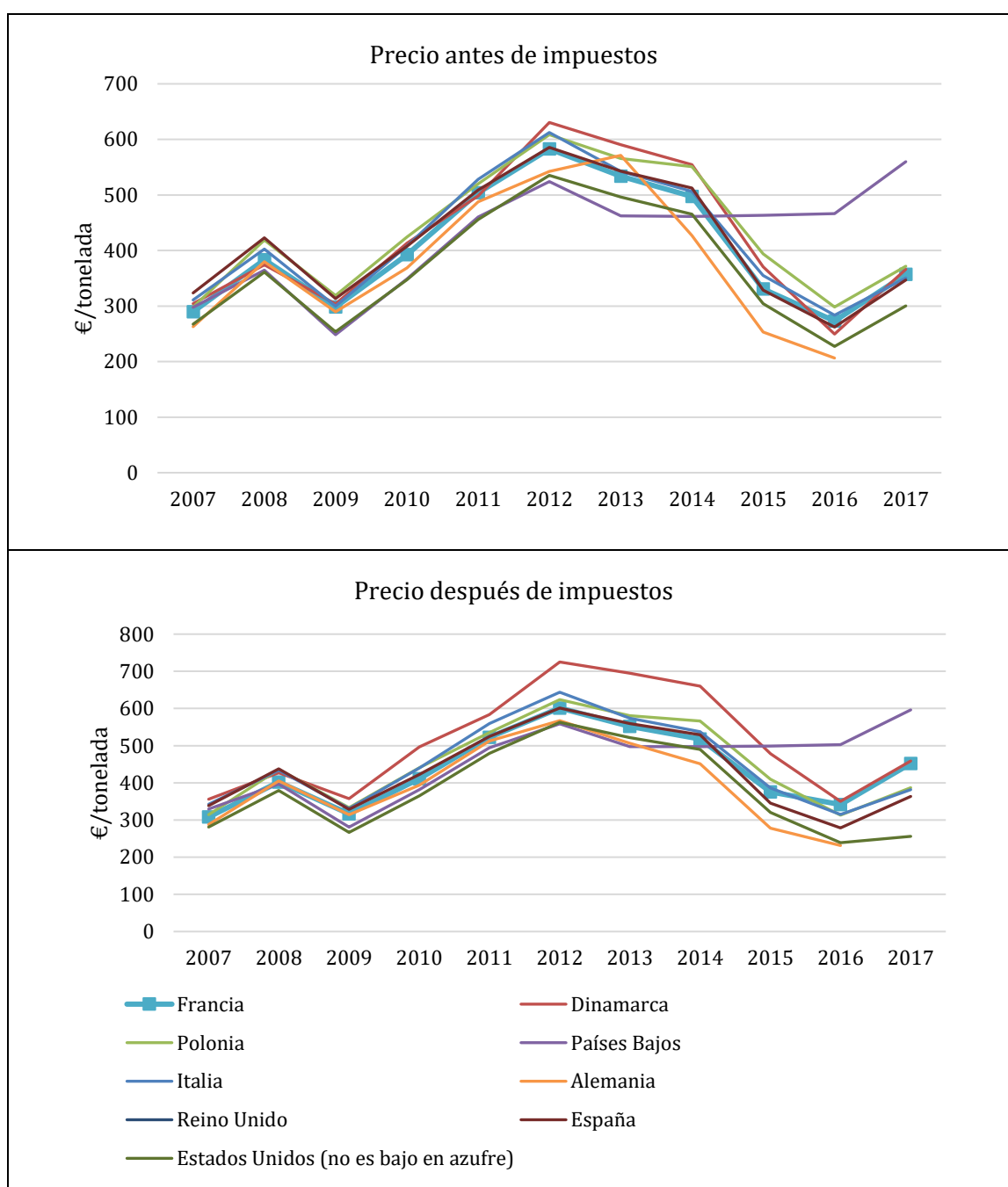
La fiscalidad sobre este combustible es muy reducida de manera general, solo habiendo aumentado de manera reseñable en Dinamarca y en Francia. En Dinamarca se partía de una mayor fiscalidad en 2007 (14,6 % del precio final) y terminó el período en el 20 %. En Francia en 2014 ascendía al 4,1 % del precio final y en 2017 al 21 %. En el resto de países la situación es muy diferente y la fiscalidad únicamente superó el 10 % en 2016 en Italia y Alemania.

En Alemania, Polonia, Italia y España el impuesto especial no es *ad-valorem*, sino una cantidad fija, y en comparación con Francia, reducida. En Francia este impuesto, que hasta 2013 era de características similares, ha cambiado, aumentando de manera considerable los últimos cuatro años debido a la ya mencionada introducción de un componente creciente de carbono en el TICPE.

En el caso del precio del fuel ligero para la industria los precios se encuentran en una banda más amplia, aunque siempre siguiendo una evolución similar a la del crudo. Francia presenta unos precios antes y después de impuestos similares a otros países del entorno. Dinamarca (hasta 2013), Polonia y Alemania mantenían una fiscalidad reducida, aunque por encima de la de Estados Unidos.

Sin embargo, Italia y Reino Unido presentaban una fiscalidad elevada, aunque diferente entre sí, alrededor del 40 % en Italia y del 21 % en Reino Unido. Francia, como consecuencia de la introducción del componente carbono, ha pasado de una tributación del 8,4 % en 2014 al 21 % en 2017. En este caso, se puede señalar que los reducidos niveles de fiscalidad entre 2011 y 2014 habían estado precedidos de niveles de fiscalidad del 10,7 % entre 2007 y 2010.

GRÁFICO 50. Evolución del precio del fuel bajo en azufre para la industria

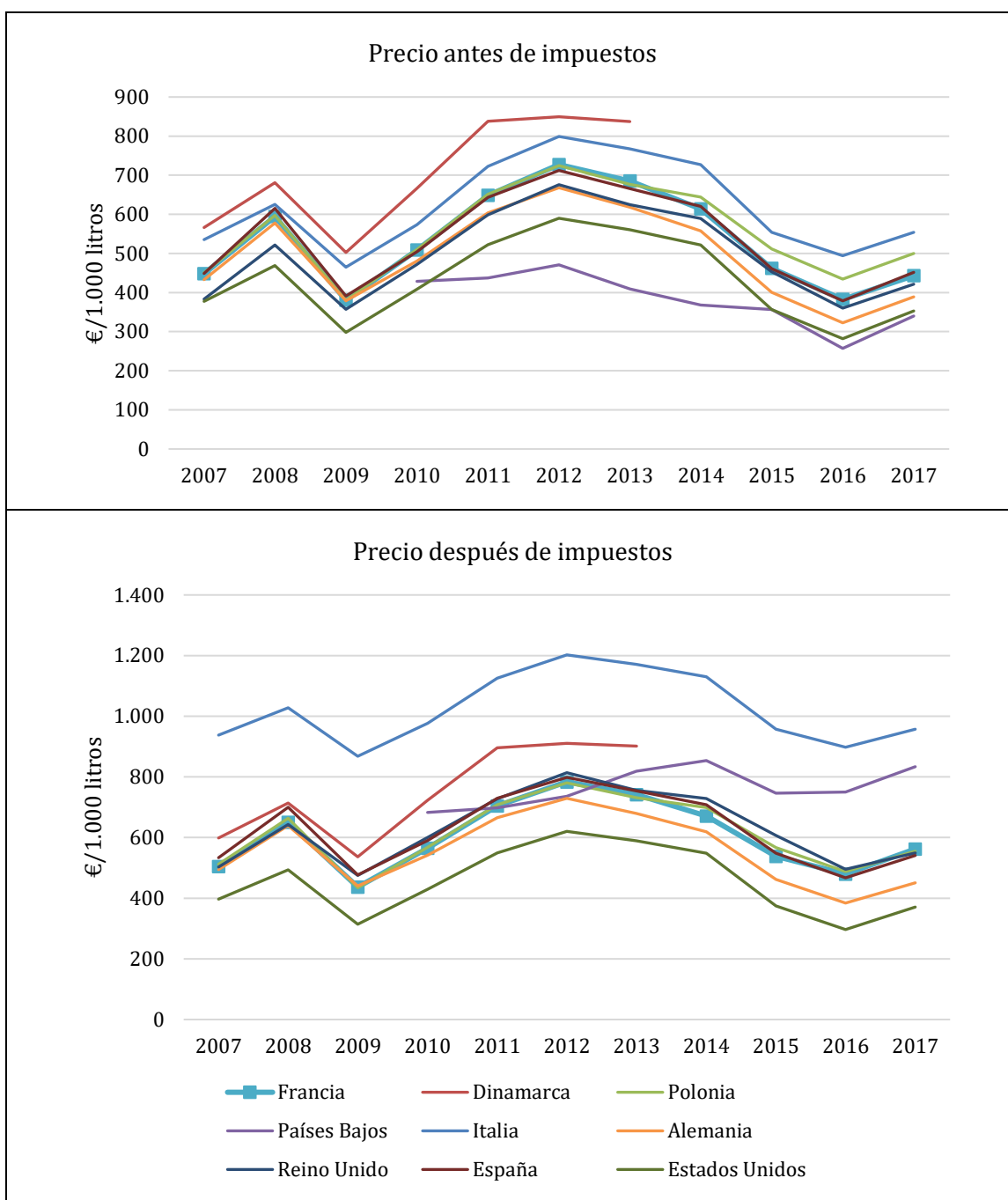


Nota: Reino Unido solo presenta dato para 2007.

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

De nuevo, países como Alemania, Polonia, Reino Unido (desde 2011) e Italia presentaban un impuesto específico. Además, existen importantes diferencias en los tipos impositivos. Por ejemplo, en Países Bajos la fiscalidad ascendía a 493,96 €/1.000 litros en 2017 frente a 89,20 €/1.000 litros en España o 61,35 €/1.000 litros en Alemania. Ello lleva a que se produzcan importantes variaciones de posición cuando se pasa de precio antes de impuestos a después de impuestos (i.e. Países Bajos e Italia).

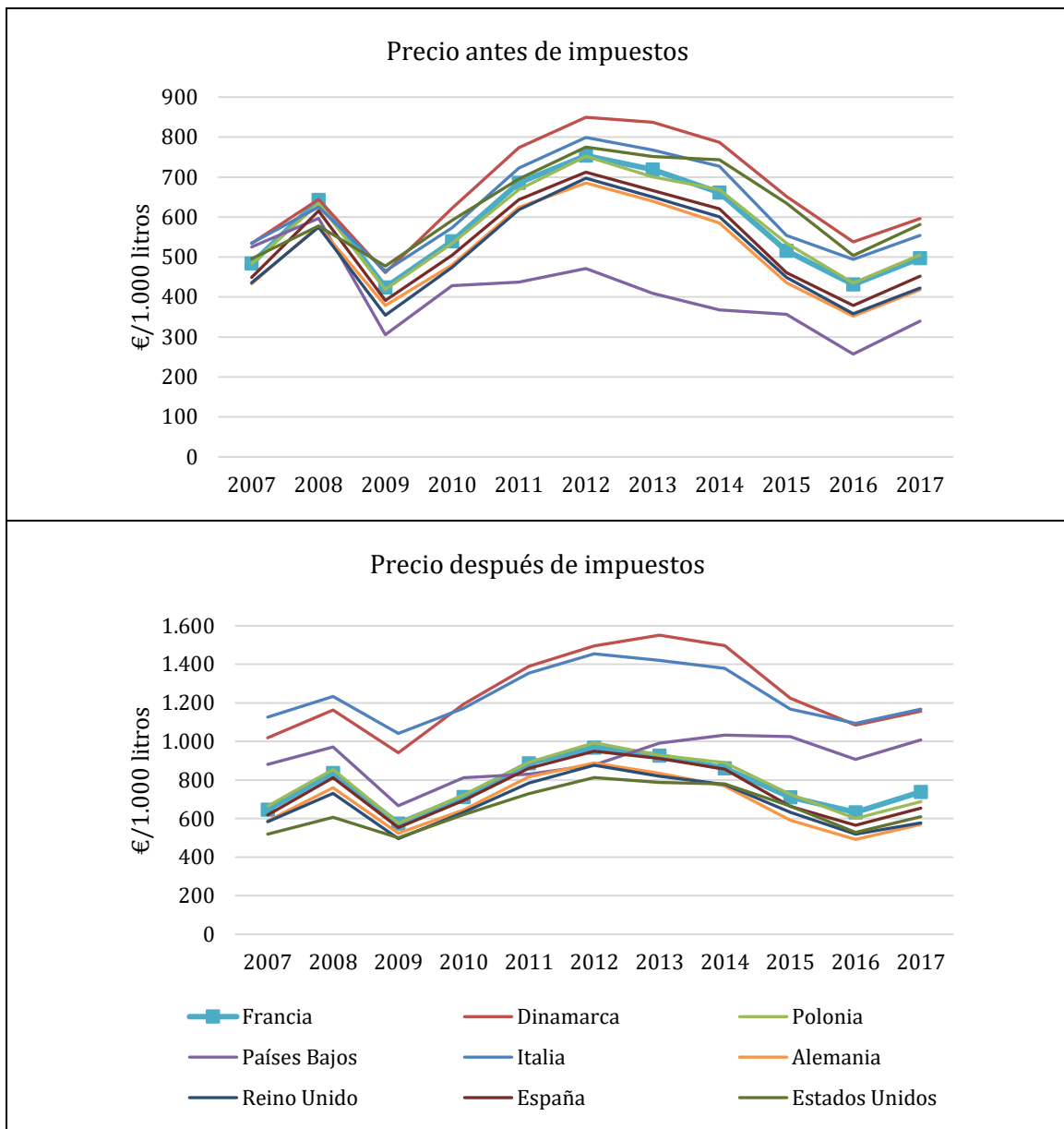
GRÁFICO 51. Evolución del precio del fuel ligero para la industria



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

En el caso de los consumidores domésticos, la situación cambia de manera considerable, al tener la fiscalidad en todos los países, salvo en Estados Unidos, un peso más relevante, entre el 24,7 % en Reino Unido y el 54,6 % en Países Bajos. En Estados Unidos, la presión fiscal sobre el fuel ligero para los hogares ha ascendido al 4,7 % a lo largo del periodo considerado.

GRÁFICO 52. Evolución del precio del fuel ligero para los hogares¹



Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2018).

En Francia de nuevo, ha aumentado la fiscalidad, pero en menor medida que en la industria. En todo caso, el impuesto específico se ha duplicado desde 2014, pasando de 56,6 €/1.000 litros a 118,45 €/1.000 litros en 2017. En Alemania la fiscalidad sobre este producto es muy reducida en comparación con otros países europeos.

En la mayoría de países considerados, el impuesto especial que recaía sobre consumidores industriales de fuel ligero y consumidores domésticos de fuel ligero era el mismo, salvo en Dinamarca, donde se multiplicaba para los consumidores domésticos por un valor de entre 5,2 y 8,6.

4.3. Precios de la electricidad

Los precios de la electricidad para los consumidores finales son el resultado de la suma de una serie de componentes que se ven afectados por el *mix* eléctrico, la propia demanda y la política energética de cada país, que tiene un importante impacto en toda la cadena de valor del sector eléctrico.

4.3.1. Introducción a los precios de la electricidad en Francia

En Francia el precio final que pagan los consumidores, tanto hogares como industria, se compone de tres elementos que, en la práctica, son: suministro o energía, peajes de red e impuestos.

El componente de suministro o energía incluye a la vez los costes ligados a la producción en sentido estricto (aprovisionamiento, inversión, operación, mantenimiento, etc.) y los costes ligados a la comercialización de la electricidad (facturación, servicio al cliente, publicidad, marketing, etc.).

Este componente se ve influido por tres elementos fundamentales: el Acceso Regulado a la Electricidad Nuclear Histórica (*Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique*, ARENH), los contratos a largo plazo Exeltium y el mercado mayorista.

El componente de peajes de red viene determinado por la tarifa de utilización de las redes públicas de electricidad (*tarif du réseau public de l'électricité*, TURPE). Permite cubrir los costes ligados a la explotación, al mantenimiento y al desarrollo de las redes de transporte y de distribución de electricidad.

La TURPE depende del nivel de tensión al que está conectado el consumidor, de la potencia contratada y del nivel de consumo horario y estacional. Las empresas intensivas en electricidad pueden beneficiarse de una reducción de la TURPE en función del tipo de consumo, que viene fijada en base a una serie de parámetros de consumo¹⁰⁰.

En lo que a impuestos se refiere, la electricidad está sujeta al impuesto sobre el consumo final de electricidad (*taxe sur la consommation finale d'électricité*, TCFE o *taxe locale sur la consommation finale d'électricité*, TLCFE) y la contribución tarifaria de despacho (*Contribution Tarifaire d'Acheminement*, CTA).

El primero es un impuesto recaudado por las Administraciones locales y los Departamentos, cuyo importe depende de la Comuna y del Departamento. Desde el primero de enero de 2011 se calcula sobre el consumo y no sobre el precio global de

¹⁰⁰ Para más información ver Larrea Basterra & Rebollo de Garay (2018).

la factura. Este impuesto se descompone en tres elementos: un impuesto departamental sobre el consumo final de electricidad (*taxe departamentale sur la consommation finale d'électricité*, TDCFE), un impuesto comunal sobre el consumo final de electricidad (*taxe communale sur la consommation finale d'électricité*, TCCFE), y un impuesto interior sobre el consumo final de electricidad (*taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité*, TICFE¹⁰¹).

La CTA, por su parte, es una carga que recae sobre la electricidad y el gas natural y que permite financiar los derechos específicos relativos al seguro de pensiones del personal del régimen de industrias eléctricas y gasistas (Selectra, 2018a).

A continuación, se hace una breve mención a los elementos relacionados con el componente de suministro o energía.

Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique

Teniendo en cuenta que en Francia el 75 % de la producción eléctrica es de origen nuclear, el componente de suministro o energía viene fundamentalmente determinado por el Estado a partir de los costes de producción comunicados por EDF. Desde diciembre de 2010, la Ley NOME¹⁰² instauró el mecanismo ARENH de acceso regulado a la electricidad nuclear por parte de los suministradores alternativos y, desde el primero de agosto de 2013, para los gestores de redes por sus pérdidas, con el fin de que estos pudieran obtener electricidad a un precio regulado (Selectra, 2018b).

Así, su objetivo es permitir que suministradores alternativos se aprovisionen de electricidad en condiciones económicas equivalentes a las que disfruta EDF. Entró en funcionamiento el primero de julio de 2011, se aplica únicamente a una cantidad no superior a 100 TWh (un cuarto de la producción nuclear histórica) y finalizará en 2025 (Selectra, 2018c).

Durante las negociaciones preliminares a la adopción de la Ley NOME se debatió sobre el precio de la electricidad. Los suministradores alternativos deseaban un precio alrededor de los 38 €/MWh, aunque finalmente se fijó en 40 €/MWh. Un año después el precio se estableció en 42 €/MWh y por el momento se mantiene dicho valor (CRE, 2018c).

¹⁰¹ Con fecha de primero de enero de 2016, la Contribución al servicio público de la electricidad (*Contribution au Service Public de l'Électricité*, CSPE) se integró en el impuesto interior sobre el consumo final de electricidad (TICFE). De esta manera, esta carga pasó de ser una contribución a ser un impuesto.

¹⁰² La *Loi sur la nouvelle organisation des marchés de l'électricité* o Ley sobre la nueva organización de los mercados eléctricos prevé la reorganización y la regulación del mercado eléctrico sobre la base de la promoción de la competencia, para responder a las directrices europeas de liberalizar completamente el mercado europeo, para que sea más competitivo en beneficio del consumidor y de la propia economía comunitaria.

En marzo de 2018, el Tribunal de Cuentas (*Cour des comptes*) propuso modificar el ARENH para adaptarlo mejor a los crecientes costes de la generación nuclear ligados al mantenimiento del parque nuclear en condiciones de seguridad (Reuters, 2018) y a la creciente penetración de fuentes renovables consecuencia de la transición energética. Entre otros, se cuestionó el hecho de que, en la actualidad, el ARENH no incentiva a los suministradores alternativos a invertir en sus propias instalaciones de generación (La Rédaction, 2018).

Exeltium

También resulta destacable que algunos consumidores industriales intensivos en electricidad disponen de un contrato de suministro con EDF a muy largo plazo, Exeltium¹⁰³, cerrado antes de la puesta en funcionamiento del mecanismo ARENH. Este contrato internaliza los principales parámetros técnicos, económicos y financieros representativos del entorno económico reinante en el momento de su firma (CRE, 2013a).

El ARENH ofrece a los clientes posibilidades de aprovisionamiento a un precio, hoy en día, más competitivo que el precio que ofrecía el contrato Exeltium. Los textos legislativos y reglamentarios que preveían que no se pueden acumular ambos contratos han llevado a que los consumidores industriales paguen una cantidad superior que en ausencia de este contrato Exeltium¹⁰⁴. Como consecuencia, se plantean, a corto plazo, dudas sobre el interés de dicho contrato para los consumidores intensivos en electricidad.

Mercado mayorista

El mercado eléctrico francés se encuentra liberalizado. Una parte de la electricidad se inyecta a la red directamente sin ser negociada en los mercados por los productores-

¹⁰³ La electrificación en Francia y la formación del monopolio de EDF en 1946 mediante la Ley de nacionalización permitió que el tejido industrial francés se beneficiara de contratos a largo plazo que les garantizaban el suministro a un precio competitivo de la electricidad. La Ley de apertura del mercado de la electricidad del año 2000 planteó la necesidad de desarrollar nuevos mecanismos de apoyo. Frente a los retos que se estaban planteando, en 2005 los poderes públicos autorizaron a las empresas intensivas en electricidad a crear un consorcio de compra de electricidad a largo plazo (Exeltium), que agrupaba a 27 accionistas/clientes, que con fecha 31 de julio de 2008 firmó un contrato con EDF del tipo “*take or pay*” con una duración de 24 años.

El consorcio Exeltium reúne, en la actualidad, a 26 grandes consumidores industriales de electricidad para negociar la compra de importantes cantidades de electricidad en el largo plazo (contratos de mínimo 15 años). Este contrato fue objeto de la aprobación formal de la Comisión Europea, que lo declaró conforme al derecho europeo y a los criterios de la competencia (CRE, 2013a).

¹⁰⁴ Los consumidores industriales accionistas de Exeltium deben consumir toda la electricidad del contrato antes de poder acceder al ARENH para cubrir sus necesidades de electricidad de base (CRE, 2013a).

suministradores. Otra parte se negocia en los mercados mayoristas. En este caso existen productos *spot* y productos a plazo.

Los primeros son productos vendidos para una entrega el mismo día o el siguiente. Los productos a plazo se compran para una entrega en un período de tiempo prefijado, pero más lejano en el tiempo.

El mercado mayorista francés de electricidad se adhirió al diseño de Europa occidental, con productores, suministradores y comercializadores con capacidad para comprar y vender energía bilateralmente por medio de contratos con intermediarios o en las bolsas EPEX y EEX (Bayer, 2015).

La negociación tiene lugar en el marco *forward*, *day-ahead spot* e intradiario. En este momento, el operador del sistema, Rte, asume la responsabilidad de crear el equilibrio para cada periodo y garantiza que los flujos de electricidad resultantes no excedan las capacidades físicas de la red.

El precio de referencia para el *spot* en el mercado francés de la electricidad es el precio *day-ahead* en la bolsa EPEX-SPOT¹⁰⁵. Estos precios de corto plazo son muy volátiles (CRE, 2018d).

Por su parte, los productos a plazo o futuros son sobre productos estandarizados con el fin de facilitar su intercambio, por ejemplo, con entrega de 1 MW de electricidad base (durante todas las horas del mes) o de punta (de 8 a 20 de lunes a viernes). Estos productos son menos volátiles que los precios *spot*.

El mercado mayorista está bien integrado con los de sus países vecinos (CWE, Central-Western Europe), lo que ha permitido una convergencia de los precios franceses y alemanes relativamente frecuente. La convergencia entre los precios de Francia y Bélgica ha sido históricamente elevada (85 % en 2012). Sin embargo, se redujo de manera considerable como consecuencia del cierre de dos centrales nucleares belgas desde marzo de 2013.

El mercado eléctrico francés se encuentra bastante concentrado. A pesar de que ha crecido, la liquidez del mercado mayorista sigue siendo reducida en comparación con otros países del entorno. En efecto, la liquidez medida como porcentaje de energía negociada (*day-ahead*) respecto a la demanda de energía nacional ascendió al 12 % en 2013, frente al 40 % de Alemania y el 67 % en España. Francia a lo largo de los últimos años ha presentado un precio promedio *spot* en la banda intermedia de los datos que se presentan a continuación; por debajo de Nord Pool, Países Bajos y Alemania.

¹⁰⁵ Se fija todos los días entre las 12.30 y las 13.00 mediante una subasta. Negociado la víspera para una entrega al día siguiente, refleja el equilibrio oferta-demanda antes del ajuste realizado en tiempo real por Rte.

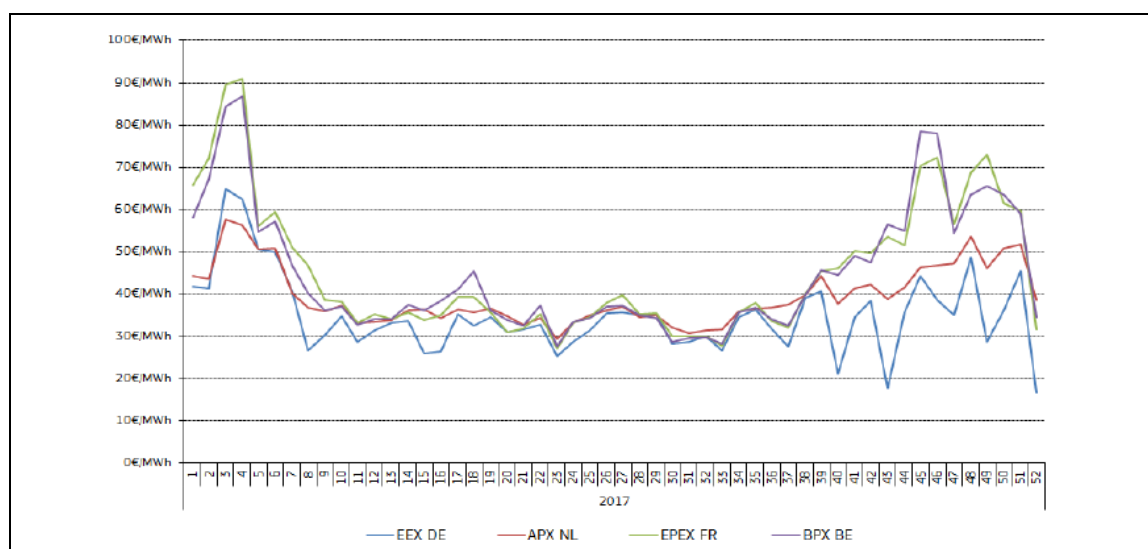
TABLA 17. Precios medios spot anuales (2013-2017) €/MWh

	2013	2014	2015	2016	2017
Reino Unido	59,08	52,19	55,69	49,12	51,73
Bélgica	47,45	40,79	44,68	36,62	44,58
Francia	43,24	34,63	38,48	36,75	44,97
Suiza	44,73	36,98	40,30	37,88	46,00
España	44,23	42,13	50,32	39,67	52,24
Nord Pool	38,10	29,61	20,98	26,91	29,41
Países Bajos	51,95	41,18	40,05	32,25	39,31
Alemania	31,78	32,76	31,63	28,98	34,19
Italia (PUN)	62,98	52,07	52,31	42,77	53,96

Fuente: elaboración propia a partir de RTE (2018b).

En 2017, el precio de la electricidad en el mercado francés en 2017 se mostró creciente, de igual manera que en Bélgica y Suiza, sobre todo en los meses de invierno. Fueron diversos los factores que influyeron en este aumento. Entre ellos, la limitación de la disponibilidad de las instalaciones nucleares en enero, febrero, octubre y noviembre. Por otro lado, el aumento de los precios del gas en el sur, la caída del recurso hidráulico y un elevado consumo debido al frío del mes de enero mantuvieron los precios volátiles y elevados. Además, los precios negativos en Alemania, ligados a un aumento de la generación eólica, también se trasladaron a Francia.

El siguiente gráfico muestra los precios semanales de la electricidad en el mercado mayorista en el año 2017.

GRÁFICO 53. Media semanal del precio del mercado mayorista de electricidad en la región CWE (2017)

Fuente: DG Energy (2018).

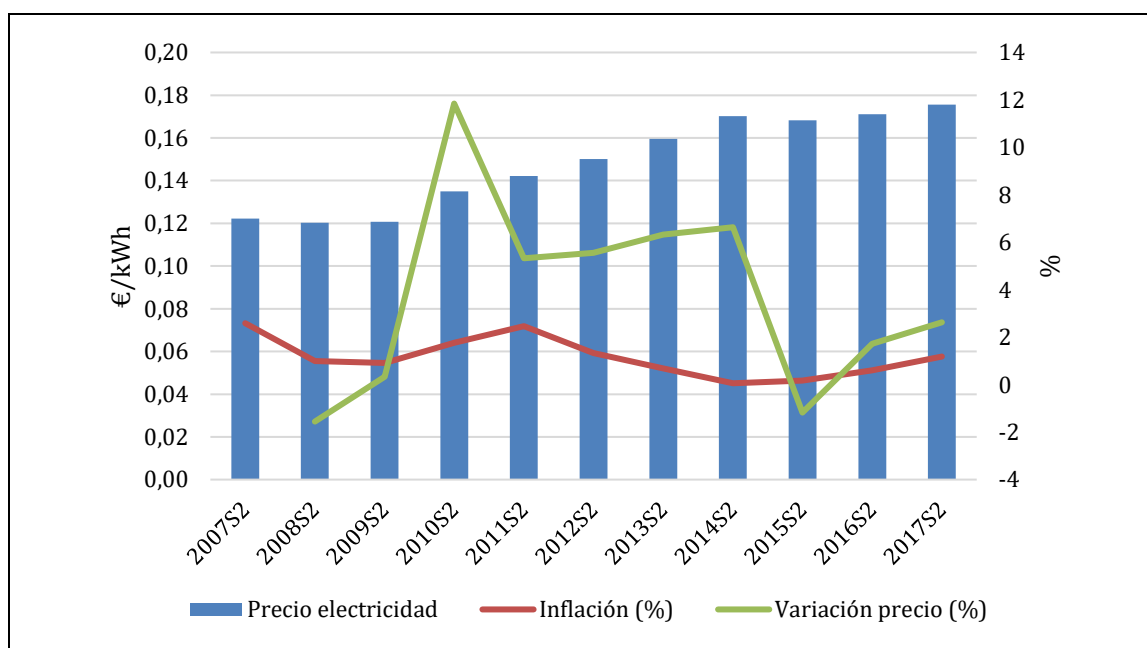
4.3.2. Precios para los consumidores domésticos

A continuación, se presenta el análisis de los precios de la electricidad para los consumidores domésticos primero en Francia y luego una comparativa con otros países de la UE.

Situación actual y evolución en Francia

En el caso de los consumidores domésticos franceses, se puede observar que el precio de la electricidad aumentó entre 2009 y 2014, reduciéndose en 2015 (Gráfico 54). El precio de la electricidad, en general, ha aumentado más que la evolución de la inflación que, en todo caso, los últimos años ha sido reducida. El precio de la electricidad en Francia para los consumidores domésticos¹⁰⁶ ha aumentado para todas las bandas de consumo en el periodo 2007-2017. Además, excepto en 2015, este crecimiento ha sido superior a la inflación.

GRÁFICO 54. Evolución del precio de la electricidad para un hogar francés en comparación con la evolución de la inflación



Nota: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat e Inflation.eu (2018).

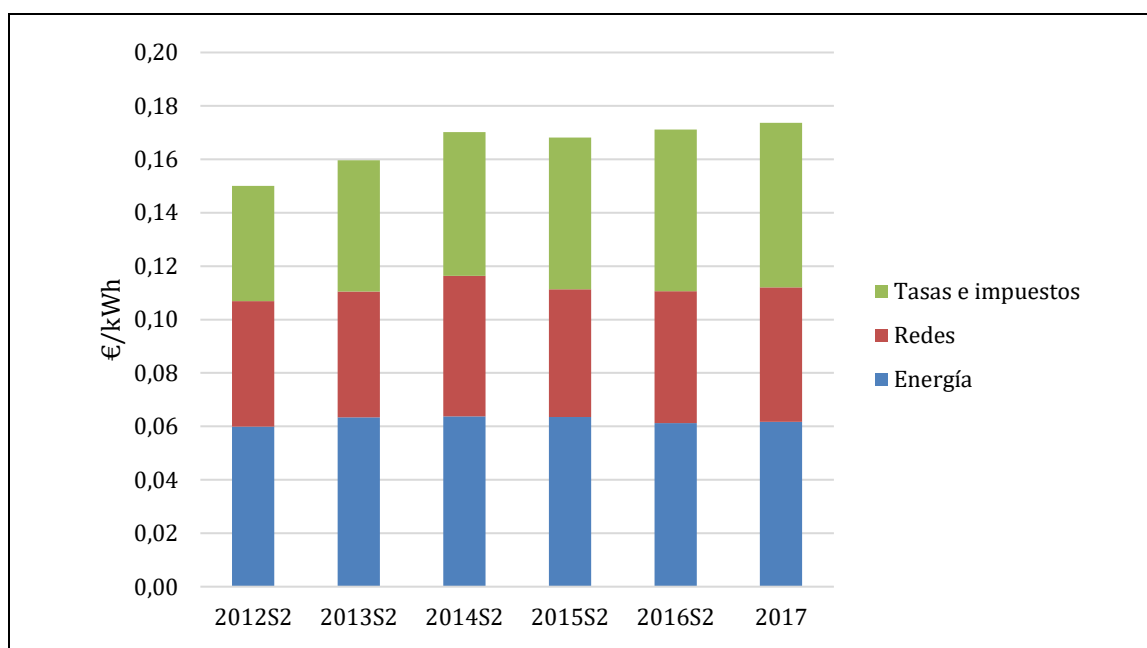
Como se acaba de señalar, tres son los principales componentes de los precios de la electricidad, energía, peajes de red y tasas e impuestos, que se recogen en el Gráfico 55. A diferencia de lo que sucede en otros países, en Francia se observa una mayor

¹⁰⁶ En Eurostat la denominación es hogares.

estabilidad del peso de cada componente, si bien las tasas e impuestos también han aumentado ligeramente su relevancia en el periodo 2012-2016.

A pesar de que en 2017 se ha producido una caída del valor del componente de energía, esta no ha servido para compensar el aumento de 2013 y la estabilidad del período intermedio, de manera que entre 2012-2017 el componente de energía ha aumentado un 3 %. No obstante, el peso de este componente en el precio total fue en 2017 del 35,5 %, mientras que en 2012 era del 40,0 %.

GRÁFICO 55. Evolución por componentes del precio de la electricidad para un consumidor doméstico francés



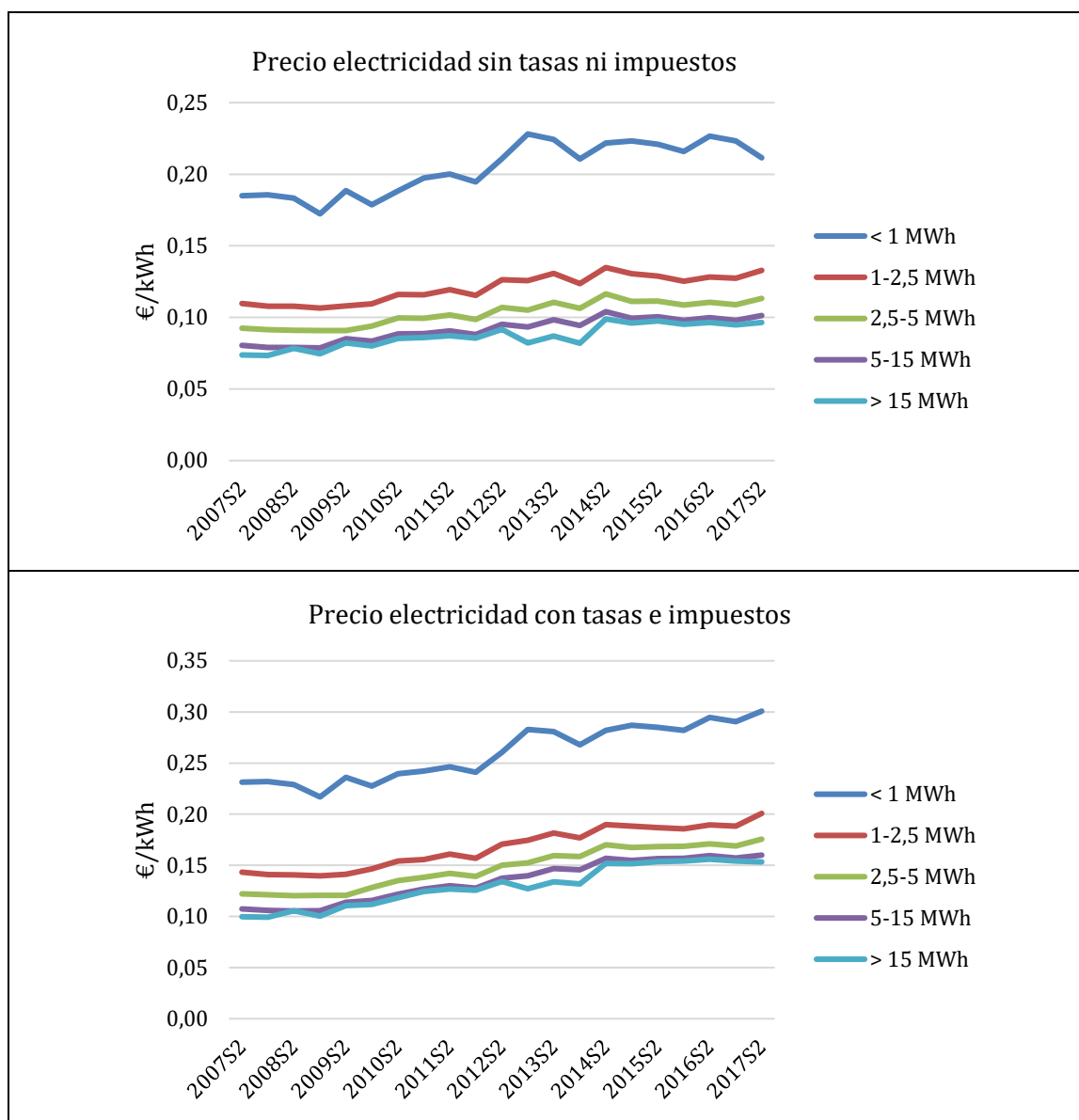
Nota: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

El segundo componente, el peaje de red, ha seguido una evolución volátil en el período considerado. En todo caso, el saldo final es positivo, con un incremento del 5 %. Como sucedía con el componente de energía, el peaje de red también ha perdido peso en el precio final, de manera que en 2012 suponía el 31,3 % del precio y en 2017 el 29,0 %.

Las tasas e impuestos han aumentado tanto en términos absolutos como relativos. En términos absolutos han aumentado un 40 % y en términos relativos han pasado de suponer un 28,8 % en 2012 a representar el 35,5 % del precio en 2017.

GRÁFICO 56. Evolución del precio de la electricidad en Francia para el consumidor doméstico



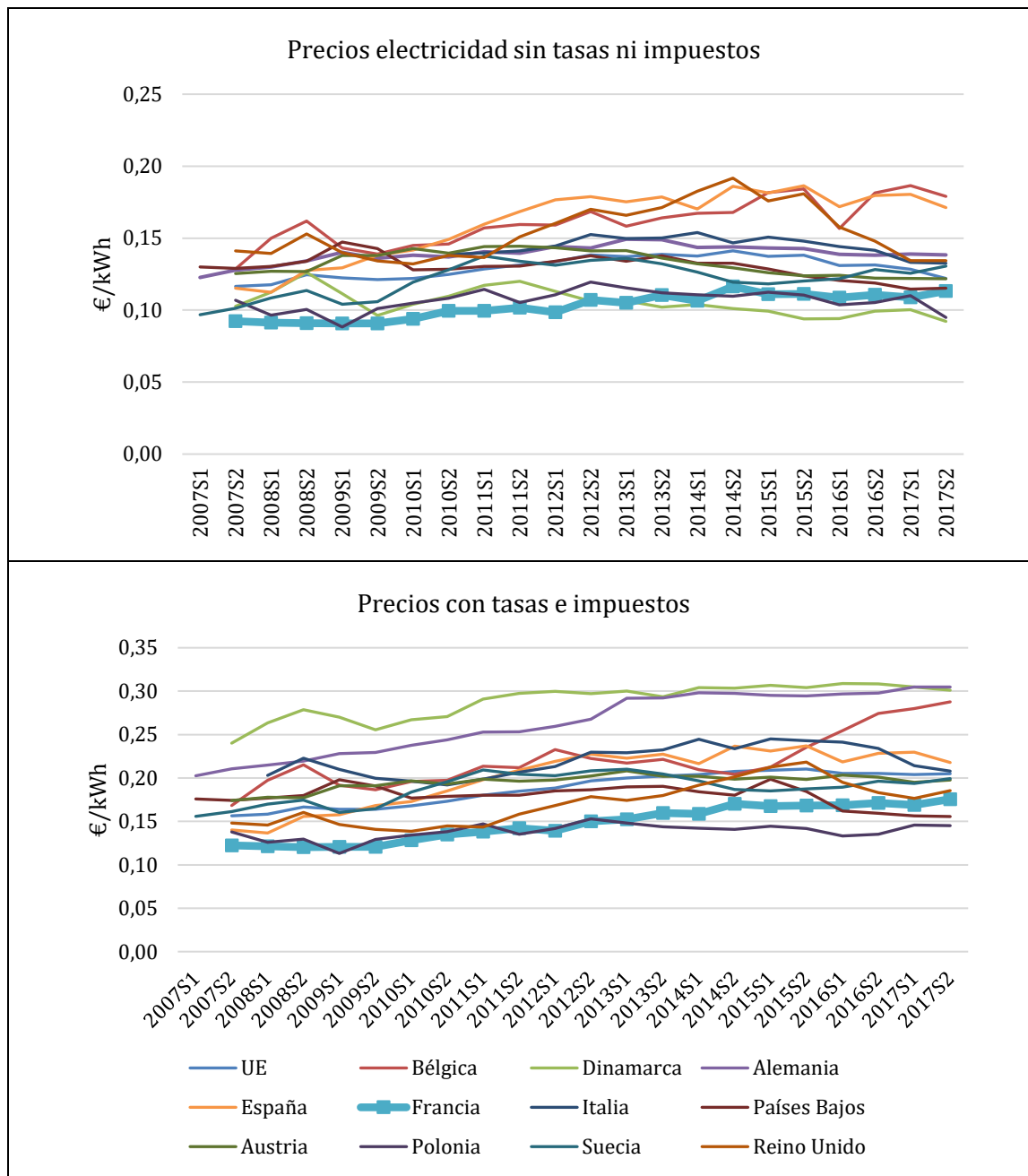
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A la luz de los datos presentados, se puede observar que, si bien en Francia la tendencia es similar a la de otros países, como por ejemplo la de Alemania, existe por el momento un mayor equilibrio en cuanto al peso de cada concepto en el precio final de la electricidad para el consumidor doméstico.

Los datos anteriores se refieren a un consumidor doméstico promedio. No obstante, las principales conclusiones son de aplicación a todos los consumidores domésticos. En este sentido, el Gráfico 56 muestra que, mientras que el precio de la electricidad sin tasas e impuestos ha aumentado ligeramente a lo largo del periodo, acumulando un crecimiento entre un 14 % y un 31 % (este último para los consumidores con mayor nivel de consumo), el precio de la electricidad con tasas e impuestos ha

aumentado entre un 30 y un 54 % (este último en el caso también de los consumidores con mayor nivel de consumo) para todas las bandas de consumo.

GRÁFICO 57. Evolución del precio de la electricidad en Europa para el consumidor doméstico



Nota: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Comparativa con los países europeos

Como se ha comentado, los precios de la electricidad en Francia para los consumidores domésticos han aumentado a lo largo del periodo de tiempo

presentado, si bien es cierto que en algunos casos se ha producido una reducción en los años más recientes. De los países presentados en el Gráfico 57, únicamente en Países Bajos y en Polonia el precio se ha reducido en el periodo.

Francia presenta unos reducidos precios tanto sin tasas ni impuestos como con ellos. En comparación, Alemania mantiene una posición intermedia sin tasas ni impuestos y pasa a ocupar una posición muy destacable, con precios de la electricidad similares a los de Dinamarca¹⁰⁷ cuando estos se incluyen.

Ello es debido al peso que tienen las tasas e impuestos, que en todo caso han visto aumentar su relevancia en el precio final de la electricidad en todos los países.

No obstante, conviene destacar que las comparaciones de los precios de la electricidad, y en especial de sus componentes, entre Estados miembros de la UE, deben realizarse con cautela.

Ello se debe a que tras la clasificación general de costes de la energía, peajes de redes, tasas e impuestos se esconde una clasificación de componentes que no sigue un mismo patrón en todos los países. Es decir, la clasificación era dispar de país a país cuando Eurelectric lo puso de manifiesto en 2014¹⁰⁸ y sigue siéndolo a pesar de ello.

A modo de ejemplo, en Alemania, Irlanda, Francia, Italia, Noruega y Grecia, entre otros, los costes asociados a políticas gubernamentales no energéticas se incluyen en la partida de tasas e impuestos; mientras que en España, República Checa y Dinamarca, por ejemplo, se incluyen en la de peajes de red. Por ejemplo, en el caso de Alemania, se incluyen las primas a las renovables en la partida de impuestos, mientras que en España se recogen en el peaje de red.

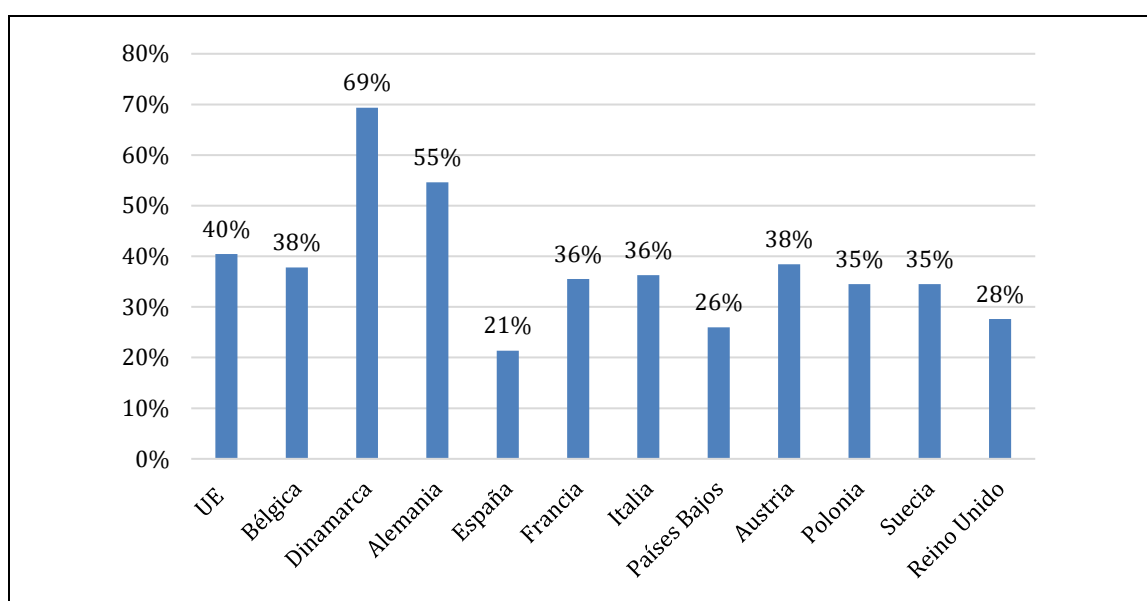
En el Reino Unido se ha producido un aumento muy destacable del peso de las tasas e impuestos. Hasta 2015 se imputaba únicamente el IVA que para la energía consumida en los hogares tiene un tipo reducido del 5 %.

En 2015 se introdujeron tasas medioambientales que hicieron que aumentara el peso de la fiscalidad en el precio de la electricidad. El incremento de 2017 se produjo como consecuencia de un nuevo aumento de la carga fiscal sobre la energía mediante el desarrollo de impuestos verdes o medioambientales (Pope & Waters, 2016).

¹⁰⁷ Aunque no es el objeto del estudio, conviene señalar la situación de Dinamarca, con unos precios de la electricidad sin tasas ni impuestos entre los más reducidos, y que pasa a una primera posición cuando se incluyen estos. Esto es un indicativo claro del peso de conceptos ajenos al coste de suministro de la electricidad.

¹⁰⁸ Para más información ver Díaz Mendoza et al. (2015).

GRÁFICO 58. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final en 2017



Nota 1: consumidor doméstico: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh.

Nota 2: en Dinamarca, las ayudas estatales se imputan a los costes de red igual que en España. En Reino Unido, en energía (Eurelectric, 2014).

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

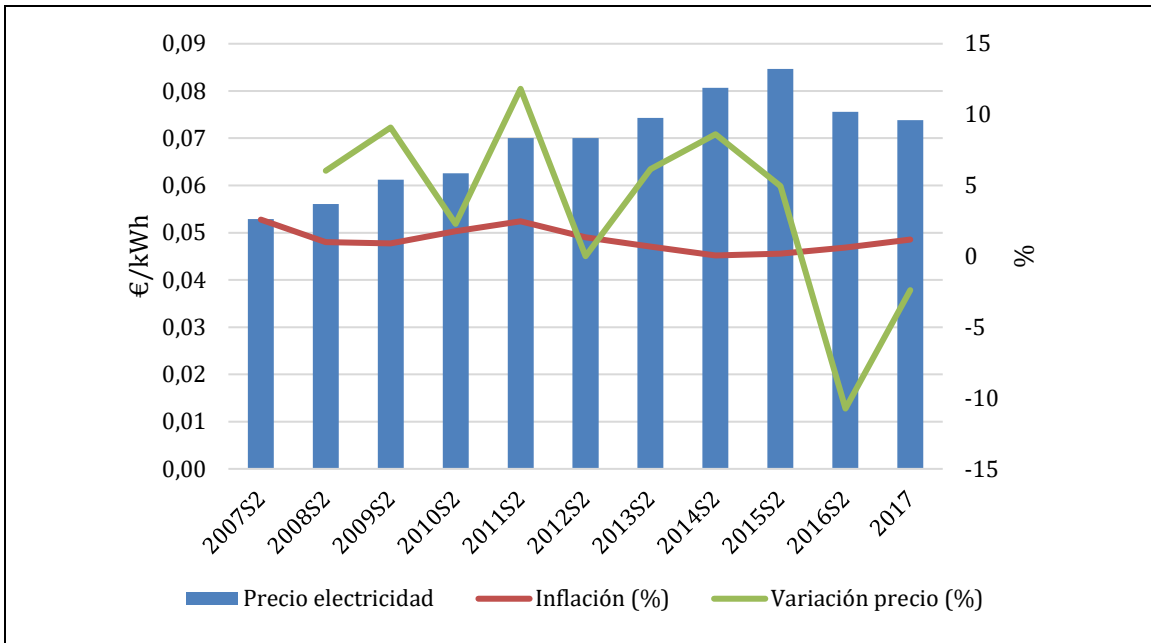
4.3.3. Precios para los consumidores industriales

La cuestión del precio de la electricidad para los consumidores industriales cobra especial relevancia en la medida en que los productos de determinadas industrias compiten en los mercados internacionales. En este caso existe una gran variedad de niveles de consumo, siendo, de acuerdo con datos de Eurostat, el rango más representativo el de los 2-20 GWh/año.

Situación actual y evolución en Francia

En el caso de los consumidores industriales franceses, se puede observar que el precio de la electricidad aumentó entre 2012 y 2015 (Gráfico 59), reduciéndose en 2017 por debajo del nivel de 2013 fundamentalmente por la reducción del componente de energía. El precio de la electricidad ha aumentado más que la evolución de la inflación que, en todo caso, los últimos años ha sido reducida.

GRÁFICO 59. Evolución del precio de la electricidad para un consumidor industrial francés en comparación con la evolución de la inflación

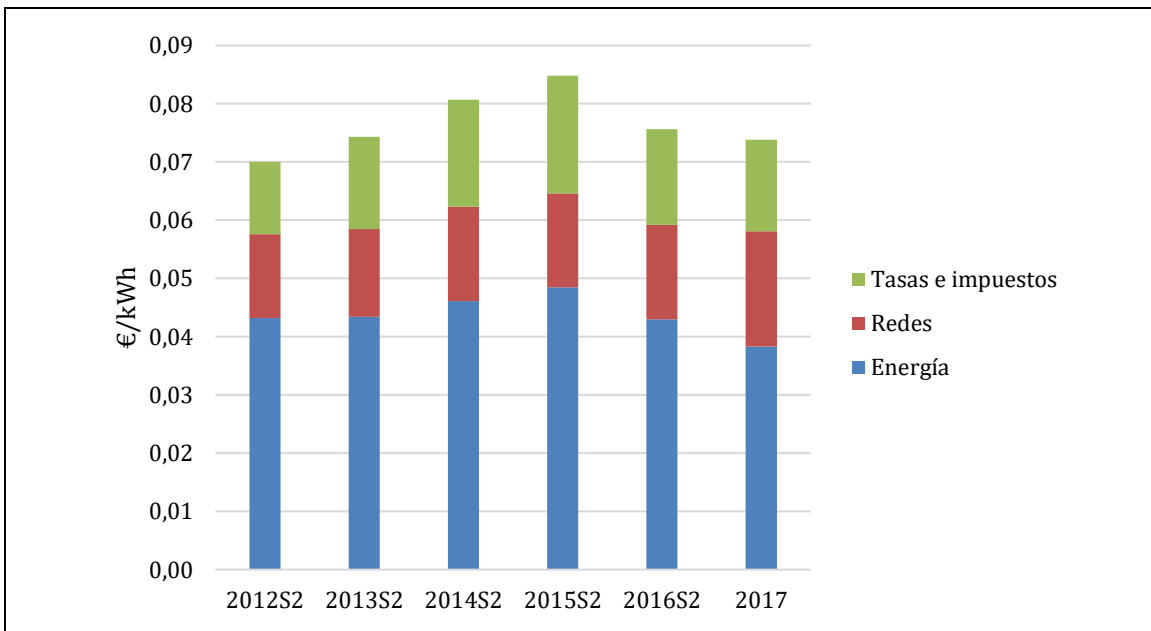


Nota 1: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Nota 2: no incluye el IVA ni otros impuestos repercutibles.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat e Inflation.eu (2018).

GRÁFICO 60. Evolución por componentes del precio de la electricidad para un consumidor industrial francés



Nota 1: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

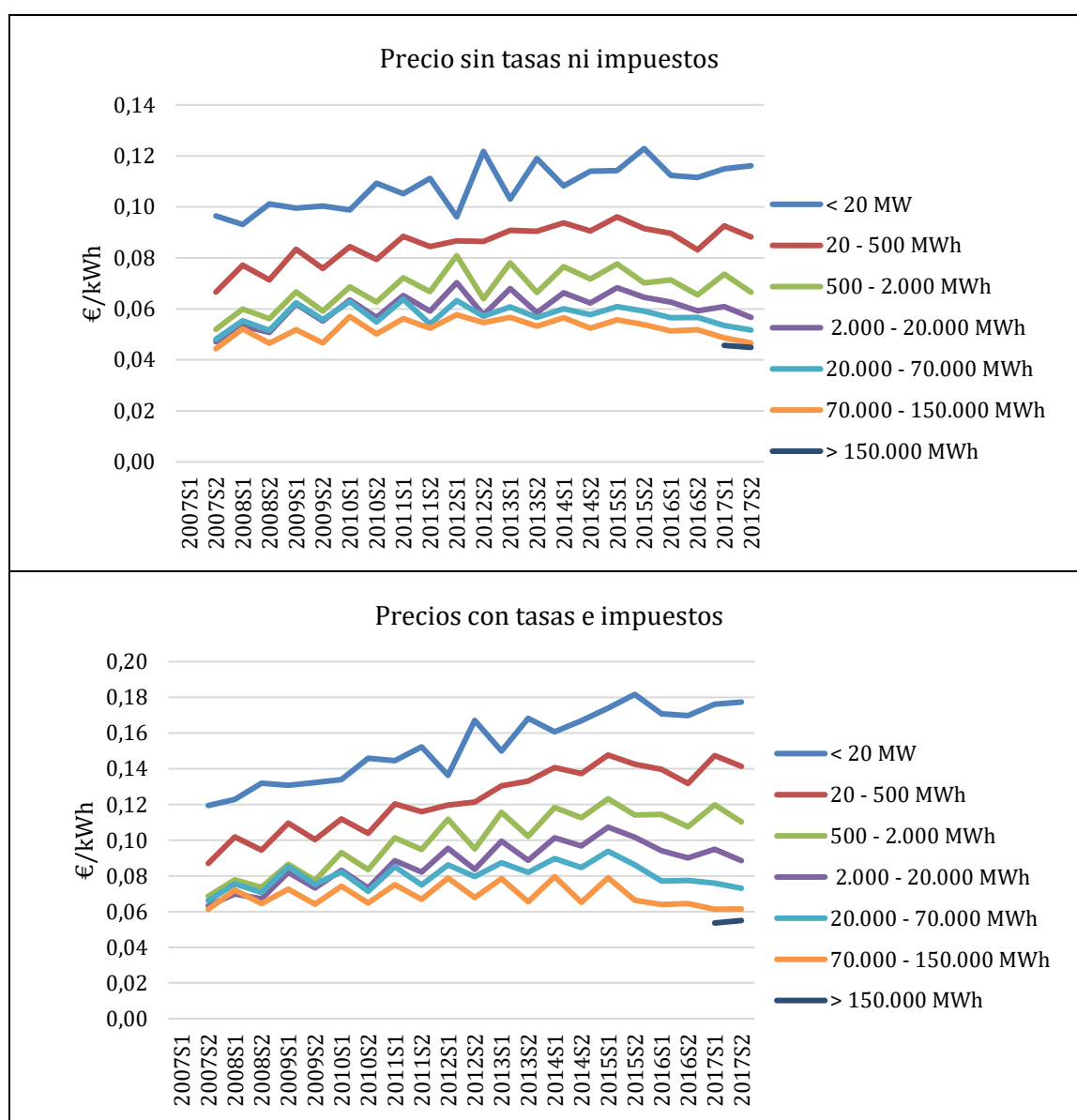
Nota 2: en tasas e impuestos no se incluye el IVA.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Por componentes (Gráfico 60), en Francia los consumidores industriales pagan más por la energía y el peaje de red que en concepto de tasas e impuestos, a diferencia de lo que sucede en otros países como Alemania.

El componente de energía se ha reducido en el periodo un 11,3 %, pasando de representar el 61,7 % en 2012 al 51,9 % en 2017. El componente de los peajes de red por su parte, ha aumentado un 37,5 %. En 2012 suponían el 20,5 % y en 2017, el 27 %. Finalmente, el componente de tasas e impuestos ha sufrido un aumento del 26,6 % llegando a suponer el 21,3 % en 2017 frente al 17,5 % en 2012.

GRÁFICO 61. Evolución del precio de la electricidad en Francia para el consumidor industrial



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Por otro lado, se observa en el Gráfico 61 que los consumidores industriales con mayores niveles de consumo de electricidad se benefician de menores precios de la electricidad, con diferencias que pueden llegar a ser de 7,1 c€/kWh antes de tasas e impuestos y de hasta 12,23 c€/kWh después de tasas e impuestos.

La evolución en este caso resulta menos estable en el tiempo, intercalando años con crecimientos con otros con decrecimientos. No obstante, esta tendencia ha ido amortiguándose en los últimos años.

En Francia el mayor aumento del precio antes de tasas e impuestos de la electricidad para consumidores industriales, tanto en términos relativos como absolutos, ha recaído sobre la banda de consumo de entre 20 y 500 MWh (32,4 % y 2,1 c€/kWh).

Por su parte, son los consumidores industriales más intensivos en electricidad los que menores aumentos han sufrido. Esta situación se repite en el caso de los precios con tasas e impuestos, donde el aumento ha sido superior para los consumidores de la banda entre 20 y 500 MWh (62 % y 5,4 c€/kWh en términos relativo y absoluto respectivamente).

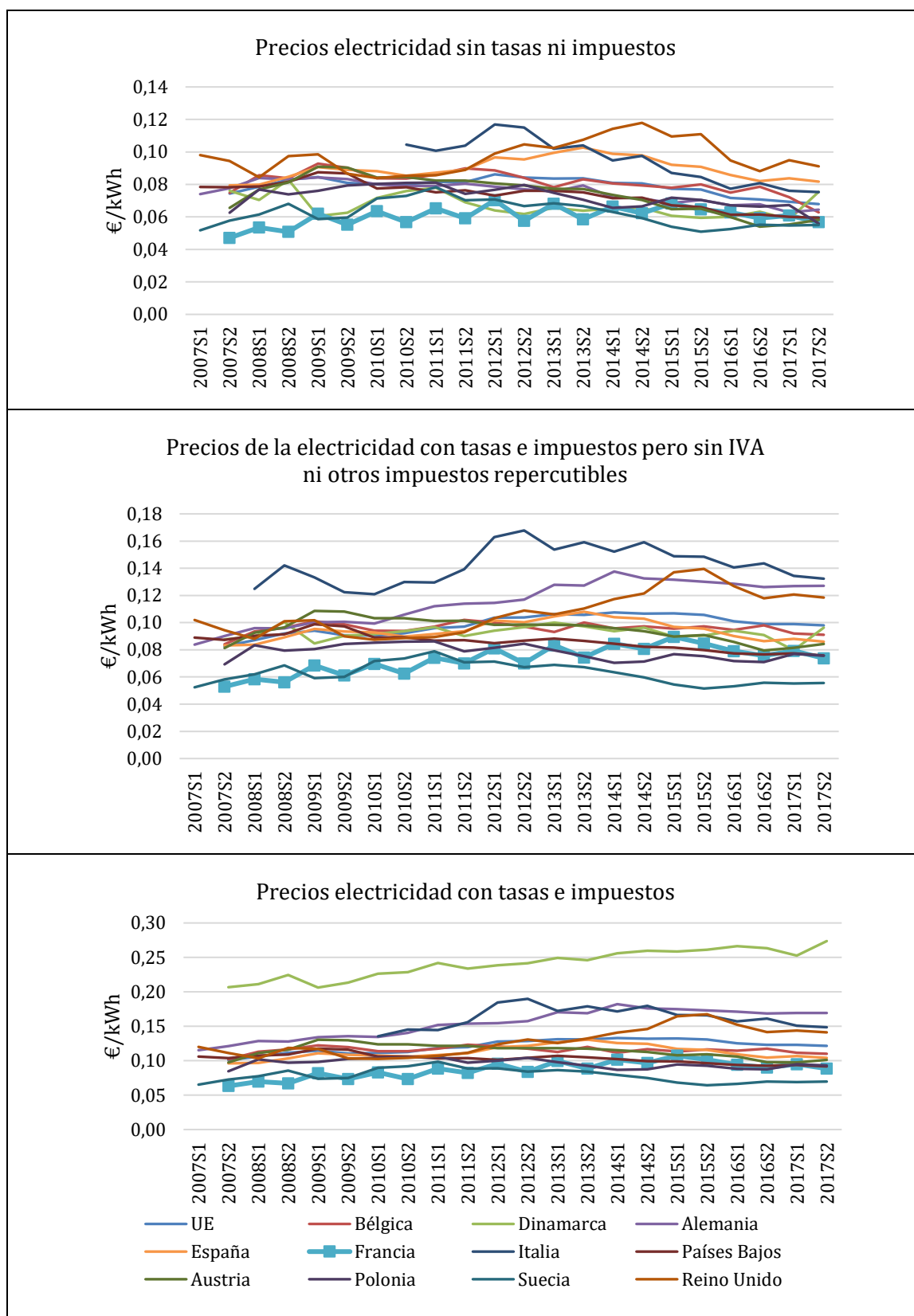
Como se ha visto, los menores precios los pagan aquellos consumidores con mayor nivel de consumo eléctrico, entre los que se encuentran sectores industriales como los fabricantes de acero y aluminio y las industrias química, de gas industrial, de materiales de aislamiento y de papel, entre otros.

Comparativa con los países europeos

Como se ha comentado, los precios de la electricidad en Francia para los consumidores industriales han aumentado a lo largo del periodo de tiempo presentado, si bien es cierto que en algunos casos se ha producido una reducción en los años más recientes.

De los países presentados en el Gráfico 62, únicamente en Países Bajos y en Suecia el precio con tasas e impuestos se ha reducido en el periodo.

GRÁFICO 62. Evolución del precio de la electricidad en Europa para el consumidor industrial

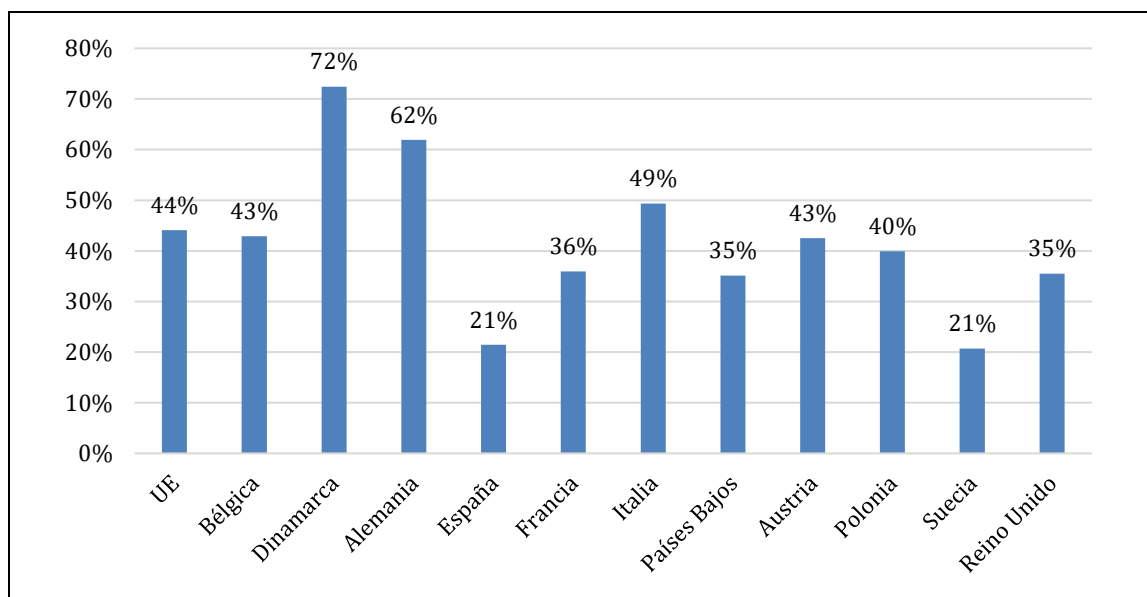


Nota: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

La situación de Francia muestra un aumento de los precios muy por encima del resto de países representados, junto con Alemania. No obstante, Francia y Suecia son los países con menores niveles de precios (8,85 céntimos de euro/kWh y 6,95 respectivamente). Por su parte, Alemania presenta tras Dinamarca los mayores niveles de precios, pero en todo caso, Dinamarca tiene un precio casi 10 céntimos de euro/kWh por encima¹⁰⁹.

GRÁFICO 63. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final en 2017



Nota 1: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Nota 2: en Dinamarca, las ayudas estatales se imputan a los costes de red igual que en España. En Reino Unido, en energía (Eurelectric, 2014).

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Como ya se señalara para los consumidores domésticos, las comparaciones de los precios de la electricidad y, en especial, de sus componentes entre Estados miembros de la UE deben realizarse con cautela.

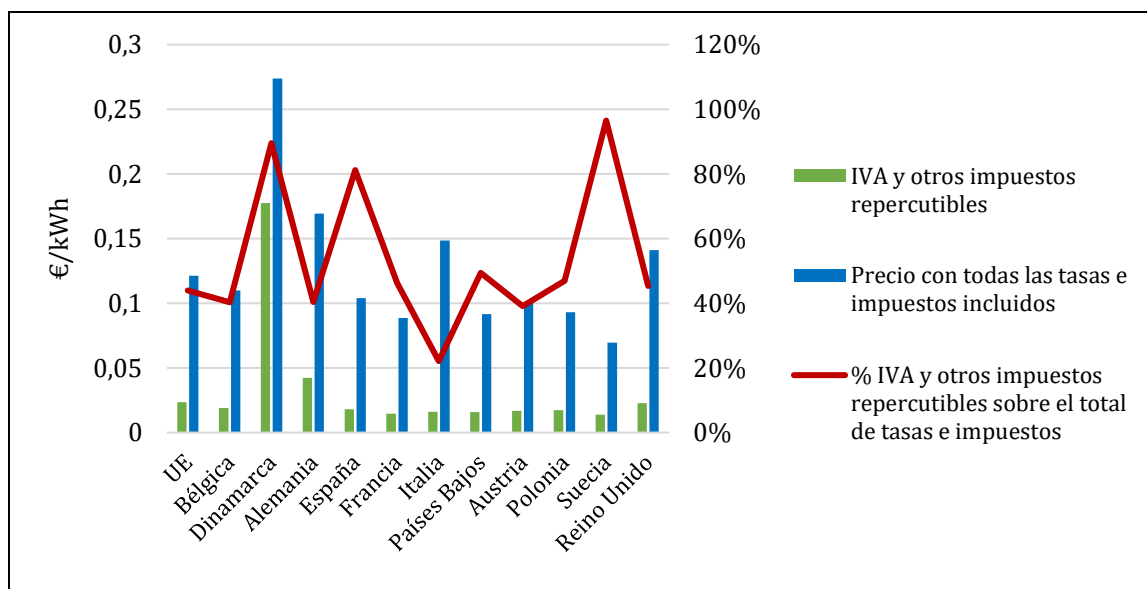
Así, en Reino Unido se ha producido un aumento destacable del peso de las tasas e impuestos, en parte como consecuencia de la introducción en 2015 de nuevas tasas medioambientales (Pope & Waters, 2016). También en Alemania ha aumentado el peso de las tasas e impuestos en el precio de la electricidad, entre otros, ocasionado por el aumento de la tasa de renovables y por la reducción del precio del componente energía. No obstante, este aumento ha sido continuado en el tiempo en comparación

¹⁰⁹ La situación de Dinamarca, con unos precios de la electricidad sin tasas ni impuestos entre los más reducidos, pasa a una primera posición cuando se incluyen estos. Como se ha señalado para los consumidores domésticos, esto es un indicativo del peso de conceptos ajenos al coste de suministro de la electricidad.

con el cambio en Reino Unido. De igual manera, ha aumentado de manera considerable el peso de las tasas e impuestos en Italia.

A continuación, se presenta para 2017 el precio de la electricidad de cada país y la parte correspondiente al IVA y a los impuestos repercutibles.

GRÁFICO 64. Precio de la electricidad e impuestos repercutibles en 2017



Nota: consumidor industrial 2.000 MWh < Consumo < 20.000 MWh.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En Dinamarca destaca que la mayor parte del precio de la electricidad de consumidores industriales se debe al IVA y a otros impuestos repercutibles. Seguido se encuentra Alemania.

En términos de tasas e impuestos, en Dinamarca y Suecia el IVA y otros impuestos repercutibles representan cerca del 100 % de los impuestos, y en España (en base a Eurostat), que les sigue por detrás, suponía en 2017 el 81 %. En Alemania, por el contrario, estos impuestos han ido perdiendo peso, desde el 76 % que suponían en 2007 al 40 % de 2017, debido probablemente al incremento de la tasa EEG o tasa de renovables que se integra en el concepto de tasas e impuestos.

De igual manera, pero en menor medida, en Francia también han ido perdiendo peso, del 64 % al 46 % en 2017, probablemente debido a que la contribución (*contribution au service public de l'électricité*, CSPE) que financiaba el desarrollo de renovables y que ahora ha pasado a integrarse en un impuesto (*taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité*, TICFE) también ha ido aumentando con el paso del tiempo.

4.4. Precios del gas natural

El gas es una fuente energética que ha ido ganando cuota de mercado en las últimas décadas, en particular en detrimento de los derivados del petróleo, tanto en el ámbito doméstico como en el industrial. Fundamentalmente su utilización, sin tener en cuenta la generación eléctrica, ha ido dirigida a procesos relacionados con el calor.

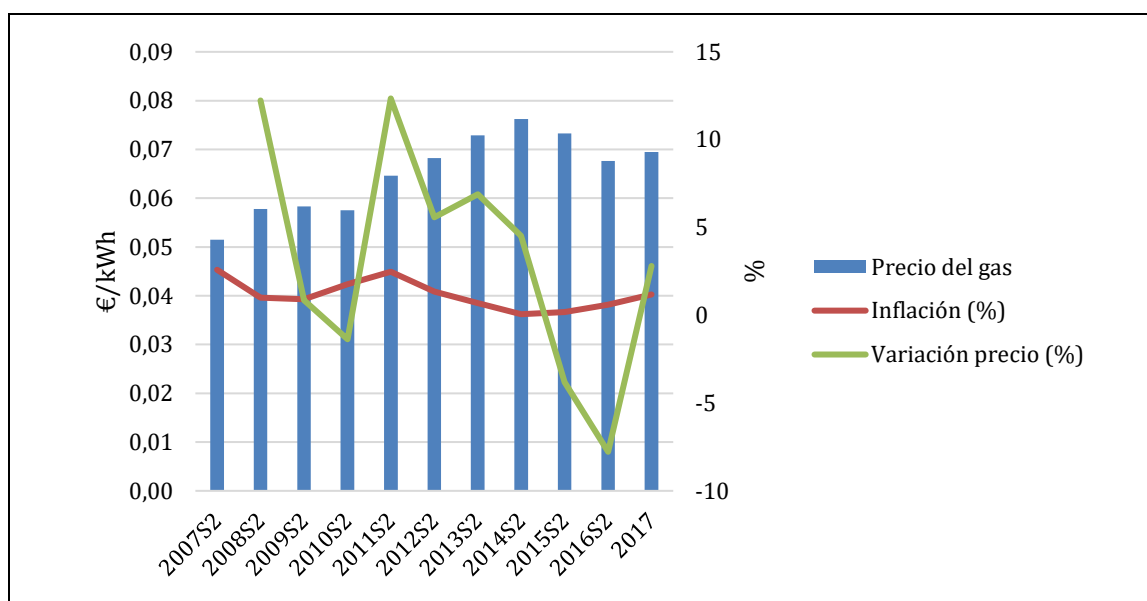
4.4.1. Precios para los consumidores domésticos

A continuación, se incluyen referencias para los consumidores domésticos cuyo consumo de gas se relaciona con el sector de calefacción y refrigeración.

Situación actual y evolución en Francia

Los precios del gas en Francia para los consumidores domésticos no se han visto afectados por el pico de precios de 2008 (Gráfico 65). No obstante, sí aumentó respecto al año precedente.

GRÁFICO 65. Evolución del precio del gas para un hogar francés en comparación con la evolución de la inflación



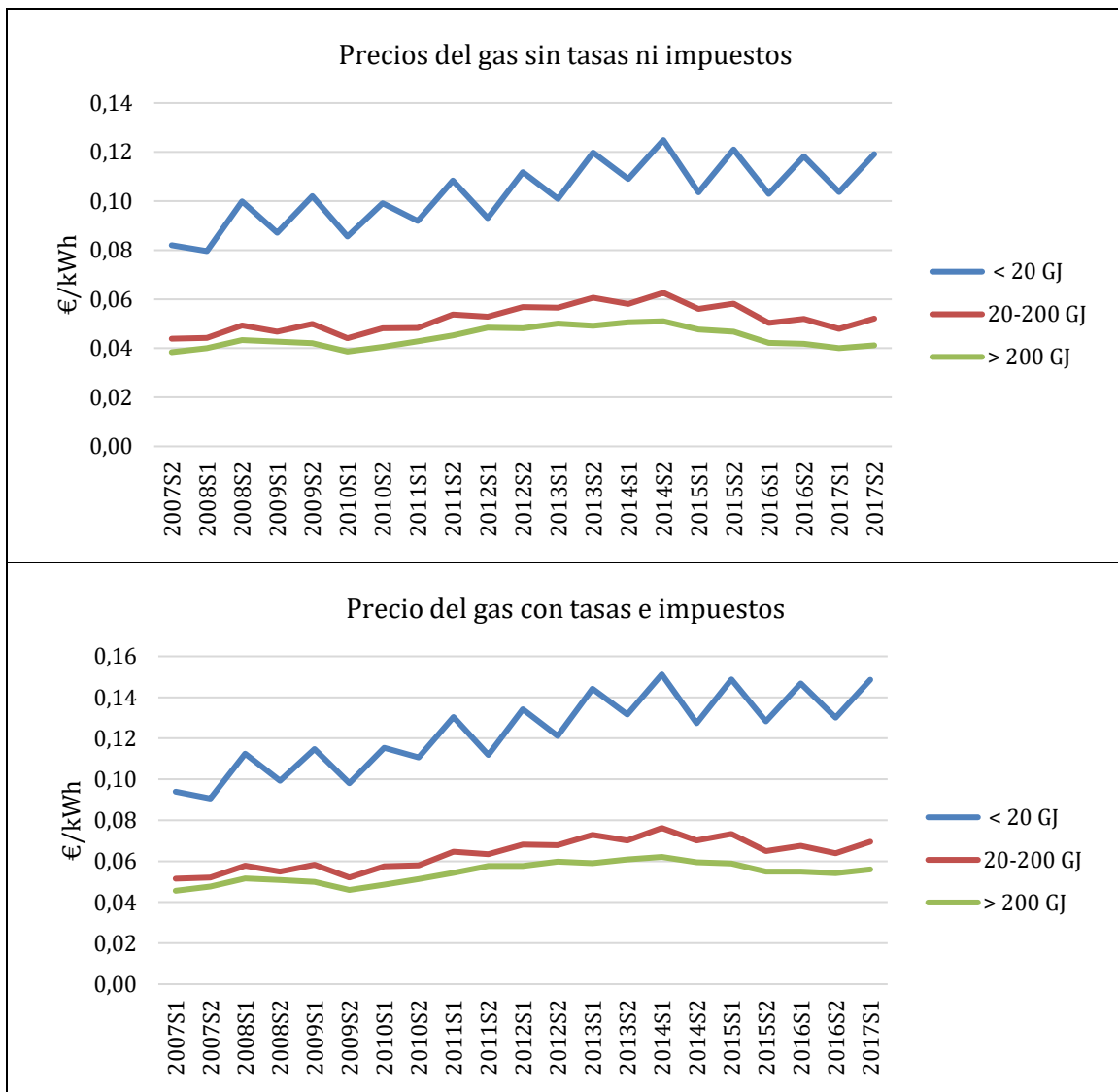
Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat e Inflation.eu (2018).

Esta distinta evolución podría deberse a que, en dicho momento, en Francia pesaban más los contratos a largo plazo en el suministro de gas que los precios de los mercados internacionales. De igual manera, salvo en 2009, 2010, 2015 y 2016, el precio ha variado muy por encima de la inflación.

La evolución del precio del gas para el consumidor doméstico francés para las diferentes bandas de consumo ha seguido una evolución paralela (Gráfico 66), resultando el precio para los consumidores con menos de 20 GJ entre un 98 y un 133 % superior que para los consumidores con bandas de consumo superiores sin tasas e impuestos y entre un 93 y un 126 % superior con tasas e impuestos.

GRÁFICO 66. Evolución del precio del gas en Francia para el consumidor doméstico



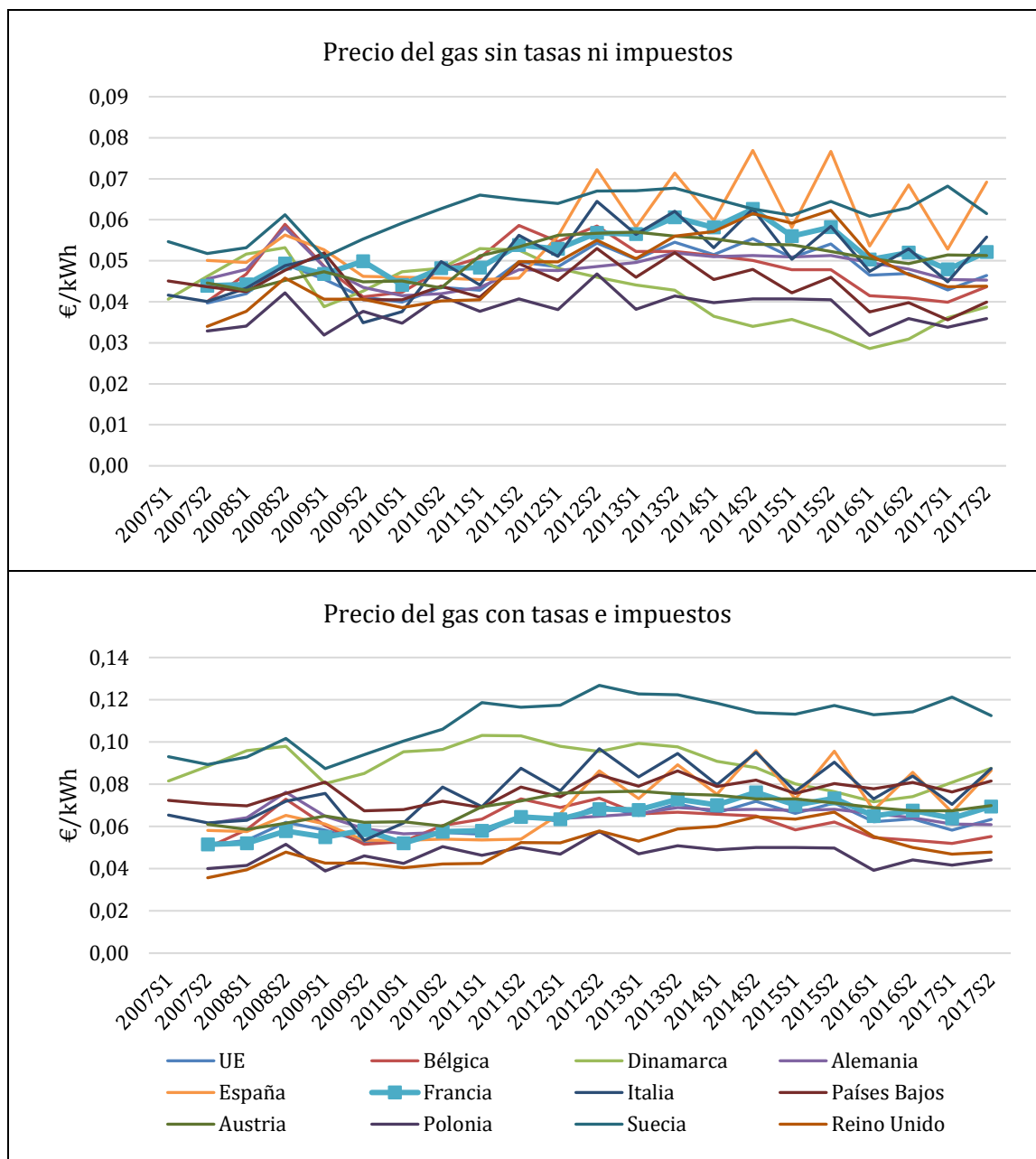
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Comparativa con los países europeos

En 2011, los precios del gas para los consumidores domésticos europeos convergieron de manera destacable (Gráfico 67), aunque desde entonces, y a pesar del creciente desarrollo de los mercados organizados de gas en la UE, los precios han

divergido, siendo España y Suecia los países con mayores niveles de precio sin tasas ni impuestos. Los precios de Francia se mantienen en un nivel intermedio.

GRÁFICO 67. Evolución del precio del gas en Europa para el consumidor doméstico



Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

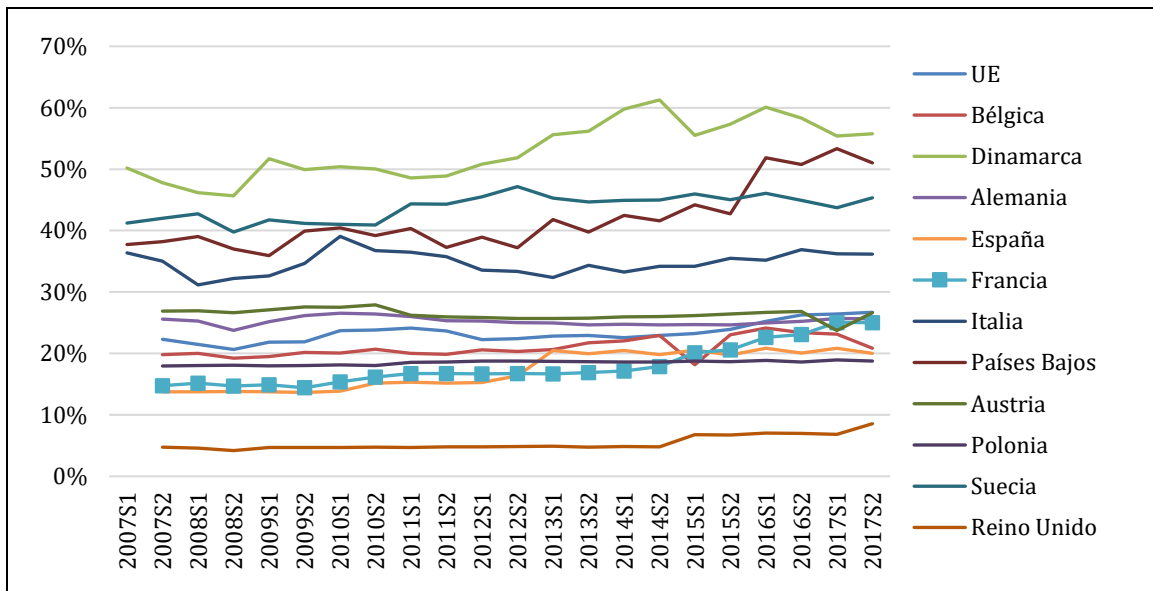
Cuando se incorporan las tasas e impuestos, la situación es mucho más dispar. Suecia mantiene su liderazgo en nivel de precios y España ocupa una posición posterior, con precios elevados pero menores que los suecos.

Existen grandes diferencias entre las tasas e impuestos sobre el consumo de gas doméstico en la UE, de manera que en algunos casos no alcanzan el valor de 1 c€/kWh y en otros alcanzan los 6 c€/kWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede observar (Gráfico 68) que hay países como Suecia y Dinamarca donde el peso de las tasas e impuestos se sitúa alrededor de la mitad del precio del gas y otros donde, como en Reino Unido, apenas supera el 5 %, que se corresponde con el IVA aplicable.

A diferencia del caso de la electricidad en Alemania, las tasas e impuestos suponen menos de un 30 % del precio final del gas en este país. En Francia la tendencia ha sido creciente y similar en electricidad y gas, pero por debajo en el caso en el gas.

GRÁFICO 68. Evolución del porcentaje que representan las tasas e impuestos del precio final del gas para el consumidor doméstico

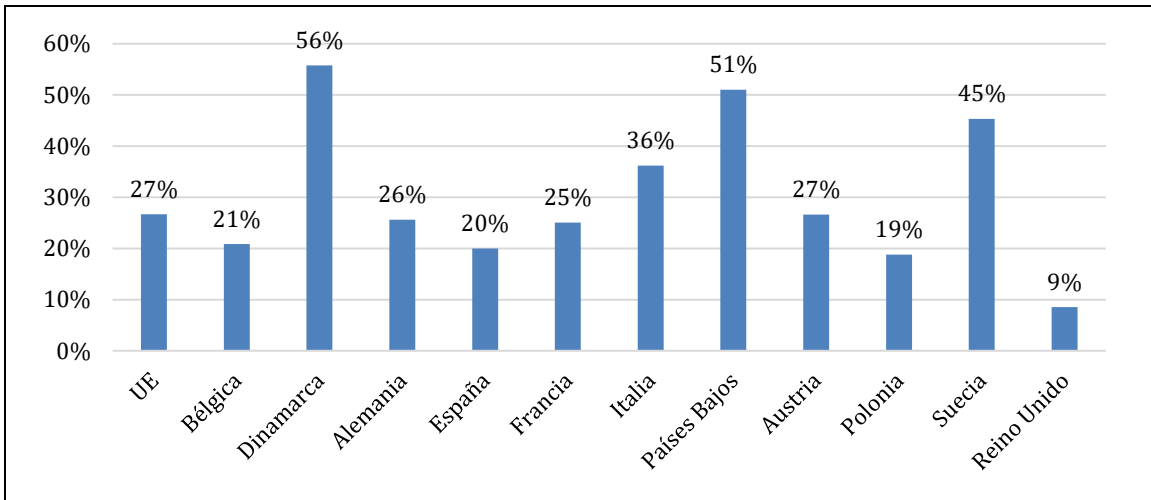


Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A continuación, se recoge el porcentaje que suponían las tasas e impuestos sobre el precio final en 2017, observándose importantes diferencias entre países.

GRÁFICO 69. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final del gas para el consumidor doméstico en 2017



Nota: consumidor doméstico D2: 20 GJ < Consumo < 200 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

4.4.2. Precios para los consumidores industriales

Si bien los precios del gas para los consumidores domésticos constituyen un elemento relevante para la calidad de vida, los precios del gas para los consumidores industriales, que han aumentado su consumo de esta fuente energética durante los últimos años, resultan de interés en términos de competitividad.

GRÁFICO 70. Evolución del precio del gas para un consumidor industrial francés en comparación con la evolución de la inflación



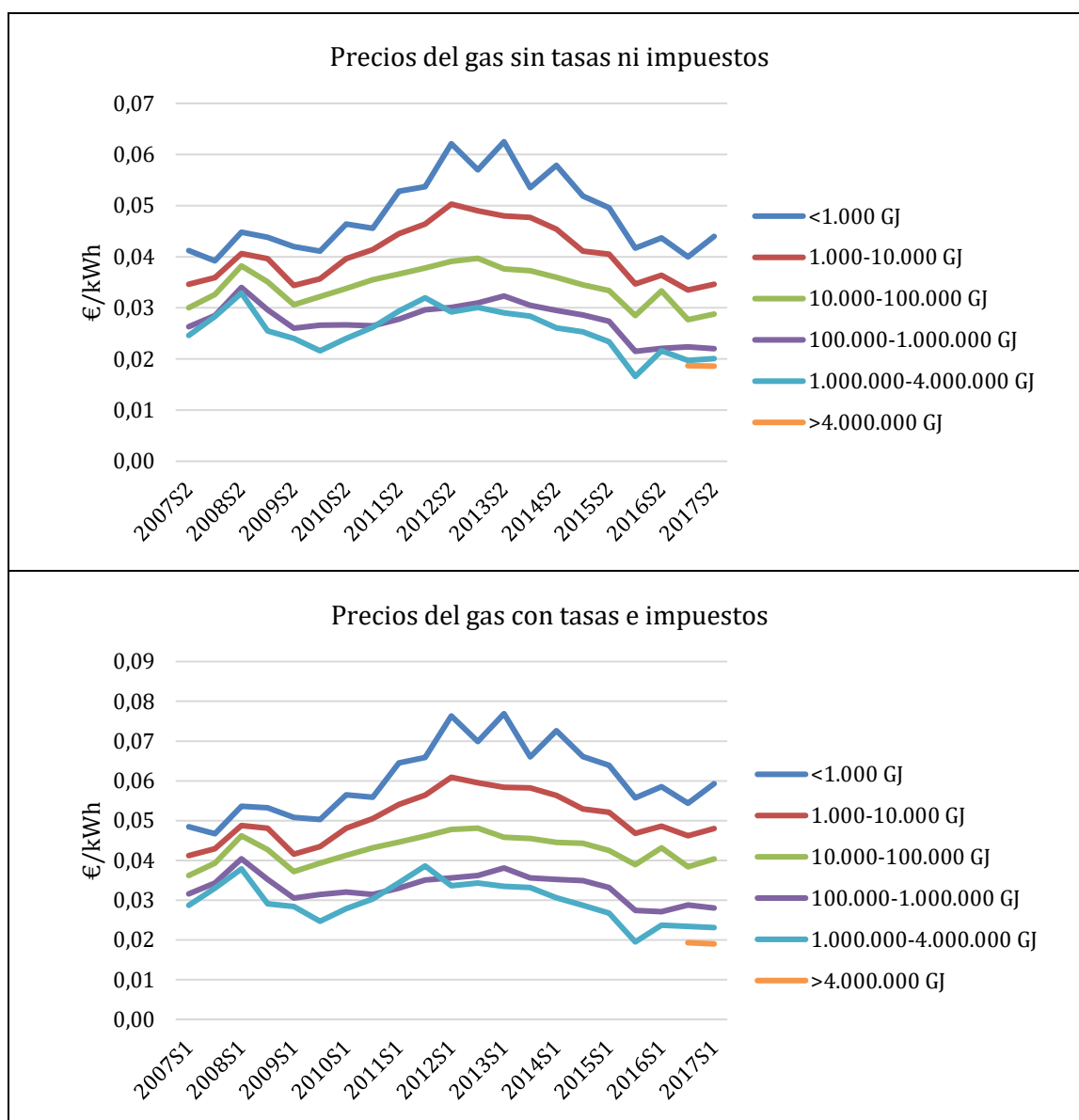
Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat e Inflation.eu (2018).

Situación actual y evolución en Francia

Con unos precios del gas inferiores para los consumidores industriales que otros países, como se verá más adelante, se han producido picos en 2008 y 2013 en consonancia con la evolución de los precios del gas en los mercados internacionales, seguido de un período de reducción del precio que se extiende hasta 2017 incluido (Gráfico 70).

GRÁFICO 71. Evolución del precio del gas en Francia para el consumidor industrial



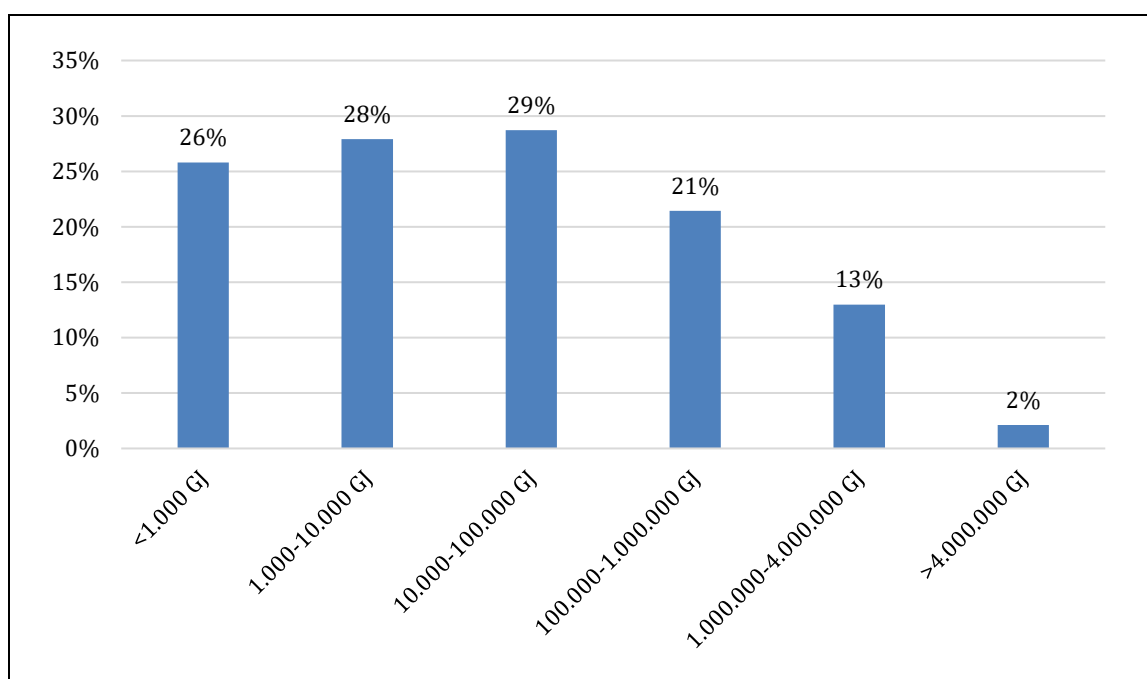
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

En Francia existen diferencias más considerables en lo que a tasas e impuestos se refiere (Gráfico 71), de tal manera que los consumidores industriales de las bandas

inferiores pueden llegar a pagar cuatro veces más por las tasas e impuestos por kWh de gas de lo que pagan los consumidores de bandas de consumo superiores. En todo caso, el peso de las tasas e impuestos sigue creciendo en el precio total del gas.

Como puede observarse en el Gráfico 72, existen diferencias en lo que se refiere al peso de las tasas e impuestos sobre el precio de la electricidad por tipo de consumidor. De esta manera, a partir de los 100.000 GJ, a mayor consumo menor presión fiscal.

GRÁFICO 72. Porcentaje del precio del gas que son tasas e impuestos en 2017



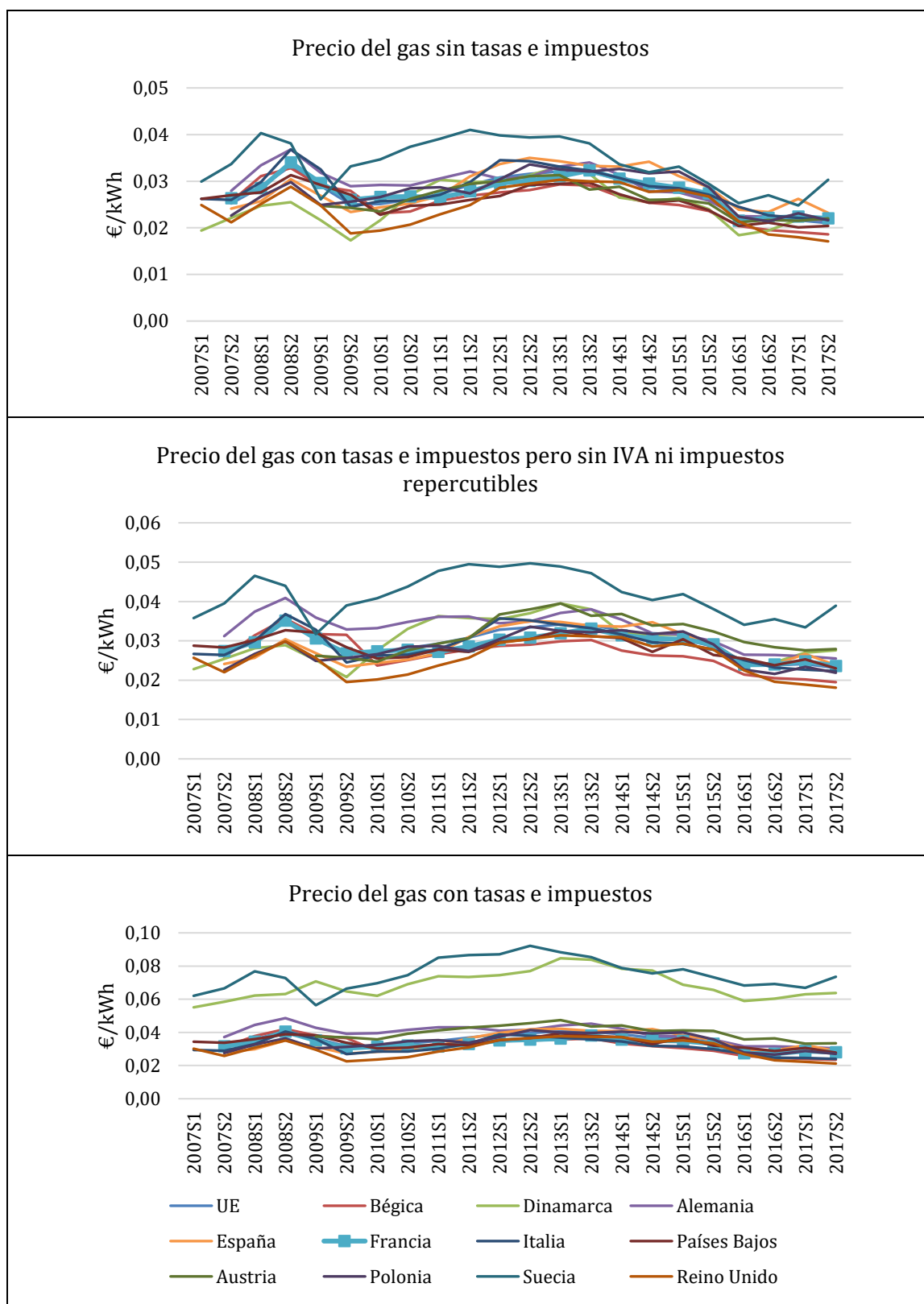
Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Comparativa con los países europeos

Los últimos años los precios del gas para los consumidores industriales han seguido una ligera tendencia decreciente (Gráfico 73), que en algunas bandas de consumo se ha acentuado durante 2016 y 2017. En general, la reducción del precio del gas que ha acaecido se debe a la evolución de los precios del gas en el mercado, más que a un ajuste de los demás componentes que conforman el precio del gas. Alemania y Francia mantienen unos reducidos precios del gas en comparación con otros países de la UE.

Dinamarca y Suecia son los países con mayores tasas e impuestos de los países objeto de comparación. Francia y Alemania presentan una reducida fiscalidad sobre el gas, que en el caso de Alemania ha crecido más en los últimos años que en Francia.

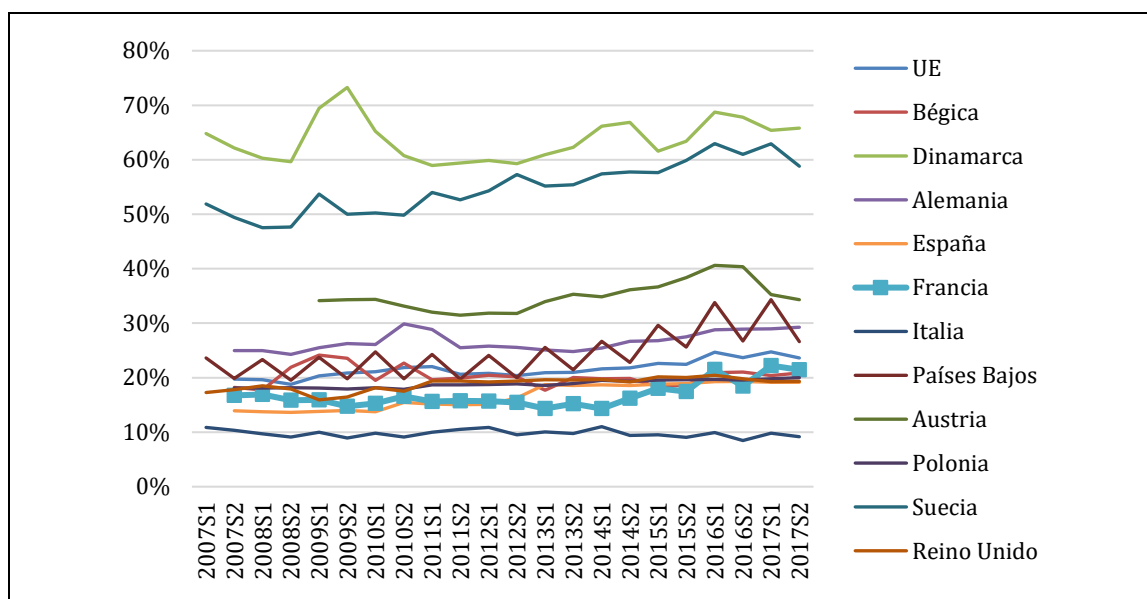
GRÁFICO 73. Evolución del precio del gas en Europa para el consumidor industrial



Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

GRÁFICO 74. Evolución del porcentaje que representan las tasas e impuestos del precio final del gas

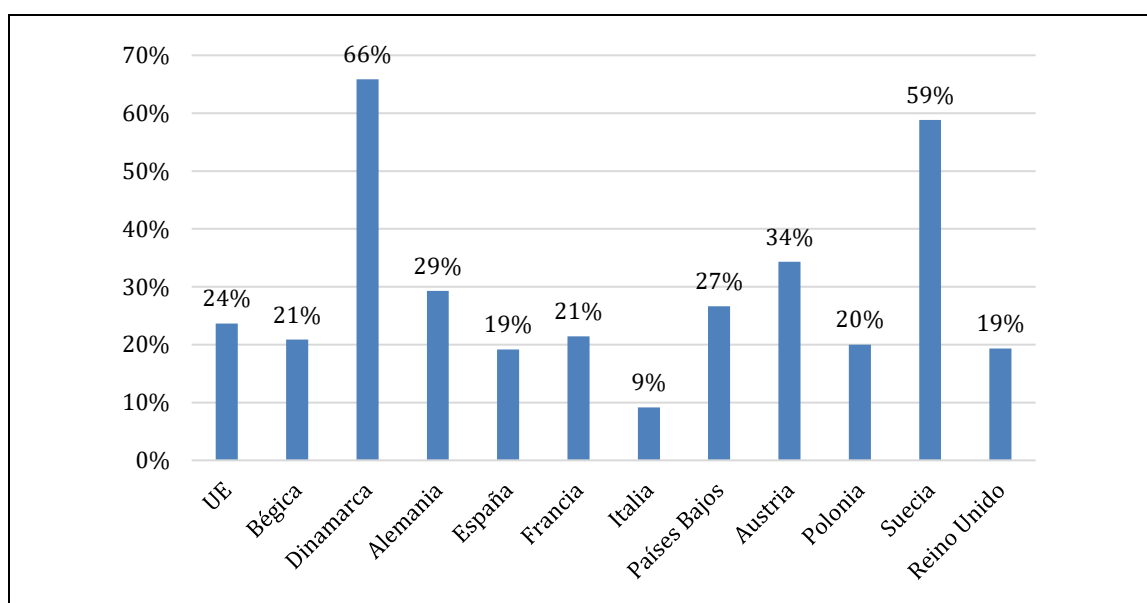


Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

A continuación, se recoge el porcentaje que suponen las tasas e impuestos sobre el precio final en 2017. Se observa que Dinamarca y Suecia no presentan grandes cambios respecto a los consumidores domésticos.

GRÁFICO 75. Porcentaje de tasas e impuestos sobre precio final del gas para el consumidor industrial en 2017

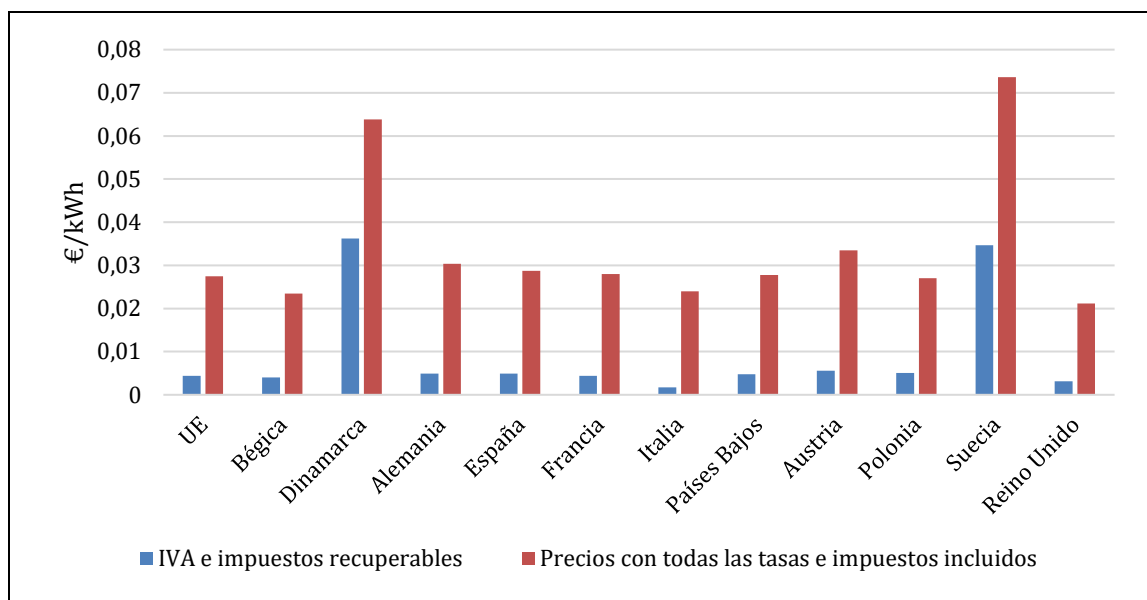


Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Respecto del IVA y otros impuestos repercutibles (Gráfico 76), en Dinamarca y Suecia suponen una parte importante del precio final, no así en el resto de países, incluidas Alemania y Francia.

GRÁFICO 76. Precio del gas e impuestos repercutibles para el consumidor industrial en 2017



Nota: consumidor industrial I4: 100.000 GJ < Consumo < 1.000.000 GJ.

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

4.5. Implicaciones de los precios de la energía en los precios industriales

Hasta aquí se han presentado los precios de las diferentes fuentes energéticas, diferenciando fundamentalmente entre consumidores domésticos e industriales. Como se ha podido observar, existen diferencias considerables tanto por tipo de consumidor como por nivel de consumo. En todo caso, en general, a mayor nivel de consumo menor precio de la energía.

Teniendo en cuenta que el objetivo de este estudio no es analizar la industria en Francia, se va a realizar un ejercicio de simplificación, incluyendo datos relativos a sectores industriales de manera agregada. Ello es, además, debido a que la gama de productos industriales es muy amplia, lo que dificulta el análisis de los precios.

El precio de los productos es, en gran medida, el resultado del coste de producción, que depende entre otros de los precios de la energía. Como se ha presentado, estos han ido aumentando con el paso del tiempo, lo que en cierta medida ha podido repercutir en los precios de los productos finales.

A continuación, se presenta una tabla donde se recoge un índice de precios, elaborado en base al *mix* energético de cada país. Como puede observarse, Francia y España han mantenido una evolución similar, aun partiendo de diferentes niveles de precios.

En 2017, Francia, tras España, es el país en el que los precios de la energía han seguido una evolución creciente más destacada, por encima del promedio de la UE. Hasta 2010 los incrementos de precios de la energía eran menores que en el promedio de los territorios considerados. Sin embargo, desde dicho año la situación ha cambiado y sufre cambios más destacables que dicho promedio.

TABLA 18. Evolución del índice de precios de los productos del sector energético por país (año base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
UE-28	77,1	87,7	88,6	103,3	92,0	100,0	113,0	119,6	117,9	111,9	99,3	92,8	99,2
Alemania	83,8	96,1	95,3	107,6	98,7	100,0	109,7	113,0	112,0	108,5	102,6	96,6	99,9
España	76,9	83,9	85,3	97,4	90,8	100,0	115,3	126,4	127,1	123,1	112,3	100,1	110,5
Francia	84,7	92,1	92,2	103,5	90,9	100,0	111,1	118,6	118,1	113,1	105,4	98,0	103,9
Italia	79,2	91,5	94,1	108,4	92,4	100,0	108,9	121,1	115,4	109,1	98,6	93,1	96,9
Reino Unido	-	-	-	74,6	82,3	100,0	128,3	132,4	131,3	118,0	82,1	77,6	93,1

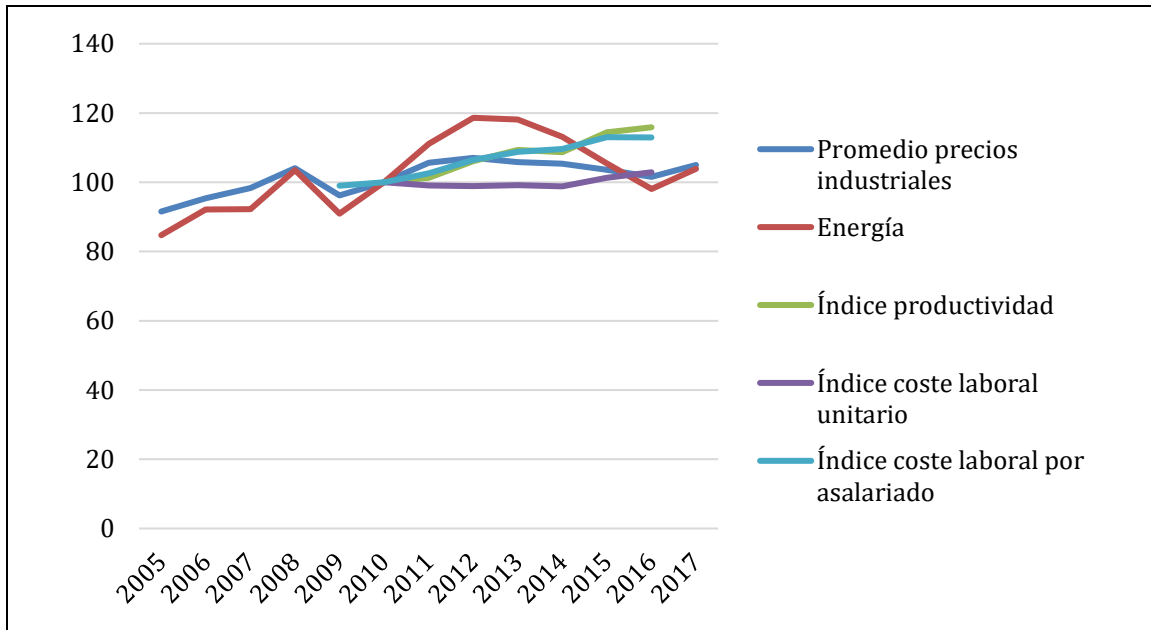
Fuente: Larrea Basterra & Rebollo de Garay (2018).

El Gráfico 77 presenta la evolución promedio de los precios industriales en Francia, que ha presentado un crecimiento del 14,6 % en 12 años.

Asimismo, se pone en comparación con la evolución de los precios de la energía, que han aumentado en ocasiones por encima de los precios industriales, especialmente entre 2009 y 2015. También se recoge la evolución de los índices de productividad, coste laboral por asalariado y coste laboral unitario.

A partir de 2012, se observa una evolución de estos tres últimos parámetros por encima de los precios industriales. En particular, la evolución del índice relacionado con los costes laborales por asalariado podría verse, en cierta medida, amortiguada por la caída a partir de ese momento de los precios de la energía.

GRÁFICO 77. Evolución promedio de los precios industriales, de los precios de la energía y de los índices de la productividad, del coste laboral unitario y del coste laboral por asalariado (año base 2010)



Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

La Tabla 19 recoge, para Francia, la evolución de los precios industriales por sector, que muestran dos años de máximos (2008 y 2012). Debido a la evolución creciente y decreciente del período, se puede decir que, como promedio, los precios industriales han subido un 1,23 % anual. El máximo aumento se ha producido en la fabricación de chapas y tableros de madera (7,23 %). Por su parte, los precios han caído en la fabricación de tubos y de cemento (-2,7 % y -3,39 % respectivamente).

Los precios industriales de estos sectores en Francia muestran, en comparación con los de otros países de la UE, una reducida variabilidad (medida en términos de desviación típica). En este sentido, en el período contemplado (2005-2017) se encuentran por debajo del promedio e incluso en los niveles mínimos de variabilidad. Esta situación se repite en el sector energético, donde el rango de variabilidad es muy superior.

Si se pone en relación la evolución de los precios de la energía con los precios industriales¹¹⁰, se puede señalar que tras el año 2010 se asistió a un aumento del

¹¹⁰ Este indicador muestra, en cierta medida, la capacidad o incapacidad de un sector de repercutir en los precios finales de sus productos el aumento del precio de la energía como materia prima del proceso productivo. El hecho de que sea mayor que cero significa que el sector debe soportar una carga que le hace perder competitividad en términos de costes de la energía. De esta manera, teniendo en cuenta que la competitividad depende de más factores, una situación de este tipo puede verse amortiguada por una reducción de los costes laborales, un aumento de la productividad, una mayor inversión en innovación, o el desarrollo de un nombre/marca.

precio de los productos del sector energético por encima de los precios de los productos de los sectores industriales (lo que ya se había señalado en el gráfico anterior), lo que los llevó a una situación difícil. Sin embargo, esta situación se ha ido revirtiendo desde 2013.

En el periodo 2005-2010, los precios de la energía crecieron menos que los precios de los productos industriales, con algunas excepciones como el año 2008 o las actividades de la química básica y el cemento. Esta tendencia se detuvo en el año 2010, dando paso a cinco años en los que los precios de la energía aumentaron muy por encima de los precios industriales, con años como 2012 y 2013 en los que la diferencia superó en general el 10 % y pudiendo llegar a cotas del 20 %. Esta escalada se redujo en años posteriores, volviendo a un menor crecimiento de los precios de la energía respecto a los productos industriales en los años 2016 y 2017, con algunas excepciones en la siderurgia, la fabricación de tubos, el cemento y la química.

TABLA 19. Evolución del índice de precios de los productos por sector industrial en Francia (año base 2010)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía	84,7	92,1	92,2	104	90,9	100	111	119	118	113	105	98	104
Siderurgia	-	-	104	112	93,5	100	112	107	102	99,8	95,5	92,3	104
Tubos	-	-	70,8	104	98,6	100	102	102	98,8	101	97	94,8	101
Vidrio	89,8	92,1	98,3	103	100	100	103	103	105	105	104	103	104
Cemento	82,9	87,3	92,5	97,7	101	100	101	101	100	99,5	98,4	97,6	97,4
Madera	92,4	94,8	101	103	99,1	100	104	106	106	108	108	108	109
Productos de la madera, corcho, cestería y espartería	93,6	95,7	101	103	100	100	103	105	106	107	107	108	108
Chapas y tableros de madera	93,8	98,3	111	111	99,7	100	109	111	110	113	112	112	114
Papel	95,5	99	104	106	97,9	100	106	105	104	105	105	105	106
Pasta papelera, papel y cartón	94,4	98,5	104	103	93,8	100	107	103	102	101	102	100	105
Pasta papelera	89	91,3	91,3	92,7	79,4	100	93,5	-	-	-	-	-	-
Papel y cartón	94,8	99	105	103	95,2	100	108	104	103	103	103	101	106
Productos de papel	95,7	98,8	103	107	99,5	100	106	106	105	106	106	107	107
Química	88,6	92,7	95,3	104	95,6	100	109	112	110	107	101	95,9	101
Química básica	79,9	86,3	89,8	106	90,9	100	116	120	115	111	104	95,8	104
Caucho	106	109	110	108	104	100	98,8	101	103	102	105	104	105

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

TABLA 20. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos de los diferentes sectores industriales en Francia (año base 2010) ¹¹¹

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Siderurgia	-	-	-11%	-7%	-3%	0%	0%	11%	16%	13%	10%	6%	0%
Tubos	-	-	30%	0%	-8%	0%	9%	16%	20%	12%	9%	3%	3%
Vidrio	-6%	0%	-6%	1%	-10%	0%	8%	15%	12%	8%	1%	-5%	0%
Cemento	2%	6%	0%	6%	-10%	0%	10%	17%	18%	14%	7%	0%	7%
Papel	-11%	-7%	-11%	-2%	-7%	0%	4%	13%	13%	8%	0%	-7%	-2%
Pasta papelera, papel y cartón	-10%	-6%	-11%	1%	-3%	0%	4%	15%	15%	11%	3%	-2%	-1%
Pasta papelera	-5%	1%	1%	12%	14%	0%	19%	-	-	-	-	-	-
Papel y cartón	-11%	-7%	-12%	0%	-5%	0%	3%	15%	15%	10%	3%	-3%	-2%
Productos de papel	-12%	-7%	-11%	-3%	-9%	0%	5%	12%	12%	6%	-1%	-9%	-3%
Madera	-8%	-3%	-9%	1%	-8%	0%	7%	12%	12%	5%	-2%	-10%	-5%
Productos de la madera, corcho, cestería y espartería	-10%	-4%	-9%	1%	-9%	0%	7%	13%	12%	6%	-1%	-9%	-4%
Chapas y tableros de madera	-10%	-6%	-17%	-7%	-9%	0%	2%	7%	7%	0%	-6%	-13%	-9%
Química	-4%	-1%	-3%	-1%	-5%	0%	2%	6%	8%	6%	4%	2%	3%
Química básica	6%	7%	3%	-2%	0%	0%	-4%	-1%	3%	2%	1%	2%	0%
Caucho	-20%	-16%	-17%	-4%	-13%	0%	12%	17%	15%	11%	0%	-6%	-1%

Nota: se emplea la terminología de sectores aplicada en el estudio de Díaz Mendoza (2016).

Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

Los mayores incrementos promedio de los precios de la energía sobre los precios de los productos se han observado en los sectores de la fabricación de tubos (8,5 %), cemento (5,9 %) y en la siderurgia (3,2 %). Estos sectores también son los que han soportado los máximos crecimientos de este ratio.

En comparación con los otros países europeos, este ratio muestra también para el caso de Francia una reducida variabilidad, medida en términos de desviación típica. En efecto, salvo en el caso del caucho, en el resto de sectores la variabilidad se encuentra incluso por debajo del promedio de los países contemplados en la comparativa.

Las tablas 21 y 22 muestran que, en 2017, en la mayoría de los países objeto de comparación los precios de la energía han caído más que los precios de los productos. Esto ha supuesto un cambio con respecto a la situación de 2014, cuando los precios de la energía aumentaron por encima de los precios de los productos.

¹¹¹ En el Anexo 4 se recogen gráficos que muestran la evolución de este ratio por sector para los países aquí recogidos.

TABLA 21. Relación entre el índice de precios energéticos respecto al índice de precios de los productos de cada sector por país (año 2014)

	UE-28	Alemania	España	Francia	Italia	Reino Unido
Siderurgia	15%	15%	12%	23%	13%	14%
Tubos	12%	12%	5%	30%	12%	20%
Vidrio	10%	10%	10%	18%	8%	7%
Cemento	7%	7%	3%	21%	13%	1%
Papel	7%	7%	4%	18%	8%	1%
Pasta papelera, papel y cartón	9%	9%	5%	21%	11%	3%
Madera	4%	5%	-1%	18%	5%	6%
Productos de la madera, corcho, cestería y espartería	5%	5%	0%	18%	6%	6%
Chapas y tableros de madera	1%	2%	-2%	17%	0%	6%
Química (datos 2013)	6%	6%	2%	12%	8%	6%
Caucho	4%	4%	0%	12%	11%	4%

Fuente: elaboración propia a partir de Díaz Mendoza (2016).

TABLA 22. Relación entre el índice de precios energéticos respecto al índice de precios de los productos de cada sector por país (año 2017)

	UE-28	Alemania	España	Francia	Italia	Reino Unido
Siderurgia	-2 %	2 %	-1 %	0 %	-2 %	-14 %
Tubos	0 %	-4 %	19 %	3 %	14 %	-17 %
Vidrio	-5 %	-3 %	4 %	0 %	-5 %	-13 %
Cemento	-5 %	-6 %	10 %	7 %	-10 %	-21 %
Papel	-7 %	-5 %	3 %	-2 %	-12 %	-14 %
Pasta papelera, papel y cartón	-5 %	-4 %	0 %	-1 %	-9 %	-14 %
Madera	-9 %	-10 %	3 %	-5 %	-7 %	-22 %
Productos de la madera, corcho, cestería y espartería	-9 %	-10 %	3 %	-4 %	-6 %	-22 %
Chapas y tableros de madera	-10 %	-7 %	3 %	-9 %	-7 %	-32 %
Química	-6 %	-5 %	-1 %	3 %	-11 %	-12 %
Caucho	-8 %	-9 %	0 %	-1 %	-8 %	-16 %

Fuente: elaboración propia a partir de Eurostat.

Sobre la base de los datos disponibles, puede concluirse que en Francia el consumidor industrial tiene acceso a una energía a un precio que, si bien no es el menor, sí se mantiene en niveles intermedios. Sobre todo, lo que muestra es una gran estabilidad en comparación con los demás países.

De esta manera, en épocas de precios reducidos de la energía los industriales franceses pueden llegar a soportar una carga superior a la de sus homólogos, pero en tiempos de precios elevados las diferencias se reducen y el peso que soportan no resulta tan alto¹¹².

¹¹² Reino Unido destaca por la volatilidad de la carga que soporta su industria por el consumo energético; España, por la tendencia creciente a lo largo de la última década; y Alemania, por lo reducido del peso de los incrementos del precio de la energía respecto a los incrementos de los precios industriales.

5. TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La política energética francesa definió, a raíz del Protocolo de Kioto firmado en 1997, que su objetivo a largo plazo era dividir entre cuatro sus emisiones de GEI respecto a 1990 (objetivo denominado en ocasiones “Factor 4” (MEDDE, 2013c)).

La Ley 2015-992 de 17 de agosto relativa a la transición energética para el crecimiento verde (LTECV) supuso la renovación de esta política de cara a su transición energética y de su compromiso internacional como anfitriona de la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), donde se firmó el denominado “Acuerdo de París”, ratificado a finales de junio de 2018 por 178 países¹¹³.

Esta Ley, que refuerza la línea de leyes anteriores en cuanto a objetivos energéticos y medioambientales y establece nuevos objetivos a 2030, tiene su principal impacto en la amplitud de miras con las que regula la transición energética, denominada en la Ley como “transición ecológica”.

Los temas que trata son amplios e incluyen desde ámbitos tradicionalmente energéticos, como las infraestructuras y el transporte, a otros hasta entonces considerados en Francia secundarios o fuera de su esfera de actuación, como la economía circular o el empoderamiento y colaboración de los ciudadanos, empresas, administraciones regionales y administración central en el marco de la transición energética.

5.1. Cronología de las principales medidas legislativas

En la Tabla 23 se recogen, ordenadas de manera temporal, las principales medidas legislativas en materia de energía y medioambiente, así como aquellas que han servido de apoyo al desarrollo de la transición energética (por ejemplo, la Ley 2016-1321 por una República digital).

También se incluyen los principales acuerdos internacionales en los que participa Francia para encuadrar estas medidas en su contexto internacional.

¹¹³ Entre los países que no lo han ratificado, aunque sí firmado, se encuentran Colombia, Irán, Iraq, Rusia y Turquía (Naciones Unidas, 2018).

TABLA 23. Cronograma de las principales medidas legislativas sobre transición energética en Francia y acuerdos internacionales en los que participa

Año	Medidas legislativas	Presidente
2000	Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité	Jacques Chirac
	Ordonnance n° 2000-914 du 18 septembre 2000 relative à la partie législative du code de l'environnement	
2001	Loi n° 2001-153 tendant à conférer à la lutte contre l'effet de serre et à la prévention des risques liés au réchauffement climatique la qualité de priorité nationale et portant création d'un Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique en France métropolitaine et dans les départements et territoires d'outre-mer	
2003	Ratificación de la UE del Protocolo de Gotemburgo (1999)	
	Stratégie nationale de développement durable 2003-2008	
	Décret n° 2003-36 portant création du Conseil national du développement durable	
2004	Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières	
2005	Entrada en vigor del Protocolo de Kioto (1997)	
	Charte de l'environnement	
	<i>Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (Loi POPE)</i>	
	Décret n° 2005-934 du 2 août 2005 relatif à la partie réglementaire du code de l'environnement	
2006	Loi 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie	
2007	Décret n° 2007-397 du 22 mars 2007 relatif à la partie réglementaire du code de l'environnement	
2008	Loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel	Nicolas Sarkozy
2009	<i>Loi n° 2009-967 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement (Loi Grenelle 1)</i>	
2010	<i>Loi n° 2010-788 portant engagement national pour l'environnement (Loi Grenelle 2)</i>	
	Stratégie nationale de développement durable 2010-2015	
	Loi n° 2010-607 du 7 juin 2010 autorisant les petits consommateurs domestiques et non domestiques d'électricité et de gaz naturel à accéder ou à retourner au tarif réglementé	
	Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (Loi NOME)	
2011	Loi n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique	
	Ordonnance 2011-504 portant codification de la partie législative du code de l'énergie	
2012	Loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public défini à l'article 7 de la Charte de l'environnement	François Hollande

2013	Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes	
	Loi n° 2013-1278 du 29 décembre 2013 de finances pour 2014 ¹¹⁴	
2014	Plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique 2014	
2015	Stratégie nationale de transition écologique vers un développement durable 2015-2020	
	<i>Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)</i>	
	Décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas-carbone	
	Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie	
2016	Ratificación de Francia del Acuerdo de París (2015)	
	Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité	
	Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables	
	Décret n° 2016-1272 du 29 septembre 2016 relatif aux investissements participatifs dans les projets de production d'énergie renouvelable	
	Loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique	
	Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie	
2017	Charte de la participation du public	
	Décret n° 2017-690 du 2 mai 2017 modifiant les dispositions de la partie réglementaire du code de l'énergie relatives aux certificats d'économies d'énergie	
	Décret n° 2017-949 du 10 mai 2017 fixant les objectifs nationaux de réduction des émissions de certains polluants atmosphériques en application de l'article L. 222-9 du code de l'environnement	
	Arrêté du 10 mai 2017 établissant le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques	
	Plan Climat	
	Ratificación de la UE de la modificación de 2012 del Protocolo de Gotemburgo (2012)	
	Emmanuel Macron	

Nota 1: en negrita, acuerdos internacionales en los que Francia participa con objetivos concretos de emisiones de GEI. En cursiva, las leyes principales de transición energética. Entre paréntesis, el año del acuerdo internacional si no entró inmediatamente en vigor.

Fuente: elaboración propia.

¹¹⁴ Si bien todas las leyes de los presupuestos anuales son de relevancia por cuanto deben reflejar las partidas destinadas a costear las diferentes leyes, la relevancia principal del presupuesto anual de 2014 radica en que introdujo el denominado componente carbono (*contribution climat énergie*, CCE) en el impuesto interior sobre el consumo de productos energéticos (*taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques*, TICPE).

5.1.1. Los primeros pasos

Los primeros pasos para transición energética se dieron en el año 2000. En dicho año se publicó la Ley 2000-108 que comenzó el proceso de liberalización del mercado eléctrico. Creó, entre otros, la *Commission de régulation de l'énergie* (Comisión de Regulación de la Energía, CRE) y también introdujo el sistema de tarifa garantizada como apoyo a las fuentes renovables. También se lanzó el *Programme National de Lutte contre le Changement Climatique* (PNLCC, Programa Nacional de Lucha contra el Cambio Climático), destinado a reducir las emisiones de GEI durante el periodo 2000-2010.

La Ley 2001-153 marcó un punto de inflexión en la política medioambiental francesa. Esta Ley confirió “a la lucha contra el efecto invernadero calidad de prioridad nacional”. Además, creó el *Observatoire national sur les effets du réchauffement climatique* (Observatorio Nacional sobre los Efectos del Calentamiento Climático) con el objeto de facilitar y coordinar los trabajos de investigación en esta materia y centralizar y difundir los datos disponibles.

Aunque hay una versión inicial de 1997, coincidiendo con el compromiso de la UE de aprobar una estrategia de desarrollo sostenible, no fue hasta el año 2003 cuando el Consejo de Ministros aprobó una nueva definición de la Estrategia Nacional de Desarrollo Sostenible (*Stratégie nationale du développement durable*, SNDD), la SNDD 2003-2008¹¹⁵. Esta estrategia se enfocó en torno a seis ejes estratégicos, cada uno con planes de actuación y objetivos concretos: los ciudadanos, la organización territorial, la actividad económica, las emisiones de GEI y contaminantes, la ejemplaridad del Estado y la acción internacional (La documentation Française, 2007). En el mismo año, el Decreto 2003-36 formó el *Conseil national du développement durable* (Consejo Nacional del Desarrollo Sostenible).

En el año 2005 entró en vigor el Protocolo de Kioto, firmado por Francia el 11 de diciembre de 1997 junto con la mayoría de países industrializados¹¹⁶. Este hecho motivó una gran actividad legislativa en el terreno medioambiental. Así, tras el debate nacional sobre política energética¹¹⁷ abierto en 2003, se aprobó la primera ley de transición energética en Francia, la Ley 2005-781 de 13 de julio de 2005 sobre el programa para fijar las orientaciones de la política energética o Ley POPE.

¹¹⁵ La SNDD fue revisada en 2008 a raíz de su finalización y de las leyes publicadas posteriormente y dio como resultado la SNDD 2010-2013.

¹¹⁶ Francia cumplió su objetivo en la fase 1 del Protocolo de Kioto alcanzando una reducción del 12 % de las emisiones de GEI entre 1990 y 2013.

¹¹⁷ *Débat National sur les Energies*.

Esta Ley establecía que los objetivos de la política energética francesa eran contribuir a la independencia energética nacional y garantizar la seguridad de suministro; asegurar un precio competitivo de la energía; cuidar la salud humana y el medioambiente y, en particular, luchar contra el efecto invernadero dividiendo por cuatro sus emisiones de GEI; y asegurar la cohesión social y territorial garantizando el acceso a la energía. Para ello el Estado debía asegurarse de controlar la demanda de energía, diversificar las fuentes de suministro energético, desarrollar investigaciones en el ámbito de la energía y proporcionar medios de transporte y de almacenamiento de energía adaptados a las necesidades.

Respecto a la generación nuclear, el Estado debía asegurarse de conservar una parte importante de generación eléctrica nuclear incluso si, a futuro, la generación se basase en una parte renovable creciente y una parte hidroeléctrica y térmica para responder a las puntas de la demanda. Se establecía que para en torno al año 2015 se dispusiera de una nueva generación de reactores nucleares (reactor EPR) que permitiera reemplazar la generación nuclear entonces existente, así como el desarrollo de nuevos combustibles nucleares. Se continuaría el desarrollo de nuevas tecnologías nucleares de fisión y fusión, así como de otras para la gestión de residuos nucleares a largo plazo.

El desarrollo de la generación renovable debía tener en cuenta la especificidad del *mix* de generación francés, que al hacer poco uso de los combustibles fósiles, reduciría la relevancia de las renovables para la reducción de emisiones de GEI en comparación con otros países de su entorno. Se establecían disposiciones para el crecimiento de la eólica, mientras que debía desarrollarse la competitividad de los biocombustibles, la fotovoltaica, la eólica marina, la solar térmica y la geotérmica. También se promovía la investigación en almacenamiento para limitar los problemas de la generación renovable intermitente.

Esta Ley estableció diversos mecanismos como el sistema de certificados CEE¹¹⁸, desarrollado en el contexto del Protocolo de Kioto y empleado para validar los ahorros energéticos a los que obliga la legislación. También fijaba una serie de objetivos cuantificables a corto, medio y largo plazo. La Tabla 24 muestra los principales de ellos.

Poco después de la Ley POPE se aprobó la publicación de la Carta del Medioambiente (*Charte de l'environnement*), un texto de valor constitucional¹¹⁹ que consagró el derecho a vivir en un medioambiente equilibrado y respetuoso con la salud y en el

¹¹⁸ *Certificat d'économies d'énergie* o *certificat blanc*.

¹¹⁹ En derecho francés, un texto de valor constitucional pertenece al conjunto de normas jurídicas bajo el control del Consejo Constitucional (*Conseil constitutionnel*).

que se reconocieron los derechos y deberes fundamentales relativos a la protección del medioambiente.

TABLA 24. Principales objetivos de la Ley POPE

Objetivo	2010	2015	2030	2050
GEI (1990)	-	-	-	-75 % (-3 % anual)
Energía final	-	-2 % anual	-2,5 % anual	-
Energía final renovable	10 %	-	-	-
Calefacción/refrigeración renovable (2005)	+50 %	-	-	-
Carburantes renovables	5,75 %	-	-	-
Generación nuclear	-	EPR en marcha	-	-
Electricidad renovable	21 %	-	32 %	-

Fuente: elaboración propia.

5.1.2. Las Leyes Grenelle y la contribución clima-energía

Entre 2009 y 2010 se promulgaron las denominadas Leyes Grenelle, Ley Grenelle 1 o Ley 2009-967 y Ley Grenelle 2 o Ley 2010-788. Estas Leyes se denominaron así por formalizar los 268 compromisos de Grenelle Environnement, un conjunto de encuentros políticos organizados en Francia entre septiembre y diciembre del año 2007 como iniciativa del recién elegido Presidente Nicolas Sarkozy. La Ley Grenelle 2 complementaba la Ley Grenelle 1, por lo que puede decirse que ambas conformaron la segunda ley de transición energética en Francia.

El objetivo de estas Leyes era tomar decisiones a largo plazo en materia de medioambiente y desarrollo sostenible. También se profundizaba en la reducción de emisiones de GEI y la mejora de la eficiencia energética para alcanzar los compromisos con la UE para el año 2020. Entre los objetivos concretos que incluían estaban alcanzar una reducción del 38 % del consumo del parque de edificios existente, reducir un 20 % las emisiones de GEI del transporte con respecto a 1990 y aumentar en 20 Mtep el uso de energía primaria renovable respecto al año 2005 (alcanzando un total de 37 Mtep). Se fijaba una contribución renovable por sector del 33 % en calefacción/refrigeración, 27 % en electricidad y 10,5 % en transporte, lo que suponía un 23 % de energía final renovable (partiendo de un compromiso del año 2008 de llegar al 20 %) (Banet & Wettestad, 2017; MEDDE, 2013b). Además, la Ley Grenelle 2 introdujo una definición legal de “situación de pobreza energética”.

Respecto a los territorios de ultramar, la Ley Grenelle 1 introdujo disposiciones para avanzar en su autonomía energética. Se fijó un objetivo del 50 % de energías

renovables en usos finales (salvo Mayotte, que se deja en un 30 %) en el año 2020, con vistas a alcanzar una autonomía energética plena en 2030.

TABLA 25. Principales objetivos medioambientales de las Leyes Grenelle

Objetivo	2020
GEI (1990)	-20 % (-3 % anual)
GEI en transporte (1990)	0 % (-20 % respecto a 2009)
Energía final (1990)	-20 %
Energía primaria renovable (Mtep)	37 (+20 Mtep respecto a 2020)
Energía final renovable	23 %
Reducción de energía final en edificios actuales (2009)	-38 %
Calefacción/refrigeración renovable	33 %
Transporte renovable	10,5 %
Generación eléctrica renovable	27 %

Fuente: elaboración propia.

Entre los compromisos de Grenelle Environnement figuraba la creación de una contribución clima-energía sobre todos los consumos energéticos en función de sus emisiones de CO₂ como contrapartida de una reducción de la tributación laboral.

Esta contribución suponía retomar la propuesta de la Ecotasa, lanzada por la UE en el año 1992 con el fin de armonizar los impuestos a los combustibles en Europa y que fue finalmente rechazada¹²⁰ (Rocamora, 2017). La nueva propuesta fue descartada en 2010 buscando que antes hubiera un acuerdo europeo sobre la adopción de la misma (Lieurade, 2010).

El nuevo Gobierno de François Hollande retomó la idea de la creación de esta contribución, que finalmente fue aprobada por la Ley 2013-1278 con entrada en vigor en enero de 2014. La contribución clima-energía (CCE) tomó la forma de un componente sobre el carbono (en función de las emisiones de CO₂) dentro del ya existente TICPE¹²¹.

Este componente se fijó en 7 €/tCO₂ a partir del 1 de abril de 2014 y aumentaría progresivamente en años sucesivos: 14,5 €/tCO₂ en 2015 y 22 €/tCO₂ en 2016. La

¹²⁰ Cabe señalar que países como Alemania, que inicialmente la rechazaron, están volviendo a plantearse su introducción al encontrar dificultades en el cumplimiento de sus objetivos (BMW, 2018). Tal es el caso de la institución equivalente al Tribunal de Cuentas en Alemania (*Bundesrechnungshof*), ya que ayudaría a paliar la descoordinación entre las distintas administraciones involucradas en la transición energética (Knight, 2018).

¹²¹ *Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques* (Impuesto Interior de Consumo sobre los Productos Energéticos). Proviene del anterior *Taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers* (Impuesto Interior de Consumo sobre los Productos Petrolíferos).

Tabla 26 muestra el resultado de la aplicación del componente relativo a la CCE en el TICPE para los diferentes productos energéticos afectados.

TABLA 26. Evolución del TICPE (2013-2018)

Objetivo	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gas natural (€/MWh PCS)						
Hogar	0,00	1,27	2,64	4,34	4,88	5,80
Industria	1,19	1,27	2,64	4,34	5,88	8,45
Carbón (€/MWh)	1,19	2,29	4,75	7,21	9,99	14,62
Diésel (c€/l)	42,84	42,84	46,82	49,81	53,07	59,40
Gasolina E5 (c€/l)	60,69	60,69	62,41	64,12	65,07	68,29
Gasolina E10 (c€/l)	60,69	60,69	62,41	62,12	63,07	66,29
Fuel doméstico (c€/l)	5,66	5,66	7,64	9,63	11,89	15,62
Fuel pesado (c€/kg)	1,85	2,19	4,43	6,88	9,54	13,95

Nota: el valor de 2014 se aplicó a partir del 1 de abril de 2014.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de MTES (2018b).

Este componente se aplica a aquellos sectores que no se ven afectados por el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE. Con su trayectoria fija, además de aportar simplicidad, quiere evitarse que surjan problemas similares a los de los derechos de emisión, cuyo precio ha estado muy por debajo de las expectativas de 25 €/t (ver el Gráfico 78) y no han contribuido como se esperaba a la reducción de emisiones de GEI (Álvarez Pelegry & Ortiz Martínez, 2016).

GRÁFICO 78. Precio de los derechos de emisión europeos de CO₂



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Axel Springer (2018).

5.1.3. Otros desarrollos normativos relevantes

Además de estas leyes de transición energética, pueden citarse otras medidas legislativas que conformaron la situación energética en Francia anterior a la aprobación de la LTECV y que se han visto cambiadas o reforzadas por dicha Ley.

El Código del Medioambiente fue creado en su parte legislativa por la Ordenanza 2000-914, y su desarrollo reglamentario se produjo mediante los Decretos 2005-934 y 2005-935¹²², que posteriormente fue modificado y ampliado por el Decreto 2007-397. En aplicación de la Carta del Medioambiente, la Ley 2011-835 prohibió la exploración y explotación de minas de hidrocarburos líquidos o gaseosos por fractura hidráulica en territorio francés. También creó una Comisión nacional de orientación, seguimiento y evaluación de las técnicas de exploración y explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos con el objetivo de evaluar los riesgos medioambientales y la posibilidad de llevar a cabo investigaciones científicas en la materia.

El Código de la Energía es posterior al Código del Medioambiente. Su concepción se remonta al año 2005 con la habilitación del Gobierno para su promulgación en la Ley POPE, pero no fue hasta la Ordenanza 2011-504 que se creó el Código de la Energía en su parte legislativa. Este Código, que sufrió diversas modificaciones como las de la LTECV, se completó con su parte reglamentaria mediante el Decreto 2015-1823.

En el proceso de liberalización de los mercados de suministro de electricidad y gas, motivado por la legislación europea, destacan las Leyes 2004-803, 2006-1537, 2008-66 y 2010-1488. La Ley 2004-803 transformó a EDF y GDF en sociedades anónimas y las dotó de los medios jurídicos y financieros para afrontar la liberalización de los mercados de suministro de electricidad y gas, cuyo suministro se liberalizó con la Ley 2006-1537. La Ley 2008-66 modificó la anterior y autorizó a los particulares y las pequeñas y medianas empresas (pymes) que hubieran contratado una oferta de un competidor de EDF o GDF a volver temporalmente a las tarifas reguladas de electricidad y gas (esta temporalidad se eliminó en la Ley 2010-607).

Finalmente, la Ley 2010-1488 profundizó en la liberalización y abrió el mercado de suministro de electricidad a una mayor competencia. Para ello, y entre otras medidas, se creó el Acceso Regulado a la Electricidad Nuclear Histórica (ARENH)¹²³, que permitía al conjunto de proveedores distintos de EDF adquirir un volumen a fijar no superior a 100 TWh/año en condiciones económicas representativas de las centrales nucleares en marcha antes de la promulgación de la Ley (reguladas por la CRE).

¹²² El Decreto nº 2005-935 contiene una publicación especial anexa.

¹²³ *Accès régulé à l'énergie nucléaire historique.*

En materia de seguridad nuclear destaca la Ley 2006-686¹²⁴, que reforzó los mecanismos de transparencia y seguridad nuclear y modificó el papel de la ASN, pasando a ser una autoridad administrativa independiente y atribuyéndole nuevos poderes, en particular en materia de control de las instalaciones y actividades nucleares y las sanciones que pudieran derivarse de este control.

En el área de la movilidad sostenible puede citarse el Plan Nacional de Acción para el Desarrollo de Vehículos Eléctricos e Híbridos Recargables¹²⁵ de 2009, que favorecía mediante 14 acciones concretas la adquisición de vehículos eléctricos y el desarrollo de la infraestructura de recarga (MEEDDM, 2009b). Esta línea se ha continuado a través de diferentes medidas legislativas, así como extendido a vehículos de otras energías alternativas. También cabe destacar un plan de impulso al desarrollo de la industria del automóvil en los Presupuestos de 2013 que, junto con otras medidas de apoyo a la industria, aumentaba el esquema *bonus/malus* a la compra de vehículos introducido en la Ley Grenelle II. Este esquema favorecía la compra de vehículos eléctricos e híbridos y penalizaba la compra de vehículos en función de sus emisiones de CO₂ (Le Monde.fr & AFP, 2012).

Cabe citar igualmente la Ley 2013-312, aprobada durante la preparación de la LTECV, que buscaba aprobar un sistema de *bonus/malus* para impulsar la eficiencia energética y modificaba la tarificación de instalaciones hidráulicas y eólicas. No obstante, debido a la inseguridad jurídica que generaba el sistema de eficiencia energética propuesto¹²⁶, el Tribunal Constitucional declaró inconstitucional los artículos relativos a esta medida en su Decisión 2013-666 DC de 11 de abril de 2013.

En eficiencia energética, y siguiendo los compromisos con la UE en base a la Directiva 2012/27/UE¹²⁷, Francia presentó su Plan de Acción de Eficiencia Energética 2014. Este Plan presentaba una serie de medidas en diferentes sectores para alcanzar el objetivo de eficiencia energética para el año 2020. Entre estas medidas destacaban el uso de los ya mencionados certificados CEE (que imponen a los suministradores la obligación de llevar a cabo medidas de eficiencia energética en diferentes sectores), la introducción del denominado componente carbono (mucho más importante en el

¹²⁴ *Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire.*

¹²⁵ *Plan national pour le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables.*

¹²⁶ Según el Tribunal, “el sistema no permitía conocer de antemano el nivel mínimo de consumo a partir del cual una fracción de su consumo de energía dejaba de beneficiarse de una bonificación y era objeto de una penalización y tampoco los montantes efectivos de las bonificaciones recibidas y las penalizaciones exigibles según su consumo energético”. Además, este sistema no era aplicable a energías que no fueran de red (como el carbón, el fuel o la biomasa), se aplicaba únicamente al consumo residencial y presentaba problemas para aplicarla de igual manera a residencias multifamiliares y a viviendas unifamiliares.

¹²⁷ 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.

gasoil que en la gasolina), la regulación térmica y las ayudas a la renovación y a la eficiencia energética (MEDDE, 2014).

En su revisión de 2017 no se plantearon grandes cambios en las principales líneas de actuación, pero sí ajustes en el impacto de las mismas. Destacan la caída en el peso de la eficiencia de los vehículos nuevos y del componente carbono, que se reducen a la tercera parte, y el aumento de los certificados CEE, cuyo peso casi se triplica acorde al Decreto 2017-690 (MEEM, 2017c).

A escala territorial, días antes de la publicación de la LTECV se aprobó la Ley 2015-991¹²⁸, que reorganizó la estructura territorial de Francia y redujo el número de regiones de Francia metropolitana de 22 a 13. Anteriormente, la Ley 2010-1563¹²⁹ había racionalizado el mapa de las intercomunalidades y establecido la obligación de que la mayoría de las comunas estuvieran incluidas en una forma de intercomunalidad. Se sigue así la pauta iniciada por las Leyes 82-213¹³⁰, 2003-276¹³¹ y 2004-809¹³² de fortalecer las regiones e intercomunalidades en detrimento de los departamentos (Dreyfus & Allemand, 2018).

5.2. Desarrollo de la Ley de transición energética

Poco después de su elección, el presidente François Hollande se comprometió a hacer de Francia “una nación de excelencia medioambiental” (Brunet, 2016). Para ello, entre noviembre de 2012 y julio de 2013 se llevó a cabo un debate nacional sobre la estrategia de la transición energética 2015-2020 que serviría de base para una Ley Marco sobre la Transición Energética¹³³. La base del debate fueron los compromisos de reducir al 50 % el porcentaje de la generación eléctrica de origen nuclear en 2025, reducir un 30 % el consumo de combustibles fósiles y reducir a la mitad la demanda de energía final para el año 2050 (MTES, 2013).

El desarrollo de esta estrategia se llevó a cabo en tres grandes etapas. La primera etapa consistió en la elaboración de un plan detallado de la estrategia nacional de transición energética a seguir, que fue presentado al CNTE¹³⁴, creado por la Ley 2012-

¹²⁸ *Loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.*

¹²⁹ *Loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités territoriales.*

¹³⁰ *Loi n° 82-213 du 2 mars 1982 relative aux droits et libertés des communes, des départements et des régions.*

¹³¹ *Loi constitutionnelle n° 2003-276 du 28 mars 2003 relative à l'organisation décentralisée de la République.*

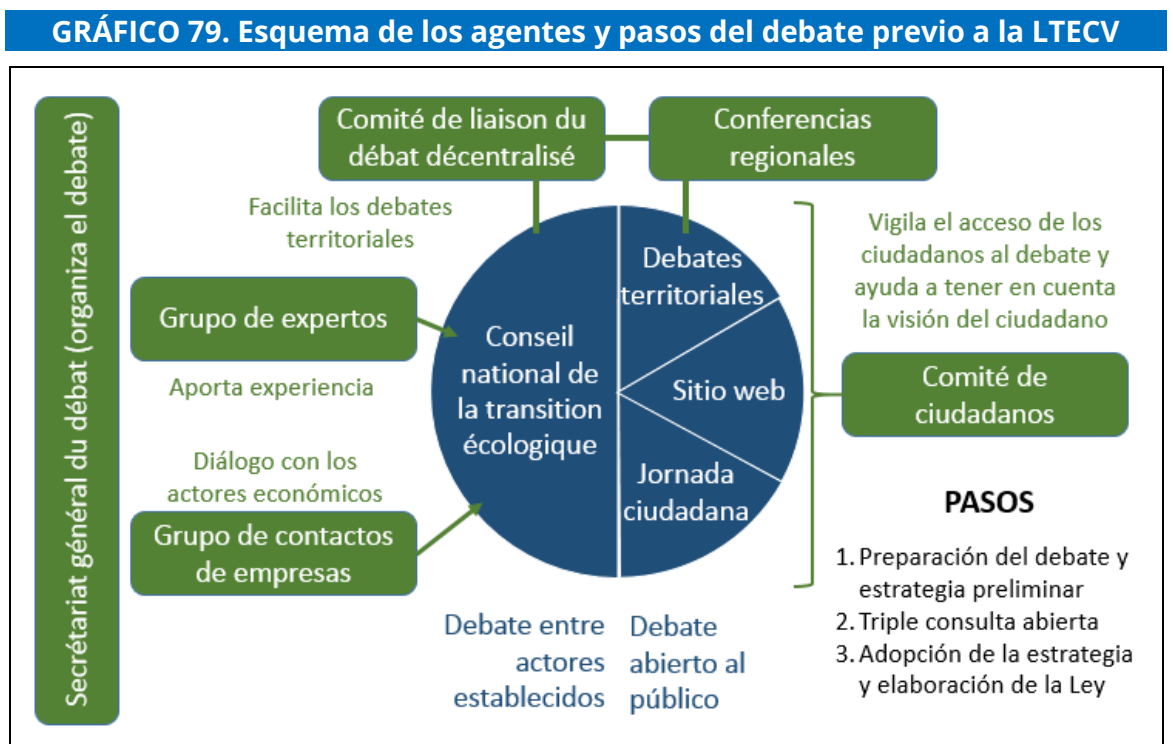
¹³² *Loi n° 2004-809 du 13 août 2004 relative aux libertés et responsabilités locales.*

¹³³ Inicialmente *Loi de programmation sur la transition énergétique.*

¹³⁴ *Conseil national de la transition écologique* (Consejo Nacional de la Transición Ecológica), también llamado *Conseil national du débat* y *Conseil national du débat de la transition écologique*. El CNTE está formado por 50 miembros repartidos de la siguiente forma: el presidente del *Conseil économique, social et environnemental* (CESE), el comisario general del desarrollo sostenible y seis colectivos de ocho miembros cada uno. Estos representan a las colectividades territoriales, organizaciones sindicales,

1460 de 27 de diciembre de 2012, y en la redacción de un primer borrador de la estrategia. La segunda fue la triple consulta abierta sobre este borrador: a los miembros del CNTE, a expertos sobre temas sociales a través de un seminario de trabajo y, de forma general, a todas las partes interesadas sometiendo el anteproyecto de la estrategia a una consulta pública de la que se recogieron 295 contribuciones que se presentaron al CNTE¹³⁵. La última etapa consistió en la adopción de la estrategia nacional (MEDDE, 2015b) y en la elaboración de la Ley de transición energética.

El Gráfico 79 recoge un esquema resumen de los agentes que participaron en el debate previo al desarrollo de la LTECV y los pasos seguidos en ese debate.



Fuente: elaboración propia a partir de CNTE (2013).

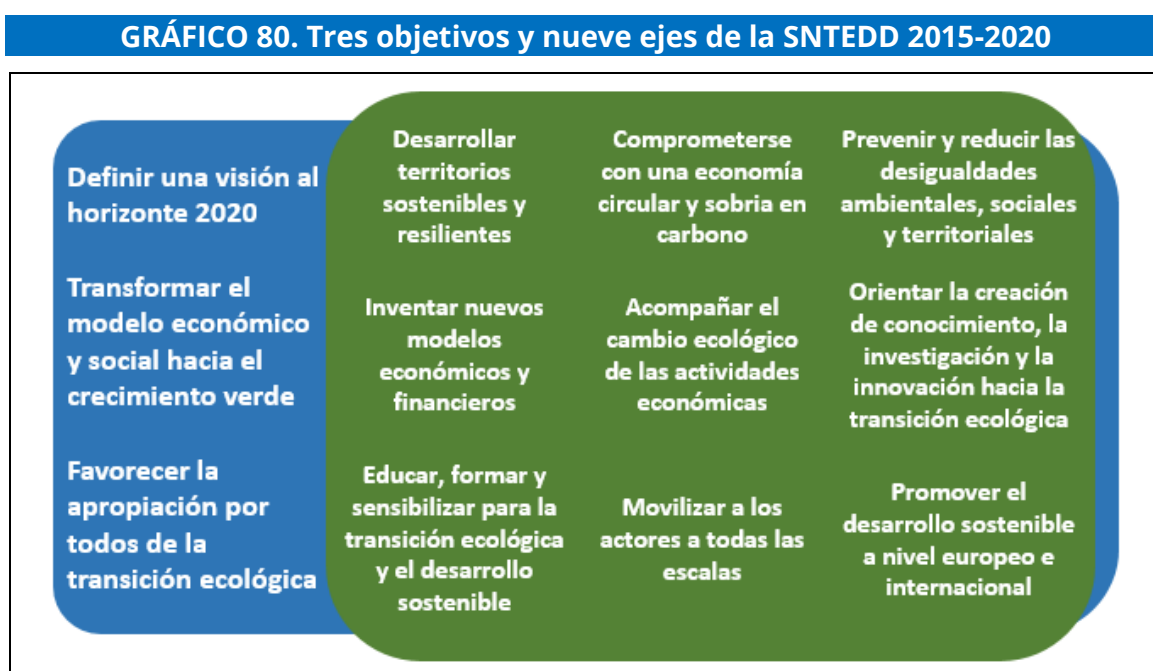
En comparación con el desarrollo del debate *Grenelle de l'environnement*, el debate precedente a la LTECV se centró en proporcionar una visión global de la transición

organizaciones empresariales, organizaciones de protección medioambiental, asociaciones representantes de la sociedad civil y un colegio de parlamentarios. También pueden participar en las reuniones diversos organismos, instituciones públicas y ministerios implicados en la transición energética.

¹³⁵ Este debate público tuvo lugar mediante tres plataformas diferentes: 1.000 debates territoriales, la página web del debate sobre transición energética y la Jornada ciudadana del 25 de mayo de 2013 (CNTE, 2013).

energética en lugar de dividir cada uno de los aspectos de la misma en partes aisladas (Fabra et al., 2015).

Inicialmente la Ley debía ser presentada en primavera de 2014, discutida durante el verano y terminada antes de finales de dicho año (MTES, 2013). Finalmente, la LTECV se empezó a tramitar el 1 de Octubre de 2014 y fue aprobada el 17 de agosto de 2015. Meses antes, el 4 de febrero de 2015 el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia Nacional de Transición Ecológica para el Desarrollo Sostenible 2015-2020 (SNTEDD)¹³⁶ (MEDDE, 2015b). Sus tres objetivos y nueve ejes se detallan en el Gráfico 80.



Fuente: elaboración propia a partir de MEDDE (2015b).

La Ley 2015-992 de 17 de agosto relativa a la transición energética para el crecimiento verde constituye el marco legal de Francia para cumplir sus objetivos de reducción de emisiones de GEI y garantizar su seguridad energética. Esta Ley fue adoptada cuatro meses antes de la COP21, donde se consiguió alcanzar el denominado Acuerdo de París. Con ella Francia fijó por ley su contribución para con el clima, a la vez que estableció el marco para promover un crecimiento económico sostenible y la creación de puestos de trabajo sostenibles y no relocalizables (MEEM, 2016a).

La LTECV se divide en ocho secciones (*titres*): 1) definir los objetivos comunes para el éxito de la transición energética, reforzar la independencia energética y la competitividad económica de Francia, cuidar la salud de las personas y luchar contra el cambio climático; 2) renovar los edificios para ahorrar energía, reducir los costes y crear empleo; 3) desarrollar un transporte limpio para mejorar la calidad del aire y

¹³⁶ *Stratégie nationale de transition écologique vers un développement durable 2015-2020.*

proteger la salud; 4) luchar contra el derroche y promover la economía circular; 5) favorecer las energías renovables para diversificar las fuentes energéticas y poner en valor los recursos de los territorios franceses; 6) reforzar la seguridad nuclear y la información a los ciudadanos; 7) simplificar y clarificar los procedimientos para ganar eficacia y competitividad; y 8) dotar a los ciudadanos, empresas y al Estado del poder de actuar juntos.

En el apartado siguiente se analizará la LTECV en base a sus objetivos y los sectores energéticos afectados por los diferentes artículos de la Ley.

5.3. Ley 2015-992 de 17 de agosto relativa a la transición energética para el crecimiento verde

La Ley 2015-992 de 17 de agosto relativa a la transición energética para el crecimiento verde redefinió la política energética de Francia en pos de llevar a cabo una transición energética que refuerce la independencia energética y la competitividad económica, respete la salud humana y el medioambiente y luche contra el cambio climático.

Esta política energética está encaminada a: 1) promover una economía competitiva, innovadora y creadora de empleo mediante la movilización de todos los sectores, especialmente aquellos respetuosos con el medioambiente y eficientes energéticamente, en consumo de recursos y emisiones de CO₂; 2) garantizar la seguridad de suministro y reducir la dependencia de las importaciones; 3) mantener un precio de la energía competitivo, garantizar la competitividad de las empresas y ayudar a controlar el gasto energético de los consumidores; 4) cuidar la salud humana y el medioambiente, en particular la lucha contra el efecto invernadero y la contaminación del aire, y garantizar la seguridad nuclear; 5) garantizar la cohesión social y territorial; 6) luchar contra la pobreza energética¹³⁷; 7) contribuir al establecimiento de una Unión de la energía para Europa.

Para alcanzar estas metas se busca un compromiso común entre las administraciones del Estado, las empresas y los ciudadanos. Esto se tradujo en los siguientes principios: 1) controlar la demanda energética y favorecer la eficiencia y el ahorro energético; 2) garantizar a las personas con menos recursos el acceso a la energía como bien básico; 3) diversificar las fuentes de suministro energético, reducir el uso de combustibles fósiles y aumentar las energías renovables en usos finales; 4) aumentar progresivamente la contribución clima-energía en los impuestos con miras a reducir las emisiones de carbono, reduciendo la fiscalidad sobre otros productos, trabajos o ingresos; 5) participar en la estructuración de los sectores industriales de

¹³⁷ Puede verse más información sobre la situación de la pobreza energética en Francia en Larrea Basterra (2017).

crecimiento verde; 6) garantizar la transparencia en los costes y precios de la energía, así como sus impactos sanitarios, sociales y ambientales; 7) desarrollar la investigación y la innovación en energía y construcción; 8) fortalecer la formación inicial y continua en la problemática y tecnologías energéticas; 9) proporcionar medios de transporte y almacenamiento energéticos adaptados a las necesidades.

Para todo ello la Ley estableció nueve objetivos concretos a medio y largo plazo: 1) reducir las emisiones de GEI en 2030 en un 40 % con respecto a las del año 1990 y en un 75 % para el año 2050; 2) reducir el consumo de energía final en un 20 % para el año 2030 y en un 50 % para el año 2050 tomando como referencia el año 2012¹³⁸; 3) reducir el uso de combustibles fósiles en 2030 en un 30 %¹³⁹ con respecto al año 2012; 4) aumentar el porcentaje de energías renovables al 32 % de la energía final bruta consumida en 2030¹⁴⁰; 5) reducir el porcentaje de generación nuclear al 50 % para el año 2025, diversificando así la generación eléctrica; 6) contribuir a alcanzar los objetivos previstos en el plan nacional de reducción de las emisiones de contaminantes atmosféricos; 7) disponer de un parque inmobiliario que haya sido renovado en base a las normas de “edificios de bajo consumo” o similares para el año 2050; 8) conseguir un 50 % de energías renovables en los DROM para el año 2020 y lograr su autonomía energética para el año 2030; 9) multiplicar por cinco la cantidad de calefacción/refrigeración renovable y residual¹⁴¹ entregada por las redes de calor y frío para el año 2030 (Assemblée nationale & Sénat, 2005).

Aparte, la Ley incluyó una serie de objetivos secundarios que atañen a los diferentes sectores del país. Entre estos se incluyen:

- 1) renovar energéticamente 500.000 viviendas por año desde 2017, reduciendo la pobreza energética un 15 % en el año 2020 respecto a 2015;
- 2) reducir un 60 % el consumo de energía final del parque de viviendas para el año 2050 respecto a 2010;
- 3) alcanzar un 10 % de energía renovable en el transporte para el año 2020 y del 15 % para 2030;

¹³⁸ No hay otro país del mundo con un objetivo mayor de eficiencia energética que Francia (Rüdinger, 2015).

¹³⁹ En función de sus emisiones de CO₂.

¹⁴⁰ Para esa fecha, y para cumplir el objetivo, las energías renovables deben suponer el 40 % de generación eléctrica, el 38 % del consumo final de calor, el 15 % del consumo final de carburantes y el 10 % del consumo de gas.

¹⁴¹ Según la PPE 2016, “*chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première, et qui n'est pas récupérée*” (calor generado por un procedimiento que no constituye la finalidad y que no es recuperado [dentro del proceso principal]).

- 4) reducir la intensidad de las emisiones de GEI y de contaminantes derivadas de las actividades de los aeródromos un 10 % para el año 2020 y un 20 % para el año 2025 respecto al 2010;
- 5) reducir un 10 % la cantidad de residuos domésticos por habitante para el año 2020 respecto a 2010;
- 6) aumentar la cantidad de residuos no peligrosos sujetos a recuperación al 55 % para el año 2020 y al 65 % para 2025¹⁴²;
- 7) reducir la cantidad de residuos no peligrosos en centros de almacenamiento un 30 % en el año 2020 respecto al 2010 y un 50 % en el año 2025;
- 8) reducir un 50 % los productos manufacturados no reciclables disponibles en el mercado antes del año 2020; y
- 9) aumentar un 30 % el ratio entre producto interior bruto y consumo interno de materias primas.

También se recogió otra normativa específica de diversos aspectos relacionados con el funcionamiento de la Administración Pública, como la renovación de la flota de vehículos por una de bajas emisiones¹⁴³, el uso de papel reciclado y el reciclaje de materiales de obras y construcción.

La Tabla 27 recoge un resumen de los objetivos de la LTECV ordenados en función de los principios citados anteriormente. Como puede verse, muchos de estos objetivos estaban recogidos en la legislación anterior, por cuanto atienden a compromisos internacionales de Francia y/o de la UE.

Puede destacarse la inclusión de objetivos para el año 2030, en particular algunos cuya negociación estaba pendiente por parte de la UE como el porcentaje de energías renovables en energía final y la eficiencia energética¹⁴⁴.

Los siguientes apartados detallan por secciones los aspectos más importantes de la LTECV excluyendo los objetivos anteriormente citados. Puede verse un análisis más detallado en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

¹⁴² Recuperar el 70 % de los residuos del sector de la construcción y obra pública para el año 2020.

¹⁴³ El 50 % de los vehículos adquiridos para renovación de la flota del Estado y las instituciones públicas deben ser bajos en emisiones, reduciéndose este porcentaje al 20 % para las autoridades locales y sus agrupaciones. Para el transporte público de flotas de más de 20 vehículos se establece un 50 % a partir de 2020 y del 100 % a partir de 2025. Para las empresas de alquiler de vehículos y los taxis la obligación es del 10 % antes de 2020.

¹⁴⁴ El acuerdo final de la UE coincide con el objetivo de Francia respecto a energías renovables en usos finales. Respecto a la eficiencia energética, la comparativa dependerá de la proyección a 2030 considerada, sobre la que se ha tomado un objetivo de reducción del 32,5 % (Europa Press, 2018).

TABLA 27. Resumen de los fines, principios y objetivos concretos de la LTECV

Fin	Principios	Objetivos principales	Otros objetivos
Seguridad de suministro e importaciones	Diversificar suministro, reducir combustibles fósiles y aumentar renovables en usos finales. Estructuración del crecimiento verde. Transporte y almacenamiento energético adaptados.	32 % energía renovable final bruta (2030). 50 % generación nuclear (2025). -30 % combustibles fósiles (2030-2012). x5 calor y frío renovable y residual en redes de calor y frío (2030).	10 % energía renovable en transporte (2020) y 15 % (2030). -10 % residuos domésticos/hab. (2020-2010). 55 % residuos no peligrosos recuperables (2020) y 65 % (2025). -30 % residuos no peligrosos en almacenamiento (2020) y -50 % (2025). -50 % productos manufacturados no reciclables (2020). Renovación flota de vehículos.
Competitividad	Controlar demanda, favorecer eficiencia y ahorro energético. Desarrollar investigación e innovación en energía y construcción. Fortalecer formación en energía.	-20 % energía final (2012-2030) y -50 % (2050).	+30 % ratio PIB y consumo interno de materias primas. Renovación energética de viviendas cuya energía primaria >330 kWh/(m ² ·año) deben pasar una renovación energética
Cambio climático	Aumentar componente carbono en impuestos.	-40 % GEI (2030-1990) y -75 % (2050).	- Elevar el componente carbono a 56 €/tCO ₂ en 2020 y 100 €/tCO ₂ en 2030. -10 % intensidad emisiones de GEI de aeródromos (2020-2010) y 20 % (2025).
Salud		Plan nacional de reducción de contaminantes atmosféricos.	-10 % intensidad emisiones contaminantes de aeródromos (2020-2010) y 20 % (2025).
Cohesión social y territorial	Transparencia en costes e impactos de la energía.	DROM: 50 % renovables (2020) y autonomía energética (2030).	
Pobreza energética	Acceso a la energía como bien básico.	Parque inmobiliario de bajo consumo (2050).	Renovar 500.000 viviendas/año (al menos la mitad con ingresos modestos). -15 % pobreza energética (2020-2015). -60 % energía final en viviendas (2050-2010).
Unión Europea de la energía			

Fuente: elaboración propia.

5.3.1. Emisiones de GEI y contaminantes

En lo que se refiere a las emisiones, se han desarrollado y se desarrollan diferentes medidas y mecanismos que buscan su reducción. De esta manera, se establece por decreto un techo nacional quinquenal¹⁴⁵ de emisiones anuales de GEI denominado *budget carbone* (presupuesto carbono).

Este presupuesto carbono se engloba dentro de una estrategia nacional denominada *stratégie bas-carbone* (estrategia baja en carbono). Esta estrategia define la velocidad a seguir para reducir las emisiones de GEI en condiciones económicamente sostenibles a medio y largo plazo. El presupuesto carbono reparte las emisiones de GEI entre los diferentes sectores teniendo en cuenta los compromisos de Francia en los ámbitos europeo e internacional. También se fija como objetivo elevar el componente carbono a 56 €/tCO₂ en 2020 y 100 €/tCO₂ en 2030.

Se instaura la figura de la *programmation pluriannuelle de l'énergie* (Programación Plurianual de la Energía), a fijar por decreto, que establece las prioridades de acción de los poderes públicos para la gestión energética en el territorio metropolitano continental. Su propósito es alcanzar los objetivos de la política energética francesa y, en particular, los de reducción de emisiones de GEI dados por el presupuesto carbono.

Esta programación define objetivos cuantitativos a alcanzar en dos periodos consecutivos de cinco años¹⁴⁶, revisándose cada cinco años para los diez años siguientes. Sus secciones versarán sobre seguridad de suministro, mejora de la eficiencia energética y descenso de la demanda de energía primaria; desarrollo de energías renovables y de recuperación; desarrollo de redes, almacenamiento, transformación de energía y gestión de la demanda; mantenimiento del poder adquisitivo de los consumidores y la competitividad del precio de la energía; y evaluación de necesidades de competencias profesionales en el terreno de la energía y adaptación de la formación a tal efecto.

Para consultar sobre la elaboración del presupuesto carbono, la estrategia baja en carbono y las PPE se crea un comité de expertos para la transición energética. El Gobierno elaborará un informe para evaluar la forma en la que el presupuesto carbono y la estrategia baja en carbono integran los objetivos franceses y sus compromisos internacionales y sus impactos medioambientales, sociales y económicos, especialmente en la competitividad de las actividades con competencia internacional.

¹⁴⁵ Salvo para el periodo 2015-2018.

¹⁴⁶ Salvo el primero, que se acabará en 2018.

Se fija la investigación e innovación como un eje principal para afrontar los retos de la política energética, destacando la seguridad energética, la competitividad económica, la sanidad y el medioambiente. Relativo a estrategias, planes e informes, se planteará una estrategia nacional de investigación energética y un plan nacional de reducción de emisiones contaminantes revisado quinquenalmente. Asimismo, se elaborará un informe sobre la financiación de la transición energética, un informe sobre las emisiones de partículas y óxidos de nitrógeno en el sector del transporte (se refuerza el control sobre las mismas) y un informe bianual sobre evolución y previsiones de la situación del crudo y los productos derivados del petróleo en Francia.

Los ayuntamientos y las intercomunalidades pueden crear zonas de tráfico restringido para luchar contra la contaminación atmosférica.

Las empresas de gestión de activos y los inversores institucionales (incluyendo compañías de seguros y mutuas) deberán desglosar los riesgos financieros asociados al cambio climático y las medidas que toman para reducirlos llevando a cabo una estrategia baja en carbono en todos los niveles de su actividad. Asimismo, deberán describir en sus informes anuales los criterios medioambientales, sociales y de calidad de gestión de empleados en su actividad y los medios puestos en marcha para contribuir a la transición energética. Esta medida, que no obliga a las empresas a llevar a cabo acciones en favor de la transición energética, sino solo a informar sobre la política que llevan a cabo, es pionera internacionalmente (IIGCC, KPMG, & PRI, 2016).

La educación y las políticas de empleo y de diálogo social consagrarán una atención especial a la transición ecológica y energética.

5.3.2. Renovables

Se introduce el *complément de rémunération* (una prima sobre mercado) para los productores de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable del territorio metropolitano continental. Este complemento será otorgado por EDF y sus características serán especificadas por tecnología mediante diferentes órdenes. Este mecanismo será el encargado de sustituir progresivamente la tarifa garantizada. Además, se elimina la obligación de la venta exclusiva de la energía producida por estas instalaciones a las empresas de distribución (EDF y otras compañías locales). A fecha de conclusión de este informe, las tecnologías renovables que pueden recibir este complemento son: sin subasta, la eólica terrestre (hasta 6 MW), la minihidráulica (hasta 1 MW), el biogás (entre 500 kW y 12 MW), la geotérmica y la biomasa (ambas sin límite); con subasta, eólica terrestre, solar, biogás, hidráulica y biomasa (condiciones según subasta) (European Commission, 2018).

Se promueve la agilización de la conexión de instalaciones renovables, en particular de aquellas de menos de 3 kW. Se impulsan las inversiones comunitarias (sociedades con accionariado y cooperativas) de instalaciones de energía renovable. Se facilita el desarrollo de instalaciones de eólica próximas a zonas habitadas y se simplifica la normativa relativa a instalaciones geotérmicas.

Se prevé un régimen específico para el desarrollo del autoconsumo y de instalaciones individuales de potencia inferior a 100 kW. Se unificará todo lo posible el régimen jurídico de las energías renovables marinas, y se impulsa la legislación sobre explotación de geotermia.

Se definirá una estrategia nacional de movilización de la biomasa. Respecto al biogás, se limitará por decreto la fracción de cultivos alimentarios admisible en producción de biogás. Pueden abrirse ofertas para la inyección de biogás a la red de gas natural en el caso de que su evolución no siga la pauta prevista.

Se crea un nuevo marco regulatorio para las concesiones hidroeléctricas que permite la creación de sociedades mixtas hidroeléctricas de entre un 34-66 % de capital público. La selección de la empresa privada se realizará mediante una subasta pública.

El Gobierno presentará un plan de desarrollo del hidrógeno libre de GEI. Este futuro plan requerirá la adaptación del reglamento en diversos ámbitos, como la conversión de electricidad a gas. También se implementará un plan estratégico nacional de desarrollo de calor y frío renovable y residual.

5.3.3. Nuclear

El propósito general de la Ley respecto a la generación nuclear es reforzar la información a los ciudadanos sobre la seguridad nuclear. Esta información debe proporcionarse tanto en el caso del funcionamiento normal de las instalaciones como en el caso de eventos nucleares de relativa importancia¹⁴⁷. También se amplían y/o trasponen varias directivas europeas sobre seguridad nuclear.

Entre los elementos que se incluyen se plantea que, en caso de cambio en la empresa explotadora de una central nuclear o por modificación sustancial de la instalación, de sus modos de explotación o elementos necesarios para su autorización, se requerirá de una nueva autorización. De igual manera, aquellas centrales en desmantelamiento que hayan realizado cambios sustanciales en sus condiciones de desmantelamiento u otras condiciones prescritas para el mismo están sujetas, según su importancia, a una comunicación a la ASN o a la autorización de la misma ASN.

¹⁴⁷ Iguales o superiores a uno en la escala internacional de clasificación de los mismos.

Además, si una instalación nuclear de base deja de funcionar durante un periodo continuo superior a dos años su parada se considerará definitiva. No obstante, si el operador de la central lo solicitara, y siempre que la parada estuviera motivada por una recomendación de la ASN, puede ampliarse la parada a cinco años antes del cierre. Se introducen disposiciones adicionales para que el cierre, desmantelamiento y reclasificación de una central nuclear se realice de la forma más breve posible, económicamente aceptable y respetando los principios de seguridad.

5.3.4. Electricidad y gas

La LTECV afecta a diversos ámbitos de la generación eléctrica y el transporte, la distribución y el suministro de gas y electricidad. Las líneas principales que sigue la Ley, tanto en electricidad como en gas, son las de reducir el impacto de las puntas de demanda y aumentar la eficiencia energética.

Se establece el denominado Cheque Energía (*Chèque énergie*) para luchar contra la pobreza energética, reemplazando las tarifas sociales de electricidad y gas. Este cheque es un título especial de pago de las facturas de electricidad y de gas, así como de algunos trabajos de mejora medioambiental o de gestión de la demanda para los hogares cuyos ingresos estén por debajo de un cierto umbral. El coste de este mecanismo se financia a priori con una parte de la recaudación proveniente de la contribución clima-energía. Este programa se introdujo en mayo de 2016 como un programa piloto en cuatro departamentos de Francia (MEEM, 2016a). En marzo de 2018 se amplió a todo el país, esperando beneficiar a unos cuatro millones de hogares (Roucous, 2018).

De manera general, se crea un comité de gestión de la contribución al servicio público de la electricidad¹⁴⁸. Este comité tendrá por objetivo el seguimiento y análisis de la contribución al servicio público de la electricidad (CSPE) y de los costes cubiertos por dicha contribución. Esto incluye los contratos de obligación de compra de la electricidad y los sujetos a ayudas a fuentes de generación como las renovables¹⁴⁹.

¹⁴⁸ En la posterior Ordenanza 2016-1059 se le denominó *comité de gestion des charges de service public de l'électricité* (comité de gestión de los cargos del servicio público de la electricidad).

¹⁴⁹ La CSPE constituía un mecanismo de redistribución entre los consumidores finales de electricidad y los suministradores, en el marco del ejercicio de sus actividades de servicio público. Varios son los elementos de coste que cubría la CSPE. En primer lugar se encontraban las obligaciones de compra de electricidad de origen renovable (fotovoltaica, biomasa, eólica, hidráulica), y de la cogeneración. En segundo lugar estaban los sobrecostes de producción de las zonas no interconectadas a la red eléctrica metropolitana continental (Córcega, DROM, San Pedro y Miquelón, las islas bretonas Molène, Ouessant y Sein), en base a un principio de equidad tarifaria territorial. También se incluían los gastos generados por los mecanismos de ayuda a personas desfavorecidas (tarifas de primera necesidad). Los fondos servían también para financiar el presupuesto del mediador nacional de la energía, el sobrecoste ligado

Respecto a la generación eléctrica, se crea un registro nacional de instalaciones de producción y almacenamiento de electricidad y se obliga a la puesta a disposición del público de datos de transporte de electricidad, gas y biogás, así como de consumo y producción de redes de calor y frío, quedando pendiente elaborar un decreto para precisar la forma en la que se ponen a disposición los datos de consumo de productos petrolíferos. También se modifica la legislación relativa a la explotación de nuevas instalaciones de producción de electricidad y de aquellas que hayan aumentado su potencia de manera destacable (más de un 20 %), requiriendo antes una autorización administrativa.

En cuanto a transporte y distribución, las tarifas de uso de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad buscarán incentivar la limitación del consumo durante las puntas de demanda locales (además de globales). A tal efecto, los operadores de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad podrán instalar dispositivos que incentiven a limitar de la demanda, especialmente durante puntas de la misma.

Se regula la gestión de la demanda de electricidad dentro del mercado de energía o de los mecanismos de ajuste. Los contratos de compra de electricidad y gas podrán celebrarse a precios fijos o sujetos a revisión por la parte relacionada con el suministro.

En aras de evitar el fallo del sistema eléctrico, se otorga al operador de la red de transporte de electricidad la capacidad de desconectar aquella generación de carácter aleatorio si esta supera un cierto umbral preestablecido. El operador deberá elaborar un informe anual evaluando la estabilidad del año precedente y otro de previsión de los años siguientes. En el caso de las redes de transporte de gas natural, los operadores elaborarán un informe bianual de previsión de la demanda y de las capacidades de transporte, distribución, almacenamiento, regasificación, producción renovable y de intercambio con redes extranjeras.

Finalmente, en cuanto a suministro, los consumidores electrointensivos se pueden beneficiar de condiciones particulares en el abastecimiento de electricidad a cambio de adoptar prácticas de eficiencia energética. Las condiciones aplicadas dependen, entre otros, de las características de la empresa, la predictibilidad del perfil de consumo estable de la empresa y la capacidad de almacenamiento de energía de la instalación.

Para facilitar la eficiencia energética y reducir las puntas de demanda, se establece la obligación de que las compañías distribuidoras de electricidad y gas natural que

a la interrumpibilidad (*effacement*) y los costes de gestión que ocasiona la gestión de la financiación de la CSPE a la *Caisse des Dépôts et Consignations*.

hayan instalado un contador inteligente¹⁵⁰ en un inmueble proporcionen a su propietario o gestor los datos relativos al consumo del mismo, sin coste adicional.

A título experimental, y por una duración de cuatro años desde la promulgación de la Ley, los establecimientos públicos y las colectividades concernientes pueden proponer al operador de la red de distribución eléctrica la creación de un servicio de flexibilidad local para optimizar la gestión de la electricidad y reducir costes de inversión y de gestión de la red.

5.3.5. Edificación

Dentro del objetivo de renovar energéticamente 500.000 viviendas/año, al menos la mitad de las mismas deben ser de hogares con ingresos modestos. Su propósito es reducir un 15 % la pobreza energética entre 2015 y 2020 y un 60 % el consumo de energía final del parque de viviendas para el año 2050 respecto a 2010. Para ello el Gobierno elaborará cada cinco años un informe detallando la estrategia nacional de inversión para la gestión energética de edificios.

Entre las obligaciones que establece la LTECV está la de que todos los edificios residenciales privados de elevado consumo anual (superior a 330 kWh/m² de energía primaria) pasen una renovación energética antes del año 2025. También se obliga a mejorar las características energéticas y medioambientales de los edificios que vayan a realizar reformas de importancia y a instalar contadores individuales de calefacción en edificios en multipropiedad con calefacción centralizada. En esta línea, los edificios de propiedad pública deberán ser ejemplares energética y medioambientalmente: siempre que sea posible, tendrán excedentes energéticos y poseerán un gran rendimiento medioambiental (esto es, una huella de carbono reducida).

Uniendo con lo visto en el punto anterior, las compañías suministradoras de electricidad, gas natural o fuel doméstico deberán llevar a cabo medidas de ahorro energético en beneficio de hogares en situación de pobreza energética dentro del programa de CEE. Aunque está especialmente dirigido a hogares con bajos ingresos, se aplica a todo tipo de hogares y negocios.

En el ámbito institucional, la Ley crea el CSCEE¹⁵¹ para aconsejar sobre políticas públicas de construcción y desarrollo sostenible; el *Carnet numérique d'entretien et de suivi du logement*¹⁵², con el objetivo de mejorar el conocimiento de la situación

¹⁵⁰ De forma más genérica, aquellos dispositivos que permitan establecer precios de la energía en función del periodo del día o del año. Cabe señalar aquí que Francia es de los pocos países europeos que ha creado un programa de instalación de contadores inteligentes de gas.

¹⁵¹ *Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique.*

¹⁵² Registro digital de mantenimiento y control de la vivienda.

energética de los edificios y motivar trabajos de mejora; y el *Fonds de garantie pour la rénovation énergétique*, con el propósito de facilitar la financiación de los trabajos de mejora del desempeño energético de los edificios. También busca reforzar el control sobre el CSTB¹⁵³ con el nombramiento del presidente de su Consejo de Administración por parte del Gobierno, pero esta decisión fue declarada inconstitucional en la decisión del *Conseil constitutionnel* nº 2015-718 DC del 13 de agosto de 2015. De esta forma, en 2016 se aprobó el decreto 2016-551¹⁵⁴ para su control parlamentario en el que se ampliaba su composición a representantes del Parlamento y de colectivos locales.

5.3.6. Transporte¹⁵⁵

La LTECV, junto con la futura estrategia de movilidad, impulsa la movilidad sostenible a través de cuatro ejes: desarrollo de las infraestructuras de recarga, mejora en la eficiencia energética de los vehículos, cambios en los modos de transporte y aumento del ratio de llenado de los vehículos de transporte.

En el caso de los pasajeros, su propósito es desplazar el transporte individual por el transporte colectivo o no motorizado; en el caso de mercancías, desarrollar las infraestructuras de transporte ferroviario, centros portuarios y vías de agua y mejorar la competitividad de estos medios frente al transporte por carretera.

También se refuerza la movilidad rural y de zonas de baja densidad y se fija un objetivo de despliegue masivo de vías de circulación y aparcamientos de seguridad para bicicletas antes del año 2030. En este sentido, debe considerarse el potencial del transporte dentro de la competitividad y equilibrio de los territorios.

Francia se fija un objetivo de instalar al menos siete millones de puntos de recarga de vehículos eléctricos entre 2015 y 2030 y se darán ayudas para la compra de vehículos de bajas emisiones. Las empresas concesionarias de carreteras podrán establecer descuentos a vehículos de bajas emisiones y/o de uso compartido, habilitando también espacios adaptados a las necesidades del uso del vehículo compartido. Se elaborará un informe sobre la viabilidad de instalar carriles dedicados a transporte colectivo, taxis, vehículo compartido y vehículos de bajas emisiones en las vías donde haya espacio disponible.

En la línea de ejemplaridad pública que vertebra la Ley, cuando se renueven las flotas de vehículos del Estado, al menos el 50 % de ellos deberán ser vehículos bajos en

¹⁵³ *Centre scientifique et technique du bâtiment*.

¹⁵⁴ *Décret n° 2016-551 du 4 mai 2016 relatif au Centre scientifique et technique du bâtiment*.

¹⁵⁵ Para más información sobre la electricidad en el transporte en Francia puede verse (Álvarez Pelegrí, Menéndez Sánchez, & Bravo López, 2017).

emisiones, reduciendo esta obligación al 20 % en el caso de las autoridades locales. El 50 % de los nuevos autobuses y autocares adquiridos a partir del año 2020¹⁵⁶ deberán ser bajos en emisiones, siéndolo todos a partir de 2025. Para las empresas de taxis y de alquiler de vehículos la obligación es del 10 % antes de 2020.

Los planes de movilidad empresariales tendrán por objetivo optimizar y aumentar la eficacia de los desplazamientos ligados a la actividad empresarial, especialmente de los trabajadores a sus centros de trabajo.

Podrán promocionar el uso de alternativas al coche individual, y, en particular, aquellas empresas de más de 250 empleados en una misma localización deberán facilitar el uso del vehículo compartido. Las empresas que proporcionen bicicletas a sus empleados recibirán una reducción del impuesto de sociedades de hasta el 25 % del precio de compra. También se incluirá el coste del kilometraje realizado en bicicleta, incluyendo la bicicleta pública, entre aquellos que puede pagar el empresario a los empleados.

5.3.7. Economía circular

Se establecerá cada cinco años una estrategia nacional de transición hacia una economía circular. Esta estrategia incluirá un plan de programación de los recursos necesarios en los principales sectores económicos que permita emplear las materias primas de manera más eficaz, favoreciendo el uso de aquellos productos que puedan ser reciclados, reutilizados o reparados. En caso de no poder hacerlo, estos productos serán empleados en la producción de energía. También se luchará contra la obsolescencia programada.

5.3.8. Actuación regional

Dentro de un país con una marcada tradición centralista, la LTECV supone un impulso de la actuación descentralizada capaz de dar respuesta a los múltiples retos de carácter local que plantea la transición ecológica. En este sentido, cabe destacar las siguientes líneas de actuación local:

- 1) la posibilidad de crear agencias locales de energía y clima¹⁵⁷ que favorezcan la transición energética y la disminución de emisiones de GEI;
- 2) la competencia de los ayuntamientos, a título transitorio, para la creación y explotación de redes de calor y frío de servicio industrial y comercial; y

¹⁵⁶ 2018 para la flota de París.

¹⁵⁷ *Agences locales de l'énergie et du climat.*

- 3) la obligación de elaborar esquemas regionales para el desarrollo de la biomasa.

La Ley refuerza el papel de las regiones dentro de la transición energética. Las regiones son la base para la coordinación de estudios, difusión de información, promoción de la eficiencia energética y adecuación entre la formación de los trabajadores y las necesidades de las empresas.

Deberán elaborar un programa regional para la eficiencia energética que incluya la financiación de actuaciones en este ámbito. Dentro de las regiones, los establecimientos públicos de cooperación intercomunal¹⁵⁸ y la metrópolis de Lyon, una vez cuenten con un plan clima-aire-energía territorial¹⁵⁹, serán los coordinadores e impulsores de la transición energética en su zona de actuación.

5.4. Implicaciones principales de la Ley 2015-992

5.4.1. Actuación legislativa y otras iniciativas gubernamentales

La implementación de la LTECV resulta un desafío legislativo, ya que requiere la aprobación de 150 decretos que la traspongan para que sus medidas sean operativas (Rüdinger, 2015), así como un gran número de leyes y órdenes.

Finalizado el mandato de François Hollande el 15 de mayo de 2017 habían pasado por el Consejo de Ministros el 100 % de las ordenanzas, mientras que el 98 % de los decretos habían pasado por el Consejo de Estado, de los que han sido publicados el 95 %. También estaban en activo las principales medidas de planificación (Conseil des ministres, 2017) y las instituciones encargadas de acompañar el desarrollo legislativo.

Entre las actuaciones realizadas en generación eléctrica pueden destacarse la Ordenanza 2016-1059, que mejora la integración de las renovables en el mercado y sistema eléctrico, además de aumentar los procedimientos de competitividad para instalar estas tecnologías; o la Ordenanza 2016-1019, que introduce un capítulo dedicado al autoconsumo dentro del Código de la Energía para facilitar la integración del mismo e introduce el autoconsumo colectivo. La CRE podrá establecer tarifas específicas de utilización de la red eléctrica a los autoconsumidores.

¹⁵⁸ *Établissements publics de coopération intercommunale*.

¹⁵⁹ *Plan climat-air-énergie territorial* (PCAET). Consiste en un documento marco de la política energética y climática de las colectividades, que constituye un proyecto territorial de desarrollo sostenible cuya finalidad es la lucha contra el cambio climático y la adaptación del territorio. Deben contener un diagnóstico sobre la situación del territorio (emisiones de GEI, consumo energético, redes de distribución de energía, energías renovables, vulnerabilidad al cambio climático), una estrategia con prioridades y objetivos, un plan de acción sobre el conjunto de sectores de actividad y un dispositivo de seguimiento y evaluación de las acciones realizadas (Préfète de la Région Pays de la Loire, 2018).

Respecto a las instituciones, puede destacarse que el comité de expertos para la transición energética, dispuesto por la LTECV, se creó con la Orden de 5 de octubre de 2015¹⁶⁰, mientras que se ha ido modificando el papel de otras instituciones ya existentes, como es el caso del IRSN¹⁶¹.

Las bases de la planificación de la transición energética son la Estrategia Nacional Baja en Carbono (SNBC¹⁶²), y el presupuesto carbono para los periodos 2015-2018, 2019-2023 y 2024-2028, que se aprobaron mediante el Decreto 2015-1491.

Para el primer periodo se realizó una división específica entre emisiones de sectores incluidos en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (sectores ETS) y aquellos sectores no-ETS. Para los periodos siguientes solo se estableció la cantidad total, dejando el reparto para las siguientes PPE (ver la Tabla 28). Por otra parte, los principales objetivos y líneas de actuación de la SNBC se presentan en la Tabla 29.

TABLA 28. Presupuesto carbono 2015-2028 y situación en 2013

Emisiones anuales medias	2013	2015-2018	2019-2023	2024-2028
Sectores ETS (salvo aviación internacional)	119	110	-	-
Otros sectores	373	332	-	-
Total	492	442	399	358

Fuente: elaboración propia.

Esta decisión se tomó porque el establecer una cifra concreta dependía de las directivas y reglamentos que se pusieran en marcha para aplicar la decisión del Consejo Europeo de Octubre de 2014 de establecer un objetivo de reducción de emisiones de GEI del 40 % respecto a 1990.

Por otro lado, en el Gráfico 81 se muestra el desglose sectorial preliminar a falta de las precisiones que se realicen posteriormente. Para ello se ha tenido en cuenta un objetivo de reducción 1990-2030 del 43 % para los sectores ETS y un 30 % en el periodo 2005-2030 para el resto de sectores¹⁶³ (MEDDE, 2015a).

¹⁶⁰ *Arrêté du 5 octobre 2015 portant nomination des membres du comité d'experts pour la transition énergétique.*

¹⁶¹ *Décret n° 2016-283 du 10 mars 2016 relatif à l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire.*

¹⁶² *Stratégie nationale bas-carbone.*

¹⁶³ La forma en la que se contabiliza la agricultura y el LULUCF queda por precisar.

TABLA 29. Objetivos y líneas de actuación de la SNBC

Sector	Objetivos	Líneas de actuación
Transporte	Disminuir un 29 % las emisiones de GEI para el 3 ^{er} periodo (2024-2028) y un 70 % a 2050.	Alcanzar un consumo medio de 2 l/100 km para los vehículos vendidos en 2030. Acelerar el desarrollo de vectores energéticos menos emisores de GEI: cuotas de vehículos con bajas emisiones en flotas públicas y desarrollo de una estrategia de infraestructura de recarga. Controlar la demanda de movilidad (urbanismo, teletrabajo, vehículo compartido, etc.). Favorecer alternativas al coche particular.
Vivienda	Reducir un 54 % las emisiones para el 3 ^{er} periodo y al menos al 86 % a 2050. Reducir un 28 % el consumo energético en 2030 respecto a 2010.	Poner en marcha los reglamentos ¹⁶⁴ de 2012 y una futura reglamentación de impactos ambientales en base al ciclo de vida. Disponer de un parque completamente renovado en base a las normas de edificios de bajo consumo en 2050. Acelerar el control del consumo energético (ecoconcepción, comunicación sobre los consumos ocultos, identificación de aparatos de bajo rendimiento, desarrollo de contadores conectados).
Agricultura-Silvicultura	Reducir las emisiones agrícolas más de un 12 % para el 3 ^{er} periodo y un 48 % a 2050. Desarrollar almacenamiento de carbono en suelos y biomasa. Consolidar los efectos de sustitución material y energética ¹⁶⁵ .	Aumentar la puesta en marcha del proyecto agroecológico: desarrollo de prácticas agrícolas y ganaderas menos emisoras de GEI por unidad de valor (reducir el excedente nacional de nitrógeno optimizando el uso de fertilizantes artificiales, recuperar energéticamente los residuos) e implementar técnicas de producción adaptadas al cambio climático (cubierta vegetal, desarrollo de la agrosilvicultura). Promover un importante aumento de la extracción de madera con un seguimiento de la sostenibilidad y su impacto medioambiental.
Industria	Reducir las emisiones un 24 % para el 3 ^{er} periodo y al 75 % a 2050.	Controlar la demanda de energía y materiales por producto mediante inversiones rentables y servicios de eficiencia energética. Favorecer la economía circular (reutilización, reciclaje, recuperación de energía) y uso de materiales menos emisores de GEI, por ejemplo de origen biológico.
Energía	Reducir las emisiones un 4 % para cada uno de los periodos y un 95 % a 2050.	Mejorar la eficiencia y flexibilidad del sector energético. Desarrollar las energías renovables y evitar la inversión en nuevos medios térmicos con efecto indeseado a medio plazo. Disminuir el uso de energías muy emisoras de GEI.
Residuos	Reducir las emisiones un 33 % para el tercer periodo.	Reducir los desperdicios de comida. Prevenir la producción de residuos mediante concepción ecológica, aumento de vida de productos, reutilización, reducción de desperdicios, uso compartido. Aumentar la recuperación de desechos mediante reciclaje y clasificación en origen. Reducir las emisiones de metano de vertederos y plantas de depuración.

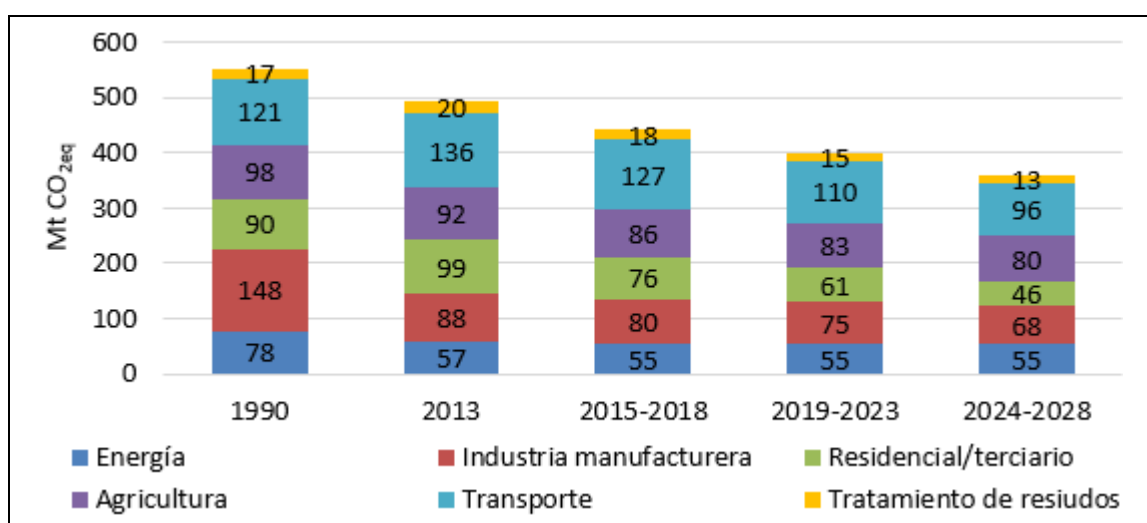
Nota: el año de referencia para la reducción de emisiones de GEI es 2013 salvo que se indique lo contrario.

Fuente: elaboración propia a partir de MTES (2017f).

¹⁶⁴ Por ejemplo, el Reglamento Térmico de dicho año.

¹⁶⁵ Reducción de emisiones obtenida mediante el uso de productos biológicos (por ejemplo, la madera) para reemplazar productos cuya fabricación y/o uso emitan altos niveles de GEI.

GRÁFICO 81. Desglose sectorial indicativo del presupuesto carbono



Fuente: elaboración propia a partir de datos de MEDDE (2015a).

Una de las últimas medidas del Gobierno de François Hollande fue la presentación, tras consulta pública en el año 2016, del Marco de Acción Nacional para el Desarrollo de Combustibles Alternativos (CANCA)¹⁶⁶, tal y como exigía la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (MTES, 2017a). Fue enviado oficialmente en febrero de 2017 (Durand, 2017).

Tras las elecciones presidenciales del año 2017, el recién formado MTES presentó en julio de 2017 el *Plan Climat* (Plan Clima), que profundizaba en los objetivos de la transición energética en Francia y la SNBC. Entre otras metas, anunciaba una subida del componente carbono (ver apartado 4.2.1), se daba un plazo de diez años para erradicar la pobreza energética a través de medidas de eficiencia energética adaptadas, fijaba el fin de las ventas de utilitarios emisores de GEI para el año 2040 y la neutralidad de carbono¹⁶⁷ para el año 2050. Estos nuevos objetivos deben recogerse en la actualización de la PPE de 2018 y en una nueva SNBC (MTES, 2017d).

En septiembre de 2017 el Gobierno lanzó las cuatro primeras medidas dentro del *Plan Climat* del denominado *Paquet solidarité climatique* (Paquete de solidaridad climática): una prima a la renovación del parque de vehículos, extensión del programa *Chèque énergie* a toda Francia, el CITE pasa de financiar trabajos de aislamiento a convertirse en una prima a partir de 2019 y los certificados CEE podrán beneficiar a familias de ingresos reducidos dando una ayuda a la renovación de calderas (MTES, 2017c).

¹⁶⁶ *Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs*. También *Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes*.

¹⁶⁷ Generar no más emisiones de GEI de las que absorbe el país.

Dentro del *Plan Climat* se desarrollan diversas iniciativas como la hoja de ruta de la economía circular, con 50 medidas para su desarrollo y diversos objetivos relativos a la misma (MTES, 2018a). También se busca implicar a las colectividades locales, por ejemplo adaptando la fiscalidad para reducir el IVA sobre actividades relativas al reciclaje de productos y aumentar las tarifas de la TGAP¹⁶⁸, que afecta entre otros a las incineradoras (MTES, 2018d).

Aunque abordadas en parte dentro de las medidas anteriores, las emisiones contaminantes cuentan con un plan específico dedicado a las mismas. El *Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques* (Plan Nacional de Reducción de Emisiones Contaminantes Atmosféricas, PREPA) fue aprobado por el Decreto 2017-949 y la Orden de 10 de mayo de 2017. Este plan fija los objetivos de emisiones contaminantes de SO₂, NO_x, COVDM, NH₃ y PM_{2,5} para los periodos 2020-2024, 2025-2029 y a partir del año 2030, coincidentes con los periodos 2020-2029 y a partir de 2030 de la Directiva 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo¹⁶⁹ (ver apartado 2.4.2).

Entre las medidas que incluye el Plan están aumentar los controles de las instalaciones industriales clasificadas para la protección del medioambiente (ICPE) dentro de las zonas más contaminadas, abrir un fondo experimental *air-industrie* (aire-industria) para financiar acciones más allá de las reglamentarias en el Valle del Arve, hacer converger la fiscalidad de la gasolina (-1 c€/L/año) y el diésel (+1 c€/L/año), ampliar las zonas de circulación restringida e imponer en ellas los certificados de calidad del aire (Crit'air)¹⁷⁰, controlar las emisiones reales de los vehículos de carretera, elaborar una hoja de ruta para reducir las emisiones de navíos, establecer zonas de bajas emisiones en el Mediterráneo, establecer alternativas a la quema de residuos al aire libre y reducir la volatilización del amoníaco en agricultura y ganadería.

También se han lanzado diferentes planes avanzados en la LTECV. Así, y según se recogía en el artículo 183, se ha elaborado una estrategia para la investigación articulada en la SNRC, aprobada en la Orden de 21 de diciembre de 2016¹⁷¹. Las cuatro líneas principales de esta estrategia son: orientar la investigación hacia los

¹⁶⁸ *Taxe générale sur les activités polluantes* (Impuesto general sobre las actividades contaminantes).

¹⁶⁹ Directiva 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de diciembre de 2016 relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE.

¹⁷⁰ Sistema de viñeta que clasifica los vehículos introducido por el *Décret n° 2016-858 du 29 juin 2016 relatif aux certificats qualité de l'air* y modificado posteriormente por el *Décret n° 2017-782 du 5 mai 2017 renforçant les sanctions pour non-respect de l'usage des certificats qualité de l'air et des mesures d'urgence arrêtées en cas d'épisode de pollution atmosphérique*.

¹⁷¹ *Arrêté du 21 décembre 2016 portant publication de la stratégie nationale de recherche énergétique* (Estrategia Nacional de Investigación Energética).

temas principales de la transición energética, desarrollar la I+D+i en sintonía con los territorios y el tejido industrial (especialmente las pymes), desarrollar las competencias y conocimientos de la investigación y el público interesado sobre la I+D+i de manera multidisciplinar e incluyendo las ciencias sociales, y crear un gobierno ligero y eficiente que permita una operativa dinámica de la SNRC y la coordine desde el nivel local al nivel internacional.

En el aspecto económico puede citarse la emisión, en enero de 2017, de bonos verdes estatales destinados, entre otros, a financiar proyectos de transición energética por un montante total de 7.000 M€ a 22 años. Esto supuso la segunda emisión de esta clase de bonos estatales, siendo precedida por la de Polonia con 750 M€ a cinco años (Boughriet, 2017). Además de apoyar la financiación de la transición energética, esta emisión tiene también el objetivo de impulsar el empleo de bonos verdes de forma internacional (MEEM, 2017b).

Se ha reforzado igualmente la financiación de las autoridades locales para que puedan ejercer su actividad impulsora según contempla la LTECV. El 4 de septiembre de 2014 se lanzó el programa TEPCV¹⁷², al que se acogieron 554 territorios (que agrupan 15.000 ayuntamientos). Este programa para el desarrollo de proyectos territoriales está apoyado por un fondo nacional para la transición energética dotado con 750 M€ durante tres años (Conseil des ministres, 2017).

En cuanto a préstamos, destaca la puesta a disposición para las colectividades locales, por parte de la *Caisse des Dépôts*, de hasta cinco mil millones de euros en préstamos a largo plazo que podrán dedicarse a proyectos sobre transición energética. También podrán solicitar préstamos a la BPI¹⁷³ y a la red bancaria (para lo que se lanzó con anterioridad la conferencia bancaria y financiera¹⁷⁴) y tendrán la posibilidad de participar en proyectos de renovables dentro de sociedades anónimas o sociedades por acciones simplificadas (*sociétés par actions simplifiées*) (Consigny, 2014). Asimismo, los territorios tienen disponibles varios programas de financiación provenientes de la UE. Entre ellos destacan los fondos FEDER¹⁷⁵, que en Francia suponen 9.500 M€, y

¹⁷² *Territoires à énergie positive pour la croissance verte* (Territorios de Energía Positiva por el Crecimiento Verde). Territorios que se comprometen a adoptar un proceso de equilibrar la producción y consumo local de energía mediante la promoción de la eficiencia energética, la reducción de las emisiones de GEI, la reducción del consumo de combustibles fósiles y la instalación de generación renovable.

¹⁷³ *Banque Publique d'Investissement* (Banca Pública de Inversión). También denominada Bpifrance. Cabe destacar los préstamos *eco-énergie*, préstamos de entre 10.000 € y 100.000 € destinados a equipos que mejoren la eficiencia energética en pequeñas y medianas empresas, siendo compatibles con los CEE.

¹⁷⁴ *Conférence bancaire et financière* (Ministre de l'Économie et des Finances, 2014).

¹⁷⁵ *Fonds européen de développement régional* (Fondo Europeo de Desarrollo Regional). Este fondo puede emplearse para el desarrollo de infraestructuras en energía, medioambiente y transporte.

el programa LIFE¹⁷⁶, con un presupuesto de 3.000 M€ en Europa para el periodo 2014-2020 (M Publicité, 2018).

Cabe citar también el desarrollo de una actuación transversal a la transición energética. Es el caso de la Ley 2016-1321 de 7 de octubre de 2016 por una República digital, fruto de un proceso inédito en Francia de consulta y co-creación a finales de 2014, seguido de una consulta en red sobre el anteproyecto de ley en otoño de 2015. Esta Ley convierte la apertura de datos públicos de interés general en la norma en lugar de la excepción, creando un servicio público de datos a través de grandes bases de datos de referencia. A esto se unen, entre otros, el libre acceso a trabajos de investigación, los proyectos de financiación participativa o microfinanciación (que cuentan con un desarrollo propio para la generación renovable en el Decreto 2016-1272), la neutralidad de red, la portabilidad de datos de usuarios y un mayor despliegue de la cobertura móvil en todo el territorio (Vie Publique, 2016).

También se ha continuado profundizando en la importancia del debate público. La ordenanza 2016-1060 de 3 de agosto de 2016¹⁷⁷ reforma los procedimientos para garantizar la información y participación pública sobre decisiones relativas a medioambiente. En mayo de 2017 el MTES lanzó la *Charte de la participation du public* (Carta de Participación Pública), en la que se establecen los valores y principios de un proceso participativo virtuoso en la transición energética. Constituye una ayuda en la puesta en marcha del esquema de participación (MTES, 2017b).

Finalmente, señalar que a cierre de este documento se están presentando nuevas leyes para desarrollar y complementar la LTECV. Es el caso del plan de despliegue del hidrógeno, presentado en junio de 2018 por el entonces Ministro de la Transición Ecológica y Solidaria, Nicolas Hulot¹⁷⁸. Este plan pretende situar al hidrógeno como un agente de importancia en las áreas de almacenamiento de excedentes de electricidad, generación eléctrica y vehículos eléctricos, empleado en la red de gas natural junto con el metano y en la captura de CO₂ para fabricar metano (Conseil des ministres, 2008).

El Plan Hidrógeno se organiza en torno a tres ejes: un objetivo del 10 % de descarbonización del hidrógeno industrial para el año 2023; desarrollo de la

¹⁷⁶ *L'Instrument Financier pour l'Environnement* (Instrumento Financiero para el Medioambiente). Programa para el desarrollo de proyectos medioambientales, de protección de la naturaleza y de acción climática.

¹⁷⁷ *Ordonnance n° 2016-1060 du 3 août 2016 portant réforme des procédures destinées à assurer l'information et la participation du public à l'élaboration de certaines décisions susceptibles d'avoir une incidence sur l'environnement.*

¹⁷⁸ Nicolás Hulot dimitió poco después por diferentes desavenencias con el Gobierno de Emmanuel Macron (Le Monde, 2018). Entre sus principales actuaciones antes de dimitir está el haber lanzado una revisión de la Constitución para incluir, entre otros, el cuidado del medioambiente (Lattier, 2018).

movilidad para el año 2023 con 100 estaciones de recarga de hidrógeno, 5.000 utilitarios ligeros y 200 vehículos pesados; y 100 M€ dedicados hasta el año 2019 para los primeros despliegues del hidrógeno en la industria, la movilidad y la energía¹⁷⁹. Otras medidas del plan incluyen desarrollar un sistema de trazabilidad del hidrógeno dentro del marco europeo (en discusión), lanzar programas piloto dentro de los territorios aislados y determinar las condiciones técnicas y económicas aceptables de la inyección de hidrógeno en las redes (MTES, 2018c). Cabe señalar que, según ADEME, el hidrógeno permitirá aportar flexibilidad y optimización a las redes eléctricas, mejorar el autoconsumo, diversificar la electromovilidad y reducir las emisiones ligadas a la actual producción de hidrógeno para la industria (ADEME, 2018b).

También son los casos de la Ley ELAN¹⁸⁰, presentada en abril de 2018 y aprobada por la Asamblea Nacional en junio del mismo año, cuyo objetivo es facilitar la construcción de nuevas viviendas, hacer evolucionar la vivienda social y facilitar la renovación de las viviendas ya existentes; y del plan para la renovación energética de edificios, en desarrollo a fecha de elaboración del presente informe (MTES, 2017e).

Esta actividad reciente también se enfoca en el terreno institucional, con, por ejemplo, la creación del AcTE (*Accélérateur de la transition écologique*), un comité de 16 expertos, en su mayoría de la economía y de la investigación, formado en marzo de 2018 con el objetivo de apoyar al MTES en la puesta en marcha de diferentes hojas de ruta dentro del *Plan Climat* (MTES, 2018b). Otra reciente creación que cabe destacar es la de los Comités estratégicos sectoriales (*Comités stratégiques de filière*), cuya misión es identificar de manera convergente los asuntos claves del sector y los compromisos entre el Estado y la industria, proponer acciones concretas y realizar el seguimiento de las mismas (MINEFI, 2017).

5.4.2. Programación Plurianual de la Energía 2015

La PPE (*Programmation Pluriannuelle de l'Énergie*, Programación Plurianual de la Energía), introducida en el artículo 176 como parte del Código de la Energía, requiere un análisis particular. Esta constituye la herramienta que establece las prioridades de los poderes públicos para la gestión de la política energética para Francia metropolitana y las ZNI (*Zones Non Interconnectées au réseau électrique métropolitain français*, Zonas No Interconectadas a la Red Eléctrica Metropolitana Francesa).

¹⁷⁹ Los objetivos a 2028 incluyen un 20-40 % de descarbonización del hidrógeno para el año 2028 y un despliegue de 400-1.000 estaciones de recarga, 20.000-50.000 utilitarios ligeros y 800-2.000 vehículos pesados.

¹⁸⁰ *Evolution du logement, de l'aménagement et du numérique* (Evolución de la Vivienda, el Desarrollo y la Digitalización).

La PPE de la metrópolis continental es elaborada por el Gobierno, se somete su borrador a la opinión del CNTE y, una vez aprobado, se presenta en el Parlamento. Las PPE de las ZNI, que no se tratan en el presente documento, se co-elaboran junto con las autoridades locales. Deben ser compatibles con el presupuesto carbono, trazando la estrategia para alcanzarlo, y siguiendo las pautas marcadas por la SNBC.

Su antecedente son las dos PPI (*Programmation Pluriannuelle des Investissements*, Programación Plurianual de las Inversiones) de producción de electricidad y calor y el PIP (*Plan Indicatif Pluriannuel des investissements*, Programación Indicativa Plurianual de las inversiones) de gas. Estos agrupaban respectivamente los objetivos estatales en las materias de política energética a la que hacían referencia: producción eléctrica, producción de calor e infraestructuras de gas natural.

La PPI de producción de electricidad fue introducida por la Ley 2000-108 de 10 de febrero de 2000 relativa a la modernización y al desarrollo del servicio público de electricidad. En el caso del gas se desarrolló por la Ley 2003-8 de 3 de enero de 2003 relativa a los mercados de gas y de electricidad y al servicio público de la energía¹⁸¹, mientras que la de producción de calor fue incorporada por la Ley POPE en 2005.

La PPE 2016, promulgada por el Decreto 2016-1442, ha sido elaborada en base al trabajo de diversos organismos. Se organizó un comité de seguimiento compuesto principalmente por miembros del CNTE y del *Conseil supérieur de l'énergie* (CSE) para organizar su elaboración y discutir sus principales orientaciones. Su desarrollo conllevó la realización de 22 talleres en los que se abordaron diferentes aspectos de la transición energética, además de un taller específico sobre la estrategia de desarrollo de la movilidad limpia. También se tuvieron en cuenta las opiniones del CNTE, el CSE, la Ae¹⁸² y el público participante en una consulta pública organizada entre septiembre y octubre de 2016 (MTES, 2016).

La PPE define los objetivos cuantitativos para dos periodos consecutivos de cinco años, pudiendo desglosarlos por nivel sectorial y territorial¹⁸³. Estos objetivos se revisan cada cinco años para ver la evolución seguida, añadiéndose un nuevo periodo de cinco años¹⁸⁴. Para tener en cuenta las incertidumbres técnicas y económicas, en el segundo periodo se incluyen dos escenarios de mayor y menor desarrollo de

¹⁸¹ *Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.*

¹⁸² *Autorité environnementale* (Autoridad medioambiental) o *Autorité de l'État compétente en matière d'environnement* (Autoridad del Estado competente en materia de medioambiente).

¹⁸³ Las tablas con los diferentes objetivos aparecen en la introducción a los sectores energéticos de combustibles fósiles y renovables, aunque también hay objetivos concretos en otras áreas, como los biocombustibles avanzados.

¹⁸⁴ Esta revisión abarca el segundo periodo de la PPE actual y los cinco años posteriores. En el caso de la primera, que se aprobó en 2016 por decreto, la LTECV prevé su revisión a finales del año 2018. Para ello, el 19 de marzo de 2018 se abrió un debate público sobre la revisión de la PPE para los periodos 2018-2023 y 2024-2028, organizado por la *Commission nationale du débat public* (CNDP) (CNDP, 2018).

renovables. El primero de ellos está asociado al cumplimiento de los objetivos a 2030, mientras que el segundo es una señal de la necesidad de modificar la tendencia para alcanzar los objetivos. Estos pueden desglosarse por nivel sectorial y territorial.

La PPE contiene secciones sobre la seguridad de suministro (principalmente sobre electricidad y gas natural, aunque también se incluye la importación de combustibles fósiles, uranio y biomasa y los intercambios internacionales de electricidad); la eficiencia energética y la reducción de energía primaria (especialmente la fósil); el desarrollo de las energías renovables, de las redes, del almacenamiento, de la transformación y de la gestión de la demanda de energía (particularmente de electricidad, gas y calor); el mantenimiento del poder adquisitivo de los consumidores y la competitividad de las empresas; y la evaluación de las competencias profesionales en el terreno de la energía y su adaptación en caso necesario.

TABLA 30. Secciones y principales líneas de trabajo de la PPE 2016

Secciones	Líneas de trabajo
Eficiencia energética y reducción de la demanda	<p>Reforzar el sistema de CEE, fijando los objetivos y modalidades para el periodo 2018-2020.</p> <p>Sensibilizar a los consumidores sobre el ahorro energético.</p> <p>Apoyar una política europea sobre diseño ecológico y etiquetado de productos relacionados con la energía.</p> <p>Mejorar el sistema de financiación de la eficiencia energética.</p> <p>Plan de renovación de vivienda social y edificios públicos a través de la <i>Caisse des Dépôts</i>.</p> <p>Desarrollar la digitalización para reducir el consumo energético.</p> <p>Proponer una evolución europea para el precio del CO₂ del mercado ETS.</p> <p>Crear una coalición internacional por un precio del CO₂.</p>
Desarrollo de renovables	<p>Acelerar el desarrollo de proyectos de renovables teniendo en cuenta los aspectos medioambientales, de aceptación local y los posibles conflictos de uso.</p> <p>Simplificar la administración para acelerar los proyectos y reducir costes.</p> <p>Instaurar un calendario de ayudas para la construcción de instalaciones renovables.</p> <p>Apoyar el desarrollo de proyectos con inversiones participativas.</p> <p>Mantener la capacidad de flexibilidad de la generación hidroeléctrica.</p> <p>Lanzar ayudas al autoconsumo en los sectores agrícola, industrial y terciario.</p> <p>Desarrollar la metanización considerando los conflictos de uso alimentario.</p> <p>Equipar incineradoras y depuradoras con medios para generación eléctrica.</p> <p>Aumentar la trayectoria del <i>Fonds chaleur</i> para alcanzar los objetivos a 2018.</p>

	<p>Aumentar un 50 % el ritmo de desarrollo de la producción de calor renovable.</p> <p>Aumentar la oferta francesa de estufas de pellets y calderas de varios combustibles.</p> <p>Impulsar los proyectos <i>Dynamic Bois</i>¹⁸⁵.</p> <p>Poner en marcha los proyectos relativos al <i>fonds air-bois</i>.</p> <p>Favorecer el uso de bombas de calor en los sectores residencial y terciario.</p> <p>Priorizar el desarrollo de biocarburantes avanzados.</p> <p>Publicar un decreto fijando las listas de biocombustibles convencionales y avanzados.</p> <p>Autorizar el carburante ED95 (95 % etanol).</p>
Seguridad energética	<p>Reducir el crecimiento de la punta de la demanda eléctrica.</p> <p>Reforzar los criterios de seguridad de suministro de electricidad y gas.</p> <p>Priorizar la interrumpibilidad eléctrica frente a la construcción de nuevos proyectos y desarrollar la interrumpibilidad de gas.</p> <p>No autorizar nuevas centrales de carbón sin sistema de captura de CO₂.</p> <p>Restringir las HEPC anuales de las centrales emisoras de GEI a 2,2 kt CO_{2eq}/MW.</p> <p>Continuar los trabajos de desarrollo de interconexiones.</p> <p>Reforzar el ahorro energético introduciendo una señal de precio en las tarifas.</p> <p>Cumplir el <i>Pacte électrique breton</i>.</p> <p>Mejorar la cooperación entre operadores de redes de gas y de electricidad.</p> <p>Mantener la capacidad de refino y reequilibrar el consumo diésel-gasolina.</p> <p>Preservar el equilibrio territorial de los depósitos de petróleo.</p> <p>La exploración y explotación de hidrocarburos en Francia no son prioritarias¹⁸⁶.</p>
Infraestructura	<p>Revisar los S3REnR¹⁸⁷ una vez se empiecen a saturar.</p> <p>Lanzar el <i>Comité du système de distribution publique d'électricité</i> (CSDPE).</p> <p>Pasar a la fase de despliegue industrial de las redes eléctricas inteligentes.</p> <p>Reflexionar sobre la normativa y las tarifas de red en base al desarrollo del almacenamiento.</p>

¹⁸⁵ Proyectos de gestión forestal para movilización de biomasa que se llevaron a cabo entre 2015 y 2016 (Forestopic, 2017).

¹⁸⁶ En diciembre de 2017 la Asamblea Nacional aprobó la *Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement*, que pone fin a la búsqueda y explotación de hidrocarburos en territorio francés. Respecto a las concesiones de explotación ya existentes, el texto prohíbe su renovación más allá del año 2040.

¹⁸⁷ *Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables* (Esquemas Regionales de Conexión a la Red de Energías Renovables), documentos de Rte según la Ley Grenelle 2 que permiten anticipar y organizar el desarrollo de energías renovables dentro de cada región administrativa.

	<p>Comprometer proyectos de bombeo y de demostración de hidrógeno. Decidir el cierre o ampliación de vida de las centrales nucleares. Realizar los proyectos de gas Val de Saône y Gascogne-Midi antes de 2018. Estudiar el desarrollo de nuevas interconexiones gasistas, especialmente con España. Dar transparencia al origen del gas natural, especialmente del gas de esquisto. Crear nuevas redes de calor y frío y aumentar el uso de las ya existentes. Adaptar el <i>Fonds chaleur</i> a la problemática de las redes de calor y frío. Publicar la Estrategia Nacional de Investigación Energética.</p>
Movilidad sostenible ¹⁸⁸	<p>Modificar la movilidad, con un objetivo de 10 % de días de teletrabajo en 2030. Alcanzar 2,3 millones de vehículos eléctricos e híbridos recargables en 2023. Alcanzar 3 % de vehículos pesados de gas natural en 2023. Aumentar al 12,5 % los desplazamientos cortos a pie y en bicicleta. Desarrollar el uso compartido de vehículos mediante la digitalización, alcanzando una tasa de personas por vehículo de entre 1,8-2 personas/vehículo. Desarrollar tecnologías de transporte compartido, inteligente y autónomo.</p>
Impacto social y económico	<p>Poner en marcha un dispositivo de observación de la cadena de valor energética en la transición energética con seguimiento de la balanza comercial y del empleo. Favorecer la competitividad industrial favoreciendo la flexibilidad y modulando las tarifas de la red eléctrica de transporte para la industria electrointensiva. Avanzar el programa "territorios de energía positiva por el crecimiento verde". Favorecer la inversión de actores locales en las energías renovables.</p>

Nota: no se han incorporado los objetivos que ya estuvieran presentes en la LTECV y otras leyes ya citadas en el presente documento.

Fuente: elaboración propia a partir de MTES (2016).

5.4.3. Programación Plurianual de la Energía 2018

En noviembre de 2018, al cierre del presente informe se han anunciado los principales objetivos de la PPE 2018. En líneas generales, estos profundizan en los pasos acometidos en la PPE 2015, aunque también introducen modificaciones de gran calado. Entre estos aspectos cabe destacar la reducción al 50 % de la generación nuclear para el año 2035 (anteriormente en 2025) y el cierre de 14 centrales de

¹⁸⁸ Incluye la Estrategia de Desarrollo de la Movilidad Sostenible que indicaba la LTECV.

900 MW para dicho año (de 6 a 8 antes de 2030), incluyendo el cierre de Fessenheim en el primer semestre de 2020. También se concreta el cierre de todas las centrales de carbón para el año 2022 (Gouvernement de la République française, 2018a).

Otros objetivos para el año 2030 que también fija la PPE son: 1) la reducción de un 40 % del consumo de combustibles fósiles (respecto a 2012), con un énfasis en la reducción del consumo de viviendas y transporte; 2) el desarrollo de la generación eléctrica renovable (triplicar la generación eólica y quintuplicar la fotovoltaica) con independencia del desarrollo de la nuclear y financiada mediante la fiscalidad a los carburantes; 3) un 32 % de consumo final bruto renovable, objetivo que se mantiene y se reparte por áreas de la manera siguiente: será renovable el 40 % de la producción eléctrica, el 38 % de consumo de calor; el 15 % de los carburantes y el 10 % del gas.

Cabe señalar que para la reducción del consumo de combustibles fósiles se sigue apostando por medidas similares. En edificios se pretende continuar con la rehabilitación energética, a pesar de que hasta la fecha no se han alcanzado los objetivos de número de reformas anuales, así como la renovación de equipos (con especial énfasis en ayudas a la sustitución de calderas de fueloil en diez años). Para la reducción del consumo del transporte se quiere diversificar la movilidad incorporando nuevas formas (coche compartido, bicicleta, movilidad a pie, etc.) y se dará una prima para cambios de vehículos (en el año 2018 el 70 % de los beneficiarios no estuvieron sujetos al impuesto sobre la renta).

Respecto a la industria nuclear, se señala que Francia debe conservar la capacidad industrial de construir nuevos reactores nucleares por cuestiones de soberanía energética. En este sentido, se establecerá un plan para su devenir a mediados de 2021. Este deberá contener una decisión sobre la construcción de nuevos reactores (modelo, emplazamiento, coste, financiación, etc.) en base a la experiencia mundial con los EPR (y muy particularmente el de Flamanville).

En respuesta al movimiento denominado “de los chalecos amarillos”¹⁸⁹, Macron ha propuesto adaptar el alza del componente carbono a la evolución de los precios internacionales de los combustibles. Se pretende así conseguir un aumento constante y no brusco de sus precios. Aunque no se realizarán cambios en la trayectoria de aumento anual de la contribución clima-energía, sí podrán hacerse ajustes trimestrales que reduzcan o eliminen el aumento de precio interanual en todos o varios de los carburantes. En ningún caso se podrá reducir el valor del TICPE por debajo del valor del año precedente. Días después, el Primer Ministro Édouard Philippe anunció una moratoria del incremento de esta contribución y de la convergencia diésel-gasolina, junto con el aplazamiento por seis meses del control

¹⁸⁹ Movimiento de protesta por el alza en el precio de los combustibles que comenzó en Francia a mediados de noviembre de 2018.

técnico de automóviles previsto para 2019 y el compromiso de no incrementar la tarifa eléctrica en 2019 (Le Monde.fr & AFP, 2018).

En el plano de la coordinación política, se creará un Consejo (*Haut Conseil*) para el Clima que será el encargado de asegurar el curso ecológico de la política gubernamental. También se lanzará durante los tres meses siguientes a la presentación un debate nacional sobre transición energética en los territorios para que ciudadanos, asociaciones y políticos desarrollen soluciones concretas adaptadas a su entorno.

Finalmente, cabe reseñar que Emmanuel Macron emplazó a EDF a intensificar la investigación en nuclear, pero también en renovables y almacenamiento de energía. En particular, puso el acento sobre la necesidad de “una mayor independencia en la producción de baterías de vehículos eléctricos” (Maligorne, 2018). Para afianzar esta línea se ha puesto sobre la mesa la posibilidad de que el Estado refuerce su participación en el capital de la empresa.

El Decreto que establezca esta nueva PPE debería ser publicado en el segundo trimestre de 2019 (Pifteau, 2018).

6. CONCLUSIONES

La transición energética y ecológica en Francia es un proceso complejo en el que entran en consideración facetas muy diversas. Entre estas facetas pueden señalarse motivaciones de ámbito histórico, estructura energética, estrategia y competitividad industrial, organización territorial, geopolítica y ecología.

Es asimismo un proceso largo, inicialmente definido con el objetivo de reducir por cuatro las emisiones de GEI para el año 2050 (Factor 4), posteriormente ampliado para alcanzar la neutralidad carbono.

A este objetivo se han ido incorporando otras metas paralelas, entre las que destacan el aumento de la eficiencia energética, la reducción del porcentaje de generación eléctrica nuclear y el aumento en el uso de renovables, tanto en electricidad como en usos finales.

Si bien estos objetivos son comunes a muchos de los países que emprenden su transición energética, como Alemania y España, existen grandes diferencias entre ellos. Estas diferencias radican, por un lado, en el diferente punto de partida de cada país y, por otro lado, en las motivaciones anteriormente señaladas, que configuran el escenario modelo hacia el cual quiere dirigirse Francia.

6.1. Situación y retos de la transición energética en Francia

Francia se sitúa en la actualidad al final de la segunda etapa de su transición energética. La primera etapa, marcada por la primera fase del Protocolo de Kioto, concluyó de forma exitosa alcanzando el objetivo de reducción de emisiones de GEI desvinculando las mismas del crecimiento del PIB. La presente segunda etapa, más ambiciosa, corresponde a los objetivos de la UE para con la prórroga del protocolo de Kioto.

Además de incrementar la reducción de emisiones de GEI, se han introducido nuevas metas de eficiencia energética y consumo de renovables. El primer objetivo está, nuevamente, en vías de cumplimiento, pero no sucede así con los dos restantes.

La demanda de energía final apenas se redujo un 1,2 % entre los años 2012 y 2016 y las renovables, aunque han incrementado su aporte a la energía primaria un 16 % durante dicho periodo, solo han crecido en 2,5 puntos porcentuales de los 9,5 necesarios para alcanzar el objetivo a 2020.

Pueden señalarse dos causas a las que se debe esta situación. Por un lado, la demanda energética se ha incrementado en los años 2015 y 2016 en casi todos los sectores a raíz de unos inviernos más fríos que los precedentes y, por otro lado, se ha producido un descenso en el precio de los combustibles fósiles.

Este descenso ha dejado sin efecto el incremento del impuesto a las fuentes energéticas en función de sus emisiones de CO₂ (“componente carbono”), lo que ha llevado a que no se ha conseguido la señal de precios que se buscaba.

Para cumplir con el objetivo a 2020 de eficiencia Francia da una gran importancia a las obligaciones legales de eficiencia energética a través de los certificados CEE, y en concreto, a la mejora energética de los edificios.

Es posible que Francia no cumpla con todos sus objetivos para el año 2020, pero las medidas puestas en marcha cuentan con alcance para poder cumplir con aquellos a medio y largo plazo. En este sentido, hay que remarcar que uno de los principales activos de Francia con vistas llevar a cabo exitosamente su transición energética es la continuidad del compromiso político con las principales líneas de la transición energética. En particular considerando que, desde la aprobación de la Ley POPE, se han sucedido tres presidentes pertenecientes a tres partidos políticos diferentes.

Sí han existido ciertas discrepancias en cuanto a los tiempos de aplicación, por ejemplo respecto a la promulgación o no del componente carbono sin alcanzar un acuerdo europeo o la reducción del peso de la generación eléctrica nuclear para el año 2025 o 2035. Estas discrepancias obedecen tanto a motivos de ideología política como a la propia dinámica tecnológica y social.

TABLA 31. Situación y retos de los sectores energéticos en Francia

Sector	Situación	Retos
Nuclear	Parque nuclear envejecido y en revisión. Desarrollo de tecnología propia (reactor EPR) en retraso.	Reducir el porcentaje de generación nuclear al 50 % del <i>mix</i> eléctrico a 2035 y contar con una potencia instalada no superior a 63,2 GW. Mantener a Francia como un país puntero en tecnología nuclear que exportar a otros países.
Petróleo	Gran presencia de vehículos diésel que desequilibra la producción y el balance exportaciones/importaciones. Cierre reciente de varias refinerías.	-23,4 % de energía primaria a 2023. Equilibrar el número de vehículos diésel-gasolina. Solo venta de vehículos eléctricos e híbridos para el año 2040.
Gas natural	15 % en energía primaria. Demanda estable.	-15,8 % de energía primaria a 2023.
Carbón	3 % en energía primaria y 2 % en electricidad.	-37,0 % de energía primaria a 2023. Cierre de las centrales de carbón en 2022.
Biomasa	47 % uso en primera vivienda. Biocombustibles convencionales suponen 25 % de la demanda de energía final renovable.	Aumentar el nº de hogares con biomasa manteniendo estable el consumo. Aumentar la fracción de biocombustibles.

		Desarrollar biocombustibles avanzados.
Hidráulica	Principal renovable en generación eléctrica (25,5 GW; 20 % potencia instalada).	Incrementar la potencia instalada, principalmente de bombeo. Diversificar las empresas concesionarias.
Eólica	11,5 GW de eólica terrestre. Primer proyecto de eólica marina a conectar en 2018.	22-26 GW de eólica terrestre (2023). 3 GW de eólica marina (2023).
Solar	7,3 GW solar eléctrica. 159 ktep de solar calor.	18-20 GW electricidad (2023). 270-400 ktep de solar calor (2023).
Electricidad	Exportador neto de electricidad con países colindantes salvo Europa Central (Alemania y Bélgica). Mercado de capacidad establecido desde el año 2015	Aumentar la electrificación de la demanda. Fortalecer su papel exportador de electricidad. Desarrollo de más interconexiones. Abrir el mercado de capacidad a instalaciones de otros países europeos.

Fuente: elaboración propia.

Entre las primeras puede citarse la promesa de reducir al 50 % la generación nuclear del presidente François Hollande y su determinación a aplicar un impuesto a las emisiones de CO₂ que no hubo en el Gobierno anterior, mientras que de las segundas destaca el acusado descenso en el coste de la generación eléctrica renovable, la menor penetración del vehículo eléctrico frente a las estimaciones iniciales y la flexibilidad planteada para la CCE.

La Tabla 31 recoge la situación y los retos de los sectores energéticos en Francia analizados en el presente documento.

6.2. La transición energética en los diferentes sectores energéticos

Es destacable el cambio de paradigma que ha habido en Francia con respecto a la nuclear. Las primeras leyes de transición energética situaban a esta fuente como uno de los principales pilares energéticos, primando el desarrollo de una nueva serie de reactores nucleares que sustituyeran al parque entonces existente. Por el contrario, la LTECV emplazó a que su generación eléctrica no sobrepase el 50 % de la demanda para el año 2025.

El nuevo Gobierno¹⁹⁰ reconoció que cumplir este objetivo en plazo resultaba difícil, particularmente si se quería alcanzar el objetivo de reducción de GEI, y aplazó el objetivo a 2035, dando a su vez pasos en esta línea. Estos incluyen el cierre de

¹⁹⁰ Presidido por Emmanuel Macron desde mayo de 2017.

centrales por debajo del límite de 63,2 GW de potencia, el incremento de la potencia renovable instalada y el aumento de la electrificación de la demanda. Respecto a las centrales nucleares en funcionamiento, se ha adelantado el cierre de catorce grupos antes del año 2035 incluyendo los dos de Fessenheim, cierre ya aprobado anteriormente y fijado para 2020. Es de prever que, en función de las revisiones decenales, se opte por prolongar la vida de algunas instalaciones y cerrar otras con el fin de desarrollar una nueva serie de plantas aprovechando la experiencia del EPR y manteniendo el liderazgo francés internacional en generación nuclear. Estas centrales cuentan con un razonable apoyo de la población, por lo que no es de esperar grandes cambios políticos en el corto plazo.

Al contrario que otros países europeos de su entorno, como Reino Unido y en menor medida Alemania, Francia no cuenta con recursos de combustibles fósiles de importancia. En este ámbito, uno de los pilares históricos de su política energética ha sido la diversificación de sus vías de abastecimiento y la reducción de su demanda de combustibles fósiles. Hay así un consenso en que la transición energética debe tener como prioridad reforzar la autonomía energética de Francia. Esta autonomía energética no implica una visión de independencia energética, ya que múltiples aspectos clave para el éxito de la transición, como el refuerzo de las interconexiones eléctricas y el desarrollo de un mecanismo de capacidad paneuropeo, requerirán de la cooperación y negociación con el resto de Estados europeos.

Para incentivar la reducción de su consumo, así como la disminución de las emisiones de GEI, Francia ha optado principalmente por dos vías: la eficiencia energética y la introducción del "componente carbono" (*contribution clima-énergie*) dentro del impuesto a los productos energéticos. La primera vía inicialmente se materializó mediante acciones diversificadas, pero finalmente el paso ha recaído mayoritariamente en la utilización de los certificados CEE. Con estos se fuerza a que las empresas suministradoras de energía emprendan acciones en eficiencia energética, especialmente en la renovación térmica de edificios.

La segunda vía ha supuesto un hito dentro de un largo recorrido en favor de la introducción de un componente carbono en Europa. Finalmente, Francia ha optado por adoptarlo de manera unilateral, pero sin renunciar a su introducción en el ámbito europeo. Ello podría tener consecuencias en la propia estrategia de Francia, ya que, de establecerse finalmente de forma armonizada para toda la UE, podría afectar a la claridad en el curso marcado a este componente, uno de sus principales valores. Francia tampoco renuncia a que se introduzca un suelo al precio de los derechos de emisión de CO₂. Se establezca o no, la tendencia de aumento en el precio de estos derechos podría tener el efecto de incrementar el precio de la electricidad en los mercados europeos más que en el mercado francés, como consecuencia de que

Francia cuenta con un *mix* eléctrico muy descarbonizado frente a sus vecinos, lo que podría incrementar sus exportaciones.

En los países de fuera de la UE también se pretende trabajar en la introducción de un precio del CO₂. Esto no quiere decir que se fomente un mercado de CO₂ global o impuestos locales a las emisiones, sino que los mecanismos que se implementen estén basados en los mismos principios. En esta línea, en septiembre de 2014, durante la Cumbre sobre el Clima organizada por la Secretaría General de la ONU, setenta y cuatro países y más de mil empresas crearon una coalición por establecer un precio del CO₂, coalición que fue oficialmente puesta en marcha al año siguiente, durante la COP21.

De esta manera, las energías renovables tienen un importante margen de crecimiento por delante. Su utilización en calefacción y refrigeración, fundamentalmente de biomasa, ha superado su caída de la década de 1990 y desde entonces conoce un incremento continuo en su utilización. Gracias a las medidas llevadas a cabo en eficiencia energética, este aumento no se ha traducido en un incremento en la demanda de biomasa. Sí ha habido un incremento en el uso de la biomasa en el área de los biocombustibles, donde destaca frente a otros países europeos.

Por el contrario, el porcentaje que ocupan las renovables en la generación eléctrica está muy por debajo de otros países de su entorno, en parte por el peso que ocupa históricamente la generación nuclear y, en otra parte, por los menores incentivos a las renovables en comparación con otros países del entorno. Esto ha tenido como contrapartida la contención en el coste de la electricidad, en particular en lo que respecta a tasas e impuestos (aunque también han aumentado), si bien su situación como exportadora neta con respecto a Alemania se ha invertido y ha pasado a ser importadora neta.

Continuar aumentando la electrificación de la demanda es clave para avanzar en la integración de renovables, así como para superar las limitaciones propias del suministro biomasa. Francia se encontrará así ante la problemática, única en su caso, de armonizar una generación renovable intermitente con una potente base de generación nuclear. Ello explica las necesidades de reducir el porcentaje de generación nuclear, de renovar parte del parque de centrales nucleares por uno más moderno y con mayor capacidad de variar su generación, de incrementar su capacidad de gestión de la demanda y de aumentar su integración dentro del mercado eléctrico europeo.

6.3. Precios de la energía en Francia

Los precios de la energía y su estructura presentados para Francia varían de fuente a fuente, existiendo casos en los que estos son similares a otros países y otros en los que son, en general, menores.

Se podría concluir que las principales diferencias (de país a país) en los niveles de precios finales de los derivados del petróleo presentados se deben a la diferente fiscalidad, dado que en términos generales los precios antes de impuestos se encuentran asociados a los precios del crudo en todos casos analizados y alrededor de una misma banda.

La fiscalidad de los principales derivados del petróleo resulta muy elevada en Europa frente a Estados Unidos. Además, es diferente de producto a producto (gasolinas vs. GLP).

En Francia, el nivel de precios de los derivados del petróleo se ha situado tradicionalmente en el promedio de los países objeto de estudio. Sin embargo, la fiscalidad que para los carburantes ha resultado muy elevada, entre las mayores de los casos presentados, en el caso de los combustibles no ha sido así. En efecto, la fiscalidad sobre los combustibles ha sido tradicionalmente reducida, hasta apenas hace cuatro años cuando se introdujo el componente carbono que está aumentando el peso de los impuestos sobre el precio final de los productos.

Esta diferencia entre carburantes y combustibles ha podido deberse al impacto que tiene la fiscalidad sobre los combustibles en los precios de estos sobre la competitividad industrial y el bienestar de los hogares. Por el contrario, el impacto de la fiscalidad sobre los carburantes (salvo el gasóleo de automoción de uso comercial, que cuenta con una menor carga por no soportar el IVA) se preveía diferente y ha constituido una importante fuente de ingresos.

En electricidad, en general puede concluirse que en Francia el precio de esta es inferior a la de otros países de su entorno, tanto antes de impuestos como después y tanto para consumidores domésticos como industriales.

Si bien en un primer momento podría ser achacado al hecho de contar con unas condiciones de acceso al precio de la electricidad favorables (ARENH y Exeltium principalmente), también es cierto que, como se ha presentado, la carga de los peajes de red y de los impuestos resulta muy inferior al del resto de países de su entorno. Además, existe un mayor equilibrio en cuanto al peso de cada componente de precio.

Por lo anterior no parece que pueda concluirse que haya un único factor que le beneficie, sino un conjunto de medidas y decisiones políticas previas, aprobadas por la UE, y un *mix* eléctrico que le permiten ofrecer precios relativamente reducidos en comparación con los países de su entorno.

No obstante, en la literatura se observa una creciente preocupación ante la necesidad de proceder a nuevas inversiones en potencia instalada y al aumento del coste del desarrollo de las energías renovables, que podría hacerles perder esa posición tan ventajosa que mantiene el país en términos de precios de la electricidad.

Esta preocupación es mayor en la medida en que desde la Comisión de regulación de la energía se señala la necesidad de aumentar el importe del precio de la electricidad bajo el mecanismo ARENH, ante las inversiones que hay que acometer en las instalaciones nucleares para mantener el nivel de seguridad pertinente.

En el caso del gas, se observa de igual manera que a mayor nivel de consumo, menor es el precio que paga el consumidor final, tanto en el caso doméstico como en el industrial. En el primero, la mayor diferencia se produce a partir de los 20 GJ de consumo anual, cuando puede reducirse a la mitad el precio. El peso de la fiscalidad es, en este caso, relativamente reducido.

En el caso industrial (con menores precios que el doméstico), se repiten estas diferencias, incluido el menor peso de la fiscalidad, que a su vez se reduce conforme mayor sea el nivel de consumo. Si se compara el precio del gas en Francia con el de otros países, se observa que este se mantiene en general en un nivel intermedio, bajo si se incluyen todos los impuestos.

Ante lo anterior, puede concluirse que la principal diferencia del *mix* energético francés en términos de precios se encuentra en la electricidad debido, como se ha señalado, a una serie de circunstancias que le llevan a tener unos precios inferiores a la mayor parte de los países.

6.4. Implicaciones de la LTECV

La LTECV de Francia trae consigo un enfoque más amplio que el de la transición energética, ya que la problemática que aborda toca materias tangenciales a la misma. Entre estas áreas cabe destacar la formación de una administración más descentralizada, una mayor toma de conciencia de las empresas sobre su exposición al cambio climático, la pobreza energética, los cambios en la movilidad (con un mayor énfasis en el transporte a pie y en bicicleta) y el desarrollo de una economía circular. Esta amplitud de miras se refleja también en la PPE, que integra las anteriores PPI de electricidad y calor y la PIP de gas y añade nuevas áreas como el desarrollo de la movilidad sostenible y la eficiencia energética.

La LTECV, la SNBC y la PPE son continuistas en cuanto a sus objetivos de reducción de emisiones de GEI, eficiencia energética y renovables, avanzando hacia 2030 y añadiendo objetivos intermedios. Destaca la unificación de los objetivos en un único documento y su ampliación a otras áreas como el reciclaje y la pobreza energética.

También cabe resaltar la carencia de objetivos concretos en la LTECV para el sector del transporte más allá del despliegue de puntos de recarga de vehículos eléctricos y de la compra de nuevos vehículos de gestión pública. Esta línea solo se ha abordado con el objetivo del Gobierno de Macron de que todos los nuevos vehículos a partir del año 2040 sean eléctricos o híbridos, pero carece de categoría de ley.

El Ministerio a cargo de impulsar la LTECV ha pasado a denominarse de transición ecológica y solidaria. Aunque este último aspecto no fuera subrayado en el propio título de la LTECV, sí hay importantes medidas en esta línea dentro de la misma. Destaca el haber ampliado los certificados CEE para obligar a la realización de reformas energéticas en hogares con bajos ingresos, una medida que permite afrontar la pobreza energética con un enfoque novedoso. Además de adoptar medidas que estos hogares no realizarían por no podérselas costear, permite ahorrarles gastos futuros y aumentar su nivel de vida. También cabe citar el programa Cheque energía, que proporciona cupones a hogares con bajos ingresos para que puedan pagar sus gastos energéticos.

Tratándose de uno de los países más centralizados de Europa, la transición energética supone para Francia un esfuerzo adicional por su carácter descentralizado. La LTECV pone el acento sobre el papel de los ciudadanos y las colectividades territoriales francesas en la transición energética mediante la coordinación gubernamental. Supone un impulso adicional a las políticas llevadas a cabo en este sentido, ampliando el rango de acción de las administraciones locales, así como de sus tareas y obligaciones. Con todo, todavía queda pendiente por analizar que la financiación local, centrada en diferentes programas de ayudas para la realización de proyectos concretos, sea adecuada.

7. REFERENCIAS

ADEME. (2018a). Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. Extraído de <http://www.ademe.fr/>

ADEME. (2018b). *Les avis de l'ADEME. Le vecteur hydrogène dans la transition énergétique*. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. Extraído de https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis-de-lademe_hydrogene_maj_avril2018.pdf

ALCEN. (2018). Connaissance des énergies. Extraído de <https://www.connaissancedesenergies.org>

Álvarez Pelegry, E., & Álvaro Hermana, R. (2017). *Implicaciones del energiewende en el ámbito eléctrico*. Bilbao: Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Extraído de <http://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orkestra/952-la-transicion-energetica-en-alemania-energiewende;>

Álvarez Pelegry, E., & Ortiz Martínez, Í. (2016). *La transición energética en Alemania (Energiewende)*. Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Extraído de <http://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orkestra/952-la-transicion-energetica-en-alemania-energiewende>

Álvarez Pelegry, E., Menéndez Sánchez, J., & Bravo López, M. (2017). *Movilidad sostenible. El papel de la electricidad y el gas en varios países europeos*. Bilbao: Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Extraído de <http://www.orkestra.deusto.es/es/investigacion/publicaciones/cuadernos-orkestra/1198-movilidad-sostenible>

Álvaro Hermana, R., Larrea Basterra, M., & Álvarez Pelegry, E. (2018). *Autoconsumo eléctrico. Normativa actual y experiencias internacionales de promoción del autoconsumo*. Bilbao: Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad.

ANDRA. (2012). *Le centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage*. Soullaines-Dhuys: ANDRA. Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Extraído de <https://www.andra.fr/download/site-principal/document/editions/380e.pdf>

ANDRA. (2018). ANDRA. Le centre de stockage de la manche. Extraído de <https://manche.andra.fr/>

ASN. (2016a). Autorité de sûreté nucléaire. La gestion des déchets radioactifs. Extraído de <https://www.asn.fr/Informer/Dossiers-pedagogiques/La-gestion-des-dechets-radioactifs/Le-cadre-reglementaire/Le-Plan-national-de-gestion-des-matieres-et-des-dechets-radioactifs-PNGMDR>

ASN. (2016b). *Réexamens périodiques et poursuite de fonctionnement d'une installation nucléaire en France. Orientations de l'ASN sur le réexamen périodique VD4 900 MWe*. Montrouge: Autorité de sûreté nucléaire. Extraído de <https://www.asn.fr/Controler/Reexamens-periodiques-et-poursuite-de-fonctionnement/Orientations-de-l-ASN-sur-le-reexamen-periodique-VD4-900-MWe>

ASN. (2017). *Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2016*. Montrouge: Autorité de sûreté nucléaire. Extraído de <http://rapport-annuel2016.asn.fr/>

ASN. (2018). *Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2017*. Montrouge: Autorité de sûreté nucléaire. Extraído de <http://rapport-annuel2017.asn.fr/>

Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, (2005). Extraído de <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000813253&categorieLien=id>

AVERE France. (2018, 09/01/2018). Près de 31 000 véhicules électriques immatriculés en France en 2017 ! *AVERE France* Extraído de http://www.aver-france.org/Site/Article/?article_id=7188&from_espace_adherent=0

Axel Springer. (2018). *Business insider. markets insider*. Extraído de <http://markets.businessinsider.com/>

Bailly, L. (2017). *Cours du pétrole brut et prix à la pompe* Institut National de la Consommation (INC). Extraído de <https://www.inc-conso.fr/content/cours-du-petrole-brut-et-prix-la-pompe>

Banet, C., & Wettestad, J. (2017). (2017). Why is 'nuclear France' going renewable? The development of political, organizational and European fields. Paper presented at the *European Consortium for Political Research*, Oslo. Extraído de <https://www.cicero.oslo.no/file/58/ECPR%20France%20Banet%20Wettestad%20September%202017.pdf/download>

Bureau, H. (2015). *L'énergie éolienne*. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Extraído de <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/guide-pratique-energie-eolienne.pdf>

Bastide, G. (2013). *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*. Angers: ADEME. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. Extraído de http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/88252_gisements-substrats-methanisation.pdf

Bayer, E. (2015). *Report on the French Power System*. Brussels: Extraído de <https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2014/CP-Frankreich/CP France 1015 update web.pdf>

Benezet, E. (2018). *Barrages : EDF craint l'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques*. Extraído de <http://www.leparisien.fr/economie/barrages-edf-craint-l-ouverture-a-la-concurrence-des-concessions-hydrauliques-12-07-2018-7817445.php>

Bezaf, J. (2017, 29/05/2017). Nucléaire : Bruxelles accepte le rachat d'une partie d'Areva par EDF. *Le Monde* Extraído de https://www.lemonde.fr/economie/article/2017/05/29/nucleaire-bruxelles-accepte-le-rachat-d-une-partie-d-areva-par-edf_5135598_3234.html

BMWi. (2018). *Sechster monitoring-bericht zur energiewende "der energie der zukunft". berichtsjahr 2016 - kurzfassung*. Berlin: Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Extraído de https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiawende-kurzfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=29

Boughriet, R. (2017, 25/01/2017). La France émet la plus grosse obligation verte souveraine. *Actu-Environnement*. Extraído de <https://www.actu-environnement.com/ae/news/obligation-verte-france-28332.php4>

Bourbon, J. (2017, 16/02/2017). Quand la France produit moins d'électricité nucléaire, elle exporte moins. *La Croix*. Extraído de <https://www.la-croix.com/Economie/France/Quand-France-produit-moins-delectricite-nucleaire-elle-exporte-moins-2017-02-16-1200825122>

BP plc. (2017a). *BP statistical review of world energy. June 2017*. BP. Extraído de <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

BP plc. (2017b). *BP statistical review of world energy. June 2017. Natural gas*. BP. Extraído de <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-natural-gas.pdf>

BP plc. (2018). *BP statistical review of world energy. June 2018*. BP. Extraído de <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

Brunet, R. (2016, 25/04/2016). François Hollande, un leader écolo salué à l'étranger mais contesté en son pays. *France 24*. Extraído de <http://www.france24.com/fr/20160425-environnement-francois-hollande-bilan-france-ong-conference-environnementale>

Cauret, O. (2016). *Domestic hot water heat pumps. French market overview*. EDF. Extraído de

https://www.researchgate.net/publication/314197397_Heat_Pump_Water_Heaters_French_Market_Overview

CITEPA. (2018). Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA). Extraído de <https://www.citepa.org/fr/>

CNDP. (2018). Commission nationale du débat public. Débat public. Programmation pluriannuelle de l'énergie. Extraído de <https://ppe.debatpublic.fr/ppe-cours-ppe-2016-2018https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20int%C3%A9gralit%C3%A9.pdf>

CNTE. (2013). *Synthèse des travaux du débat national sur la transition énergétique de la France. Annexe III Eléments de synthèse de l'organisation et du déroulement du débat*. Paris: Conseil national du débat de la transition écologique. Extraído de http://www2.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/03_annexe_iii_deroulement.pdf

Conseil des ministres. (2008, 26/09/2008). Projet de Loi de finances pour 2009. *Portail Du Gouvernement*. Extraído de http://archives.gouvernement.fr/fillon_version2/gouvernement/projet-de-loi-de-finances-pour-2009.html

Conseil des ministres. (2017, 19/04/2017). Bilan de l'application de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte et stratégies d'application. *Conseil Des Ministres*. Extraído de <https://www.gouvernement.fr/conseil-des-ministres/2017-04-19/bilan-de-l-application-de-la-loi-de-transition-energetique-p>

Consigny, C. (2014, 09/2014). Transition énergétique : Quels financements, quels coûts pour les collectivités locales ? *Collectivitéslocales.Fr*. Extraído de <http://www.collectiviteslocales.fr/nominations/item/1336-transition-energetique-quels-financements-quels-couts-pour-les-collectivites-locales>

Cour des Comptes. (2017). *L'état actionnaire. Rapport public thématique*. Cour des Comptes. Extraído de <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/20170125-rapport-etat-actionnaire.pdf>

CRE. (2013a). *Analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie: comparaison France-Allemagne*. Commission de Régulation de l'Énergie. Extraído de <https://www.cre.fr/content/download/10565/102003>

CRE. (2013b). *Échanges d'électricité aux frontières. Utilisation et gestion des interconnexions en 2012*. Paris: Commission de Régulation de l'Énergie. Extraído de <https://www.cre.fr/content/download/10529/101560>

- CRE. (2018a). *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale*. Publié le 28 août 2018. Commission de Régulation de L'Énergie. Extraído de <http://www.cre.fr/media/fichiers/publications/appelsoffres/telecharger-le-cahier-des-charges-dans-sa-version-modifiee-du-08-aout-2017>;
- CRE. (2018b). Commission de régulation de l'énergie. Interconnexions. Extraído de <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/interconnexions>
- CRE. (2018c). *Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017*. Paris: Extraído de www.cre.fr
- CRE. (2018d). *Marché de détail du gaz naturel*. Extraído de <https://www.cre.fr/Gaz-naturel/Marche-de-detail-du-gaz-naturel>
- de Monicault, F. (2014, 05/08/2014). La France pourra exporter de l'électricité tout l'été. *Le Figaro*. Extraído de <http://www.lefigaro.fr/conjoncture/2014/08/05/20002-20140805ARTFIG00019-la-france-pourra-exporter-de-l-electricite-tout-l-ete.php>
- Deltafluid. (2018). Deltafluid. Extraído de <http://www.deltafluid.fr/>
- DG Energy. (2018). *Quarterly report on european electricity markets*. Brussels: Extraído de <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>
- Díaz Mendoza, A. C., Larrea Basterra, M., Álvarez Pelegry, E., & Mosácula Atienza, C. (2015). In Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad (Ed.), *De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español*. Bilbao: Extraído de www.orkestra.deusto.es
- Díaz Mendoza, A. C., Larrea Basterra, M., Kamp, B., & Álvarez Pelegry, E. (2016). *Precios de energía y competitividad industrial*. Bilbao: Orkestra - IVC. Extraído de <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/cuadernos/Precios-de-la-Energia-Informe.pdf>
- douane.gouv.fr (2017). *Régime fiscal privilégié prévu à l'article 265 nonies du code des douanes*. Extraído de <http://www.douane.gouv.fr/articles/a11943-regime-fiscal-privilegie-prevu-a-l-article-265-nonies-du-code-des-douanes>
- Dreyfus, M., & Allemand, R. (2018). Three Years after the French Energy Transition for Green Growth Law: Has the 'Energy transition' actually started at the local level? *Journal of Environmental Law*, 30(1) doi:10.1093/jel/eqx031
- Durand, G. (2017, 09/02/2017). Le 7 février 2017, Ségolène Royal a transmis à la Commission Européenne le cadre d'action français pour le développement des carburants alternatif. *Association Française Du Gaz Naturel Pour Véhicules*. Extraído de <https://www.afgnv.info/Le-7-fevrier-2017-Segolene-Royal-a-transmis-a-la->

[Commission-europeenne-le-cadre-d-action-francais-pour-le-developpement_a901.html](#)

E-CUBE Strategy. (2017). *Étude sur la filière éolienne française. bilan, prospective, stratégie*. Angers: Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME).
Extraído de https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/filiere_eolienne_francaise_2017-rapport.pdf

EDF. (2018a). EDF. Électricité de France. Extraído de <https://www.edf.fr/>

EDF. (2018b). *Électricité de France. Performance 2017*. Paris: Électricité de France.
Extraído de https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/2018/edfgroup_performance-2017_fr.pdf

EDF. (2018c, 10/03/2018). Industrial way forward agreement signed between the EDF group and the Indian energy company NPCIL for the implementation of 6 EPRs in Jaitapur. *Electricité De France*. Extraído de <https://www.edf.fr/en/edf/industrial-way-forward-agreement-signed-between-the-edf-group-and-the-indian-energy-company-npcil-for-the-implementation-of-6-eprs-in-jaitapur>

EDF. (2018d). *Nouveau nucléaire*. Paris: Électricité de France. Extraído de https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/engagements/rapports-et-indicateurs/2018/edfgroup_preuvexneuf_5_nouveau-nucleaire_1_fr.pdf

El Mariky, H. (1996, 07/03/1996). L'état français ramène à 1% sa participation dans total. *L'Économiste* Extraído de <http://www.leconomiste.com/article/letat-francais-ramene-1-sa-participation-dans-total>

El Periódico de la Energía. (2018, 20/06/2018). Luz verde para el parque eólico marino Saint-Brieuc de Iberdrola tras acordar con Francia revisar su retribución. *El Periódico De La Energía*. Extraído de <https://elperiodicodelaenergia.com/luz-verde-para-el-parque-eolico-marino-saint-brieuc-de-iberdrola-tras-acordar-con-francia-revisar-su-retribucion/>

Eurelectric. (2014). *Analysis of European power price increase drivers*. Eurelectric. Extraído de http://www.eurelectric.org/media/131606/prices_study_final-2014-2500-0001-01-e.pdf

Eurelectric. (2016). *Capacity mechanisms*. Eurelectric.

Europa Press. (2018, 20/06/2010). La UE se fija un objetivo de eficiencia energética del 32,5% para 2030. *Europa Press*. Extraído de <http://www.europapress.es/internacional/noticia-ue-fija-objetivo-eficiencia-energetica-325-2030-20180620135509.html>

European Commission. (2016). *Interim report of the sector inquiry on capacity mechanisms*. Bruselas: European Commission. Extraído de http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanism_report_en.pdf

European Commission. (2018). Res legal. Extraído de <http://www.res-legal.eu>

Fabra, N., Matthes, F. C., Newbery, D., Colombier, C., Mathieu, M., & Rüdinger, A. (2015). *The energy transition in Europe: Initial lessons from Germany, the UK and France*. Brussels: Centre on Regulation in Europe. Extraído de http://www.cerre.eu/sites/cerre/files/151006_CERREStudy_EnergyTransition_Final.pdf

Forestopic. (2017, 08/12/2017). Le programme Dynamic Bois dynamise-t-il la forêt et le bois énergie ? *Forestopic*. Extraído de <https://www.forestopic.com/fr/foret/gestion-des-forets/668-dynamic-bois-foret-bois-energie-ademe>

Fournisseurs électricité. Fournisseurs électricité. Calendrier de déploiement du compteur Linky. Extraído de <https://www.fournisseurs-electricite.com/guides/compteur/linky/calendrier-deploiement>

France Hydro Électricité. (2018). France hydro électricité. Extraído de <http://www.france-hydro-electricite.fr/>

France Info. (2016, 08/12/2016). Le terminal méthanier de Dunkerque mis en service le 1er Janvier 2017. *France Info*. Extraído de <https://france3-regions.francetvinfo.fr/hauts-de-france/nord-0/dunkerque/terminal-methanier-dunkerque-mis-service-1er-janvier-2017-1151085.html>

Gouvernement de la République française. (2018a). La préfecture et les services de l'État en région. Île-de-France. Extraído de <https://www.gouvernement.fr/>

Gouvernement de la République française. (2018b). La préfecture et les services de l'État en région. Île-de-France. Extraído de <http://www.prefectures-regions.gouv.fr/ile-de-france>

Hulot, N. (2017, 19/12/2017). Adoption du projet de Loi mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures : La France tourne le dos aux énergies fossiles. *MTEs*. Extraído de https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2017.12.19_LoiHydrocarbures.pdf

IEA. (2017a). *Energy policies of IEA countries. France. 2016 review*. IEA. International Energy Agency. Extraído de <https://webstore.iea.org/energy-policies-of-iea-countries-france-2016-review>

IEA. (2017b). *Key world energy statistics 2017*. Francia: IEA. Extraído de <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>

IEA. (2018). *Energy prices and taxes. Volume 2018. Issue 2: Second quarter 2018*. Paris: International Energy Agency. Extraído de <https://doi-org.proxy-oceano.deusto.es/10.1787/energy-tax-v2018-2-en>.

IIGCC, KPMG, & PRI. (2016). *A guide on climate change for private equity investors*. Institutional Investors Group on Climate Change. Extraído de http://www.iigcc.org/files/publication-files/IIGCC_PRI_Guide_Climate_Change_Private_Equity_Final_Web.pdf

Inflation.eu. (2018). *Inflación histórica Francia - inflación IPC*. Extraído de <http://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/francia/inflacion-historica/ipc-inflacion-francia.aspx>

IRSN. (2017a). *Baromètre IRSN 2017. La perception des risques et de la sécurité par les français*. Fontenay-aux-Roses: Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire. Extraído de http://www.irsn.fr/FR/IRSN/Publications/barometre/Documents/IRSN_Barometre_2017.pdf

IRSN. (2017b). *Cuve du réacteur EPR de Flamanville. Analyse des conséquences de l'anomalie de fabrication du fond et du couvercle de la cuve du réacteur EPR de Flamanville*. Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire. Extraído de http://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Documents/IRSN_Anomalie-cuve-EPR_Fiche-pedagogique_20170628.pdf

IRSN. (2017c). *L'extraction de l'uranium en France : Données et chiffres clés*. Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire. Extraído de https://www.irsn.fr/FR/connaissances/Environnement/expertises-locales/sites-miniers-uranium/Documents/irsn_mines-uranium_extraction-uranium_2017.pdf

Knight, S. (2018, 01/10/2018). Watchdog slams economy ministry for energy transition failures. *Windpower Monthly* Extraído de <https://www.windpowermonthly.com/article/1494464/watchdog-slams-economy-ministry-energy-transition-failures>

La documentation Française. (2007). *La documentation française. Le développement durable en France : De la stratégie nationale au Grenelle de l'environnement. La stratégie nationale de développement durable (2003-2008)*. Extraído de <http://www.ladocumentationfrancaise.fr/dossiers/d000075-le-developpement-durable-en-france-de-la-strategie-nationale-au-grenelle-de/la-strategie-nationale-de-developpement-durable-2003-2008>

La Rédaction. (2018). *Qu'est ce que l'ARENH et à quoi sert ce dispositif ?* Extraído de <https://lenergeek.com/2018/08/29/arenh-prix-electricite-edf-concurrents/>

Lamoulié, D. (2017, 28/11/2017). The French electricity capacity market. *E&C Energy Consulting* Extraído de <https://www.eecc.eu/blog/the-french-electricity-capacity-market>

Larrea Basterra, M., & Rebollo de Garay, G. (2018). *Precios de la energía y competitividad industrial. Los casos de Alemania y Francia*. Bilbao: Extraído de www.orkestra.deusto.es

Larrea Basterra, M. (2017). La pobreza energética en la Unión Europea y el Reino Unido. *Revista Icade*, 102. Extraído de <http://revistas.upcomillas.es/index.php/revistaicade/article/view/8709>

Larrea Basterra, M., Álvaro Hermana, R., & Fernández Gómez, J. (2018). *La fiscalidad energética en Francia*. Bilbao: Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad.

Lattier, A. (2018, 26/06/2018). La révision de la Constitution française, c'est parti ! *Radio France Internationale*. Extraído de <http://www.rfi.fr/france/20180626-revision-constitution-francaise-est-parti>

Le Figaro.fr. (2017, 07/04/2017). Royal assure que Fessenheim sera fermée comme prévu en 2018. *Le Figaro*. Extraído de <http://www.lefigaro.fr/societes/2017/04/07/20005-20170407ARTFIG00077-royal-assure-que-fessenheim-sera-fermee-comme-prevu-en-2018.php>

Le Figaro.fr, & AFP. (2018, 04/08/2018). Canicule: Arrêt d'un réacteur de la centrale de Fessenheim. *Le Figaro*. Extraído de <http://www.lefigaro.fr/flash-eco/2018/08/04/97002-20180804FILWWW00051-canicule-arret-d-un-reacteur-de-la-centrale-de-fessenheim.php>

Le Monde. (2018, 28/08/2018). La démission de Nicolas Hulot : « Je ne veux plus me mentir ». *Le Monde*. Extraído de https://www.lemonde.fr/politique/article/2018/08/28/nicolas-hulot-annonce-qu-il-quitte-le-gouvernement_5346903_823448.html

Le Monde.fr, & AFP. (2012, 25/07/2012). Plan automobile : Le Gouvernement mise sur le bonus écologique. *Le Monde*. Extraído de https://www.lemonde.fr/economie/article/2012/07/25/le-gouvernement-presente-son-plan-de-soutien-a-l-automobile_1737892_3234.html

Le Monde.fr, & AFP. (2017, 06/07/2017). Nicolas Hulot : « Nous visons la fin de la vente des voitures à essence et diesel d'ici à 2040 ». *Le Monde*. Extraído de http://www.lemonde.fr/planete/article/2017/07/06/nicolas-hulot-annonce-une-prime-pour-remplacer-les-vehicules-les-plus-polluants_5156706_3244.html

Le Monde.fr, & AFP. (2018, 04/12/2018). « Gilets jaunes » : Edouard Philippe annonce la suspension de trois mesures fiscales, dont la hausse des carburants. *Le Monde*. Extraído de https://www.lemonde.fr/societe/article/2018/12/04/gilets-jaunes-l-executif-face-a-l-urgence_5392235_3224.html

Le Monde.fr, & Reuters. (2017, 13/01/2017). Redémarrage de neuf réacteurs nucléaires d'EDF autorisé. *Le Monde*. Extraído de http://www.lemonde.fr/energies/article/2017/01/13/l-asn-donne-son-accord-pour-le-redemarrage-de-neuf-reacteurs-nucleaires-d-edf_5062025_1653054.html

Lesaffre, C. (2018, 27/11/2018). Nucléaire : Emmanuel Macron annonce la fermeture de la centrale de Fessenheim à l'été 2020. *Europe 1*. Extraído de <http://www.europe1.fr/economie/nucleaire-emmanuel-macron-annonce-la-fermeture-de-la-centrale-de-fessenheim-a-lete-2020-3809114>

Lieurade, T. (2010, 24/03/2010). Retour sur le parcours chaotique de la taxe carbone. *Le Figaro*. Extraído de <http://www.lefigaro.fr/politique/2010/03/23/01002-20100323ARTFIG00656-retour-sur-le-parcours-chaotique-de-la-taxe-carbone-.php>

M Publicité. (2018, 15/02/2018). Les financements de la transition énergétique sur les territoires. *Le Monde*. Extraído de https://www.lemonde.fr/energies-communes/article/2018/02/15/les-financements-de-la-transition-energetique-sur-les-territoires_5257274_5216000.html

Mairie de Paris. (2018, 16/04/2018). Fin du diesel et de l'essence: Ce que Paris propose vraiment. *Mairie De Paris*. Extraído de <https://www.paris.fr/actualites/la-ville-de-paris-reagit-a-l-annonce-de-la-fin-des-vehicules-diesel-et-essence-5178>

Maligorne, C. (2018, 27/11/2018). Nucléaire, taxes sur les carburants... ce qu'il faut retenir des annonces de macron. *Le Figaro*. Extraído de <http://www.lefigaro.fr/conjoncture/2018/11/27/20002-20181127ARTFIG00110-nucleaire-taxes-sur-les-carburants-ce-qu-il-faut-retenir-des-annonces-de-macron.php>

MEDDE. (2013a). *Connaissance du potentiel hydroélectrique Français. Synthèse*. Paris: MEDDE. Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie. Extraído de <https://www.pyrenees-pireneus.com/Environnement-Pyrenees/Energie-Renouvelable/Hydroelectricite/2013-11-14-Connaissance-Potentie-hydroelectrique-France-Synthese.PDF>

MEDDE. (2013b). *Dossier du débat national sur la transition énergétique*. Paris: Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Extraído de http://www.side.developpement-durable.gouv.fr/EXPLOITATION/Infodoc/ged/viewportalpublished.ashx?eid=IFD_FIC|OINT_0007578&search=

MEDDE. (2013c). *Le facteur 4 en France : La division par 4 des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050*. La Défense: Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie. Extraído de

<http://www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/134000245.pdf>

MEDDE. (2014). *Plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique. En application de l'article 24 de la directive 2012/27/UE du parlement européen et du conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique*. La Défense: Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Énergie. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PNAEE%202014%20et%20rapport%20annuel%202014.pdf>

MEDDE. (2015a). *Stratégie nationale bas-carbone*. Paris: Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Énergie. Extraído de http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/SNBC_Strategie_Nationale_Bas_Carbone_France_2015.pdf

MEDDE. (2015b). *Stratégie nationale de transition écologique vers un développement durable 2015-2020*. Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergy. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/SNTEDD%20-%20La%20strat%C3%A9gie.pdf>

MEDDE, & MAAF. (2013). *Le Plan Energie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA)*. Ministère de l'écologie du développement durable et de l'énergie. Extraído de <http://agriculture.gouv.fr/file/le-plan-energie-methanisation-autonomie-azote-emma>

MEEDDM. (2009a). *French climate plan*. Paris: Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer. Extraído de http://ec.europa.eu/environment/archives/networks/greenspider/doc/climate_change_campaigns/ccf_france.pdf

MEEDDM. (2009b, 01/10/2009). Lancement du plan national pour le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables. *Ministère De l'Écologie, De l'Énergie, Du Développement Durable Et De La Mer*. Extraído de <https://www.lne.be/sites/default/files/atoms/files/Plan%20national%20pour%20le%20developpement%20des%20vehicules%20electriques%20et%20hybrides.pdf>

MEEDDM. (2010). *National action plan for the promotion of renewable energies 2009-2020. In accordance with article 4 of European Union directive 2009/28/EC*. MEEDDM. Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer. Extraído de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dir_2009_0028_action_plan_france.zip

MEEM. (2016a). *Energy Transition for Green Growth Act*. Paris: MEEM. Extraído de http://www2.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/16172-GB_loi-TE-les-actions_DEF_light.pdf

MEEM. (2016b). *Panorama énergies - climat. Édition 2016*. Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. Extraído de https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/dgcec_panorama_energie_climat_16.pdf

MEEM. (2017a). *Chiffres clés des énergies renouvelables. Édition 2016*. Ministère de l'Environnement de l'Energie et de la Mer. Extraído de http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/Datalab/2017/Datalab-8-CC-des-energies-renouvelables-edition-2016-fevrier2017.pdf

MEEM. (2017b). *Obligation verte de la France*. Paris: Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. Extraído de https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/17006-1_Les%20obligations%20vertes_DEF_Web_Page-%C3%A0-page.pdf

MEEM. (2017c). *Rapport de la France. En application des articles 24.1 et 24.2 de la directive 2012/27/UE du parlement européen et du conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique*. Ministère de l'Environnement de l'Energie et de la Mer. Extraído de https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_neeap_2017_fr.pdf

MINEFI. (2017). Ministère de l'économie et des finances. Conseil national de l'industrie. Les comités stratégiques de filière. Extraído de <https://www.entreprises.gouv.fr/conseil-national-industrie/comites-strategiques-filiere>

Ministre de l'Économie et des Finances. (2014, 25/06/2014). Transition énergétique : Réunion de la conférence bancaire et financière. *Ministre De l'Économie Et Des Finances*. Extraído de <https://www.economie.gouv.fr/transition-energetique-reunion-conference-bancaire-et-financiere>

MTES. (2013, 15/12/2013). *Projet de Loi de programmation sur la transition énergétique. 1ère réunion de la commission spécialisée du Conseil national de la transition écologique*. Ministère De La Transition Écologique Et Solidaire. Extraído de <http://www2.developpement-durable.gouv.fr/Projet-de-loi-de-programmation-sur.html>

MTES. (2016). *Programmation pluriannuelle de l'énergie*. MTES. Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/PPE%20int%C3%A9gralit%C3%A9.pdf>

MTES. (2017a). *Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes*. Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/CAN%20carburants%20alternatifs%202017.pdf>

solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Cadre_action_national_carburants_alternatifs_0.pdf

MTES. (2017b). *Charte de la participation du public. Pour améliorer l'efficacité et la citoyenneté des décisions ayant un impact sur le cadre de vie*. Paris: Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Charte_participation_public.pdf

MTES. (2017c, 19/09/2017). Paquet solidarité climatique : Quatre mesures concrètes pour les foyers modestes. *Gouvernement De La République Française*. Extraído de <https://www.gouvernement.fr/argumentaire/paquet-solidarite-climatique-quatre-mesures-concretes-pour-les-foyers-modestes>

MTES. (2017d). *Plan climat*. Paris: Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2017.07.06%20-%20Plan%20Climat.pdf>

MTES. (2017e, 23/11/2017). Projet de plan de rénovation énergétique : Lancement de la concertation et de la mobilisation. *Ministère De La Transition Écologique Et Solidaire*. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/projet-plan-renovation-energetique-lancement-concertation-et-mobilisation>

MTES. (2017f). *Stratégie nationale bas-carbone. Brochure*. Paris: Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/SNBC_Brochure_4p_FR_2015.pdf

MTES. (2018a). *Feuille de route économie circulaire. 50 mesures pour une économie 100% circulaire*. Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Feuille-de-route-Economie-circulaire-50-mesures-pour-economie-100-circulaire.pdf>

MTES. (2018b). Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/>

MTES. (2018c, 01/06/2018). Plan hydrogène : Un outil d'avenir pour la transition énergétique. *Ministère De La Transition Écologique Et Solidaire*. Extraído de <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-hydrogene-outil-davenir-transition-energetique>

MTES. (2018d, 23/04/2018). Pour une économie 100% circulaire. Dossier de presse. *Ministère De La Transition Écologique Et Solidaire*. Extraído de https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.04.23_mesures_phrases_frec.pdf

Naciones Unidas. (2018). United Nations. Treaty collection. Chapter XXVII. 7.d. Paris agreement. Extraído de https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=IND&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en

NEA. (2016). *Nuclear energy data. Données sur l'énergie nucléaire 2016*. Boulogne-Billancourt: NEA. Nuclear Energy Agency. Extraído de https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/donnes_nucleaire_2016.pdf

Nuclear España. (2018, 04/2018). Reactores nucleares en el mundo en 2017. *Nuclear España*, 394, 69-72.

Nuclenor. (2007). Nuclenor. Cuestiones sobre la energía. Capítulo 9. El ciclo del combustible nuclear. Extraído de http://nuclenor.org/aula/222_07/capitulo9.htm

Nuklear Forum Schweiz. (2016, 19/04/2016). Suisse: Hausse de 1,4% de la consommation d'électricité en 2015. *Nuklear Forum Schweiz*. Extraído de <http://www.nuklearforum.ch/fr/actualites/e-bulletin/suisse-hausse-de-14-de-la-consommation-deelectricite-en-2015>

Planète Énergies. (2015, 20/04/2015). L'histoire de l'énergie en France. *Planète Énergies*. Extraído de <https://www.planete-energies.com/fr/medias/sagas-des-energies/l-histoire-de-l-energie-en-france>

Pope, T., & Waters, T. (2016). In Institute for Fiscal Studies (Ed.), *A survey of the UK tax system*. Extraído de <https://www.ifs.org.uk/bns/bn09.pdf>

Pouet, J., & Gauthier, A. (2013). *Étude sur le chauffage domestique au bois: Marchés et approvisionnement*. ADEME. Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. Extraído de http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/90037_rapport-etude-chauffage-domestique-bois.pdf

Préfet de la Région Pays de la Loire. (2018). Plans climat air énergie territoriaux (PCAET). Extraído de <http://www.pays-de-la-loire.developpement-durable.gouv.fr/plans-climat-air-energie-territoriaux-pcaet-r1052.html>

Pifteau, C. (2018, 30/11/2018). Programmation pluriannuelle de l'énergie : Les annonces gouvernementales pour sa révision. *Cabinet Gossement Avocats*. Extraído de <http://www.arnaudgossement.com/archive/2018/11/30/programmation-pluriannuelle-de-l-energie-les-annonces-gouver-6109440.html>

Raymond, G. (2013, 04/03/2013). Le diesel et la France: Une histoire d'amour qui dure depuis 30 ans. *Huffington Post*. Extraído de https://www.huffingtonpost.fr/2013/03/04/diesel-france-taxe-fiscalite-psa-pollution-montebourg_n_2804743.html

Reuters. (2018). *France-Les rivaux d'EDF craignent un accès restreint au nucléaire*. Extraído de <https://fr.reuters.com/article/companyNews/idFRL8N1RP376>

Reuters Intel. (2017, 18/07/2017). France's EDF cuts output at two nuclear reactors due to heatwave. *Reuters*. Extraído de <https://www.reuters.com/article/edf-france-nuclearpower-idU5L5N1K94RO>

Rocamora, A. R. (2017). *The rise of carbon taxation in France: From environmental protection to low-carbon transition*. Kanagawa: Institute for Global Environmental Strategies. Extraído de https://pub.iges.or.jp/pub_file-246/download

Røren, E. M. Q. (2013). *Histoire du nucléaire civil en France: Une prise de conscience graduelle de la société française?* (Universitet i Oslo). Extraído de <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/37060/FRAx4590xMaix2013.pdf?sequence=1>

Rouaud, P. (2018, 11/02/2018). La France prépare la fermeture de ses dernières centrales à charbon. *Le Monde*. Extraído de http://www.lemonde.fr/entreprises/article/2018/02/11/la-france-prepare-la-fermeture-de-ses-dernieres-centrales-a-charbon_5255168_1656994.html

Roucous, D. (2018, 23/03/2018). Le chèque énergie est arrivé, pour qui, combien, quelles démarches ? *L'Humanité*. Extraído de <https://www.humanite.fr/le-cheque-energie-est-arrive-pour-qui-combien-quelles-demarches-652441>

Rte. (2014). *Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France*. Paris: Réseau de Transport d'Électricité. Extraído de https://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_generation_adequacy_report.pdf

RTE. (2017a). *Bilan électrique français 2016. Synthèse presse*. Paris: RTE. Extraído de https://www.rte-france.com/sites/default/files/2016_bilan_electrique_synthese.pdf

RTE. (2017b). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Édition 2017. 1. La consommation électrique*. RTE. Extraído de https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_chapitre_01.pdf

RTE. (2018a). Bilan électrique 2017. Extraído de <http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/consommation/consommation-brute/#>

RTE. (2018b). *Marchés. Bilan électrique 2017*. Extraído de <http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/marches/41-prix-de-marche/#>

RTE. (2018c). *Monthly electrical energy overview. January 2018*. Paris: RTE. Extraído de https://www.rte-france.com/sites/default/files/apercu_energie_elec_2018_01_an.pdf

RTE. (2018d). RTE. Carte du réseau. Extraído de https://rte-france.maps.arcgis.com/apps/Embed/index.html?webmap=02d413bcbe184384ba424fc40f9b8ce8&extent=-11.8692,40.3171,16.4975,52.9519&home=true&zoom=true&scale=true&legend=true&disable_scroll=false&theme=light

- Rüdinger, A. (2015). *The French Energy Transition Law for Green Growth: At the limits of governance by objectives*. IDDRI. Extraído de https://www.iddri.org/sites/default/files/import/publications/ib0715_ar_fetl.pdf
- Selectra. (2018a). *Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)*. Extraído de <https://selectra.info/energie/guides/tarifs/taxes/cta>
- Selectra. (2018b). *Décomposition du prix de l'électricité en 2018*. Extraído de <https://prix-elec.com/tarifs/electricite/decomposition>
- Selectra. (2018c). *Loi NOME et ARENH: dispositif et conséquences sur le marché de l'électricité*. Extraído de <https://selectra.info/energie/guides/comprendre/arenh>
- Senet, S. (2014). *Nucléaire: le Grand carénage d'EDF coûtera plus de 55 milliards*. Extraído de <http://www.journaldelenvironnement.net/article/nucleaire-le-grand-carenage-d-edf-coutera-plus-de-55-milliards,43157>
- Solargis. (2018). Solargis. Extraído de <https://solargis.com/>
- Stanway, D., & Nair, S. (2018, 11/04/2018). CORRECTED-china begins fuel loading at long-delayed EPR nuclear project. *Reuters*. Extraído de <https://www.reuters.com/article/china-nuclear-cgn/corrected-china-begins-fuel-loading-at-long-delayed-epr-nuclear-project-idUSL3N1RO1Z8>
- Stouffer Bisconti, A. (2018). Changing public attitudes toward nuclear energy. *Progress in Nuclear Energy*, 102, 103-113. doi:[10.1016/j.pnucene.2017.07.002](https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2017.07.002)
- The World Bank. (2018). Industry (including construction), value added (% of GDP). Extraído de <https://data.worldbank.org/indicator/NV.IND.TOTL.ZS>
- Thoma, C. (2017). *Cross-integration and energy transition*. MEDDE.
- Timmons, H. (2003, 17/09/2003). After heat wave, Europe gives nuclear power a second look. *The New York Times*. Extraído de <https://www.nytimes.com/2003/09/18/business/after-heat-wave-europe-gives-nuclear-power-a-second-look.html>
- Total. (2015, 16/04/2015). Total's French Refining Roadmap: Upgrade Donges and Transform La Mède. *Total*. Extraído de <https://www.total.com/en/media/news/press-releases/totals-french-refining-roadmap-upgrade-donges-and-transform-la-mede>
- Vattenfall. (2017). *Vattenfall annual and sustainability report 2016*. Vattenfall. Extraído de https://corporate.vattenfall.com/globalassets/corporate/investors/interim_reports/2017/vattenfall_annual_and_sustainability_report_2016_eng.pdf
- Vie Publique. (2016, 19/10/2016). République numérique : Que change la loi du 7 octobre 2016 ? *Vie Publique*. Extraído de <http://www.vie->

publique.fr/actualite/dossier/loi-internet/republique-numerique-que-change-loi-du-7-octobre-2016.html

Vie Publique. (2018, 26/01/2018). Énergie éolienne : Dix propositions pour accélérer les projets de construction. *Vie Publique*. Extraído de <http://www.vie-publique.fr/actualite/alaune/energie-eolienne-dix-propositions-pour-accelerer-projets-construction.html>

Ward, A., & Keohane, D. (2018, 17/05/2018). The French stress test for nuclear power. *Financial Times*. Extraído de <https://www.ft.com/content/7c68a702-57cb-11e8-bdb7-f6677d2e1ce8>

WNA. (2017). World nuclear association. World uranium mining production. Extraído de <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/world-uranium-mining-production.aspx>

WNA. (2018). World nuclear association. Nuclear power in France. Extraído de <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>

World Nuclear News. (2018, 11/09/2018). Orano launches new conversion facility. *World Nuclear News*. Extraído de <http://www.world-nuclear-news.org/Articles/Orano-launches-new-conversion-facility>

8. ANEXOS

Anexo 1. Siglas, acrónimos y unidades

AcTE: Accélérateur de la transition écologique (Acelerador de la transición ecológica)

ADEME: Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Agencia del medioambiente y del control energético)

Ae: Autorité environnemental (Autoridad medioambiental)

ANDRA: Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Agencia nacional para la gestión de residuos radioactivos)

ARENH: Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (Acceso Regulado a la Electricidad Nuclear Histórica)

ASN: Autorité de sûreté nucléaire (Autoridad de Seguridad Nuclear)

bcm: Billion cubic metres (mil millones de metros cúbicos)

BPI: Banque Publique d'Investissement (Banca Pública de Inversión).

(MM)BTU: miles de millones de unidades térmicas británicas (British Thermal Unit)

CANCA: Cadre d'action national pour le développement des carburants alternatifs (Marco de Acción Nacional para el Desarrollo de Combustibles Alternativos)

CCE: Contribution climat énergie (Contribución Clima-Energía)

CEE: Certificat d'économies d'énergie (Certificados de ahorro energético)

CER: Certificates of Emissions Reduction (Certificados de Reducción de Emisiones)

CESE: Conseil économique, social et environnemental (Consejo Económico Social y Medioambiental)

CIGEO: Centre industriel de stockage géologique

CITE: Crédit d'impôt transition énergétique (Crédito Fiscal de la Transición Energética)

CITEPA: Centre Interprofessionnel Technique d'Études de la Pollution Atmosphérique

CMNUCC: Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CNDP: Commission nationale du débat public (Comisión Nacional de Debate Público)

CNR: Compagnie Nationale du Rhône

CNTE: Conseil national de la transition écologique (Consejo Nacional de la Transición Ecológica)

CO₂eq: CO₂ equivalente

COM: collectivité d'outre-mer (colectividad de ultramar)

COP21: 21^a Conferencia de las Partes (Conference of the Parties)

COVDM: Componentes Orgánicos Volátiles Distintos del Metano

CRE: Commission de régulation de l'énergie (Comisión de Regulación de la Energía)

CSCEE: Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique (Consejo Superior de la Construcción y la Eficiencia Energética)

CSDPE: Comité du système de distribution publique d'électricité (Comité del Sistema Público de Distribución de Electricidad)

CSE: Conseil supérieur de l'énergie (Consejo Superior de la Energía)

CSTB: Centre scientifique et technique du bâtiment (Centro científico y técnico del edificio)

CTA: Contribution Tarifaire d'Acheminement (Contribución Tarifaria de Despacho)

DROM: Département et région d'outre-mer (departamentos y regiones de ultramar)

EDF: Électricité de France

EIA: U.S. Energy Information Administration (Administración de Información Energética de EE.UU.)

EPR: European Pressurized Reactor (Reactor Europeo Presurizado)

ERDF: Électricité Réseau Distribution France (actualmente Enedis)

ETS: Emission Trading System (ver RCDE)

FEDER: Fonds européen de développement régional (Fondo Europeo de Desarrollo Regional)

GDF: Gaz de France

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GLP: Gas licuado del petróleo

Gm³: gigámetro cúbico. 1 Gm³ = 1027 m³

GPR: Groupe permanent d'experts pour les réacteurs nucléaires (Grupo permanente de expertos para los reactores nucleares)

kt/Mt: miles/millones de toneladas

ktep/Mtep: miles/millones de tonelada equivalente de petróleo

HEPC: horas equivalentes de plena carga

HVO: Hidrobiodésel (Hydrotreated Vegetable Oil)

ICE: International Currency Exchange

ICPE: Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (Instalaciones Clasificadas para la Protección del Medioambiente)

IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)

IRSN: Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (Instituto de Radioprotección y Seguridad Nuclear)

ISA: International Solar Alliance (Alianza Solar Internacional)

LIFE: L'Instrument Financier pour l'Environnement (Instrumento Financiero por el Medioambiente)

LTECV: Loi de transition énergétique pour la croissance verte (Ley de transición energética para el crecimiento verde)

LULUCF: Land Use, Land-Use Change and Forestry (uso del terreno, cambios en el uso del terreno y silvicultura)

MEEM: Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer (Ministerio del medio ambiente, de la energía y del mar)

MTES: Ministère de la Transition Écologique et Solidaire (Ministerio de la Transición Ecológica y Solidaria)

MWh (PCS): Megavattios-hora (considerando el Poder Calorífico Superior)

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo

PCAET: Plan climat-air-énergie territorial (Plan Clima-Aire-Energía Territorial)

PIB: Producto Interior Bruto

PIR: Points d'interconnexion du réseau (Puntos de interconexión de la red [de gas natural])

PM: Particulate Matter ([Pequeñas] Partículas [sólidas o líquidas])

PNGMDR: Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (Plan Nacional de Gestión de Materiales y Desechos Radioactivos)

PNLCC: Programme National de Lutte contre le Changement Climatique (Programa Nacional de Lucha contra el Cambio Climático)

POPE: Loi de Programmation fixant les Orientations de la Politique Énergétique (Programa para fijar las Orientaciones de la Política Energética)

PPE: Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (Programación Plurianual de la energía)

PPI: Programmation Pluriannuelle des Investissements (Programación Plurianual de las inversiones)

PREPA: Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphérique (Plan Nacional de Reducción de Emisiones Contaminantes Atmosféricas)

Pymes: pequeñas y medianas empresas

RCDE UE: régime de comercio de derechos de emisión de la UE

Rte: Réseau de Transport d'Électricité

S3REnR: Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (Esquemas Regionales de Conexión a la Red de Energías Renovables)

SHEM: Société Hydroélectrique du Midi

SNBC: Stratégie nationale bas-carbone (Estrategia Nacional Baja en Carbono)

SNDD: Stratégie nationale du développement durable (Estrategia Nacional de Desarrollo Sostenible).

SNRC: Stratégie nationale de recherche énergétique (Estrategia Nacional de Investigación Energética)

SNTEDD: Stratégie nationale de transition écologique vers un développement durable 2015-2020 (Estrategia Nacional de Transición Ecológica para el Desarrollo Sostenible 2015-2020)

(M)SWU: million separative work unit (millones de unidades de trabajo de separación)

TCCFE: Taxe communale sur la consommation finale d'électricité (Impuesto Comunal sobre el Consumo Final de Electricidad)

TDCFE: Taxe departamentale sur la consommation finale d'électricité (Impuesto Departamental sobre el Consumo Final de Electricidad)

TEPCV: Territoires à énergie positive pour la croissance verte (Territorios de Energía Positiva por el Crecimiento Verde)

TGAP: Taxe generale sur les activites polluantes (Impuesto General sobre las Actividades Contaminantes)

TICFE: Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (Impuesto Interior sobre el Consumo Final de Electricidad)

TICGN: Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (Impuesto Interior de Consumo sobre los Productos Energéticos)

TICPE: Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (Impuesto Interior de Consumo sobre los Productos Energéticos)

TLCFE: taxe locale sur la consommation finale d'électricité (impuesto sobre el consumo final de electricidad)

TSO: Transport System Operator (Operador del Sistema de Transporte)

TURPE: Tarif du réseau public de l'électricité (Tarifa de Utilización de las Redes Públicas de Electricidad)

UE: Unión Europea

UNGG: Uranium Naturel Graphite Gaz (Uranio Natural con Gas de Grafito)

ZNI: Zones Non Interconnectées au réseau électrique métropolitain français (Zonas No Interconectadas a la Red Eléctrica Metropolitana Francesa)

€/tCO₂: euros por toneladas de CO₂ [equivalente].

Anexo 2. Situación de los reactores nucleares franceses en activo y del EPR en construcción

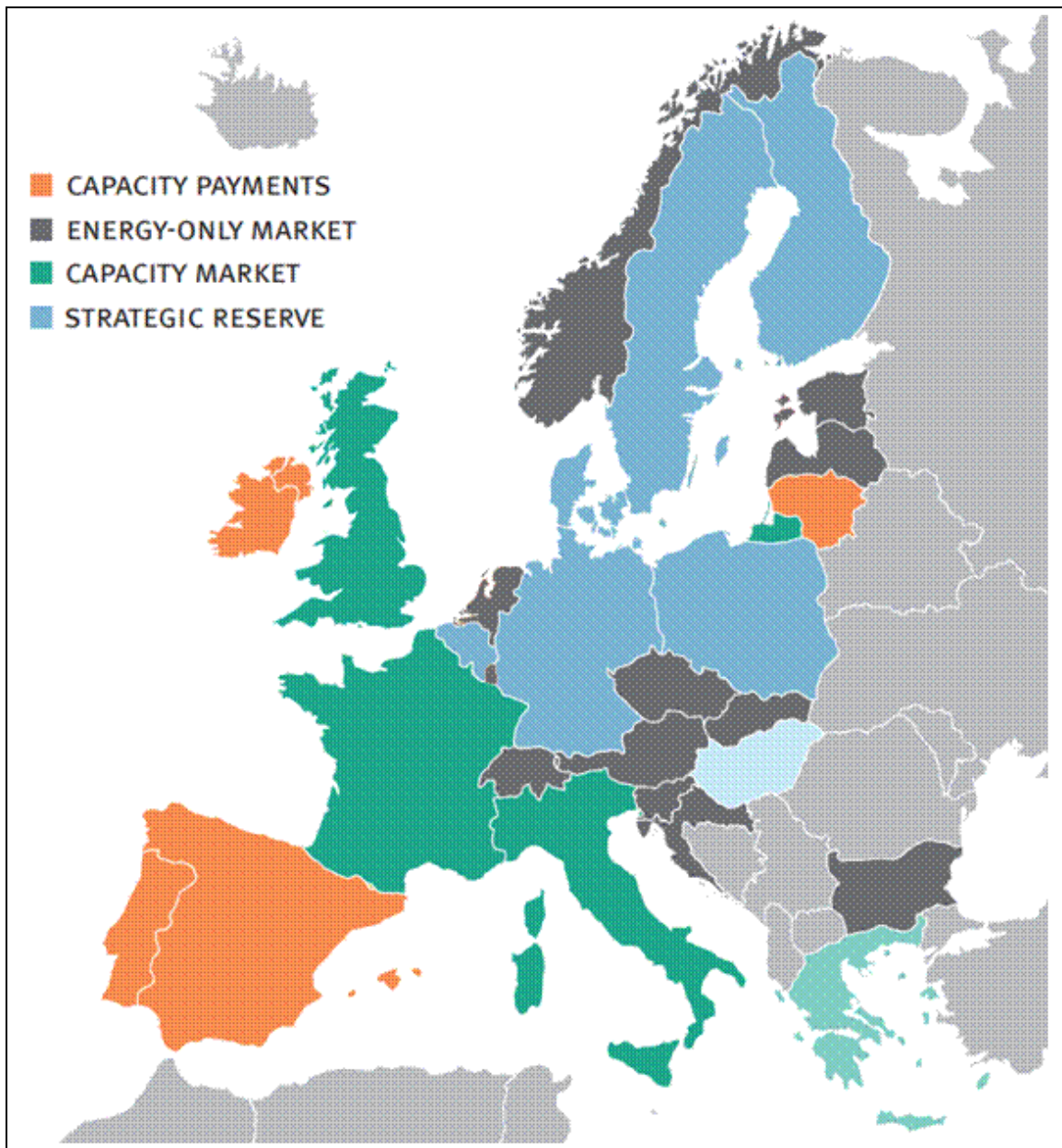
TABLA 32. Reactores nucleares en Francia en 2017

Reactor	Potencia bruta (MW)	Potencia neta (MW)	Operación comercial	Reactor	Potencia bruta (MW)	Potencia neta (MW)	Operación comercial
Belleville-1	1363	1310	1988	Fessenheim-1	920	880	1978
Belleville-2	1363	1310	1989	Fessenheim-2	920	880	1978
Blayais-1	951	910	1981	Flamanville-1	1382	1330	1986
Blayais-2	951	910	1983	Flamanville-2	1382	1330	1987
Blayais-3	951	910	1983	Flamanville-3 (EPR)	1650	1600	-
Blayais-4	951	910	1983	Golfech-1	1363	1310	1991
Bugey-2	945	910	1979	Golfech-2	1363	1310	1994
Bugey-3	945	910	1979	Gravelines-1	951	910	1980
Bugey-4	917	880	1979	Gravelines-2	951	910	1980
Bugey-5	917	880	1980	Gravelines-3	951	910	1981
Cattenom-1	1362	1300	1987	Gravelines-4	951	910	1981
Cattenom-2	1362	1300	1988	Gravelines-5	951	910	1985
Cattenom-3	1362	1300	1991	Gravelines-6	951	910	1985
Cattenom-4	1362	1300	1992	Nogent-1	1363	1310	1988
Chinon B-1	954	905	1984	Nogent-2	1363	1310	1989
Chinon B-2	954	905	1984	Paluel-1	1382	1330	1985
Chinon B-3	954	905	1987	Paluel-2	1382	1330	1985
Chinon B-4	954	905	1988	Paluel-3	1382	1330	1986
Chooz B-1	1560	1500	2000	Paluel-4	1382	1330	1986
Chooz B-2	1560	1500	2000	Penly-1	1382	1330	1990
Civaux-1	1561	1495	2002	Penly-2	1382	1330	1992
Civaux-2	1561	1495	2002	St. Alban-1	1381	1335	1986
Cruas-1	956	915	1984	St. Alban-2	1381	1335	1987
Cruas-2	956	915	1985	St. Laurent B-1	956	915	1983
Cruas-3	956	915	1984	St. Laurent B-2	956	915	1983
Cruas-4	956	915	1985	Tricastin-1	955	915	1980
Dampierre-1	937	890	1980	Tricastin-2	955	915	1980
Dampierre-2	937	890	1981	Tricastin-3	955	915	1981
Dampierre-3	937	890	1981	Tricastin-4	955	915	1981
Dampierre-4	937	890	1981				

Fuente: elaboración propia a partir de Nuclear España (2018).

Anexo 3. Situación de los mecanismos de capacidad en Europa

MAPA 9. Situación de los mecanismos de capacidad en Europa en 2015



Nota: de arriba a abajo: pagos por capacidad, mercado de solo energía, mercado de capacidad y reserva estratégica o de capacidad.

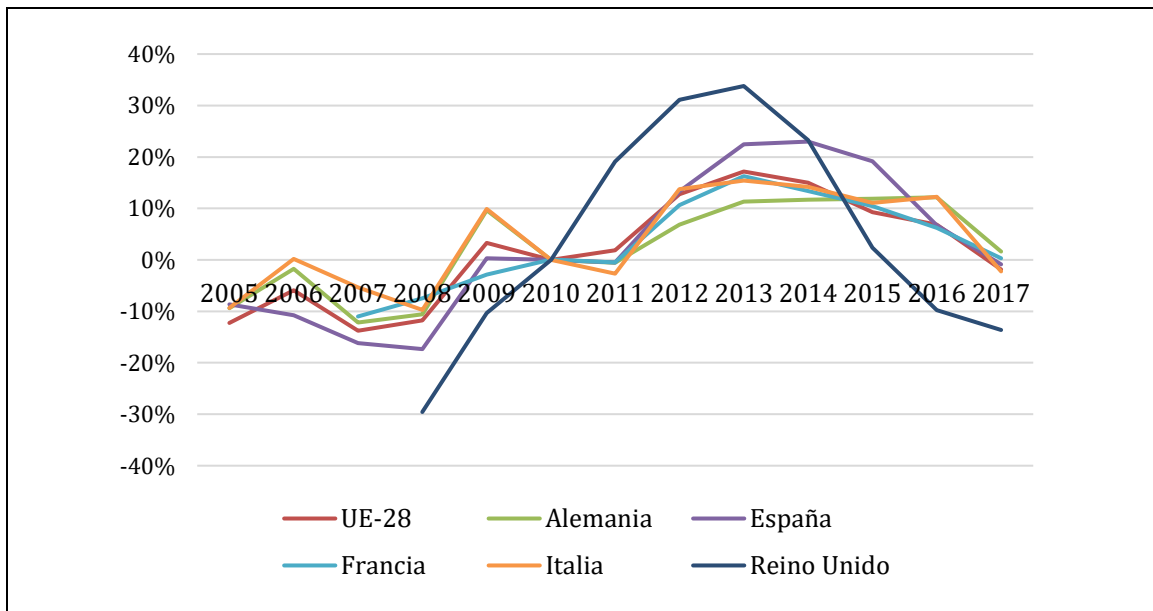
Fuente: modificado de Eurelectric (2016).

Anexo 4. Precios de la energía sobre precios industriales para diferentes sectores industriales

En los siguientes gráficos se recoge la evolución de la capacidad de repercutir los costes de la energía sobre los precios de diferentes sectores industriales. Podría señalarse la existencia de un patrón común en el caso del Reino Unido para todos los sectores.

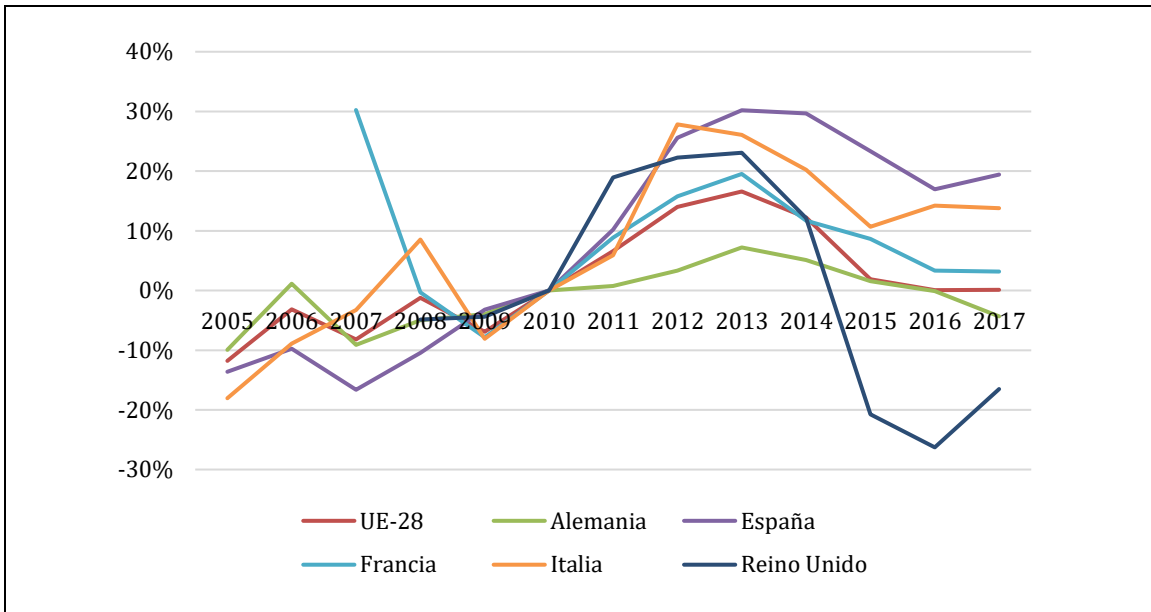
Además, hay sectores en donde la evolución de este parámetro resulta encontrarse en una banda de variación más estrecha (siderurgia, vidrio, madera) frente a otros donde hay más variabilidad (cemento y caucho), siempre con la excepción de Reino Unido.

GRÁFICO 82. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos de la siderurgia (año base 2010)



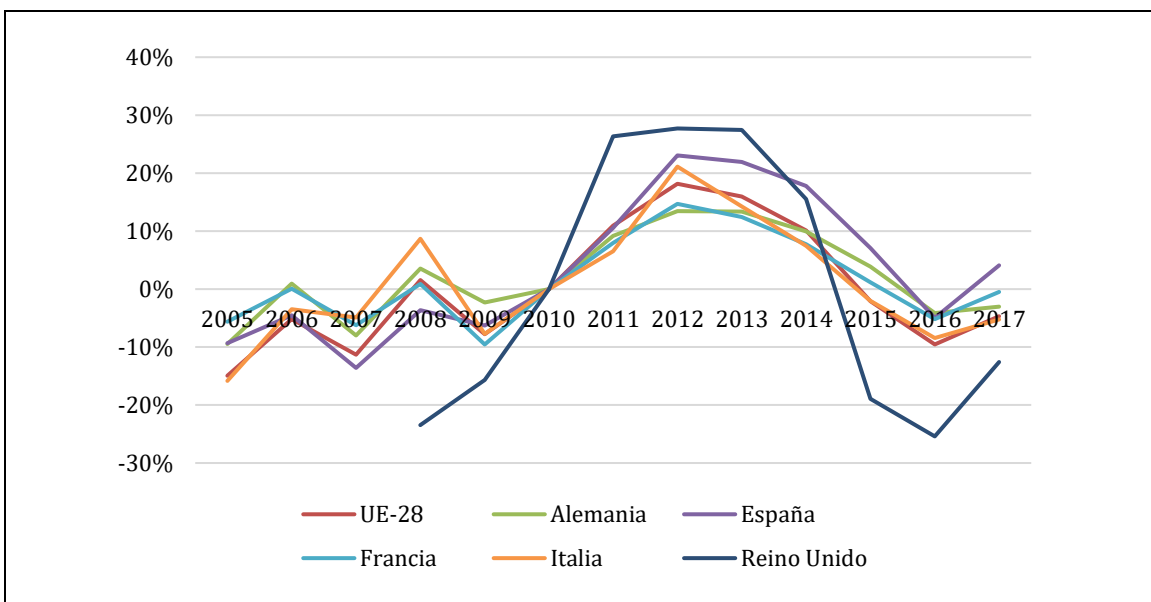
Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 83. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos del sector de fabricación de tubos (año base 2010)



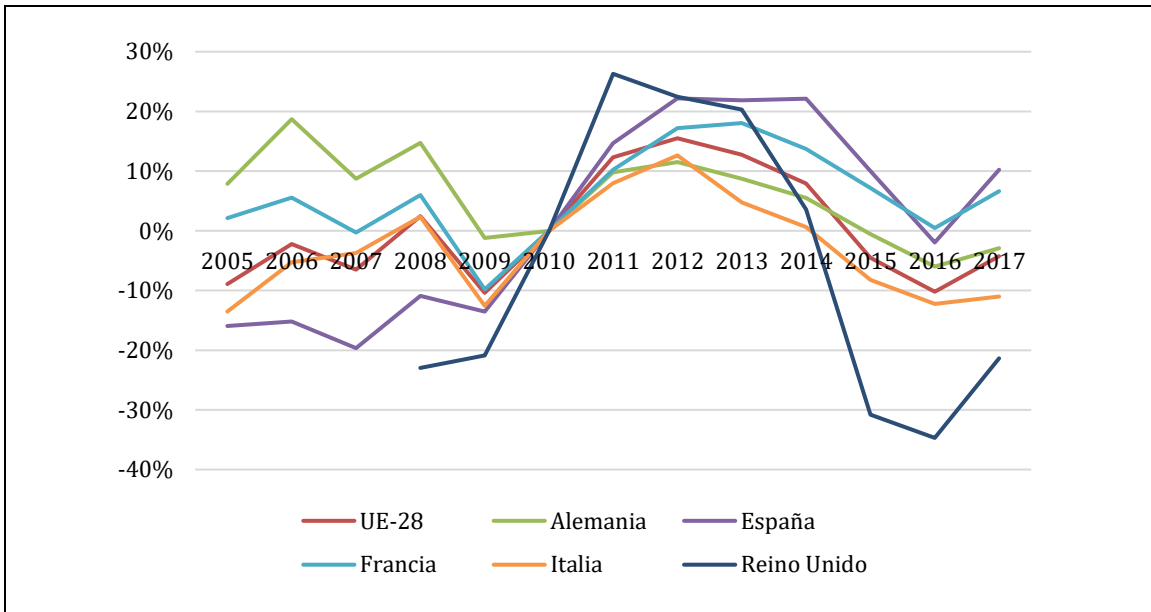
Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 84. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos del sector del vidrio (año base 2010)



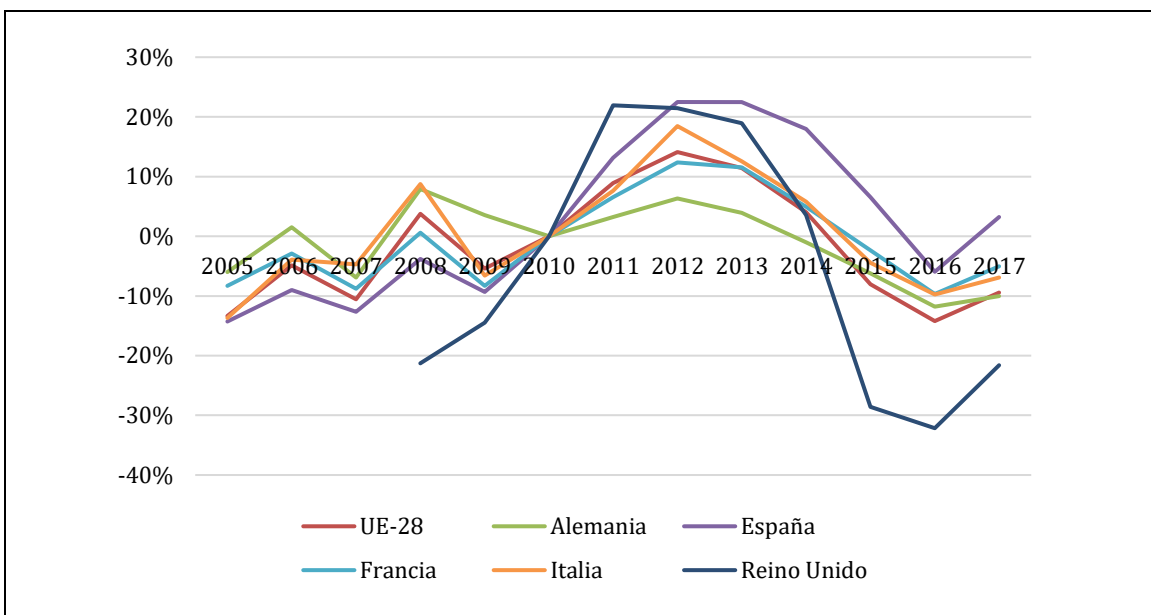
Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 85. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos del sector del cemento (año base 2010)



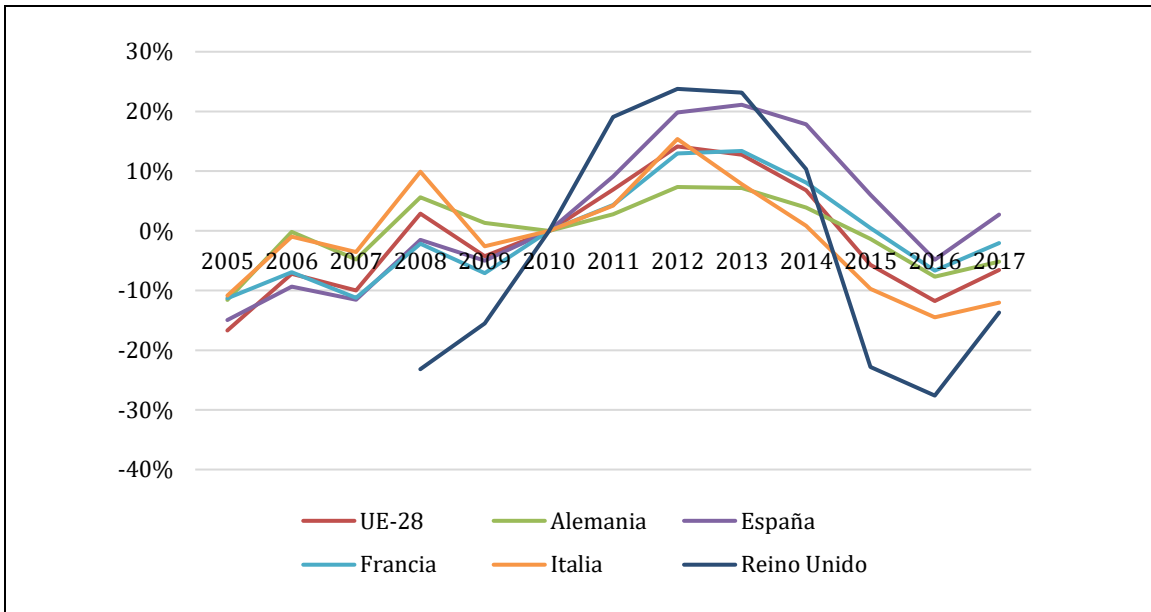
Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 86. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos del sector de la madera (año base 2010)



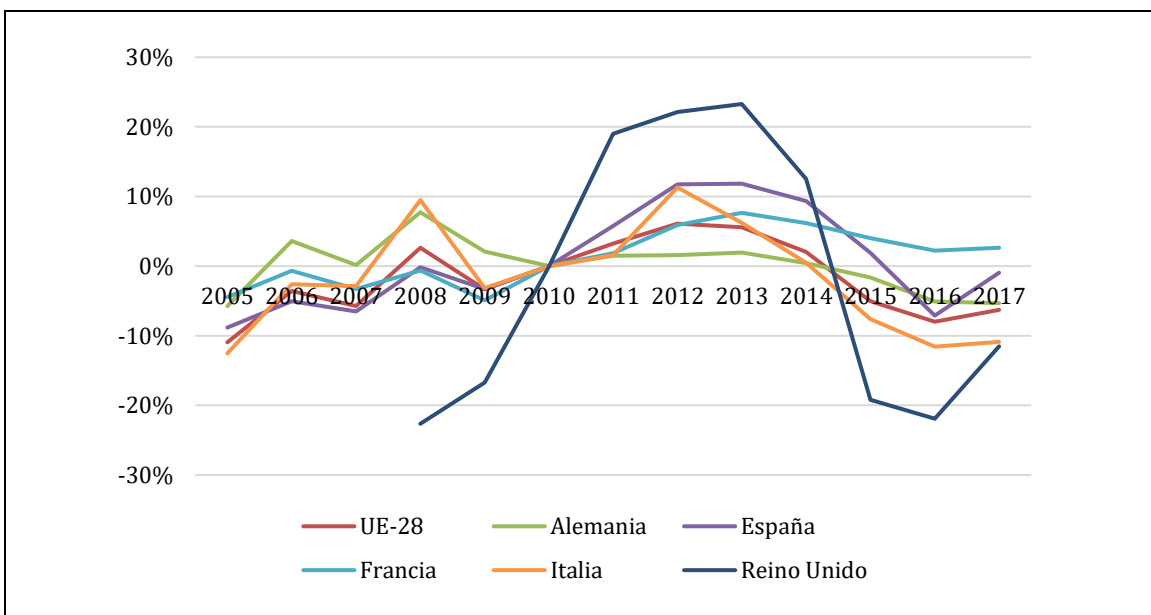
Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 87. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios de los productos del sector del papel (año base 2010)



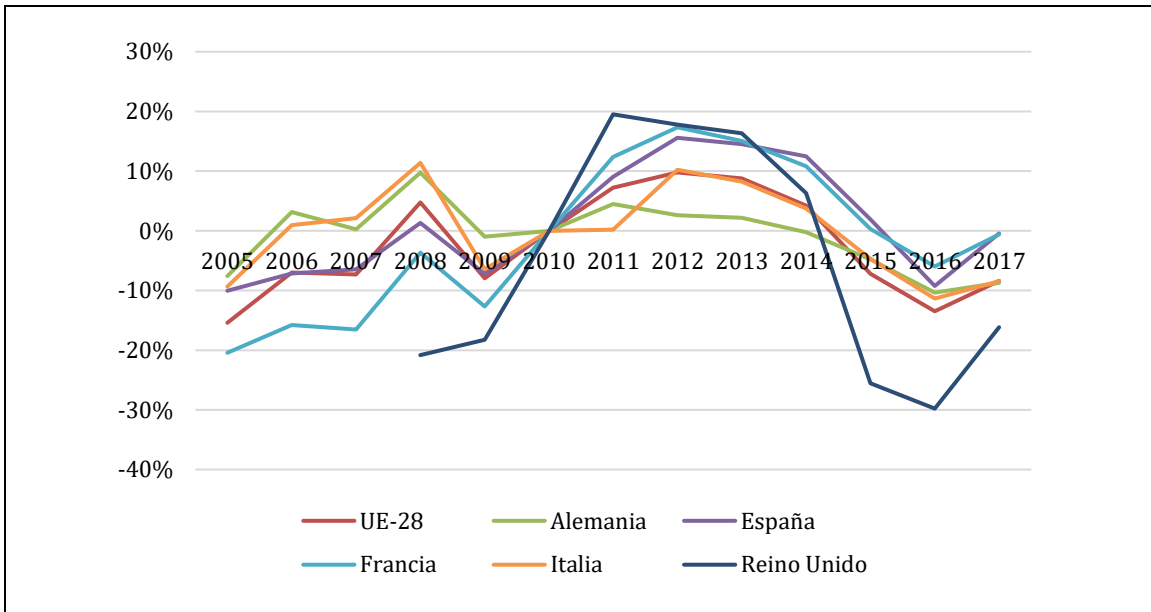
Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 88. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios del sector de la química (año base 2010)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

GRÁFICO 89. Evolución de los precios de los productos energéticos respecto a los precios del sector del caucho (año base 2010)



Fuente: elaboración propia en base a datos de Eurostat.

Anexo 5. Resumen de la LTECV

Emisiones de GEI y contaminantes

Se establece por decreto un techo nacional quinquenal de emisiones anuales de GEI denominado budget carbone (presupuesto carbono). El presupuesto carbono se engloba dentro de una estrategia nacional llamada stratégie bas-carbone (estrategia baja en carbono) que define la velocidad a seguir para reducir las emisiones de GEI en condiciones económicamente sostenibles a medio y largo plazo. El presupuesto carbono reparte las emisiones de GEI entre los diferentes sectores teniendo en cuenta los compromisos europeos e internacionales de Francia. Las diferentes administraciones públicas tendrán en cuenta esta estrategia en sus planificaciones.

Se crea un comité de expertos para la transición energética que será consultado para la elaboración del presupuesto carbono, la estrategia baja en carbono y las PPE (art. 177). El Gobierno elaborará un informe que enmarque el presupuesto carbono dentro de los objetivos de la política energética francesa y sus compromisos internacionales. También evaluará sus impactos medioambientales, sociales y económicos, en particular sobre la competitividad de las actividades económicas sujetas a competencia internacional, el desarrollo de nuevas actividades locales y el crecimiento (art. 173). Igualmente, el Gobierno presentará ante el Parlamento un informe sobre la financiación de la transición energética (art. 174).

Se establece la figura de la programmation pluriannuelles de l'énergie (Programación Plurianual de la Energía), fijada por decreto. Esta establece las prioridades de acción de los poderes públicos para la gestión energética en el territorio metropolitano continental. Su propósito es alcanzar los objetivos de la política energética francesa y, en particular, los de reducción de emisiones de GEI determinados por el presupuesto carbono. Establece objetivos cuantitativos a alcanzar en dos periodos consecutivos de cinco años, revisándose cada cinco años para los diez años siguientes. Sus secciones versarán sobre seguridad de suministro, mejora de la eficiencia energética y descenso de la demanda de energía primaria; desarrollo de energías renovables y de recuperación; desarrollo de redes, almacenamiento, transformación de energía y gestión de la demanda; mantenimiento del poder adquisitivo de los consumidores y la competitividad del precio de la energía; y evaluación de necesidades de competencias profesionales en el terreno de la energía y adaptación de la formación a tal efecto (art. 176).

Para apoyar a la consecución de los objetivos de la LTECV, esta establece que la política de investigación e innovación en materia de energía debe estar orientada hacia la transición energética, garantizando un esfuerzo suficiente a corto y largo plazo que permita dar una respuesta a los desafíos de la transición energética,

incluyendo la seguridad energética, la competitividad de la economía, la sanidad y el medioambiente. En este sentido, se establecerá una estrategia nacional de investigación energética (art. 183).

Se realizará bianualmente un informe provisional plurianual sobre la evolución del consumo, producción nacional, importaciones y capacidad de transporte y almacenamiento de crudo y productos derivados del petróleo.

Respecto a las emisiones contaminantes, se establecerá un plan nacional para reducirlas con objetivos fijados por decreto para los años 2020, 2025 y 2030. Este plan se evaluará y revisará cada cinco años. Los objetivos y acciones de este plan se tendrán en cuenta en los planes regionales de clima, aire, energía y protección atmosférica (art. 64).

Se elaborará un informe sobre las emisiones de partículas y óxidos de nitrógeno en el sector del transporte, desglosándolas por fuente de emisión. Será objeto de un debate posterior en el Parlamento para tomar las decisiones oportunas (art. 57). En este sentido, se refuerza el control sobre las emisiones atmosféricas de los vehículos particulares y utilitarios ligeros (art. 65). Se multarán aquellas modificaciones realizadas sobre los vehículos que reduzcan el desempeño medioambiental de un vehículo y/o que lo enmascaren (art. 58).

Los operadores públicos y privados que operen aeródromos deberán reducir la intensidad de emisiones de GEI y contaminantes derivadas de su uso un 10 % para el año 2020 y un 20 % para el año 2025 respecto a 2010 (art. 45).

Los ayuntamientos y los presidentes de instituciones públicas de cooperación intercomunal que dispongan de políticas de comunicación pueden crear zonas de tráfico restringido para luchar contra la contaminación atmosférica. Estas zonas deben delimitar las medidas de restricción aplicables, las categorías de vehículos afectados y la duración de las mismas (art. 48).

Las empresas de gestión de activos y los inversores institucionales (incluyendo compañías de seguros y mutuas) deberán desglosar los riesgos financieros asociados al cambio climático y las medidas que toman para reducirlos llevando a cabo una estrategia baja en carbono en todos los componentes de su actividad. Asimismo, deberán describir en sus informes anuales los criterios medioambientales, sociales y de calidad de gestión de empleados en su actividad y los medios puestos en marcha para contribuir a la transición energética (art. 173). Esta medida, que no obliga a las empresas a llevar a cabo acciones en favor de la transición energética, sino solo a informar sobre la política que llevan a cabo, es pionera internacional (IIGCC et al., 2016).

Las políticas de empleo y de diálogo social consagrarán una atención especial a las transiciones profesionales relativas a la transición ecológica y energética. Las políticas

sobre enseñanzas superiores, junto a las ramas profesiones y las empresas, evaluarán las necesidades de nuevas competencias en el terreno de la energía. Por su lado, el Estado y los actores regionales tendrán en cuenta las necesidades de evolución en materia de empleo y competencia dentro de los territorios (art. 180). También se favorecerá el aprendizaje de conocimientos de puesta en marcha y mantenimiento de energías renovables, de eficiencia energética y de reciclaje en los centros de enseñanza y formación correspondientes (art. 181).

Renovables

El Estado debe crear las condiciones para que el 10 % del consumo final de energía en el sector del transporte provenga de fuentes de energía renovable en el año 2020 y el 15 % en el año 2030. El uso de biocarburantes avanzados será fijado por la PPE (art. 43). También definirá y llevará a cabo una estrategia nacional de movilización de la biomasa que permita el aprovisionamiento de las instalaciones de producción de energía, como los aparatos de calefacción domésticos y las unidades de cogeneración (art. 175).

Se introduce el complement de rémunération (una prima sobre mercado) para los productores de electricidad proveniente de fuentes de energía renovable del territorio metropolitano continental. Este complemento será otorgado por EDF y sus características serán especificadas por tecnología mediante diferentes órdenes. (art. 104). Este mecanismo será el encargado de sustituir progresivamente la tarifa garantizada. Además, se elimina la obligación de la venta exclusiva de la energía producida por estas instalaciones a las empresas de distribución (EDF y otras compañías locales).

Se promueve la agilización de la conexión de instalaciones renovables, en particular de aquellas de menos de 3 kW (art. 105). Se impulsan las inversiones comunitarias (sociedades con accionariado y cooperativas) de instalaciones de energía renovable (art. 111).

Se limitará por decreto la fracción de cultivos alimentarios admisible en la producción de biogás (art. 112).

Se crea un nuevo marco regulatorio para las concesiones hidroeléctricas. Este marco se desarrolla en base a los siguientes principios: 1) la concesión de las instalaciones puede agruparse dentro de grandes valles para optimizar las operaciones (el fin de las concesiones existentes se calculará de forma agregada); 2) las concesiones ya existentes pueden ampliarse de forma excepcional; 3) las nuevas concesiones, incluyendo aquellas que sean renovadas, deben establecer una regalía en beneficio del Estado proporcional a los ingresos de la concesión. (art. 116). También se establecen los requisitos para la creación de una sociedad mixta hidroeléctrica, de

entre un 34-66 % de capital público, en función de la cantidad que los participantes públicos deseen mantener. La selección de la empresa privada se realizará mediante una subasta pública (art. 118).

Se refuerza la autoridad del Gobierno para llevar a cabo medidas para la integración de instalaciones eléctricas a partir de fuentes renovables y aquellas conectadas en redes de distribución. En concreto, se prevé un régimen específico para el desarrollo del autoconsumo y de instalaciones individuales de potencia inferior a 100 kW. También se unificará todo lo posible el régimen jurídico de las energías renovables marinas, se abrirá a ofertas la inyección de biogás a la red de gas natural en el caso de que su evolución no siga la pauta marcada por la PPE en activo (art. 119) y se impulsa la legislación sobre explotación de geotermia (art. 120).

El Gobierno presentará al Parlamento un plan de desarrollo del almacenamiento de energías renovables mediante hidrógeno libre de GEI. Deberá desarrollar un modelo económico del mismo, los incentivos a aplicar, la infraestructura de estaciones de distribución de hidrógeno y la adaptación reglamentaria necesaria, como la conversión de electricidad a gas (art. 121).

Se facilita el desarrollo de instalaciones eólicas próximas a zonas habitadas bajo aprobación del órgano intercomunal competente, o, en su defecto, del consejo municipal del ayuntamiento concerniente (art. 138). La distancia mínima entre la instalación y la zona habitada es de 500 metros, sujeta al correspondiente estudio de impacto de la instalación (art. 139). Se simplifica también la normativa relativa a instalaciones geotérmicas (art. 146).

Un suministrador de electricidad puede transferir al consumidor final o al operador de una red pública sus obligaciones de garantías de capacidad en cuanto a consumo del consumidor final o pérdidas de la red (art. 149).

Se modifican los cálculos de las tarifas reguladas de venta de electricidad (art. 151) y el cálculo de los costes de inversión de capital para redes eléctricas y de gas natural. También se realizan modificaciones en la normativa relativa a las empresas operadoras de redes públicas de distribución eléctrica (art. 153-154).

Se desarrollará un plan estratégico nacional de desarrollo de calor y frío renovables y residual (art. 176).

Nuclear

El propósito general de la Ley respecto a la generación nuclear es reforzar la información a los ciudadanos sobre la seguridad nuclear. Esta información debe proporcionarse tanto en el caso del funcionamiento normal de las instalaciones como en el caso de eventos nucleares iguales o superiores a uno en la escala internacional

de clasificación de los mismos (art. 123). El Gobierno, en las condiciones previstas en la Constitución, está autorizado a reforzar la eficacia de los controles y las sanciones aplicadas en materia de seguridad nuclear y radioprotección y desarrollar las competencias, atribuciones y poderes de la ASN (art. 128). También se amplían y/o trasponen varias directivas europeas sobre seguridad nuclear (art. 128-129).

En caso de cambio en la empresa explotadora de una central nuclear o por modificación sustancial de la instalación, de sus modos de explotación o de elementos necesarios para su autorización, se requerirá de una nueva autorización. De igual manera, aquellas centrales en desmantelamiento que hayan realizado cambios sustanciales en sus condiciones de desmantelamiento u otras condiciones prescritas para el mismo requerirán de una nueva autorización (art. 126).

Si una instalación nuclear de base deja de funcionar durante un periodo continuo superior a dos años su parada se considera definitiva. El ministro encargado de la seguridad nuclear, por petición del explotador y por parada motivada después de una recomendación de la ASN, puede prorrogar hasta tres años adicionales este periodo de dos años. Se introducen disposiciones adicionales para que el cierre, desmantelamiento y reclasificación de una central nuclear se realice de la forma más breve posible, económicamente aceptable y respetando los principios de seguridad (art. 127).

Se introduce la misión del Instituto de radioprotección y de seguridad nuclear como institución de asesoramiento e investigación en el terreno de la seguridad nuclear dentro del Código del medioambiente, en colaboración con la Autoridad de Seguridad Nuclear y las comisiones locales de información (art. 186 y art. 123).

Electricidad y gas

La LTECV afecta a diversos ámbitos de la generación eléctrica y el transporte, la distribución y el suministro de gas y electricidad. De manera general, se crea un comité de gestión de la contribución al servicio público de la electricidad. Este comité tendrá por objeto el seguimiento y análisis de la contribución al servicio público de la electricidad y de los costes cubiertos por dicha contribución. Esto incluye los contratos de obligación de compra de la electricidad y los sujetos a ayudas a fuentes de generación como las renovables (art. 178).

Respecto a generación eléctrica, se crea un registro nacional de instalaciones de producción y almacenamiento de electricidad. El operador de transporte de electricidad y los operadores de transporte de gas deberán poner en disposición los datos de transporte de la electricidad y gas y biogás que gestionan respectivamente. Los operadores de distribución de electricidad y los operadores de redes de calor deberán poner a disposición pública los datos de consumo y producción de

electricidad y calor de sus respectivas redes. Se elaborará un decreto para precisar la forma en la que se ponen a disposición los datos de consumo de productos petrolíferos (art. 179). También se modifica la legislación relativa a la explotación de nuevas instalaciones de producción de electricidad y aquellas que hayan aumentado su potencia de manera destacable (más de un 20 %), requiriendo antes una autorización administrativa (art. 187).

En cuanto a transporte y distribución, las tarifas de uso de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad buscarán incentivar la limitación del consumo durante las puntas de demanda locales (además de globales). A tal efecto, los operadores de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad podrán instalar dispositivos que incentiven a limitar la demanda, especialmente durante puntas de la misma. (art. 160-161).

Se regula la gestión de la demanda de electricidad dentro del mercado de energía o de los mecanismos de ajuste (art. 168). Los contratos de compra de electricidad y gas podrán celebrarse a precios fijos o sujetos a revisión por la parte relacionada con el suministro (art. 171).

La Ley estipula que el operador de la red pública de transporte de electricidad deberá evitar el fallo del sistema eléctrico según los criterios fijados por vía reglamentaria. Además, se otorga al gestor de la red de transporte de electricidad la capacidad de desconectar aquella generación de carácter aleatorio si esta supera un cierto umbral preestablecido. El operador deberá elaborar un informe anual de su evaluación para el año precedente y otro de previsión de los años siguientes.

En el caso de los gestores de las redes de transporte de gas natural, estos elaborarán un informe bianual de previsión de la demanda y de las capacidades de transporte, distribución, almacenamiento, regasificación, producción renovable y de intercambio con redes extranjeras (art. 176).

Finalmente, en cuanto a suministro, los consumidores electrointensivos se pueden beneficiar de condiciones particulares en el suministro de electricidad. En contrapartida, estos se comprometen a adoptar las mejores prácticas de eficiencia energética. Las condiciones aplicadas dependen, entre otros, de las características de la empresa (art. 156), la predictibilidad del perfil de consumo estable de la empresa y la capacidad de almacenamiento de energía de la instalación (art. 157).

Para facilitar la eficiencia energética y reducir las puntas de demanda, se establece la obligación de que las compañías distribuidoras de electricidad y gas natural que hayan instalado un contador inteligente en un inmueble proporcionen a su propietario o gestor los datos relativos al consumo del mismo sin coste adicional (art. 28).

A título experimental, y por una duración de cuatro años desde la promulgación de la Ley, los establecimientos públicos y las colectividades concernientes pueden proponer al operador de la red de distribución eléctrica la realización de un servicio de flexibilidad local para optimizar la gestión de la electricidad y reducir los costes de inversión y gestión de la red (art. 199).

Se establece también el Cheque energía, título especial de pago para que los hogares cuyos ingresos estén por debajo de un cierto umbral vean reducido o suprimido el pago de sus gastos energéticos de la vivienda, incluyendo aquellos realizados para la mejora medioambiental o la gestión de la demanda de energía de dicha vivienda. El coste de este mecanismo se repercute en los consumidores finales de electricidad, los suministradores de gas natural y el presupuesto estatal (art. 201).

Edificación

La Ley fija un objetivo de renovar energéticamente 500.000 viviendas/año desde 2017, de las que al menos la mitad deben ser de hogares de ingresos modestos. Se busca así reducir un 15 % la pobreza energética entre 2015 y 2020 (art. 3) y reducir un 60 % el consumo de energía final del parque de viviendas para el año 2050 respecto a 2010 (art. 17). Para ello el Gobierno elaborará cada cinco años un informe detallando la estrategia nacional de inversión para la gestión energética de edificios (art. 4).

La LTECV fija que todos los edificios residenciales privados cuyo consumo anual de energía primaria sea superior a 330 kWh/m² deben pasar una renovación energética antes de 2025 (art. 5). En este sentido, los edificios de propiedad pública deberán ser ejemplares energética y medioambientalmente. Siempre que sea posible, deberán ser energéticamente excedentarios, así como contar con un gran rendimiento medioambiental (art. 8).

La Ley buscó reforzar el control sobre el CSTB con el nombramiento del presidente de su Consejo de Administración por parte del Gobierno (art. 9), pero esta decisión fue declarada inconstitucional en la decisión del Conseil constitutionnel n° 2015-718 DC del 13 de agosto de 2015. El 5 de mayo de 2016 se aprobó el decreto 2016-551 para su control parlamentario en la que se ampliaba su composición a representantes del Parlamento y de colectivos locales.

Se crean el CSCEE, que tiene por misión aconsejar a los poderes públicos sobre la definición, la puesta en marcha y la evaluación de políticas públicas relativas a la construcción y su desempeño en el desarrollo sostenible (art. 10); el Carnet numérique d'entretien et de suivi du logement, con el objetivo de facilitar el seguimiento energético de los edificios (art. 11); y el Fonds de garantie pour la

rénovation énergétique, con el propósito de facilitar la financiación de los trabajos de mejora del desempeño energético de los edificios (art. 20).

La LTECV también incluye la obligatoriedad de mejorar las características energéticas y medioambientales de aquellos edificios que vayan a realizar reformas de importancia, lo que se conoce como trabajos integrados (travaux embarqués). Aplica a viviendas, oficinas, edificios de educación, propiedades comerciales y hoteles. Esto puede darse cuando se hagan trabajos en fachadas y tejados. Su aplicación específica será determinada por decreto del Consejo de Estado (art. 14).

Para facilitar su realización en edificios en copropiedad, aquellos procedimientos encaminados a aumentar la eficiencia energética de los lugares comunes de los edificios pueden aprobarse por mayoría simple. En caso de disponer de una calefacción centralizada, se establece la obligación de instalar contadores individuales de la misma (art. 26).

Las compañías suministradoras de electricidad, gas natural o fuel doméstico deberán llevar a cabo medidas de ahorro energético en beneficio de hogares en situación de pobreza energética. Para ello la Ley introduce un requisito suplementario de ahorro energético para hogares en situación de pobreza energética dentro del programa de CEE. Aunque está especialmente dirigido a hogares con bajos ingresos, se aplica a todo tipo de hogares y negocios (art. 30).

Transporte

Se elaborará una estrategia para el desarrollo de la movilidad sostenible. Esta abarcará el desarrollo de las infraestructuras de recarga, la mejora en la eficiencia energética de los vehículos, los cambios en los modos de transporte y el aumento del ratio de ocupación de los vehículos (art. 40). Se busca potenciar los sistemas de alquiler y uso compartido de vehículos (art. 34) y dar prioridad al transporte bajo en emisiones: en el caso de las personas, desplazando el transporte individual por el transporte colectivo o no motorizado; en el caso de mercancías, desarrollando las infraestructuras de transporte ferroviario, centros portuarios y vías de agua (art. 36). También se refuerza la movilidad rural y de zonas de baja densidad dentro de los planes regionales de intermodalidad (art. 55).

Respecto a los vehículos de bajas emisiones, Francia se fija un objetivo de instalar al menos siete millones de puntos de recarga de vehículos eléctricos entre 2015 y 2030, para lo que se contará con los gobiernos locales (art. 41). Se darán ayudas para la compra de vehículos de bajas emisiones, nuevos o de segunda mano (art. 48). Las empresas concesionarias de carreteras también podrán establecer descuentos a los usuarios de vehículos de bajas emisiones, así como a los vehículos de uso compartido (art.38), comprometiéndose además a habilitar espacios adaptados a las necesidades

del uso del vehículo compartido (art. 53). Se elaborará un informe sobre la viabilidad de instalar carriles dedicados a transporte colectivo, taxis, vehículo compartido y vehículos de bajas emisiones en las vías que tengan espacio disponible para ello (art. 56).

En la línea de la ejemplaridad pública, cuando se renueven las flotas de vehículos del Estado, al menos el 50 % de ellos deberán ser vehículos bajos en emisiones. Para las autoridades locales esta obligación es del 20 %. El 50 % de los nuevos autobuses y autocares adquiridos a partir de 2020 deberán ser bajos en emisiones, mientras que a partir del año 2025 deberán serlo todos. Para las empresas de taxis y de alquiler de vehículos la obligación es del 10 % antes de 2020. (art. 37).

El plan de movilidad empresarial del Code des transports tendrá por objetivo optimizar y aumentar la eficacia de los desplazamientos ligados a la actividad empresarial, especialmente de los trabajadores a sus centros de trabajo. El programa de acción de cada empresa puede incluir la promoción de medios de transporte alternativos al coche individual, como el vehículo compartido, el transporte colectivo y el uso de la bicicleta (art. 51). Las empresas de más de 250 empleados en la misma localización y las administraciones públicas deberán facilitar el uso del vehículo compartido cuanto sea posible (art. 52).

Respecto a las bicicletas, las empresas que las proporcionen a sus empleados reciben una reducción del impuesto de sociedades de hasta el 25 % del precio de compra de la flota de bicicletas para el año de adquisición de la misma (art. 39). Francia se fija un objetivo de despliegue masivo de vías de circulación y aparcamientos de seguridad antes del año 2030 (art. 41). Se incluirá el coste del kilometraje realizado en bicicleta o bicicleta pública entre aquellos que puede pagar el empresario para con un empleado que se desplace entre su residencia y su lugar de trabajo , según se especifica en el artículo 3261-3 del Code du travail.

Las nuevas construcciones o aquellas ya existentes en las que se realicen obras de viviendas, industrias, oficinas, servicios públicos y locales comerciales dotadas de aparcamiento deben disponer de instalaciones para la recarga de vehículos y el estacionamiento de bicicletas. Su número y características se especificarán en un Decreto posterior (art. 41).

Economía circular

Se establecerá cada cinco años una estrategia nacional de transición hacia una economía circular. Esta estrategia incluirá un plan de programación de los recursos necesarios en los principales sectores económicos que permita emplear las materias primas (primarias o secundarias) de manera más eficaz (art. 69). Se favorecerá un uso responsable de los recursos y se primará el de aquellos que puedan ser reciclados,

mientras que se buscará que aquellos que no puedan ser reciclados se empleen para la producción de energía. Se luchará contra la obsolescencia programada de los productos manufacturados y se favorecerá la reutilización y reparación de los mismos (art. 70). Se prohíbe la puesta a disposición, pagada o gratuita de bolsas de plástico de envasado de un solo uso para uso como envoltorio (art. 74).

En materia de residuos y reciclaje, se establecen los objetivos de: 1) reducir un 10 % la cantidad de residuos por habitante para el año 2020 respecto al 2010; 2) aumentar los residuos sujetos a reciclaje al 55 % en el año 2020 y al 65 % en 2025; 3) reciclar el 70 % de los residuos del sector de la construcción y trabajos públicos para el año 2020; 4) reducir un 30 % la cantidad de residuos no peligrosos admitidos en los centros de almacenamiento de residuos en 2020 respecto al año 2010 y al 50 % para el año 2025; 5) reducir un 50 % la cantidad de productos manufacturados no reciclables puestos a la venta (art. 70); 6) aumentar un 30 % el ratio entre producto interior bruto y consumo interior de recursos entre los años 2010 y 2030 (art. 74); 7) reducir un 30 % el consumo de papel burocrático de las administraciones antes de 2020; 8) el 25 % de los productos papeleros empleados por la Administración debe provenir de papel reciclado a partir del año 2017 y el 40 % a partir de 2020; 9) al menos el 50 % de los residuos de materiales empleados en construcción de carreteras debe proceder de reutilización o reciclaje, el 10 % de los empleados en mantenimiento de carretera y el 20 % en capas de cimentación a partir del año 2017, y para el año 2020 el 60 %, 20 % y 30 % respectivamente (art. 79).

Actuación regional

Se refuerza el papel de las regiones dentro de la transición energética como base para la coordinación de estudios, difusión de información, promoción de la eficiencia energética y adecuación entre la formación de los trabajadores y las necesidades de las empresas. En este sentido, se encargarán de elaborar un programa regional para la eficiencia energética incluyendo la financiación de actuaciones en este ámbito.

Por su parte, los establecimientos públicos de cooperación intercomunal y la metrópolis de Lyon, una vez hayan adoptado un plan clima-aire-energía territorial, serán los coordinadores e impulsores de la transición energética en su zona de actuación (art. 188).

En este sentido, cabe destacar, entre otras, las siguientes líneas de actuación local: 1) Los establecimientos públicos de cooperación intercomunal pueden crear agencias locales de energía y clima para conducir actividades de interés general que favorezcan la transición energética y la disminución de emisiones de GEI (art. 192). 2) Se otorga competencia a los ayuntamientos, a título transitorio, para la creación y explotación de redes de calor y frío como servicio público industrial y comercial (art.

194). 3) Los representantes estatales en la región y el presidente del Consejo Regional elaborarán de manera conjunta un esquema regional de biomasa que defina, en coherencia con el plan regional del bosque y la madera y los objetivos sobre energía de la UE, objetivos para el desarrollo de la biomasa (art. 197).

9. AUTORES

Roberto Álvaro Hermana

Doctor Ingeniero Industrial por la ETSI Industriales de Madrid en el área de vehículos eléctricos. De 2011 a 2014 trabajó en la UPM en el área de Ingeniería Eléctrica de la ETSI Industriales y ETSI Telecomunicación. Entre 2015 y 2016 trabajó en Red Eléctrica de España en las áreas de Fiabilidad, Diseño y Gestión de Mantenimiento, incorporándose a Orkestra a finales de 2016 en el Lab de Energía. Desde entonces ha trabajado temas de transiciones energéticas y autoconsumo.

Macarena Larrea Basterra

Doctora en Promoción y Desarrollo de Empresas por la UPV y Máster en Gestión de Empresas Marítimo-Portuarias. Licenciada en Administración y Dirección de Empresas por la Universidad Comercial de Deusto, especialidad de Logística y Tecnología. Es investigadora en el Lab de Energía de Orkestra, habiendo trabajado previamente, entre otros, en la Cátedra de Estudios Internacionales de la UPV (Grupo de trabajo de energía) así como en la Secretaría General de Acción Exterior del Gobierno Vasco. Sus principales áreas de trabajo se relacionan con la política energética a nivel europeo, nacional y regional, los precios de la energía y las energías renovables.



C/ Mundáiz 50
Campus de la Universidad de Deusto
20012 Donostia-San Sebastián (Gipuzkoa)

C/ Hermanos Aguirre nº 2
Edificio La Comercial, 2ª planta
48014 Bilbao (Bizkaia)

www.orquestra.deusto.es