

Sector coupling
Una visión para España



Estudio de la Fundación Naturgy,
Frontier Economics y IAEW RWTH Aachen University

Junio 2020

Frontier Economics Ltd es miembro de la red Frontier Economics, que consiste de dos empresas separadas, una basada en Europa (Frontier Economics Ltd) y otra en Australia (Frontier Economics Pty). Estas dos empresas tienen distinta propiedad y los compromisos legales de una no imponen ninguna obligación a la otra. Todas las opiniones expresadas en este documento son exclusivas de Frontier Economics Ltd.

Contenido

Resumen ejecutivo	05
1. El sector <i>coupling</i> y su situación en Europa	13
1.1. Introducción al sector <i>coupling</i>	14
1.2. La importancia del sector <i>coupling</i> en Europa.....	23
2. El sector <i>coupling</i> y la descarbonización en España	35
2.1. El sector <i>coupling</i> es imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización	36
2.2. El sector <i>coupling</i> minimiza los costes de la descarbonización	40
2.3. El sector <i>coupling</i> permite descarbonizar sectores sin alternativas y gestionar el almacenamiento estacional.....	47
2.4. El sector <i>coupling</i> favorece la aceptación pública de la transición energética al aumentar la seguridad del suministro, evitar la construcción de redes eléctricas que se enfrentan a rechazo de las comunidades locales y al poder dar lugar a una industria que fomente el empleo y las exportaciones.....	51
2.5. Conclusión	57
Referencias.....	59
Anexo A. Metodología de cálculo del ahorro de costes por el uso de la infraestructura gasista.....	65

Resumen ejecutivo

Resumen ejecutivo

Tanto España como la Unión Europea se han comprometido a unos ambiciosos compromisos de descarbonización, que incluyen la neutralidad de emisiones de CO₂ en 2050.

Uno de los pilares para lograr esta descarbonización es la electricidad renovable. La necesidad de reducir al máximo el uso de combustibles fósiles llevó a muchos países a subsidiar la electricidad de origen renovable. A día de hoy su coste es competitivo con el de otras tecnologías, lo que ha motivado su expansión. Se espera que la electricidad se utilice cada vez más en los sectores del transporte, calefacción e incluso en algunos procesos industriales.

Pero la electricidad renovable por sí sola no puede lograr la descarbonización por diversos motivos:

- **No es una alternativa eficiente para electrificar** muchos procesos industriales, la aviación o el transporte marítimo.
- **No puede proporcionar el almacenamiento estacional** que requiere la electrificación de la calefacción.
- **Requiere una expansión de las redes eléctricas** que en muchos casos no será factible por motivos medioambientales o de aceptación pública. A los problemas de expansión actuales en algunas zonas de la red se unirían los problemas por el aumento de la demanda, ya que hoy en día las redes eléctricas solo proporcionan un 24% de las necesidades energéticas en nuestro país.

Es por esto que el sector *coupling*, entendido como una mayor integración de los sectores eléctrico y gasista, es fundamental para lograr la descarbonización. Esto se debe a la complementariedad de los gases renovables y la infraestructura gasista con la electricidad. En concreto, el sector gasista cuenta con:

- **Elevada capacidad de almacenamiento:** La capacidad de almacenamiento de gas en Europa en la actualidad es alrededor de 1.500 veces superior a la capacidad de almacenamiento de electricidad¹.
- **Una red de transporte y distribución existente con capacidad para transportar elevadas cantidades de energía:** la red de gas actual es una red mallada con más capacidad que la red eléctrica, tanto a nivel nacional como en lo que se refiere a conexiones internacionales.
- **Elevada versatilidad,** ya que el gas puede ser empleado para una gran cantidad de usos, incluyendo procesos industriales que requieren combustión o elevadas temperaturas y transporte marítimo o como *input* para producir combustibles líquidos para aviación.

Estas ventajas de la infraestructura gasista han sido destacadas por diversos organismos internacionales, entre los que se incluyen la Asociación de Transportistas de Electricidad, la Asociación de Transportistas de Gas y la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Todos ellos contemplan los gases renovables como elementos fundamentales para la descarbonización.

¹ Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), Geth et al (2015).

Lo mismo ocurre con las Instituciones de la Unión Europea y una gran cantidad de países miembros:

- La **Comisión Europea** en su Pacto Verde incluye entre las áreas prioritarias el hidrógeno limpio, las pilas de combustibles y otros combustibles alternativos, afirma que el marco regulatorio deberá promover la implementación de las redes de hidrógeno e indica que la descarbonización del sector gasista será facilitada mediante el aumento del apoyo al desarrollo de gases descarbonizados. La Unión Europea cuenta asimismo con diversos programas de apoyo de los que se pueden beneficiar los proyectos de gases renovables.
- **Alemania** ya cuenta con alguna instalación de producción de hidrógeno y se ha comprometido a contar con 10 GW de capacidad antes de 2040, con hasta 5 GW instalados en 2030. El gobierno alemán ha creado un fondo de 100 millones de euros anuales para proyectos de investigación para la transición energética, siendo más de la mitad de los proyectos pre-seleccionados en la última edición de ese programa relativos al hidrógeno. Además, el regulador tiene en cuenta las previsiones de capacidad de producción al aprobar los planes de desarrollo de red; en su última versión se contempla la adaptación de redes de gas natural a hidrógeno.
- En **Holanda**, El Acuerdo por el Clima de 2019 fija un objetivo de 3-4 GW de capacidad de electrolizadores hasta 2030. Para conseguir este objetivo, el gobierno aspira a dar ente 30 y 40 millones de euros anuales para proyectos de demostración de hidrógeno y ha ampliado un programa de subsidios existentes para incluir la producción de hidrógeno.
- En el **Reino Unido** hay diversos programas de apoyo a la investigación sobre gases renovables. Se han desarrollado estudios detallados para combinar el gas natural con el hidrógeno y para convertir regiones enteras a hidrógeno, como el caso de la conversión del norte de Inglaterra entre 2028 y 2035 con 12 GW de capacidad de producción de hidrógeno.

Las ventajas del sector *coupling* en la descarbonización de España

En línea con los argumentos anteriores y también teniendo en cuenta las especificidades de España hemos analizado el papel del sector *coupling* en nuestro país. A la vista del análisis, queda claro que será imprescindible para lograr la descarbonización por los siguientes motivos:

- Minimiza los costes de la descarbonización.
- Hace posible descarbonizar sectores cuya electrificación es inviable.
- Aumenta la aceptación pública de la descarbonización y genera beneficios adicionales porque:
 - Aumenta la seguridad de suministro.
 - Permite aprovechar el potencial renovable al evitar redes eléctricas adicionales cuya construcción es inviable por motivos medioambientales o rechazo de las comunidades locales.
 - Ofrece la posibilidad de crear una industria con potencial exportador y de creación de empleos.

El sector *coupling* minimiza los costes de la descarbonización

Hemos modelizado el coste de dos sistemas energéticos, uno principalmente eléctrico y otro que combina electricidad y gases renovables, en 2050. Ambos sistemas satisfacen las necesidades energéticas estimadas para ese año y alcanzan los objetivos de descarbonización.

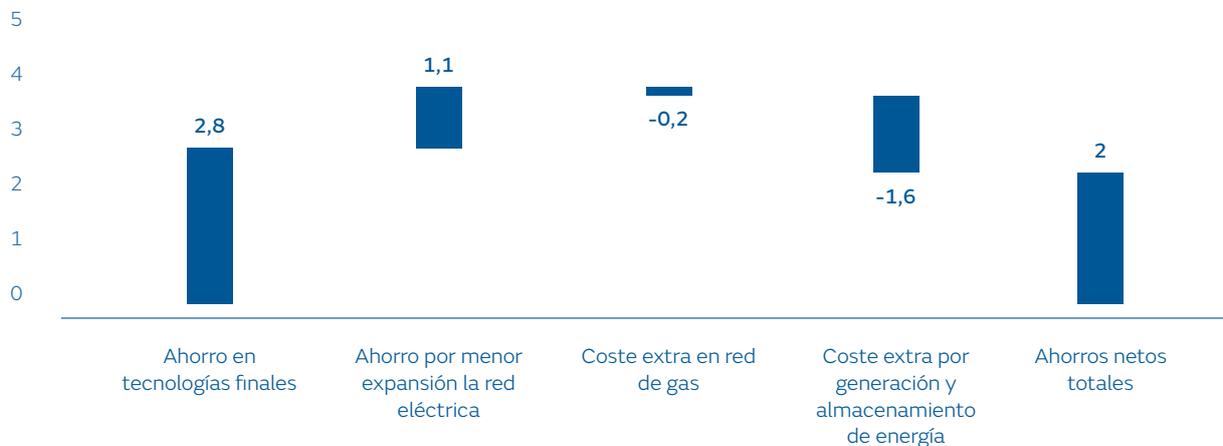
Nuestro análisis tiene en cuenta los costes a lo largo de toda la cadena de valor: generación, almacenamiento, transporte, distribución y consumo final, evitando análisis parciales que pueden llevar a conclusiones erróneas.

Excluimos del análisis sectores cuya electrificación tendría un coste muy elevado como los procesos industriales a elevadas temperaturas, el transporte marítimo y el aéreo, por lo que nuestra estimación de ahorros de costes por el uso de la infraestructura de gas es conservadora.

El resultado es que el uso continuado de la infraestructura gasista ahorra 2.037 millones al año en comparación con un escenario en el que dicha infraestructura deja de emplearse. El siguiente gráfico desglosa los ahorros de costes en los diferentes eslabones de la cadena de valor.

Figura 1. Ahorros anuales netos del sistema en el escenario “Electricidad y gases renovables” en comparación con “Electricidad y su almacenamiento” (para 2050)

(Miles de millones de € por año)



Fuente: Frontier Economics

- Los aparatos empleados en hogares, servicios e industria para satisfacer las necesidades energéticas (como por ejemplo bombas de calor y calderas de condensación) son generalmente más baratos si funcionan a gas que a electricidad. En el caso de los vehículos, los turismos eléctricos son algo más baratos que los que funcionan con gases renovables, pero sucede lo contrario en camiones y autobuses. Es por esto que una combinación de electricidad y gases renovables da lugar a ahorros significativos.
- Si las redes eléctricas son el único medio para transportar energía desde la generación hasta el uso final en 2050 se requieren inversiones sustanciales en la infraestructura. El uso continuado de las redes de gas permite reducir la demanda de electricidad, evitando también el elevado incremento de demanda eléctrica en invierno que es necesario para satisfacer la demanda de calor. Todo esto reduce en gran medida el coste total de transportar y distribuir la energía.

- Mantener las redes de gas y adaptarlas para que puedan transportar hidrógeno tiene un coste superior al de desmantelarlas o, al menos, sellarlas para que no presenten ningún riesgo. Este uso continuado de las redes de gas implica unos sobrecostes en el escenario en el que la infraestructura de gas se mantiene.
- El escenario predominante eléctrico tiene menores costes de producción y almacenamiento estacional de energía. Esto se debe a que en diversas circunstancias los aparatos eléctricos son más eficientes que los térmicos y que, a día de hoy, se prevé que el coste de producción de los gases renovables sea más elevado que la electricidad. Sin embargo, estos ahorros de costes en la producción de energía en el escenario predominantemente eléctrico se ven compensados por los costes de almacenamiento estacional de la electricidad: al electrificar el calor, la demanda eléctrica se vuelve muy estacional (con alta demanda en invierno), mientras que la oferta, influida por el elevado recurso solar en España, es mayor en verano. Es por tanto necesario transferir electricidad entre estaciones, lo que genera costes adicionales.

El sector coupling hace posible descarbonizar sectores cuya electrificación es inviable

Hay usos cuya electrificación no es viable en la práctica con los conocimientos actuales. Esto incluye la aviación y el transporte marítimo, que requieren combustibles de alta densidad energética o elevada capacidad de almacenamiento eléctrico, lo que provoca que su electrificación sea exorbitantemente cara.

En el caso de la industria:

- Los procesos de alta temperatura son de difícil electrificación porque la eficiencia de los aparatos eléctricos como el arco de calor baja sustancialmente a elevadas temperaturas.
- Hay procesos que necesitan combustión, incluyendo la producción de cemento y el tratamiento de caliza y otros minerales. En estos casos la electricidad no puede reemplazar al gas o los combustibles líquidos.
- Hay procesos como la producción de plástico y productos químicos en los que la energía se emplea como materia prima. En este caso los gases renovables están mejor posicionados para reemplazar al petróleo o el carbón por ser más similares químicamente.

Es por ello que el papel del gas, que en la actualidad supone el 40% del consumo energético de la industria en España, sea fundamental en un mundo descarbonizado, en especial si tenemos en cuenta que otro 20% del consumo corresponde a productos petrolíferos y carbón que, por la elevada contaminación que generan, tendrán que desaparecer.

El sector coupling aumenta la aceptación pública de la descarbonización y genera beneficios adicionales

La infraestructura gasista permitiría aprovechar el potencial renovable de nuestro país. Esto se debe a que podría emplearse para transportar la energía desde los puntos de producción a los puntos de consumo. En nuestro país, una parte muy importante del potencial renovable se encuentra en la mitad sur, donde hay una mayor irradiación solar. Sin embargo, la demanda se centra en la mitad norte, donde hace más frío y se encuentra la mayor parte de la industria.

En un mundo totalmente electrificado, llevar la energía desde los puntos de producción a los de demanda implicaría una elevada expansión de la red eléctrica, lo que presentaría problemas de aceptación pública; de hecho, ya en la actualidad hay líneas eléctricas cuya construcción se retrasa muchos años o es inviable por el impacto medioambiental o la oposición de las comunidades locales. Es por ello que el uso de gases renovables aprovechando la infraestructura gasista jugará un papel clave en la descarbonización.

Este aprovechamiento de la energía renovable permite reducir la dependencia exterior en materia energética, ya que su uso desplazaría a los combustibles fósiles que en la actualidad son importados. Otro factor importante relacionado con la seguridad de suministro es la capacidad de almacenamiento de los gases renovables, lo que ayuda a hacer frente a situaciones imprevistas de escasez de energía a un coste más reducido que en el sector eléctrico, en el que hay que construir capacidad de generación o almacenamiento excedentaria a un coste significativamente mayor.

Esta mayor seguridad de suministro se acentuaría por la resiliencia que añade contar con la red de gas en caso de fallos en el sistema eléctrico. Además, contar con los sistemas gasista y eléctrico permitiría una gestión más flexible de ambos sectores y tener una mayor capacidad de respuesta ante cambios tecnológicos, de demanda, etc.

Finalmente, el elevado potencial renovable de nuestro país, unido a nuestra ventaja competitiva en costes por el abundante recurso solar y cantidad de embalses, hace posible el desarrollo de una industria de gases renovables con un potencial exportador y de generación de empleo. Un estudio de la Comisión Europea sitúa a nuestro país como el mayor productor de gases renovables de Europa². Este potencial podría ser aprovechado para desarrollar una industria, en línea con el Plan de Hidrógeno de Portugal, cuyo gobierno ha desarrollado con vistas a crear nuevos modelos de negocio, al relanzamiento de la economía tras el Covid-19 y como una oportunidad para la inversión y para el empleo³.

² Comisión Europea (2018).

³ Consejo de Ministros de Portugal (2020).

1.

El sector coupling
y su situación
en Europa

1. El sector coupling y su situación en Europa

1.1. Introducción al sector coupling

El sector *coupling* es el proceso por el cual sectores que tradicionalmente operaban independientemente o con limitadas interacciones entre ellos aumentan su interrelación y pasan a formar un sistema integrado.

Al referirse al sector *coupling* diferentes autores ponen distinto énfasis en los sectores cuya integración aumenta. Este informe se centra en la unión entre gas y electricidad, analizando sus interacciones a lo largo de toda la cadena de valor: generación, transporte y usos finales.

El motor principal de esta unión de sectores es la necesidad de lograr una economía neutra en carbono. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC por sus siglas en inglés) afirma que las emisiones de gases de efecto invernadero provocan un aumento en la temperatura media de la tierra y un incremento de las olas de calor, las lluvias torrenciales y las zonas afectadas por sequías. Además, indica que desde la década de los años 70 del siglo pasado se observa una mayor intensidad y duración de las tormentas tropicales y los huracanes⁴.

La gravedad de las consecuencias de estos cambios en el clima sobre la biodiversidad y las condiciones de vida de los seres humanos ha llevado a importantes esfuerzos para reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero y a acuerdos internacionales de compromisos para su reducción. El último, el Acuerdo de París, fue suscrito por 195 países y fija el objetivo de limitar el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C sobre los niveles pre-industriales.

Lograr este objetivo va a requerir cambios en nuestros hábitos y un aumento en la eficiencia de procesos y aplicaciones, así como un cambio en los combustibles que empleamos. Este último cambio es lo que conduce al sector *coupling*.

La necesidad de reducir al máximo el uso de combustibles fósiles llevó a muchos países a subsidiar la electricidad de origen renovable. A día de hoy su coste es competitivo con el de otras tecnologías, lo que ha motivado su expansión. Por esta razón se espera que la electricidad se utilice cada vez más en los sectores del transporte, calefacción e incluso en algunos procesos industriales. Pero la electricidad renovable por sí sola no puede lograr la descarbonización por diversos motivos:

- No es una alternativa eficiente para electrificar muchos procesos industriales, la aviación o el transporte marítimo.
- No puede proporcionar el almacenamiento estacional que requiere la electrificación del calor.
- Requiere una expansión de las redes eléctricas que en muchos casos no será factible por motivos medioambientales o de aceptación pública.

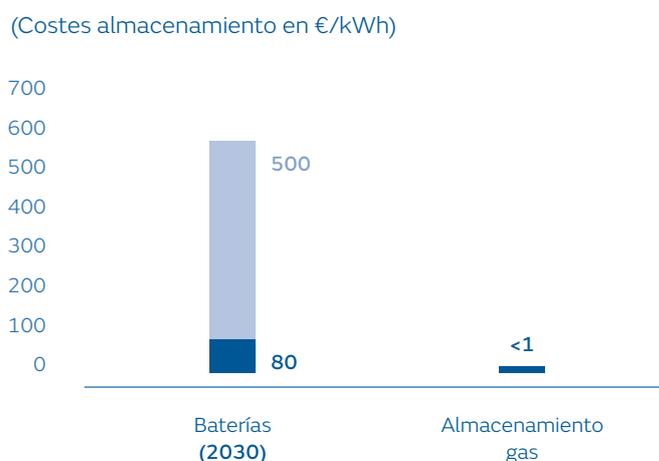
⁴ Fuente: IPCC, Working Group I, The Physical Science Basis.

1.1.1. La electrificación total requiere una capacidad de almacenamiento estacional que sería prohibitivamente cara

En los países en los que la calefacción es necesaria, la electrificación del calor provocaría un desajuste significativo entre la demanda de electricidad en las estaciones cálidas y frías. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento de electricidad no son adecuados para el almacenamiento durante periodos largos de tiempo. Los dos principales candidatos serían las centrales de bombeo y las baterías, pero sus elevados costes de inversión, además de las limitaciones geográficas en el caso del bombeo, las hacen inviables para almacenamiento estacional.

- **Centrales de bombeo:** estas centrales combinan dos embalses de agua situados a diferentes alturas. Sueltan el agua del embalse superior, que mueve unas turbinas que generan electricidad, quedando el agua almacenada en el embalse inferior. Después, cuando la electricidad es barata se emplea para activar unas bombas de agua que suben el agua al embalse superior, completando el ciclo que se puede repetir de forma continuada. Esta es una tecnología madura que lleva más de 50 años funcionando y supone hoy en día más del 95% de la capacidad de almacenamiento de electricidad. Sin embargo, su expansión a gran escala es difícil por la escasez de emplazamientos adicionales adecuados por el elevado uso de terreno y los impactos medioambientales. Además, sus costes de capital son elevados, lo que hace que sea necesario utilizarlos muchas veces al año para poder amortizar la inversión.
- **Baterías:** las baterías han experimentado un desarrollo importante en los últimos años, que ha venido acompañado de importantes reducciones de costes. Se espera que esta tendencia continúe en los próximos años, pero incluso en un escenario optimista, su uso para almacenamiento estacional sería muy caro, ya que esto implicaría amortizar sus altos costes de capital en muy pocos usos. Por ejemplo, IRENA estima que en 2030 el coste de la capacidad de almacenamiento más barato de las tecnologías de baterías existentes será de 80 €/kWh, entre 100 y 1000 veces más caro que el del almacenamiento de biometano o metano sintético.

Figura 2. Comparación costes de capacidad de almacenamiento^(*)



Fuente: Frontier Economics basado en IRENA (2017), and Le Fevre, C. (2013).

^(*) Los costes de baterías se muestran como un rango que refleja la estimación de IRENA para distintas tecnologías. Los costes de capacidad de almacenamiento más bajos corresponden a las baterías de plomo y ácido. Los costes de almacenamiento de gas se basan en los costes de inversión para almacenamiento de gas en cavernas, acuíferos y campos de gas vacíos, que se sitúan entre 0.1 y 0.3 €/kWh, ver Stronzik, M. Rammerstofer, M and Neumann, A (2008), LeFevre, C. (2013).

1.1.2. Hay muchos usos energéticos cuya electrificación no es factible técnicamente o su coste asociado lo hace inviable

Hay usos cuya electrificación no es viable en la práctica, al menos con las tecnologías actuales. Esto incluye la aviación y el transporte marítimo, que requieren combustibles de mayor capacidad de almacenamiento que la electricidad, y también muchos procesos industriales.

En el caso de la industria, la energía se emplea para:

- Procesos a media y baja temperatura, por debajo de los 500°C, como la industria alimenticia, la síntesis del amoníaco para fertilizantes y las síntesis del metanol para productos petroquímicos.
- Procesos a elevadas temperaturas, como la producción de cristal y cemento que necesitan temperaturas por encima de los 1000°C. Aunque existen tecnologías eléctricas como el arco de calor, la eficiencia baja sustancialmente a elevadas temperaturas.
- Procesos que necesitan combustión, incluyendo el cemento y el tratamiento de caliza y otros minerales. En estos casos la electricidad no puede reemplazar al gas o los combustibles líquidos.
- Como materia prima para la producción de productos como plástico y productos químicos. En este caso los gases renovables están mejor posicionados para reemplazar al petróleo o el carbón por ser más similares químicamente.

Según un estudio de la Asociación de Empresas Eléctricas (Eurelectric), la electricidad podría ser empleada para un máximo de 50% del consumo energético para procesos industriales, aunque esto requeriría un mayor desarrollo de tecnologías prometedoras como el láser, los haces de electrones y el arco de plasma⁵.

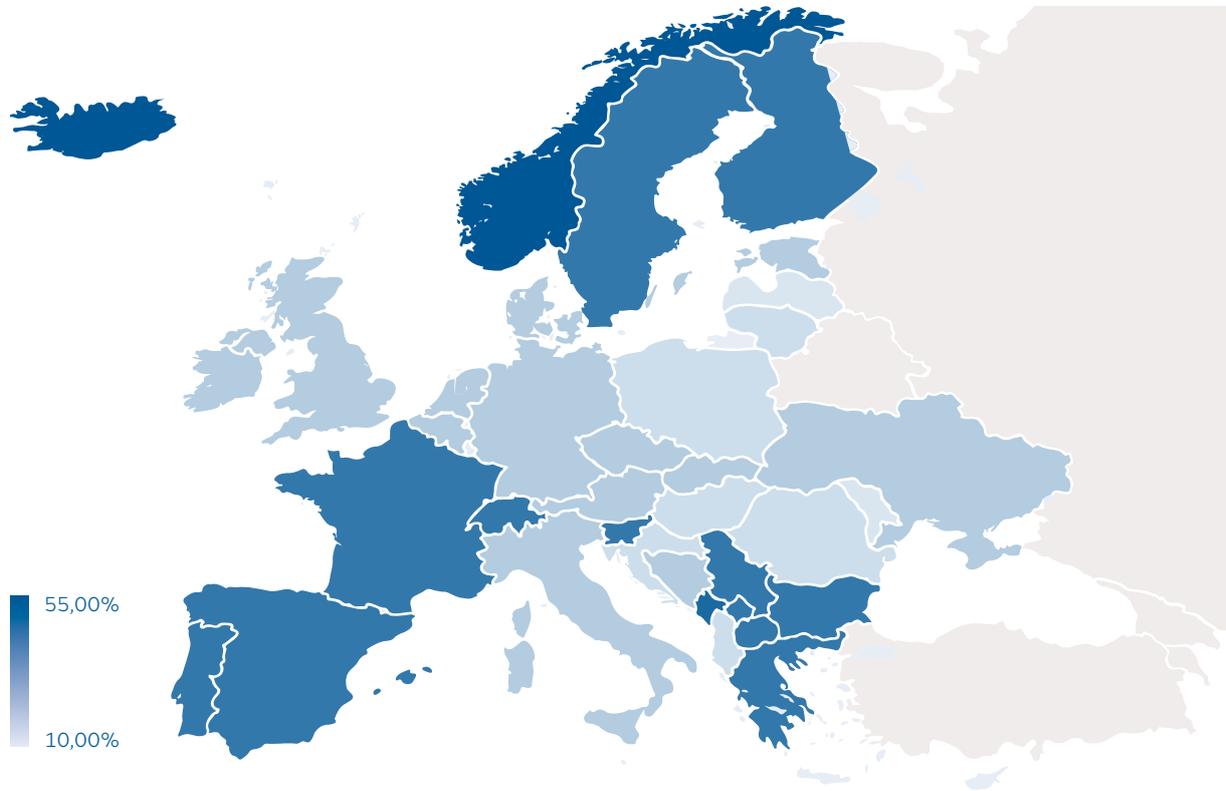
1.1.3. La electrificación total requeriría una expansión de redes de transporte y distribución de electricidad que podría ser inviable por la oposición pública

En la actualidad las redes de gas y combustibles líquidos satisfacen la mayoría del consumo energético en los países europeos. Por lo tanto, la electrificación total provocaría un gran aumento en la infraestructura eléctrica necesaria.

La magnitud del reto puede verse al analizar el porcentaje de la demanda final de energía que en la actualidad se satisface con electricidad. La Figura 3 muestra la cuota de la electricidad en los países europeos, que en su mayor parte se encuentran entre 15% y 30%.

⁵ Eurelectric (2018) Full decarbonisation pathways. Full study results.

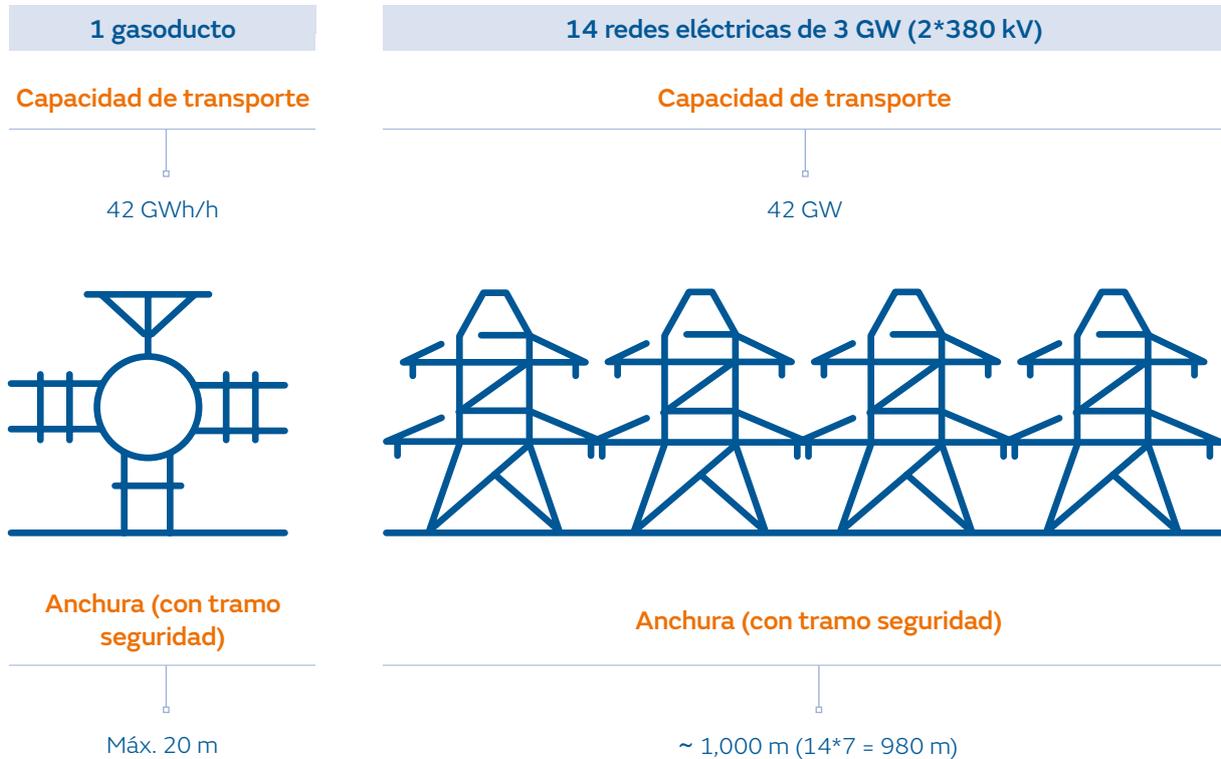
Figura 3. Proporción de demanda final de energía satisfecha con electricidad



Fuente: Eurostat, BFE para Suiza.

Además, la menor capacidad de transporte de la electricidad con respecto al gas y los combustibles líquidos hace que sustituir las redes de los combustibles fósiles por electricidad requiera de un gran número de líneas, lo que implica mayor ocupación del terreno. Sin embargo, hay grandes dificultades para desarrollar muchas líneas eléctricas, ya sea por tener que atravesar áreas con elevado valor medioambiental o por la oposición ciudadana que vive en las proximidades. Esto provoca que a menudo haya proyectos que tarden más de 10 años en desarrollarse o no puedan llevarse a cabo, generándose importantes restricciones en la red eléctrica.

Figura 4. Capacidad de transporte de redes de gas y electricidad



Fuente: Frontier Economics

Nota: El gasoducto del gráfico está basada en el gasoducto OPAL, con una capacidad de transporte de 36.000 metros cúbicos al año (o, aproximadamente, 42GWh/h en términos de energía). Aunque la tubería está bajo tierra, las tuberías de este tamaño normalmente tienen reservado un espacio de seguridad de 20 metros si están situadas por encima del terreno cuando el uso de la tierra no está restringido (es decir, si no hay edificios). Para acomodar la misma capacidad de transporte de energía serían necesarias 14 líneas eléctricas con una capacidad de 3GW cada una. El espacio de seguridad de las líneas eléctricas está normalmente entre 60 y 80 metros. Ver Frontier Economics y White & Case (2017).

1.1.4. El papel de la infraestructura de gas en un mundo descarbonizado

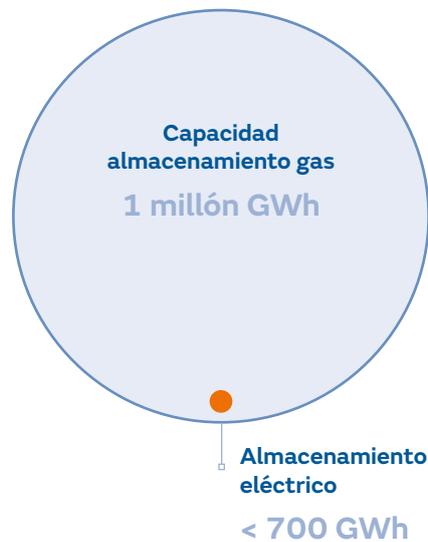
Por los motivos indicados anteriormente, es necesario contar con infraestructura para combustibles renovables distintos a la electricidad que permitan lograr la descarbonización. En este sentido, la infraestructura de gas tiene las características necesarias para complementar a la infraestructura eléctrica:

- **Elevada capacidad de almacenamiento:** La capacidad de almacenamiento de gas en Europa en la actualidad es alrededor de 1.500 veces superior a la capacidad de almacenamiento de electricidad⁶. Por otra parte, si todo el parque europeo de vehículos fuera eléctrico, la capacidad de almacenamiento sería de unos 26.000 GWh, lo que equivaldría a un 3% de la capacidad de almacenamiento actual de gas.

⁶ Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE), Geth et al (2015).



Figura 5. Capacidad de almacenamiento de gas y electricidad en Europa

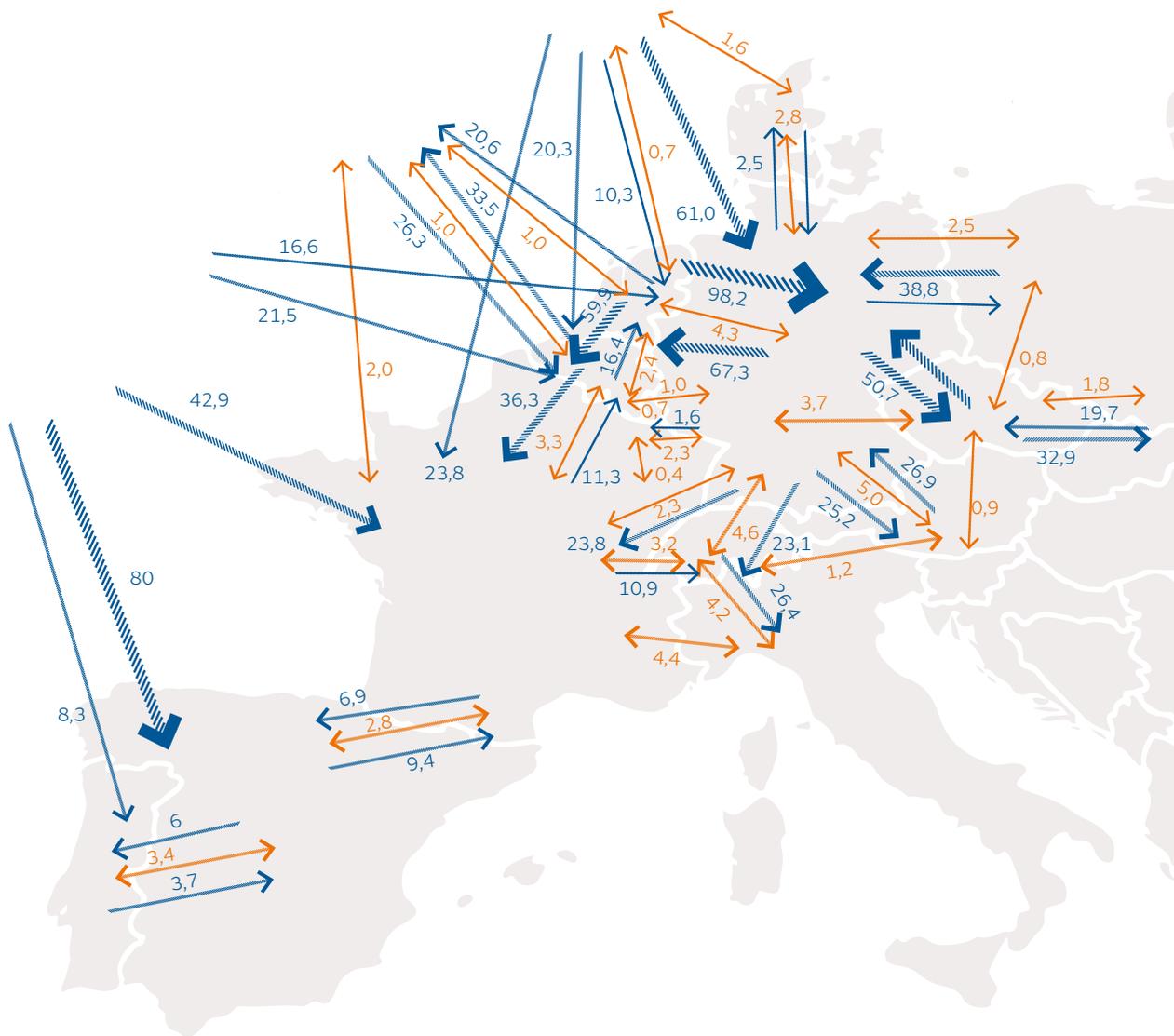


Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE) (2019), Geth et al (2015).

- **Red de transporte y distribución existente con capacidad para transportar elevadas cantidades de energía:** la red de gas actual es una red mallada con más capacidad que la red eléctrica, tanto a nivel nacional como a nivel de conexiones internacionales. La red de distribución de gas también juega un papel muy importante, ya que el consumo medio de gas en los hogares europeos es unas 4 veces mayor al consumo del consumo eléctrico medio⁷.

⁷ El consumo medio de los hogares con gas en Europa se sitúa en los 12,600 kWh, mientras que el consumo medio de electricidad ascendió a 3,090 kWh (CEER, Retail Markets Monitoring Report, Nov 2017).

Figura 6. Red de transporte de gas en Europa



Fuente: ENTSOE y ENTSOG.

Nota: ** En algunos casos las capacidades varían en función del sentido del flujo de la electricidad. En ese caso mostramos el mayor valor.

Capacidades entre países en GW

- Electricidad**
- Gas

La anchura de las flechas representa el tamaño de la interconexión.

- Por su elevada versatilidad, el gas permite suministrar energía para una gran cantidad de usos, incluyendo varios que requieren una elevada densidad energética:
 - **Generación de electricidad**, lo que permite complementar a las energías renovables intermitentes como la solar y la eólica ante la ausencia de las centrales térmicas tradicionales (nuclear, carbón y gas).
 - **Calefacción, agua caliente y cocina**, tal y como se hace en la actualidad, tanto en hogares como en el sector servicios e industrial.
 - **Transporte**: el gas renovable puede alimentar todo tipo de vehículos, desde turismos a camiones de carga pesada. A mayor peso mayor es la ventaja que los gases renovables, por su mayor densidad energética, pueden proporcionar en términos de coste y necesidad de recarga. Además, el gas puede emplearse en otros medios de transporte, incluyendo algunos cuya electrificación a día de hoy no parece factible como el transporte marítimo.
 - **Procesos industriales**: el gas es hoy en día uno de los principales combustibles usados en procesos industriales, pero su contribución podría aumentar ya que los procesos que requieren elevadas temperaturas son difíciles de electrificar y todavía es necesario descarbonizar industrias que utilizan combustibles fósiles líquidos.

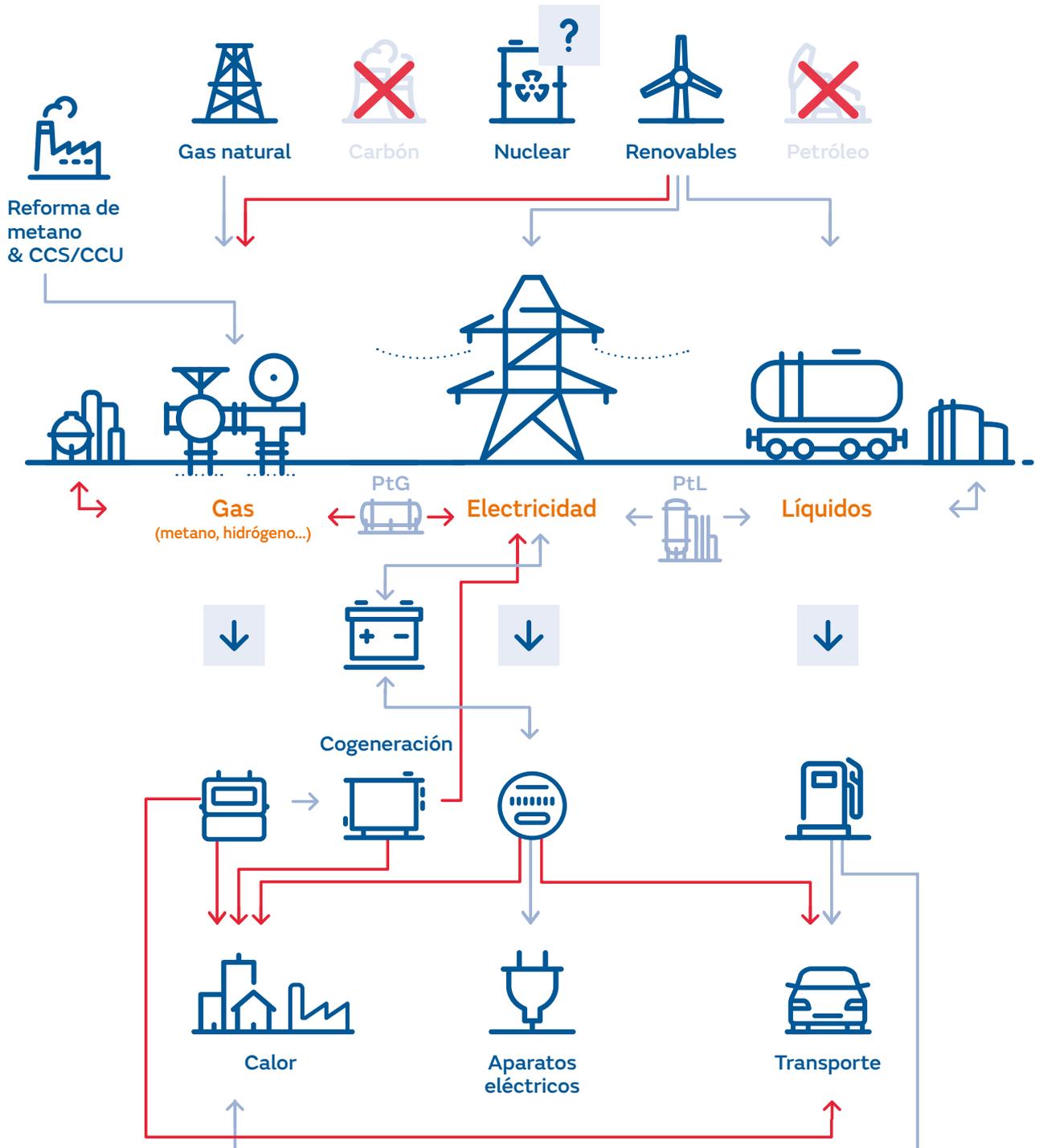
1.1.5. El sector coupling

La necesidad de utilizar tanto la infraestructura eléctrica como la gasista provoca cambios en la relación entre los distintos sectores. Históricamente, la interrelación entre el sector eléctrico y de gas se producía en dos lugares: la generación de electricidad en centrales que emplean gas natural y la generación de electricidad (y calor) en industrias que utilizan gas para cogeneración.

El siguiente gráfico muestra las interacciones que ya se empiezan a producir y que se espera se desarrollen en el futuro. Se puede apreciar que las relaciones entre los sectores se multiplican y que aparecen interrelaciones en las redes de transporte y distribución que antes no existían.

Un sistema integrado permite una gestión unida que aporta flexibilidad, permite un aprovechamiento más eficiente de ambos sectores y puede adaptarse mejor a cambios

Figura 7. Sector coupling



PtL: Power to Liquid. PtG: Power to Gas.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: En rojo las interrelaciones entre gas y electricidad.

Si miramos las relaciones entre los sectores de gas y electricidad (que el gráfico indica con flechas rojas) vemos como el sistema gasista y el sistema eléctrico se complementan: por un lado el sistema eléctrico sirve para generar gases renovables al alimentar los electrolizadores que obtienen el hidrógeno a partir de la electricidad⁸ y agua y, por otro lado, la infraestructura gasista (redes y almacenamientos subterráneos) permiten generar electricidad empleando centrales de generación que funcionan con gas y almacenar electricidad en forma de gas.

Además, la integración de sectores permite un aprovechamiento más eficiente de ambos: mientras que dos sistemas aislados tienen que ajustarse de forma independiente, un sistema integrado permite una gestión unida que aporta flexibilidad y puede adaptarse mejor a cambios de demanda, tecnológicos, etc.

A esto también contribuye la flexibilidad del sistema gasista que puede transportar diferentes combustibles como el biometano, el metano sintético y, mezclado con estos o con gas natural, hidrógeno renovable. Esta versatilidad le permite contribuir también durante la transición energética, combinando el gas natural con el hidrógeno, lo que permite ir reduciendo gradualmente las emisiones de CO₂.

Otra ventaja del *sector coupling* es que tener un sistema energético con dos redes incrementa la seguridad de suministro al añadir una capa de resiliencia y reducir el riesgo de que el desarrollo de redes eléctricas no se produzca a la velocidad necesaria para poder desplazar a los combustibles fósiles.

1.2. La importancia del sector *coupling* en Europa

La Unión Europea se ha marcado ambiciosos objetivos de descarbonización. Tanto el Parlamento como la Comisión y el Consejo han manifestado el propósito de que Europa sea neutra en carbono en 2050.

El *sector coupling* y los gases renovables van a jugar un papel destacado en el proceso de descarbonización en Europa. Así lo indican diversos estudios desarrollados al respecto, incluyendo los realizados por los operadores de las redes de electricidad y gas de Europa y la Agencia Internacional de la Energía. También se ha manifestado en este sentido la presidenta Comisión Europea y ya hay diversos países europeos muy activos en este ámbito.

1.2.1. El sector *coupling* según los operadores de electricidad y gas europeos

La importancia de la coordinación entre las redes de electricidad y gas se manifiesta en el trabajo conjunto que están desarrollando las asociaciones de transportistas europeos de gas y electricidad. ENTSO-E es la organización que agrupa a los operadores europeos de las redes de transporte de electricidad y ENTSO-G agrupa a los operadores europeos de las redes de transporte de gas.

Ambas organizaciones llevaban a cabo de manera independiente estudios para la planificación de las redes de electricidad y gas, respectivamente. Sin embargo, desde 2018 han decidido trabajar de forma conjunta para elaborar los escenarios futuros de ambos sectores. En la última edición de su planificación, conocida como TYNDP2020⁹, destacan la importancia del *sector coupling* para la descarbonización de Europa:

⁸ En la actualidad existe un debate sobre cuál es el modelo regulatorio más adecuado para su desarrollo e impulso de la manera más eficiente.

⁹ ENTSO-E and ENTSO-G (2020).

“Los escenarios elaborados dependen de un mayor desarrollo del sector *coupling*, sin estas interrelaciones una descarbonización elevada o incluso total en el sector energético no será posible.”

En este sentido explican:

“Asumiendo un cambio de carbón, que es más intensivo en carbono, a gas natural en 2025, se podrían evitar 150 millones de toneladas de CO₂ en la generación de electricidad. Con una mayor proporción de renovables y gases descarbonizados, las plantas de gas son el principal “back up” de las renovables en el largo plazo.

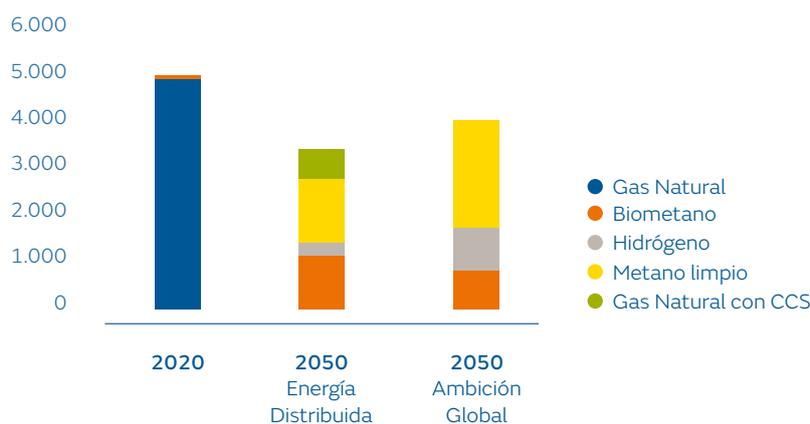
[...] Por otra parte, Power to Gas¹⁰ se convierte en el catalizador que permite la integración de las energías renovables variables¹¹ y en una opción para descarbonizar la oferta de gas. El hidrógeno y el metano sintético¹² permiten un uso de energía neutra en carbono en los sectores finales.”

El informe desarrolla dos escenarios que cumplen con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura a 1.5°C: el escenario “Energía Distribuida” y el escenario “Ambición Global”. El primero asume un enfoque descentralizado para la transición energética y en él los consumidores tienen un papel fundamental al invertir en soluciones para el hogar (como por ejemplo paneles solares, baterías, etc.) y participar activamente en el mercado de energía. El escenario “Ambición Global” asume una producción de energía más centralizada que da lugar a economías de escala en nuevas tecnologías y también permite la importación de combustibles a Europa.

Como puede verse en el siguiente gráfico del informe, la demanda de gas en 2050 se estima en unos 3.400 TWh en el escenario “Energía Distribuida” y de unos 3.900 TWh en el escenario “Ambición Global”. Esta demanda se satisface con biometano, hidrógeno, metano sintético y con gas natural con captura y almacenamiento de carbono.

Figura 8. Oferta de gas en los escenarios de ENTSOE y ENTSOG

(TWh)



Fuente: Elaboración propia con los datos de ENTSOs TYNDP 2020 Scenario Report.

Nota: El metano limpio incluye metano sintético producido en Europa a partir de electricidad y metano descarbonizado importado, que puede ser gas natural importado cuyo CO₂ se captura u otra tecnología.

¹⁰ Power to Gas se refiere a la producción de gases a partir de electricidad renovable

¹¹ Se suele utilizar el término energías renovables variables para referirse a tecnologías como la solar y eólica cuya producción en cada momento depende del recurso natural.

¹² El metano sintético se obtiene añadiendo al hidrógeno renovable CO₂ capturado previamente.

1.2.2. El sector *coupling* según la Agencia Internacional de la Energía

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) también analiza el papel del sector *coupling* en la descarbonización en su informe World Energy Outlook 2019 (WEO 2019)¹³. A este respecto, la AIE afirma que mantener las redes de gas seguirá siendo importante por diversos motivos:

“La mayoría de los países que han considerado cómo llevar a cabo reducciones de emisiones rápidas y a gran escala contemplan un futuro en el que las redes de electricidad y gas juegan papeles complementarios. El consumo eléctrico aumenta bajo este enfoque porque se electrifican más usos finales, pero desarrollar o mantener las redes de gas para servir a las centrales de generación eléctrica, fábricas y edificios sigue siendo importante. Mantener las redes de gas podría, por ejemplo, evitar inversiones adicionales en redes eléctricas y en medidas que aportan flexibilidad a dichas redes que solo serían necesarias para periodos de alta demanda. De hecho, varios estudios recientes muestran que políticas coordinadas entre los sectores de gas, electricidad y calor, empleando distintas redes, pueden maximizar la seguridad energética y minimizar los costes totales de la descarbonización.”

El informe desarrolla un escenario en el que se cumple el objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de temperatura muy por debajo de 2°C con respecto a la etapa pre-industrial. A propósito del mismo (llamado “Desarrollo Sostenible”), y en relación con el párrafo anterior, el informe da un papel central a los gases limpios:

“El Escenario Desarrollo Sostenible encarna este enfoque. El porcentaje que representa la electricidad en el consumo final sube pero los combustibles gaseosos siguen siendo un elemento central del mix energético global en este escenario, incluso aunque la demanda de gas natural baja en muchos países entre 2018 y 2040”.

El WEO 2019 analiza también el papel que las redes de gas juegan en la actualidad y el que desempeñarán en el futuro. En relación con la actualidad, el informe señala su destacado papel en satisfacer la demanda energética y la flexibilidad que proporcionan:

“En Europa y en Estados Unidos, la infraestructura gasista proporciona entre un 50% y un 100% más de energía en media a los consumidores finales que las redes eléctricas. Las redes de gas son también una fuente principal de flexibilidad. En Europa, por ejemplo, la capacidad de almacenamiento de gas es actualmente de 1.000 terawatios-hora (TWh), más de 50.000 veces la capacidad de almacenamiento de las baterías a escala mundial. En algunos países este almacenamiento sirve para satisfacer la demanda punta de gas en invierno, que puede ser más del doble de la demanda punta de gas en verano. Incluso asumiendo que se producen grandes ganancias de eficiencia al cambiar el gas por la electricidad, reemplazar este nivel de entrega de energía con electricidad sería extremadamente complicado. Las redes de gas son particularmente importantes para satisfacer la demanda de energía en edificios e industria. En las economías avanzadas, el gas proporciona alrededor de un tercio del consumo final de energía en estos dos sectores a día de hoy.”

De cara a futuro, en línea con lo descrito anteriormente, la AIE afirma que la infraestructura de gas será necesaria:

¹³ Agencia Internacional de la Energía (2019)⁹ ENTSO-E and ENTSO-G (2020).

“La inversión en infraestructura gasista sigue siendo un componente importante de la transición energética en el Escenario de Desarrollo Sostenible de forma que el gas puede suministrar grandes cantidades de energía y ser una fuente de flexibilidad. [...] Desde 2030 la inversión en los países avanzados cae un 35%, siendo la mayor parte de los 35.000 millones de dólares que se invierten dedicados a mantener las redes de distribución existentes.”

1.2.3. El sector coupling según la Comisión Europea

La Comisión Europea ha reflejado la importancia que para el futuro de Europa van a tener los gases renovables en el “Pacto Verde Europeo”, que aprobó en diciembre de 2019.

Este Pacto Verde es “una nueva estrategia de crecimiento [...] en la que no hay emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050, y donde el crecimiento económico es independiente de la utilización de recursos”.

El Pacto Verde¹⁴ busca transformar la economía de la Unión Europea y, por lo tanto, cubre una amplia variedad de aspectos, incluyendo aumentar las ambiciones de reducción de emisiones para 2030, planes para los sectores energético, industrial, agrícola, el transporte y los edificios.

Esta estrategia de descarbonización y transformación de la economía considera que los gases renovables son un “área prioritaria” en la que desarrollar tecnologías innovadoras antes de 2030¹⁵. Entre las acciones que propone se incluyen el apoyo financiero a los gases renovables y una revisión del marco regulatorio de la infraestructura energética para favorecer los gases renovables y el sector coupling:

- La revisión del marco regulatorio de la infraestructura energética “deberá promover la implementación de tecnologías innovadoras e infraestructuras como las redes inteligentes, las redes de hidrógeno o la captura, almacenamiento y utilización de CO₂, el almacenamiento energético y hacer posible la integración de sectores”.
- “La descarbonización del sector gasista será facilitada mediante el aumento del apoyo al desarrollo de gases descarbonizados, el diseño de un mercado competitivo de gas descarbonizado y haciendo frente al problema de las emisiones relacionadas con el metano”.
- “Las áreas prioritarias incluyen el hidrógeno limpio, pilas de combustibles y otros combustibles alternativos, el almacenamiento de energía y la captura, almacenamiento y uso de CO₂.”

En este sentido se pronunció recientemente Ursula Von der Leyen en el último Foro Económico Mundial, en enero de 2020, en el que habló sobre el compromiso de la Unión Europea con la descarbonización, afirmando:

“Europa perseguirá esta oportunidad. Nuestra alianza por las baterías, las redes inteligentes, electricidad producida con hidrógeno verde, la energía producida a través de molinos en el mar, el acero limpio y el gas descarbonizado crearán innovación, valor y empleos”.¹⁶

¹⁴ El Pacto Verde también busca promover una economía circular, conservar y restaurar ecosistemas y biodiversidad y eliminar la contaminación. Asimismo, el Pacto Verde discute otros aspectos como la financiación de la transición, un “Fondo de Transición Justa” para apoyar a los más vulnerables y el papel de la Unión Europea como líder mundial en la descarbonización.

¹⁵ Comisión Europea (2019).

¹⁶ Comisión Europea (2020a).



1.2.4. El sector *coupling* en Alemania

Alemania es probablemente el líder en relación al hidrógeno verde en la actualidad. El país está promoviendo activamente proyectos de hidrógeno para conseguir sus objetivos de descarbonización.

El gobierno alemán ha creado un fondo de 100 millones de euros anuales para el programa de investigación “Laboratorios reales para la transición energética” (Reallabore der Energiewende). 11 de los 20 proyectos pre-seleccionados en la última edición de ese programa son de hidrógeno.

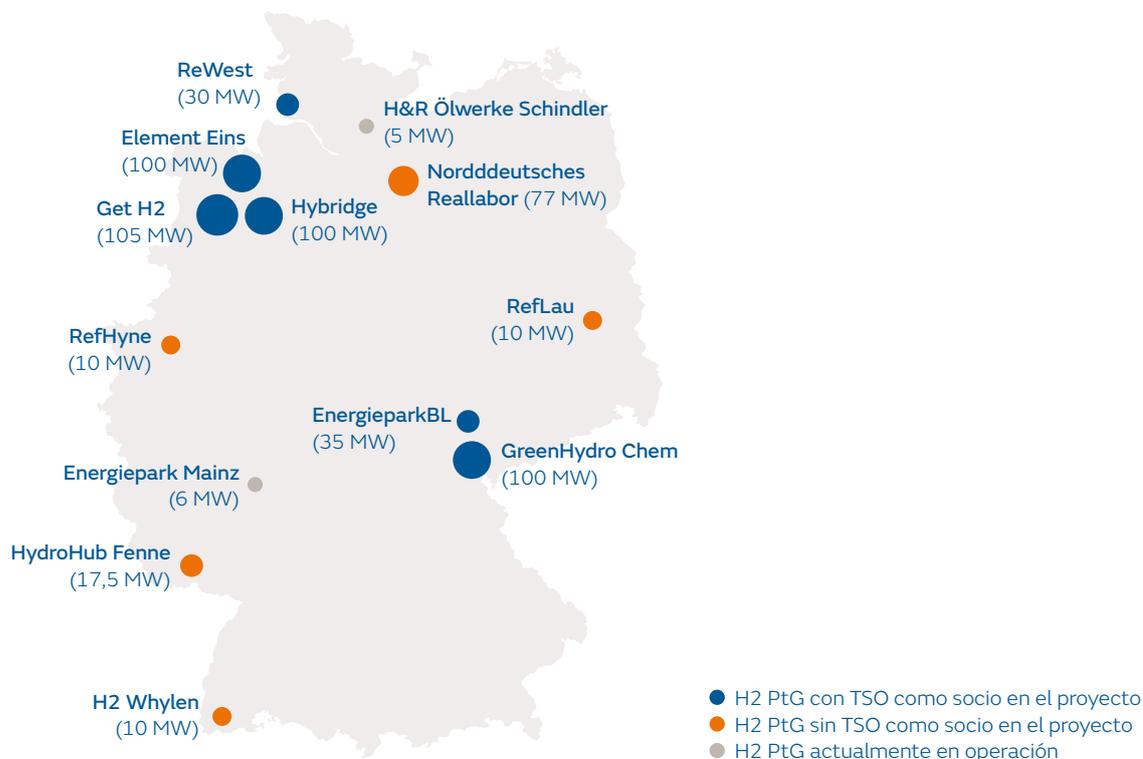
Además, el gobierno ha aprobado en junio de 2020 una “Estrategia Nacional del Hidrógeno”. Esta estrategia fija una capacidad objetivo de 10GW de electrolizadores hasta 2040, con hasta 5 GW instalados en 2030. Aunque el foco en el largo plazo es el hidrógeno verde, se espera que el hidrógeno azul también podría contribuir en el corto plazo. Otro aspecto destacado es la posibilidad de cooperación entre los operadores de electrolizadores y los operadores de las redes de gas y electricidad en un marco regulatorio relajado.

Por su parte, el regulador del sector energético alemán (Bundesnetzagentur/BNetzA), también tiene en cuenta los gases renovables: en el último Plan de Desarrollo de la Red de gas alemán, ha considerado una capacidad de 2.8 GW para 2030.

En Mainz se encuentra uno de los electrolizadores más grandes del mundo. Activo desde el año 2017, cuenta con 6MW de capacidad. Además, Shell y ITM Power han iniciado recientemente la construcción de un electrolizador de 10 MW cerca de Colonia, al oeste del país. El coste de ambos proyectos está entre los 16 y 17 millones de euros, de los cuales al menos la mitad están cubiertos por financiación pública.

Además de estos ejemplos en los que la decisión de inversión ya ha sido tomada, hay mucha actividad en el horizonte, incluyendo proyectos pilotos de I+D por toda la cadena de valor del hidrógeno. En total, como muestra la siguiente figura, se han anunciado electrolizadores con entrada en funcionamiento antes de 2025 con una capacidad combinada de 600MW, incluyendo varios electrolizadores con 100 MW de capacidad.

Figura 9. Electrolizadores existentes y anunciados en Alemania



Fuente: Frontier Economics basado en información pública.

Nota: El tamaño de los puntos refleja la capacidad de los electrolizadores.

Seis de los siete electrolizadores de mayor tamaño anunciados incluyen la participación de transportistas de gas, incluyendo inversiones en electrolizadores, transporte local y almacenamiento.

A nivel de distribución, las compañías Avacon y NetzeBW están actualmente preparando ensayos de campo en pequeñas partes de su red de gas con un aumento gradual de la mezcla de hidrógeno hasta un 20%-30%. Ambas empresas han indicado que todas las regulaciones de calidad de gas en Alemania son consistentes con un 20% de mezcla de hidrógeno, con la excepción de un parámetro (densidad relevante) pero que ese parámetro se va a modificar en el futuro cercano tras una revisión de la regulación de calidad para poder acomodar esa proporción de hidrógeno. Además, indican que los tests de calidad para todos los aparatos de gas empleados por los consumidores ya son evaluados en la actualidad con una mezcla del 23% de hidrógeno¹⁷.

En paralelo, la asociación alemana de transportistas de gas, FNB, ha publicado recientemente su visión para reutilizar redes de gas como redes de hidrógeno antes de 2030. La “columna vertebral” del hidrógeno consiste en un 90% de infraestructura gasista adaptada y un 10% de nueva red para conectar de forma eficiente la oferta (principalmente renovables situadas en el norte de Alemania) con la demanda. La siguiente figura muestra la red de hidrógeno propuesta.

¹⁷ DVGW (2019).

Figura 10. Potential H2 network infrastructure



Fuente: Asociación de transportistas de gas alemana “FNB”.

1.2.5. El sector *coupling* en Holanda

En Holanda hay un fuerte apoyo al desarrollo del hidrógeno. El acuerdo por el clima de 2019 fija un objetivo de 3-4 GW de capacidad de electrolizadores hasta 2030. Para conseguir este objetivo, el gobierno aspira a dar entre 30 y 40 millones de euros anuales para proyectos de demostración de hidrógeno y amplió el programa de subsidios SDE++ para incluir la producción de hidrógeno.

A diferencia de Alemania, los desarrollos de hidrógeno en Holanda están menos diversificados en términos de las empresas involucradas. En general, la empresa Gasunie actúa como un actor central para aplicaciones de hidrógeno en toda la cadena de valor, a través de su subsidiaria de transporte (Gasunie Transmission Services, GTS) y de subsidiarias no reguladas como Gasunie Waterstof Services.

La reciente actualización por parte de Gasunie de su “Estrategia de hidrógeno 2030” explica que sus actividades cubren tanto inversiones en electrolizadores como en infraestructura de gas existente. En términos de proyectos piloto de producción, un consorcio liderado por Gasunie opera un electrolizador desde 2019. Además, Gasunie y Nouryon han recibido recientemente aprobación para la financiación pública por un total de 16 millones de euros para la construcción de un electrolizador de 20 MW, cuya construcción comenzará en 2020.

En relación a las redes, Gasunie ha desarrollado un proyecto para una red de hidrógeno antes de 2026 basada en adaptar red existente. Esta red, que como muestra la Figura 11 cubre todo el país, estará compuesta principalmente por infraestructura utilizada para transportar el gas con bajo poder calorífico desde el campo de Groningen, cuya producción terminará en 2022. Ya en un proyecto piloto Gasunie convirtió un tubo de gas natural de 12 km (40 bares) para transporte de hidrógeno entre las empresas químicas Dow y Yara en 2018.

Además de las actividades de Gasunie, los puertos de Amsterdam y Rotterdam, junto con actores industriales como Nouryon y Tata Steel, están actualmente evaluando la posibilidad de combinar electrolizadores de gran tamaño con transporte de hidrógeno local y aplicaciones industriales.

Figura 11. Red de transporte de gas en Holanda



Fuente: Gasunie (2020).

Nota: Las líneas amarillas muestran tuberías de gas con alto poder calorífico (H-gas) y las líneas grises muestran tuberías para gas de bajo poder calorífico (L-gas).

La empresa Gasunie actúa como un actor central para aplicaciones de hidrógeno en toda la cadena de valor

1.2.6. El sector *coupling* en el Reino Unido

En 2019 el Reino Unido se comprometió por ley a lograr emisiones netas cero en 2050 para cumplir con las obligaciones del país bajo el Acuerdo de París. En su “Estrategia de Crecimiento Limpio” publicada en 2018, destaca el uso del hidrógeno como una manera de descarbonizar la economía¹⁸.

Por su parte el Comité para el Cambio Climático (CCC), un organismo público que asesora al gobierno y al Parlamento sobre cómo abordar y prepararse para el cambio climático, también atribuyó un destacado papel al hidrógeno en 2018. En concreto, destacó el papel de este combustible en la generación de electricidad (reemplazando a plantas flexibles que funcionan con gas natural), el transporte, la provisión de calor en los edificios y la industria¹⁹.

Existe una gran variedad de programas de apoyo al hidrógeno. Por un lado, el regulador, en las revisiones regulatorias, concede fondos para innovación a las empresas de transporte y distribución de gas. En el periodo 2013-2021 se asignaron más de 20 millones de libras, de los cuales 6,8 millones fueron para un proyecto de hidrógeno.

Por otra parte, el gobierno tiene diversos programas de apoyo:

- El **Ministerio de Industria y Energía (BEIS)** ha planeado una variedad de actuaciones en el área del hidrógeno, con un presupuesto aproximado de 46 millones de libras. El trabajo se centrará en el uso seguro del hidrógeno en edificios, apoyar a la industria en explorar el uso de hidrógeno y en entender el potencial de los gases renovables para el almacenamiento energético.
- El **Concurso de Suministro de Hidrógeno**²⁰, dotado con 20 millones de libras, para acelerar el desarrollo de la producción a gran escala de hidrógeno para la industria, el sector eléctrico, calefacción y transportes.
- El **Concurso de Cambio de Combustibles**²¹, dotado con 20 millones de libras, para estimular inversiones tempranas en el cambio de tecnologías y procesos para que haya diversas tecnologías disponibles a partir de 2030.
- **Nuevos programas**, que incluyen un fondo de 100 millones de libras para acelerar la producción de hidrógeno²² y un fondo de 250 millones de libras para la producción de hierro y acero a partir de hidrógeno limpio²³.

Debido a su disponibilidad de gas y menor potencial renovable, en el Reino Unido el foco está más puesto en el hidrógeno azul²⁴ pero la mayoría de los proyectos también prevén la producción de hidrógeno renovable.

Existen diversos proyectos para el uso de hidrógeno en la red de distribución, con el objetivo de emplear este combustible en hogares y el sector servicios. Por un lado, hay una serie de proyectos que están analizando la posibilidad de mezclar hasta un 20% de hidrógeno y por otro existen otros que estudian la conversión de la red de gas a una red 100% de hidrógeno.

¹⁸ Fuente: HM Government (2017).

¹⁹ Climate Change Committee (2018).

²⁰ Department for Business, Energy and Industrial Steel (2020a).

²¹ Department for Business, Energy and Industrial Steel (2020b).

²² Bioenergy international (2020).

²³ Department for Business, Energy and Industrial Steel (2020c).

²⁴ El hidrógeno azul es hidrógeno producido a partir de gas natural que requiere la captura y/o utilización del CO₂ que resulta del proceso.

En el primer grupo de proyectos se encuentran:

- **HyStart**, que identificó el nivel de hidrógeno, fijado en 20%, que podría añadirse al sistema sin aumentar el riesgo de explosión.
- **HyDeploy**, que está probando la inyección de un 20% de hidrógeno en una pequeña red de gas con un electrolizador de 0,5 MW. El proyecto se desarrolla entre 2014 y 2022 y tiene varias fases: en la primera se está probando con 100 hogares y la segunda suministrará hidrógeno desde 2020 a 670 hogares y negocios.
- **HyNet**, cuyo objetivo es crear un clúster que comprenda Liverpool, Manchester y partes de Cheshire y que incluya producción de hidrógeno, tuberías y captura y almacenamiento de CO₂. En la actualidad este proyecto está en la fase de diseño.

El segundo grupo de proyectos se conoce como H21 y comprende los siguientes trabajos:

- **H21 Leeds City Gate** concluyó en 2016 que una conversión completa de las redes de distribución de gas a hidrógeno en la ciudad de Leeds era posible técnicamente y económicamente viable.
- **H21 North of England** expande el ámbito regional de H21 Leeds City Gate. Está analizando un diseño conceptual para convertir el Norte de Inglaterra (3,7 millones de aparatos) a hidrógeno entre 2028 y 2035, con electrolizadores que suman una capacidad de 12 GW y una producción anual de 85 TWh y con almacenamiento de CO₂ en cavidades situadas en el mar.

2.

El *sector coupling* y
la descarbonización
en España

2. El sector coupling y la descarbonización en España

Esta sección describe la necesidad del sector *coupling* para lograr la descarbonización de España. Comienza mostrando los compromisos de descarbonización adoptados y la situación actual, lo que muestra que, a pesar de progresos significativos, el camino a recorrer es largo.

A continuación, se analizan de forma cuantitativa las razones por las que el sector *coupling* de los sistemas de electricidad y gas es, a día de hoy, imprescindible para la descarbonización en nuestro país. En línea con los informes de los diversos organismos descritos en la sección anterior, en nuestro país es necesario que la contribución de la electrificación se complemente con los gases renovables, que permiten:

- almacenar la electricidad renovable sobrante en verano para utilizarla en invierno;
- descarbonizar la industria, y el transporte marítimo; y
- aumentar la seguridad de suministro y la aceptación de la transición energética.

Además, si analizamos los costes del sistema, es decir, teniendo en cuenta el coste de los combustibles, las redes y los aparatos que usan los consumidores²⁵, un escenario con sector *coupling* y gases renovables es más barato que un escenario solo eléctrico.

2.1. El sector coupling es imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización

2.1.1. Objetivos de descarbonización y situación actual

Objetivos de descarbonización

España, como miembro del Consejo Europeo, se ha adherido al objetivo de la Unión Europea y aspira a ser climáticamente neutra para el año 2050²⁶. Esto implica tener una economía con emisiones netas de gases de efecto invernadero cero.

Al igual que los otros Estados miembros de la Unión, España debe desarrollar estrategias nacionales a largo plazo indicando cómo planean lograr las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero necesarias para cumplir este objetivo.

Al día de hoy, España ha llamado a consulta pública con carácter previo a la elaboración de la “Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”²⁷. Este documento perfilará la manera en la que se alcanzaría el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Dicha reducción deberá ser de al menos el 90% en 2050 respecto al año 1990, incrementando las absorciones por sumideros hasta llegar a la neutralidad en emisiones. Este proceso deberá realizarse de una manera integrada y que resulte lo más beneficiosa posible para la modernización y competitividad de la economía española.

²⁵ Como por ejemplo calderas, bombas de calor y vehículos.

²⁶ Comisión Europea (2020b).

²⁷ Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020a).

Más a corto plazo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)²⁸ es el instrumento de planificación propuesto previamente por el Gobierno de España para cumplir con los objetivos y metas de la Unión Europea en el marco de la política energética y climática. En esa dirección, el objetivo del Plan es lograr una disminución de emisiones de al menos el 20% respecto a 1990 en el año 2030. Para alcanzar este objetivo, el PNIEC fija otros objetivos sectoriales:

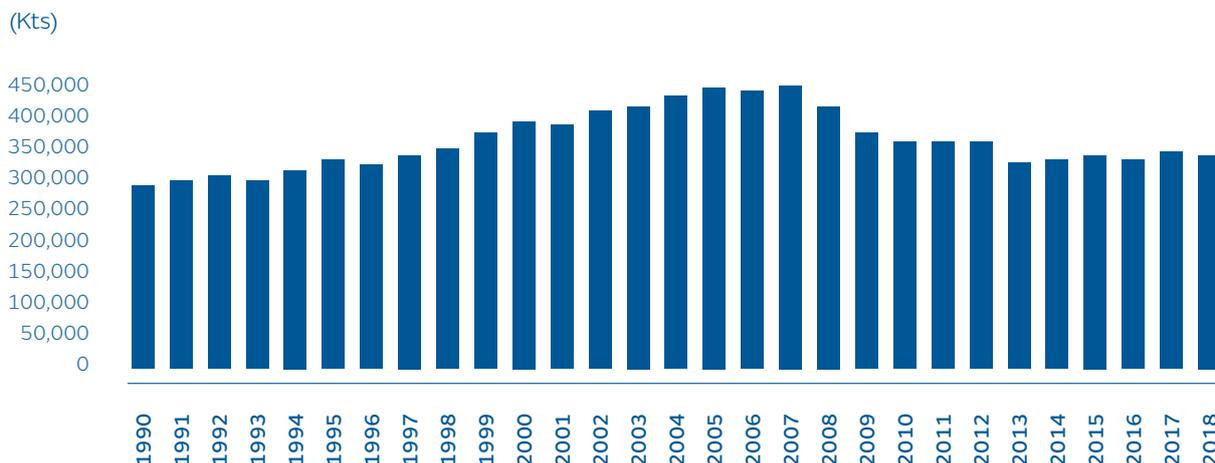
- Una **presencia en España de las energías renovables** sobre el uso final de energía del 42%.
- Una **mejora de la eficiencia energética** de 39,6%, lo que equivale a una mejora de la intensidad energética primaria del 3,5% anual hasta 2030.
- Un **74% de energía renovable** en la generación eléctrica.

Situación actual

Tras alcanzar su pico en el año 2007, las emisiones de CO₂ en España cayeron hasta el año 2013, principalmente por el impacto de la crisis económica. Desde entonces han crecido moderadamente hasta alcanzar los 334.255 Ktns.

Este valor está un 15,9% por encima de los valores de referencia de 1990. De esta forma, para cumplir con las metas planteadas por el PNIEC a 2030, las emisiones deberían reducirse un 33,5%.

Figura 12. Emisiones de CO₂ totales en España

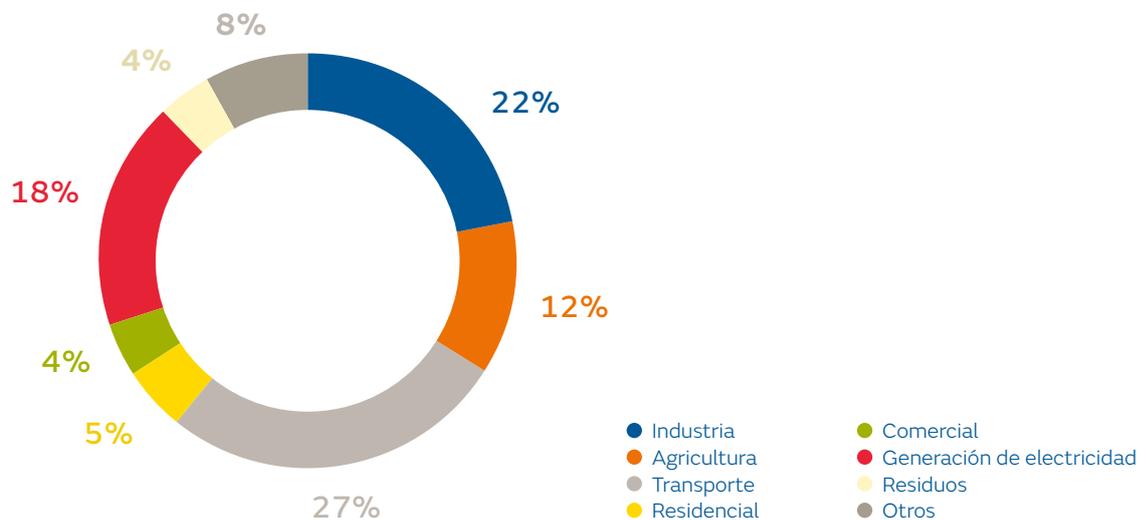


Fuente: Cálculos propios usando Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020b).

Si analizamos los datos más recientes, vemos que el transporte, la industria y la generación eléctrica son los sectores que más emiten, con un total que ronda el 67%. La agricultura, con un 12%, es el siguiente sector más contaminante, seguido por los sectores residencial y comercial, que conjuntamente emiten un 9% del total.

²⁸ Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020a).

Figura 13. Distribución emisiones gases efecto invernadero por sectores en España (2018)



Fuente: Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC).

De cara a lograr la descarbonización, el sector de generación eléctrica es clave. Es ahí donde en los últimos años se han producido mayores ganancias de eficiencia y las tecnologías solar y eólica ya son competitivas con respecto a las tecnologías tradicionales.

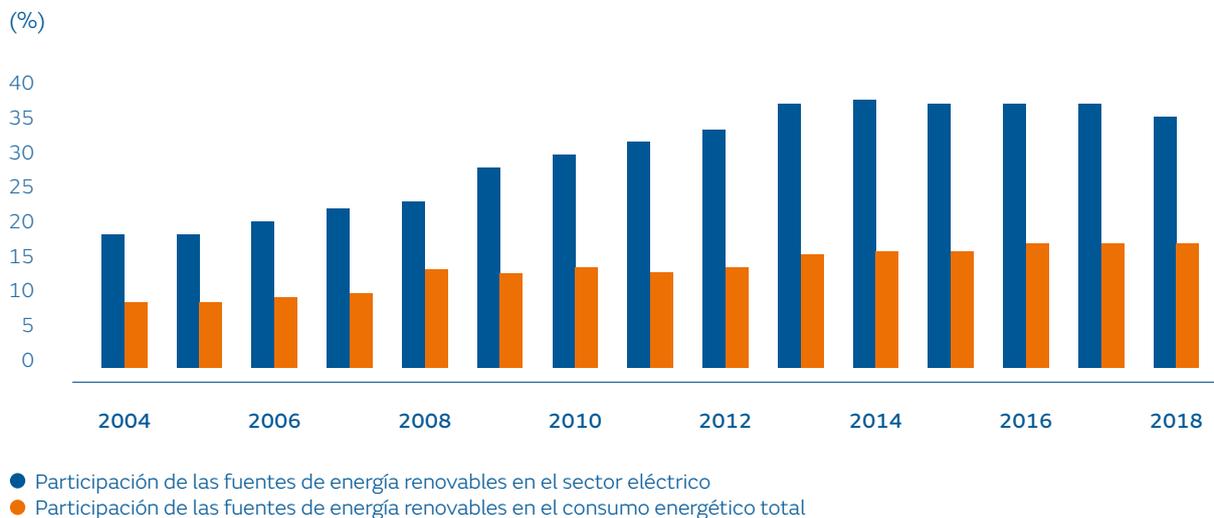
De hecho, la cuota de generación eléctrica de las renovables ha experimentado un crecimiento notable, pasando del 19,0% en 2004 al 39%²⁹ en 2019³⁰.

Las tecnologías solar y eólica ya son competitivas con respecto a las tecnologías tradicionales. La cuota de generación eléctrica de las renovables ha experimentado un crecimiento notable

²⁹ Fuente: REE (2020)

³⁰ Tal y como se ve en el siguiente gráfico, el crecimiento no ha sido continuo, ya que una moratoria a los subsidios a las renovables aprobada en 2012 para contener el coste provocó, junto con el aumento de la demanda, una caída de la cuota renovable entre los años 2014 y 2018. Sin embargo, la puesta en marcha en 2019 de muchas de las renovables que resultaron ganadoras en las subastas realizadas a partir de 2016 y de otras que han invertido en el mercado libre han provocado el repunte de la cuota.

Figura 14. Participación de las fuentes de energía renovables en España (RES)



Fuente: Eurostat.

Los significativos logros conseguidos en el sector de generación eléctrica van a continuar en los próximos años y son esperanzadores de cara al futuro. En cualquier caso, el camino a recorrer para lograr la descarbonización de la economía es todavía largo: en términos de energía total, la cuota de renovables tiene que pasar de algo menos del 20% al 42% en 2030. Y ya para 2050, ese valor tiene que convertirse en al menos un 90%.

La siguiente sección analiza cómo el *sector coupling* puede lograr que los gases renovables y la infraestructura que permite su transporte y almacenamiento complementen a la generación de electricidad solar y eólica para alcanzar estos objetivos en nuestro país.

2.1.2. El papel indispensable del *sector coupling* y del sistema gasista en la descarbonización

De cara a alcanzar las metas planteadas en materia de política energética, la infraestructura gasista proporciona unas ventajas que le otorgan un lugar fundamental.

En primer lugar, el uso de la infraestructura gasista supone un ahorro de costes para los consumidores y el sistema en su conjunto. A pesar del mayor coste de producción de los gases renovables, el ahorro en redes y en los aparatos empleados en hogares, sector servicios, procesos industriales a baja temperatura y transporte por carretera conllevan que el coste total para los consumidores caiga en un mundo descarbonizado si se emplean los gases renovables.

En segundo lugar, el uso de gases y combustibles líquidos renovables permite la descarbonización gradual en sectores en los que, dado el estado del arte actual de la tecnología, la electrificación daría lugar a costes exorbitados (tales como algunos procesos industriales, el transporte aéreo y marítimo). A su vez, los gases también permiten una mejor gestión de la estacionalidad de la demanda energética en un mundo descarbonizado ya que, en caso de una elevada electrificación, la demanda de energía en invierno, teniendo en cuenta las necesidades de calefacción, sería superior a la oferta

de electricidad. La capacidad potencial de almacenamiento de gases renovables en instalaciones empleadas actualmente para almacenar gas natural o en cavidades salinas para el hidrógeno hacen que la infraestructura gasista sea un aliado estratégico de la transición energética.

En tercer lugar, la infraestructura gasista aumentaría la seguridad de suministro:

- Al **permitir aprovechar el potencial renovable de nuestro país** y reducir la dependencia exterior actual derivada del uso de combustibles fósiles.
- Por su **elevada capacidad de almacenamiento**, lo que ayuda a hacer frente a situaciones imprevistas de escasez de energía.
- Por **aumentar la resiliencia** en caso de fallos en el sistema eléctrico.

Finalmente, la infraestructura gasista ayudará a la aceptación pública de cara a la transición energética. Esto es particularmente importante, ya que la electrificación total implicaría una expansión masiva de las redes eléctricas. Esta expansión supone un gran reto al que hoy en día nuestro sistema eléctrico ya se enfrenta y que se agravaría con el crecimiento de la demanda eléctrica y por la diferente localización geográfica de los centros de generación renovable y el consumo de electricidad.

Además, debido a que el potencial de generación de energía solar y eólica en España es muy superior a la demanda, se puede aprovechar ese potencial eléctrico para producir hidrógeno verde. Con este potencial, y dada nuestra ventaja competitiva al contar con mucho recurso solar e hidráulico en embalses, España podría producir y exportar gases renovables al resto de los países europeos con la consiguiente generación de ingresos y empleos.

A continuación, describimos en más detalle la importancia de estas contribuciones de la infraestructura gasista a la descarbonización de nuestro país.

2.2. El sector *coupling* minimiza los costes de la descarbonización

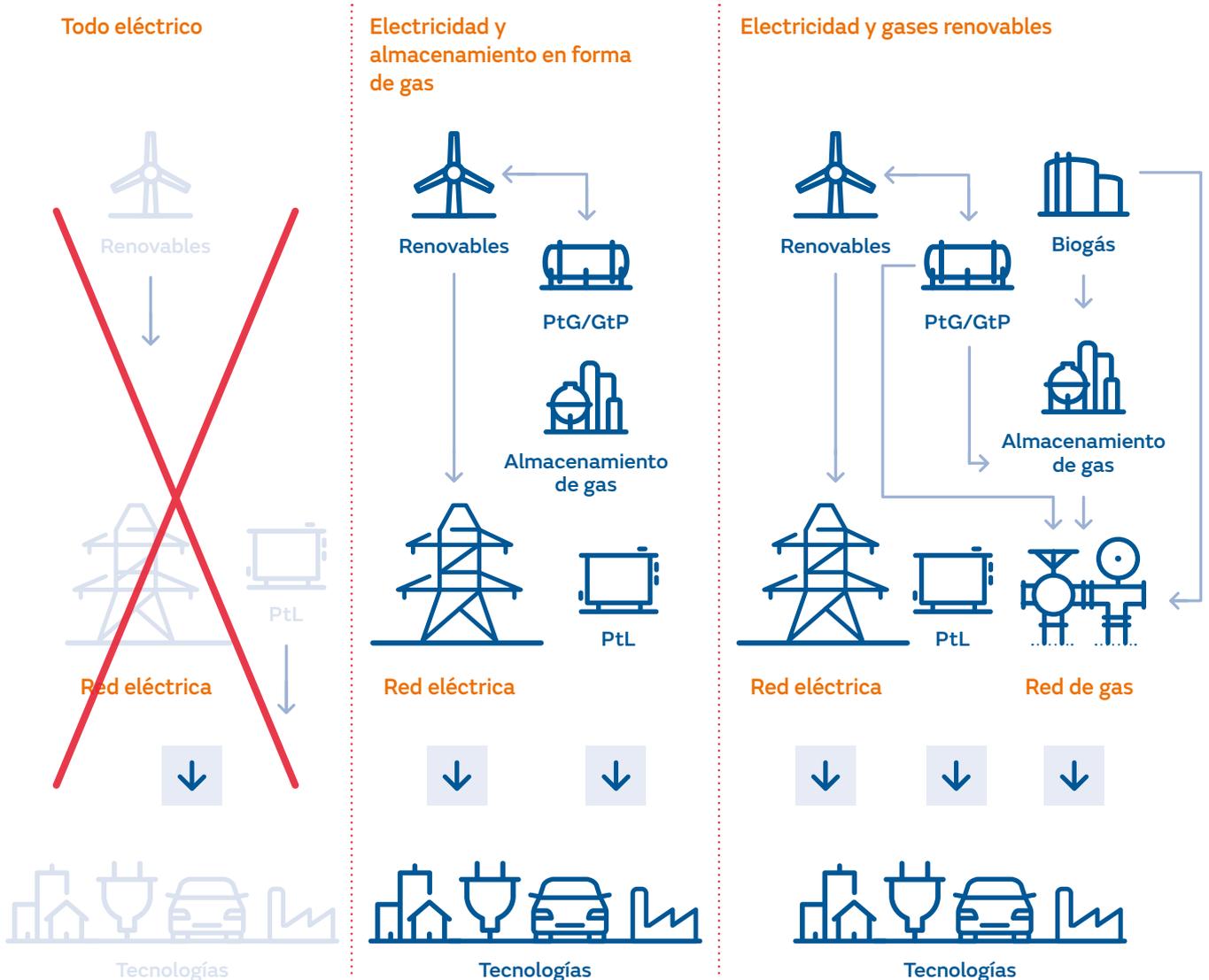
En el presente estudio hemos modelizado los costes de suministrar las necesidades energéticas de nuestro país en 2050 con tecnologías renovables para cumplir con los objetivos de descarbonización. Con el objetivo de ver el impacto del sector *coupling* hemos modelizado el coste de un sistema energético primordialmente eléctrico y un sistema energético que combina el uso de la electricidad con los gases renovables.

Es importante destacar, en relación al sector *coupling*, que es imposible considerar un sistema energético sin ninguna infraestructura gasista. Esto se debe a que en un mundo sin gases renovables habría una demanda de almacenamiento estacional muy elevada que, tal y como discutimos en la sección 1.1.1, sería extremadamente costoso de satisfacer con baterías, con otras tecnologías de almacenamiento de electricidad existentes o con gestión de la demanda. Por ello, se hace imprescindible el uso de gases renovables que podrían producirse con los excedentes de electricidad en las estaciones más cálidas y ser empleados para generar electricidad en las estaciones frías. Esto requeriría de, al menos, redes de gas que conecten con los almacenamientos subterráneos.

Por lo tanto, excluimos un mundo 100% eléctrico y modelizamos dos escenarios:

- **“Electricidad y su almacenamiento en forma de gas”**: en este escenario los consumidores finales utilizan principalmente tecnologías eléctricas como bombas de calor y vehículos eléctricos. La conexión entre la generación de energía y el uso final de la energía solo se realiza mediante la infraestructura electricidad. El gas solo se emplea para almacenar electricidad entre estaciones, transformando los excesos de producción renovable en gas que en invierno se emplea en las centrales de generación de electricidad. En este escenario la gran mayoría de la red de gas no es necesaria.
- **“Electricidad y gases renovables”**: en este escenario se combinan las bombas de calor, vehículos y otros aparatos eléctricos con calderas de gas y vehículos que funcionan con hidrógeno o biometano. En consecuencia, y en paralelo a la red eléctrica, la infraestructura de gas existente es utilizada para transportar energía hasta el consumidor final.

Figura 15. Escenarios considerados en el análisis



PtG: Power to Gas PtL: Power to Liquid GtP: Gas to Power.

En ambos escenarios se satisfacen las mismas necesidades de energía y se logran los objetivos de descarbonización a 2050.

Nuestro análisis se centra en:

- los consumos en los hogares y el sector servicio de calor, refrigeración, agua caliente sanitaria y cocina;
- los consumos industriales excluyendo los relativos a procesos de media y alta temperatura; y
- el transporte por carretera, incluyendo vehículos de pasajeros, autobuses y camiones.

Excluimos del análisis los procesos de calor de la industria a elevada temperatura, la aviación, el transporte marítimo y el transporte ferroviario. En los tres primeros casos, la electrificación es significativamente más cara que el uso de gases o combustibles líquidos renovables y en el caso del transporte ferroviario hay partes de la red secundaria cuya electrificación también presenta grandes dificultades.

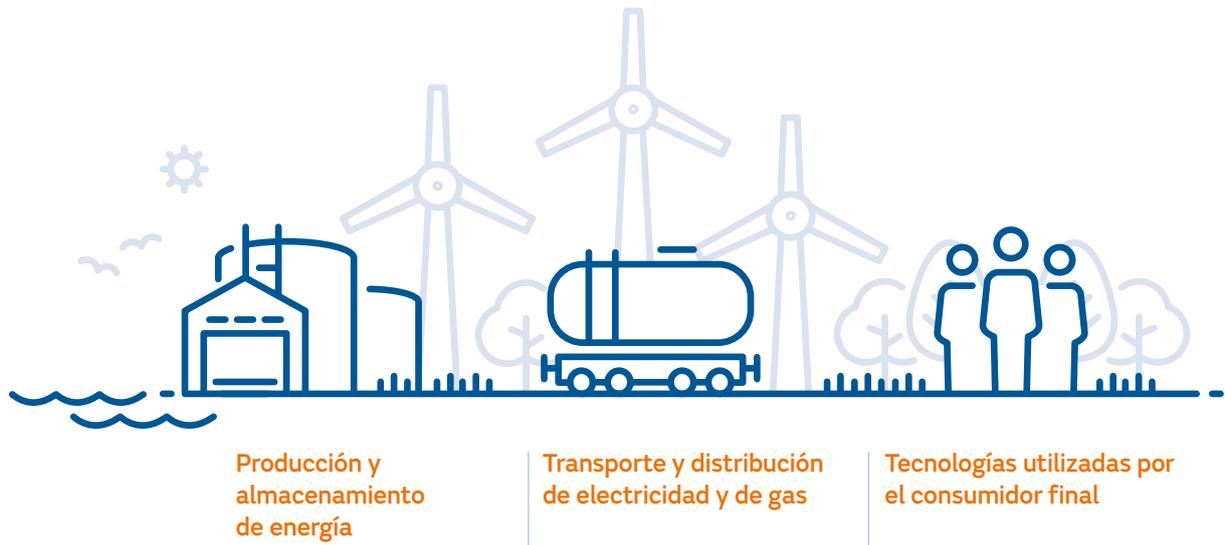
La exclusión de estos sectores implica que nuestro estudio es conservador a la hora de medir los ahorros del sector *coupling* y la infraestructura renovable, ya que su electrificación sería más cara que el uso de combustibles alternativos.

Nos enfocamos en España en 2050 y tomamos en consideración todos los costes de la cadena de valor: producción, almacenamiento, transporte y distribución y aplicaciones/vehículos de uso final de la energía:

- **Producción y almacenamiento de electricidad y gases renovables:** Asumimos un sistema eléctrico descarbonizado que emplea plantas de generación hidráulica (incluyendo hidráulica fluyente, embalses y bombeo), solar (fotovoltaica y termosolar) y eólica. Estimamos las necesidades de almacenamiento estacional teniendo en cuenta los perfiles mensuales de producción y consumo de electricidad. También tenemos en cuenta los costes de producción de gases renovables, de los que consideramos el hidrógeno verde, producido a partir de la electrólisis usando electricidad de origen renovable, y el biometano, producido a partir del biogás.
- **Transporte y distribución de electricidad:** Utilizamos una simulación de Monte Carlo para calcular la expansión necesaria de la red de distribución para los dos escenarios y extrapolamos las necesidades de expansión de la red de transporte basándonos en los resultados del análisis realizado en un estudio previo para 7 países europeos³¹. Con los resultados de las necesidades de expansión en los distintos escenarios, determinamos las implicaciones de costes correspondientes.
- **Transporte y distribución de gas:** en el escenario con gases renovables es necesario adaptar la red para que pueda transportar hidrógeno y afrontar los gastos de operación y mantenimiento. En el caso del escenario eléctrico se incluyen costes de desmantelar la infraestructura de gas existente.
- **Coste de los aparatos y vehículos:** tenemos en cuenta los costes de los vehículos y los aparatos utilizados en los hogares, el sector servicios y la industria.

³¹ Frontier Economics et al (2018).

Figura 16. Determinación de costos a lo largo de toda la cadena de suministro de energía



Fuente: Frontier Economics.

2.2.1. Resultados

Los resultados de nuestro análisis indican que el uso de las redes de gas para entregar energía al usuario final (escenario “Electricidad y gas renovable”) ofrece ahorros de costes en comparación con un mundo en el que únicamente se utiliza la infraestructura eléctrica.

Estimamos que el ahorro total será de 2.037 millones de euros anuales. Esto sucede a pesar de que las necesidades energéticas se cubren de la misma manera y de que en ambos casos se cumple el objetivo de descarbonización de la economía. Este es además un resultado conservador, ya que no tiene en cuenta los ahorros por usar gases renovables en lugar de electricidad en los procesos industriales de media y alta temperatura ni en el transporte marítimo.

Un mundo puramente eléctrico, en el que se electrifica la gran mayoría de los consumos residenciales y transporte, evita los sobrecostes de adaptar y operar las redes de gas y reduce costes de producción de energía al utilizar tecnologías más eficientes y combustible más barato.

Sin embargo, un mundo eléctrico supone un gran cambio con respecto a la situación actual, en la que menos de un 25% de las necesidades energéticas se satisfacen con electricidad³². Si se opta por electrificar las necesidades de calefacción de espacios de hogares, servicios e industria, la estacionalidad de la demanda de calor que hoy en día soportan los combustibles térmicos (gas natural, butano, biomasa) pasa al sector eléctrico. Esa estacionalidad es muy costosa para la electricidad, ya que requiere elevadas inversiones en las redes eléctricas para acomodar la demanda, a la vez que se desaprovechan las inversiones ya realizadas en la infraestructura gasista, que tiene una capacidad muy superior para transportar energía.

³² Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, (2017).

Además, la mayor estacionalidad de la demanda eléctrica por su uso para calefacción, unida a la estacionalidad de la oferta en un país con elevado recurso solar, genera necesidades de almacenar electricidad entre estaciones, aumentando el coste para los consumidores.

Si a esto unimos los mayores costes de los vehículos eléctricos y de los aparatos instalados en hogares, el sector servicios y la industria, el resultado es que un análisis de costes totales revela que es eficiente mantener la infraestructura gasista.

A continuación desglosamos este resultado en los distintos elementos de la cadena de valor.

Producción y almacenamiento de energía

En lo que se refiere a producción de energía, el escenario “electricidad y su almacenamiento” tiene unos costes menores al escenario “electricidad y gas renovable”. Esto se debe a que bajo diversas circunstancias la eficiencia de las bombas de calor es mayor a las calderas de gas y la de los vehículos eléctricos a los vehículos térmicos (lo que redundaría en una menor necesidad de energía) y al hecho de que los gases renovables son, con las estimaciones actuales, más caros de producir que la electricidad.

Estimamos la demanda de electricidad y gases renovables necesarios en 2050 teniendo en cuenta las necesidades energéticas en ese año. Se asume que las necesidades energéticas (kilómetros en los distintos vehículos, confort en los hogares, etc.) son idénticas en los dos escenarios pero que las tecnologías empleadas para satisfacerlas difieren: en el escenario “electricidad y su almacenamiento” se emplean tecnologías principalmente eléctricas mientras que en el escenario “electricidad y gases renovables” se combinan las tecnologías eléctricas y las que funcionan con gases renovables³³.

En el caso de los hogares, se asume en los dos escenarios el mismo uso de biomasa, calefacción urbana³⁴ y energía solar térmica. Su contribución para calefacción es del 15%, 5% y 3% respectivamente³⁵. Además, en el escenario eléctrico el uso de tecnologías será el siguiente:

- los hogares que utilizan tecnologías eléctricas en la actualidad seguirán utilizando el mismo tipo de tecnologías (bombas de calor, radiadores eléctricos, etc.);
- las viviendas nuevas y aquellas viviendas que utilizan tecnologías no eléctricas en la actualidad pasarán a emplear bombas de calor reversibles eléctricas (70%) u otras tecnologías eléctricas (30%)

En el escenario “Electricidad y gases renovables” el reparto será el siguiente:

- las viviendas con gas o electricidad siguen utilizando la tecnología que emplean en la actualidad³⁶; y

³³ En ambos escenarios se asume el mismo uso de otras tecnologías, en concreto de biomasa, calefacción urbana y energía solar térmica. Su contribución para calefacción es del 15%, 5% y 3% respectivamente en ambos. Para transporte, asumimos que 10% de turismos, un 15% de autobuses y un 30% de camiones, los que llevan la carga más pesada, utilizan combustibles renovables líquidos en ambos escenarios.

³⁴ La calefacción urbana (o “District Heating” en inglés) consiste en suministrar agua caliente y calefacción a un barrio al completo o a un conjunto de edificios desde una central que asumimos utilizará combustible no contaminante mediante un circuito de tuberías que van enterradas, logrando así rendimientos mayores que en otros tipos de calefacción.

³⁵ Estos porcentajes son para hogares. Para servicios el % de biomasa baja a 5% y para industria se asume que no se empleará biomasa en 2050.

³⁶ Las calderas de gas que reemplazan a las existentes tras el fin de su vida útil son calderas de condensación.

- las viviendas nuevas o que no usan gas o electricidad en la actualidad se reparten entre aquellas que emplearán bombas de calor (70%) y las que se convertirán a calderas de condensación a gas (30%).

Asumimos que el gas consumido por los hogares consistirá en una mezcla de biometano (80%) e hidrógeno (20%).

Estos supuestos, unidos a los realizados para los otros sectores modelizados (descritos en el anexo) llevan a una demanda eléctrica un 22% superior en el escenario eléctrico. Por otra parte, la demanda de gases renovables, inexistente en el escenario eléctrico, asciende a 135TWh en el escenario “electricidad y gases renovables”.

Sin embargo, la mayor necesidad de almacenamiento estacional en un mundo eléctrico provoca sobrecostes. Estimamos las necesidades de almacenamiento estacional utilizando la metodología descrita en la sección 2.3, que distribuye la demanda proyectada para 2050 entre los meses del año y también estima la oferta de generación renovable, asumiendo que la generación hidráulica de los embalses se puede reservar para los meses de mayor demanda. De esta forma se obtienen unas necesidades de almacenamiento de electricidad de 19,8 TWh.

Si sumamos los costes de generar la electricidad y los gases renovables necesarios en ambos escenarios para satisfacer la demanda de los consumidores y la necesidad de almacenamiento estacional, el resultado es unos menores costes en el escenario eléctrico de 1.585 millones de euros.

Transporte y distribución de electricidad

Una consecuencia obvia de la electrificación total es el desafío que plantea para la infraestructura eléctrica. Si las redes eléctricas son el único medio para transportar energía desde la generación hasta el uso final en 2050 se requieren inversiones sustanciales en la infraestructura. Esto es necesario tanto para acomodar una mayor generación como una mayor demanda:

- **En el caso de la demanda**, la red se diseña para satisfacer la demanda punta, que en el caso de electrificación total aumenta en gran medida por la mayor electrificación general y, además, por la demanda de calor en invierno.
- **En el caso de la generación**, al no poder gestionar esta capacidad de producción adicional de solar y eólica, es necesario utilizar mecanismos que reduzcan las restricciones en la red de transporte.

El uso continuado de las redes de gas permite reducir la demanda de electricidad y ayuda a gestionar los picos de producción renovable, que puede emplearse en la producción de gases renovables. Todo esto reduce en gran medida el coste total en transportar y distribuir la energía.

El Instituto de Sistemas Eléctricos y Economía del Sector Eléctrico de la Universidad RWTH Aachen de Alemania (IAEW RWTH Aachen) ha estimado los costes de expansión de las redes eléctricas en España en los dos escenarios considerados siguiendo la metodología explicada en el Anexo A de este informe. Los sobrecostes debidos a la mayor expansión de redes eléctricas en el escenario eléctrico ascienden a 1.092 millones de euros anuales. Estos sobrecostes asumen que todas las redes adicionales se pueden construir, aunque como explicamos en la sección 2.4 es frecuente que los permisos medioambientales o la oposición de las comunidades locales retrasen o incluso hagan imposible la construcción de líneas adicionales.

Transporte y distribución de gas renovable

En un escenario con gases renovables, las redes de transporte y distribución de gas seguirían operando para poder satisfacer la demanda de gases renovables. Aunque la red de gas no se expandiría de manera significativamente de ahora en adelante, sí que habría que incurrir en costes de operación y mantenimiento.

Además, debido a la limitada capacidad de las redes actuales para transportar hidrógeno, incluimos también los costes de adaptación necesarios, utilizando los datos de costes existentes. En concreto, para la red de distribución aplicamos los costes por kilómetro del estudio del proyecto H21 del Reino Unido³⁷ y para la red de transporte utilizamos los publicados por la Asociación de Transportistas de Gas de Alemania en su reciente consulta pública sobre sus planes de red³⁸.

Por otra parte, dejar de utilizar las redes de gas conlleva la necesidad de desmantelarlas o, por lo menos, de sellarlas y asegurarlas para que no creen riesgos. Hemos estimado estos costes utilizando los valores de coste por kilómetro empleados en nuestro estudio para Alemania³⁹.

Aplicando los valores obtenidos a los kilómetros de red de transporte y distribución de gas en España resulta un sobrecoste de mantener las redes de gas en el escenario “electricidad y gases renovables” de 223 millones de euros al año.

Tecnologías finales (Aparatos y vehículos)

Los aparatos eléctricos empleados por hogares, servicios y por la industria para aplicaciones que requieren bajas temperaturas suelen ser más costosos que los que funcionan con gas.

Utilizamos en nuestros cálculos los costes estimados para 2050 por Fraunhofer⁴⁰. En ellos se ve que el coste de la bomba de calor en 2050 será más de 6 veces superior a las calderas de gas.

En relación al transporte, Fraunhofer estima que⁴¹:

- los **vehículos de pasajeros eléctricos** tengan un coste similar a los que funcionen con gases renovables y sean un 14% inferiores a los que funcionan con electricidad alimentada por una pila de hidrógeno;
- los **camiones eléctricos** sean un 3% y un 8% más caros que los camiones que funcionan con pila de hidrógeno y con gases renovables, respectivamente
- los **autobuses eléctricos** tengan un coste similar a los que funcionan con pila de hidrógeno y sean un 4% más caros que los que funcionan con gases renovables.

Esta diferencia de costes en los aparatos y vehículos eléctricos provoca que el escenario con gases renovables genere unos ahorros de 2.753 millones de euros anuales.

³⁷ Fuente: Agencia internacional de la Energía (2019a).

³⁸ FNB (2020).

³⁹ Frontier Economics et al. (2017).

⁴⁰ Fraunhofer (2020).

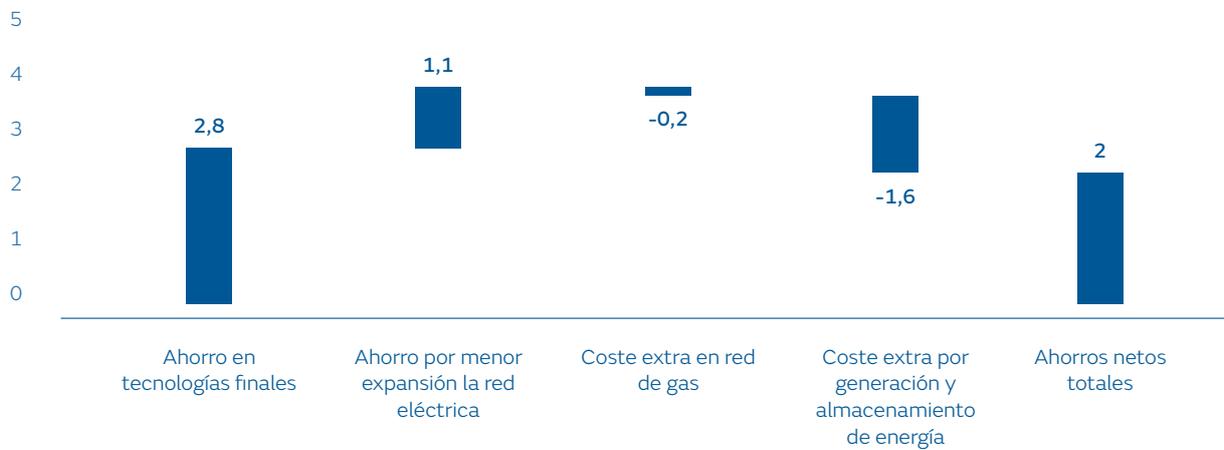
⁴¹ Fraunhofer (2020) excepto Fraunhofer (2016) para autobuses por falta de datos en estudio de 2020.

Ahorros totales

El siguiente gráfico ilustra los resultados descritos. El escenario con gases renovables, en el que se mantiene la infraestructura gasista, da lugar a unos ahorros totales anuales superiores a los 2.000 millones de euros anuales.

Figura 17. Ahorros anuales netos del sistema en el escenario “Electricidad y gases renovables” en comparación con “Electricidad y su almacenamiento” (para 2050)

(Miles de millones de € por año)



Fuente: Frontier Economics

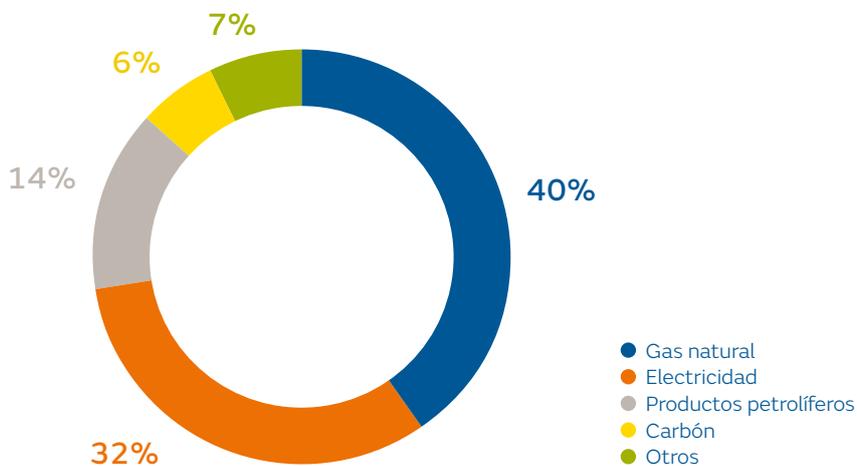
2.3. El sector *coupling* permite descarbonizar sectores sin alternativas y gestionar el almacenamiento estacional

Como se mencionó previamente, hay una serie de actividades que no pueden ser fácilmente electrificadas, ya sea porque no es posible técnicamente o porque resulta prohibitivamente costoso. Este es el caso de una gran variedad de procesos industriales, del transporte aéreo, el transporte marítimo y una parte de la red secundaria del sector ferroviario de nuestro país.

Estos sectores juegan un papel destacado en nuestro país. Por ejemplo, somos el segundo país en número pasajeros en el transporte aéreo y contamos con dos puertos entre los 10 más importantes de Europa.

En el sector industrial, de acuerdo a datos de IDAE, el gas natural es el combustible más empleado por la industria, representando el 40% del consumo final de energía de la industria. Además, los gases renovables podrían contribuir a sustituir también los consumos de otros combustibles actualmente usados en la industria y altamente contaminantes como el fuel-oil o el carbón.

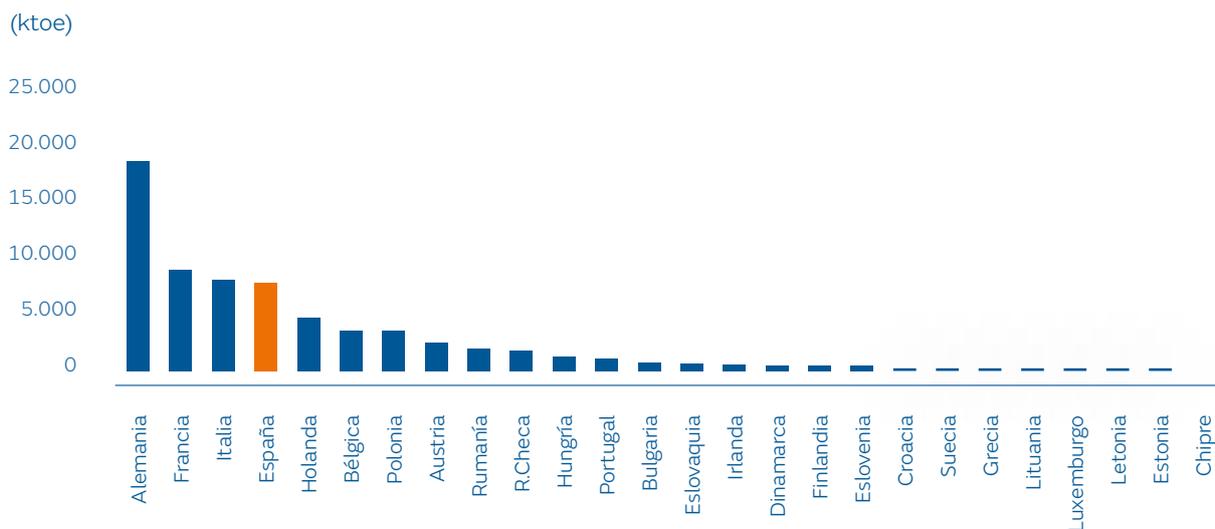
Figura 18. Consumo final de combustibles en la industria en España



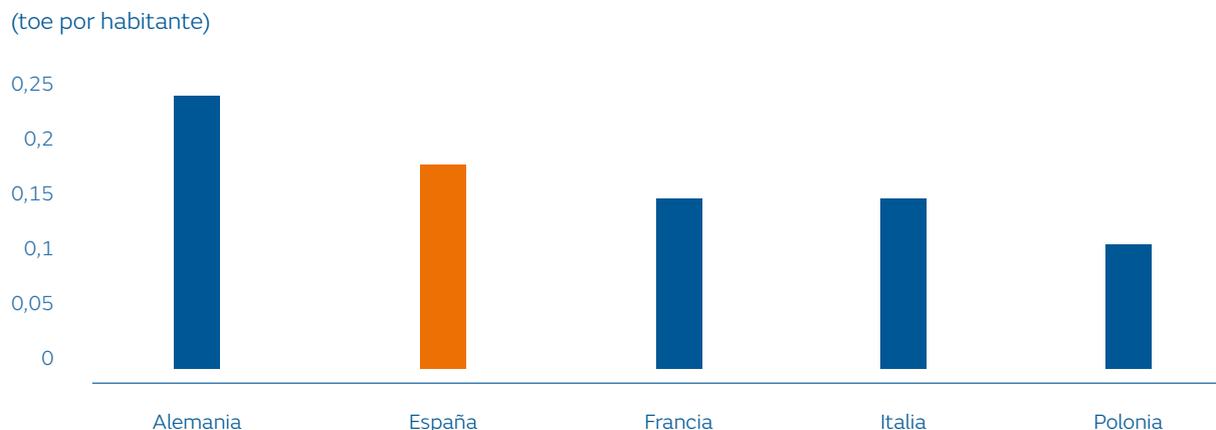
Fuente: IDAE, año 2018.

Estos datos de consumo sitúan a España como el cuarto mayor consumidor de gas natural para usos industriales de la Unión Europea. Si analizamos el consumo de gas industrial por habitante, vemos que España es segundo país con mayor volumen de entre los más poblados de la Unión.

Figura 19. Consumo de gas natural para usos industriales



Fuente: Eurostat, año 2018.

Figura 20. Consumo industrial por habitante

Fuente: Frontier Economics usando datos de Eurostat para el año 2018.

Nota: El gráfico muestra los países de la Unión Europea con más de 20 millones de habitantes.

Otro aspecto relevante, ya incluido en el análisis de costes descrito en la sección 2.2 a la hora de analizar el valor de la infraestructura gasista es la capacidad almacenamiento estacional de energía. Si la oferta y la demanda tienen diferentes perfiles, se hace necesario el almacenamiento estacional. Este sería un almacenamiento a gran escala (distinto al residencial) que permita satisfacer la demanda en las estaciones con más demanda del año y aprovechar los excedentes de las estaciones con mayor oferta.

A continuación mostramos que una España electrificada con generación totalmente renovable no podría satisfacer la demanda energética invernal a pesar de contar con suficiente energía total a lo largo del año.

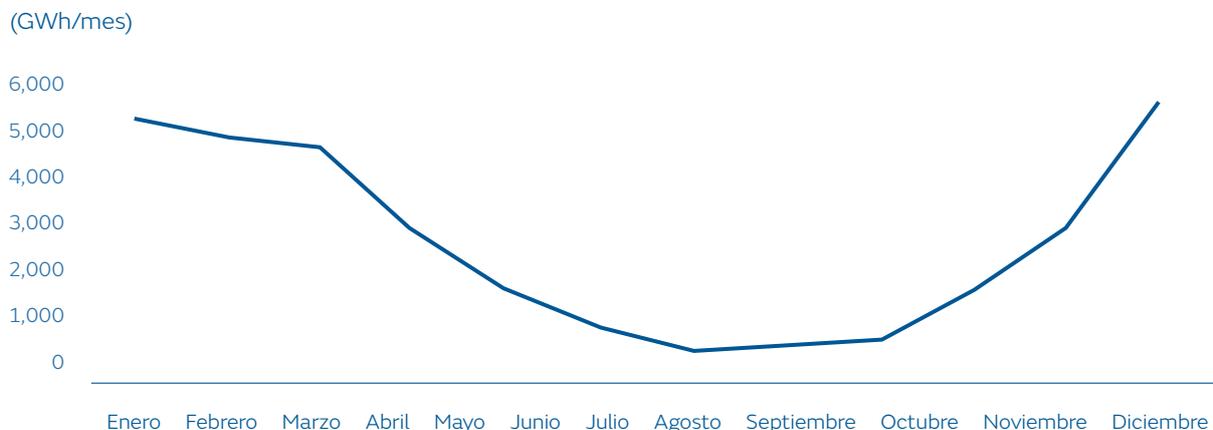
Para estimar las necesidades de almacenamiento estacional calculamos la demanda de electricidad y la oferta renovable en una España electrificada.

En primer lugar, estimamos la demanda de electricidad en una España en 2050 en la que la electricidad ha sustituido al gas natural, butano y gasóleo. Asumimos que la demanda de calefacción disminuye en un 30% con respecto a la actualidad por actuaciones como el aislamiento. Además, asumimos que las bombas de calor suponen un 56% de total y que el resto de las necesidades energéticas se satisface mediante acumuladores y radiadores eléctricos, biomasa y energía solar térmica⁴².

La siguiente figura muestra la demanda eléctrica adicional para los hogares y servicios. Como se puede observar, la demanda adicional de electricidad presenta un fuerte componente estacional de la demanda debido a la electrificación del consumo energético para calefacción de hogares y servicios.

⁴² La energía solar térmica funciona instalando colectores (que generalmente son placas, espejos o lentes) que a menudo se ponen en los tejados de las casas y cuya energía se emplean para cocinar o para calentar agua que se usa como agua caliente sanitaria o para calentar la casa.

Figura 21. Demanda eléctrica adicional hogares y servicios



Fuente: Frontier Economics.

A continuación, estimamos el perfil de la oferta de electricidad asumiendo un mix 100% renovable. De cara a analizar la necesidad de almacenamiento estacional asumimos una capacidad instalada total que es suficiente para satisfacer la demanda anual de electricidad. La distribución de esa capacidad entre las distintas tecnologías renovables se realiza en proporción a los permisos de acceso a la red concedidos y solicitados de cada tecnología⁴³.

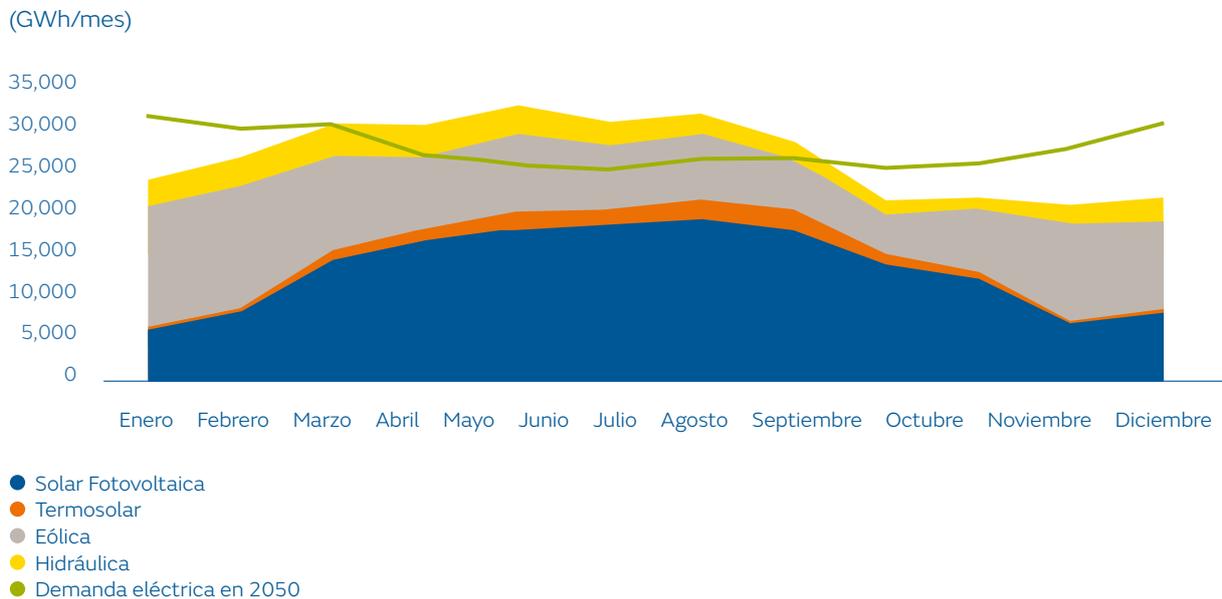
El siguiente gráfico muestra la producción eléctrica resultante y la compara con la demanda de electricidad total. Como puede observarse, la oferta renovable de electricidad será mayor en verano por la abundancia de recurso solar. Esto crea un desajuste con la demanda que, como se ha explicado antes, será mayor en invierno que en otras estaciones por la necesidad de calefacción.

Este desajuste no puede ser compensado con el almacenamiento que proporcionan los embalses: si asumimos que la energía hidráulica de los embalses podría reservarse para los meses con mayor demanda, esta solo llega a cubrir en torno al 50% de la energía faltante en invierno, quedando un déficit de 19,8TWh.

Los gases renovables podrían contribuir a sustituir los consumos de otros combustibles actualmente usados en la industria y altamente contaminantes

⁴³ Los datos provienen de Red Eléctrica, el operador del sistema. Ante la ausencia de permisos para la tecnología termo solar e hidráulica hemos tomado los valores del PNIEC 2021-2030 (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020b)).

Figura 22. Demanda con electrificación y oferta de electricidad renovable



Fuente: Frontier Economics.

El uso de hidrógeno podría ser una alternativa viable para cubrir las necesidades de almacenamiento estacional. De acuerdo a un estudio publicado en el International Journal of Hydrogen⁴⁴, España tiene una capacidad de almacenamiento de hidrógeno en cavidades salinas de unos 1.260 TWh_{H₂}. Esta capacidad excede por mucho la necesidad de almacenamiento estacional en una España descarbonizada.

2.4. El sector *coupling* favorece la aceptación pública de la transición energética al aumentar la seguridad del suministro, evitar la construcción de redes eléctricas que se enfrentan a rechazo de las comunidades locales y al poder dar lugar a una industria que fomente el empleo y las exportaciones

En esta sección describimos otras aportaciones del sector *coupling*, incluyendo:

- el aumento de la seguridad energética;
- su capacidad para evitar la construcción de redes eléctricas que se enfrentarían a dificultades por su impacto medioambiental y al rechazo de las comunidades locales; y
- su potencial exportador y de generación de empleos.

⁴⁴ Caglayan et. al. (2019) Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe.

2.4.1. El sector *coupling* aumenta la seguridad de suministro

La infraestructura gasista permitiría aprovechar el potencial renovable de nuestro país, dando lugar a una reducción de la dependencia exterior actual derivada del uso de combustibles fósiles. La infraestructura gasista haría posible que se produjesen elevadas cantidades de gases renovables en España que reemplazarían tanto al gas natural importado como a otros combustibles como el carbón o los derivados del petróleo.

Otro factor importante de cara a la seguridad de suministro es la capacidad de almacenamiento de los gases renovables, lo que ayuda a hacer frente a situaciones imprevistas de escasez de energía a un coste más reducido que en el sector eléctrico, en el que hay que construir capacidad de generación o almacenamiento excedentaria a un coste significativamente mayor.

Esta mayor seguridad de suministro se acentuaría por la resiliencia que contar con la red de gas añadiría en caso de fallos en el sistema eléctrico. Además, contar con los sistemas gasista y eléctrico permitiría una gestión más flexible de ambos sectores y tener una mayor capacidad de respuesta ante cambios tecnológicos, de demanda, etc.

2.4.2. El uso de la infraestructura existente evita la construcción de redes eléctricas adicionales cuya construcción requiere periodos largos de tiempo o es imposible por cuestiones medioambientales o de aceptación de las comunidades locales

El uso de la infraestructura gasista será clave a la hora de alcanzar la aceptación pública de la descarbonización de España. Además del coste, un aspecto particularmente relevante de la transición energética es el hecho de que la electrificación total implicaría una expansión masiva de las redes eléctricas.

Esta expansión podría encontrar una oposición pública sustancial, que ya se experimenta en la actualidad en diversas zonas de nuestro país y que conlleva retrasos en el desarrollo de nuevas líneas eléctricas o incluso la imposibilidad de llevarlas a cabo.

En este sentido, de cara a entender la expansión necesaria de las redes eléctricas, es necesario considerar que la electricidad representa un porcentaje significativo pero todavía pequeño del consumo de energía en nuestro país. En concreto, en 2017, representaba solo un 22.6% del consumo final⁴⁵.

Además, es previsible que estas dificultades se agraven por la diferente localización geográfica de los centros de generación renovable y el consumo de electricidad. Esto se puede ver en la siguiente figura, que muestra:

- la distribución del potencial solar;
- las necesidades de calor y refrigeración; y
- la localización de la industria a lo largo de España.

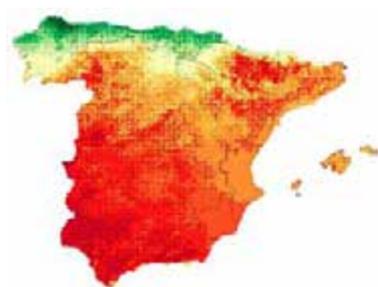
⁴⁵ Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, (2017).

En concreto, el mapa “A” muestra la distribución de horas de sol en España, en el que se puede apreciar que el mayor potencial para generación fotovoltaica se encuentra al sur del país. Tal y como muestran los datos de permisos de acceso a la red solicitados al operador del sistema eléctrico (REE)⁴⁶ y los datos de potencial renovable estimados más adelante en esta sección, se espera que la principal fuente de generación eléctrica que se construya en el futuro sea la energía fotovoltaica.

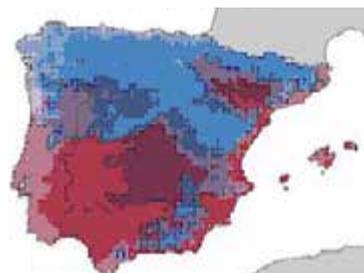
En el mapa “B” presentamos las necesidades de consumo eléctrico para refrigeración y calefacción, estando éstas principalmente concentradas en la parte central-norte de España. Finalmente, la distribución de la industria se presenta en el mapa “C”, concentrada en la parte central-norte del país.

Figura 23. Distribución del potencial solar, necesidades de calor y refrigeración, y la industria en el territorio español

Potencial producción solar



Necesidades de calor y refrigeración



Distribución de la industria



Por lo tanto, una España descarbonizada requerirá de redes para conciliar generación y consumo, haciendo de los gases renovables y las redes gasistas un complemento fundamental a la red eléctrica.

Una importante ventaja de las redes gasistas es que ya están construidas. Por lo tanto, simplemente habría que aprovechar las redes existentes, ya sea en su forma actual para transportar biometano o gas natural sintético o con algunas adaptaciones para el transporte de hidrógeno. Esto evitaría inversiones costosas en redes eléctricas y proporcionaría una alternativa en los trazados en los cuales la expansión de la red eléctrica no es posible.

2.4.3. El sector *coupling* permite la creación de una industria con potencial exportador y de creación de empleos “verdes”

Por otra parte, debido a su elevado potencial renovable, España podría tener capacidad de generar una industria de gases renovables que podría exportar, generando ingresos y empleos.

A modo ilustrativo, realizamos unos cálculos simplificados del potencial renovable de nuestro país partiendo de un estudio del Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE).⁴⁷

⁴⁶ El 77% de los permisos de acceso a la red solicitados para nuevas instalaciones renovables corresponde a instalaciones solares y el 23% a eólicas (Fuente: REE, septiembre 2019).

⁴⁷ IDAE (2011).

Según dicho estudio, unos 83.120 Km² en España cumplen con los requisitos técnicos para poder albergar aerogeneradores. Asumiendo un aerogenerador medio de 4,2 MW esto conlleva la posibilidad de instalar 320 GW de energía eólica⁴⁸. Nótese que este valor es solo ilustrativo ya que el estudio del IDAE no tiene en cuenta otros usos posibles del suelo.

En materia de energía solar, el potencial es incluso mayor debido a las menores restricciones técnicas para su instalación y superficie necesaria. Asumiendo de manera conservadora que el suelo útil para la solar es similar al de la energía eólica, esto equivaldría a 5.135 GW adicionales de generación para la eólica y la solar, respectivamente.

Figura 24. Potencial eólico y solar para España



Fuente: IDAE (2011), “Análisis del recurso. Atlas eólico de España”.

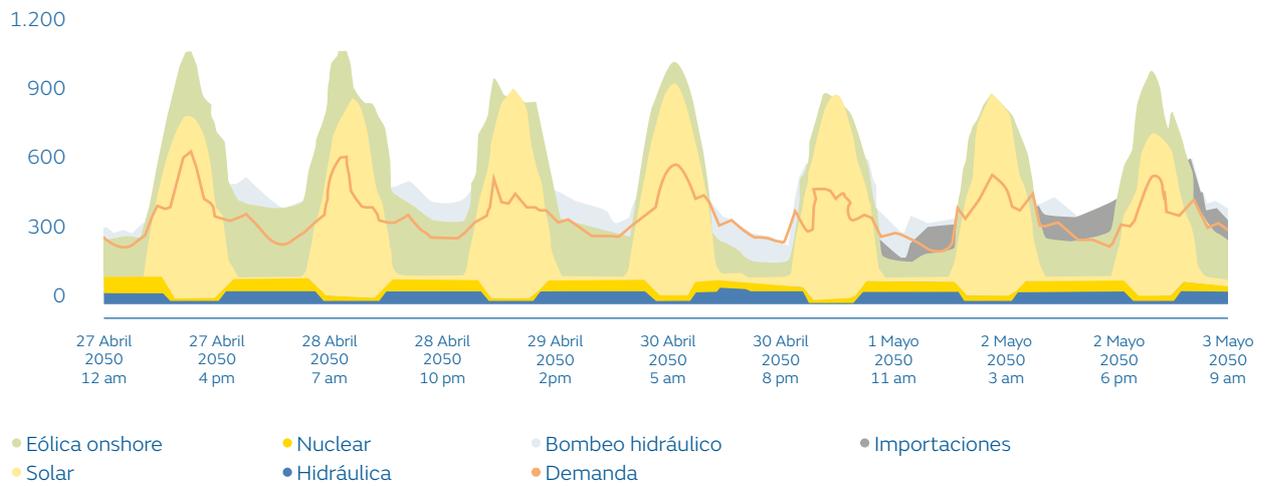
Estas conclusiones van en línea con lo señalado por la Comisión Europea en su informe “Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario”. De acuerdo a este estudio, España presenta un exceso de generación renovable en muchas horas del año, tal y como se muestra en la siguiente figura donde se presentan las tecnologías más significativas.

España se ha fijado el reto de lograr la descarbonización para el año 2050. Un objetivo muy ambicioso y que requiere una drástica transformación de nuestro sistema energético

⁴⁸ Asumimos un diámetro de 136 metros y una distancia entre aerogeneradores igual al diámetro de un aerogenerador.



Figura 25. Generación por tecnología para España 2050



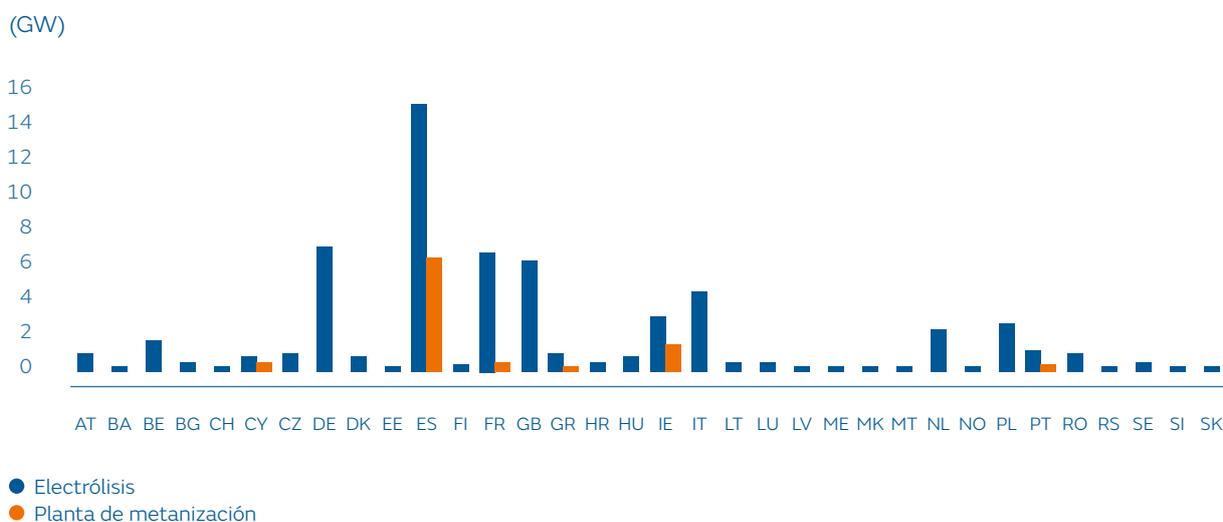
- Eólica terrestre: 35,238%
- Baterías ion-litio: 0,012%
- Biomasa: 0,512%
- Nuclear: 9,9%
- Centrales de ciclo combinado: 2,69%
- Bombeo hidráulico: 5,528%
- Hidráulica fluyente: 2,3%
- Solar: 36,741%
- Embalses: 5,998%
- Eólica marina: 0,85%

Fuente: Comisión Europea (2018).

Ese exceso de generación renovable sería empleado para generar gases renovables en un número elevado de electrolizadores y plantas de metanización. En concreto, estima una capacidad instalada de unos 15 GW de electrolizadores y más de 6 GW de plantas de metanización en nuestro país⁴⁹.

Como muestra el siguiente gráfico, esto supone más del doble que cualquier otro país de la Unión Europea. Dicho potencial de generación convierte a España, según los cálculos del estudio, en un importante exportador de gases renovables.

Figura 26. Capacidad de electrolizadores y plantas de metanización por país



Fuente: Comisión Europea (2018).

Esta industria propia de producción de gases renovables daría lugar a la creación de empleos y a un mejor balance de exportaciones e importaciones de nuestro país. Esta es una de las razones detrás de los planes de hidrógeno de muchos países europeos y en especial de países con características similares a las nuestras como Portugal, que ve su ventaja competitiva en la producción de gases renovables como una fuente de empleos. El Consejo de Ministros de Portugal, en su aprobación del plan de hidrógeno⁵⁰, explica:

“En el actual contexto de la pandemia causada por la Covid-19, se refuerza la necesidad Portugal de cumplir el objetivo que asumió de lograr la neutralidad tecnológica en carbono hasta 2050. La transición para un nuevo modelo energético y medioambiental para la creación de nuevos modelos de negocio y relanzamiento de la economía, abriendo nuevas puertas de desarrollo económico e industrial para el país en el que el hidrógeno se presenta como una oportunidad única con vistas a la neutralidad en CO₂.

[...] El desarrollo de una industria en torno al hidrógeno verde en Portugal tiene potencial para dinamizar un nuevo ecosistema económico [...] promueve el avance tecnológico, la creación de empleo y la riqueza [...] es una oportunidad para la inversión y para el empleo.”

⁴⁹ Nótese que el estudio asume que la producción de los gases renovables que asume necesarios en la Unión Europea se producen dentro de la Unión.

⁵⁰ Consejo de Ministros de Portugal (2020).

2.5. Conclusión

España, al igual que el resto de países de la Unión Europea, se ha fijado el reto de lograr la descarbonización para el año 2050. Este es un objetivo muy ambicioso y que requiere una drástica transformación de nuestro sistema energético.

Para lograrlo, la complementariedad de las infraestructuras de electricidad y gases renovables va a ser fundamental. A las reducciones observadas y esperadas en los costes de generar electricidad renovable se unen diversas contribuciones del sistema gasista.

El uso de la infraestructura gasista ayuda a lograr la descarbonización con unos ahorros anuales superiores a 2.000 millones al año. Estos cálculos no incluyen los ahorros en sectores cuya electrificación sería prohibitivamente costosa como los procesos industriales de altas temperaturas o el transporte marítimo.

Por la facilidad para su almacenamiento y la resiliencia de sus redes, los gases renovables contribuyen a la seguridad de suministro. Su uso hace posible el desarrollo del potencial renovable de nuestro país, lo que evita inversiones en redes eléctricas cuya construcción lleva mucho tiempo o incluso se torna imposible por las restricciones medioambientales y la oposición de las comunidades locales y permite la creación de una industria exportadora.



Fuentes de valor de la infraestructura de gas

01

- Ahorros de costes

02

- Permitir la descarbonización en sectores sin alternativas: procesos industriales, transporte marítimo

03

- Aumentar la seguridad del suministro

04

- Aumentar la aceptación pública de la transición energética y creación de empleo

Fuente: Frontier Economics.

Referencias

Referencias

- Agencia Federal Ambiental Alemana (2016), Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Versorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2053, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf
- Agencia Internacional de la Energía (2019a), World Energy Outlook 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
- Agencia Internacional de la Energía (2019b), The future of hydrogen, <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- Bioenergy international (2020), Hydrogen part of UK government £390 million funding package, <https://bioenergyinternational.com/research-development/hydrogen-part-of-uk-government-390-million-funding-package>
- Caglayan et. al. (2019) Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe, <https://www.preprints.org/manuscript/201910.0187/v1>
- CEER (2017), Council of European Energy Regulators, Retail Markets Monitoring Report, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/56216063-66c8-0469-7aa0-9f321b196f9f>
- Climate Change Committee (2018), “Hydrogen in a Low-carbon Economy”, <https://www.theccc.org.uk/publication/hydrogen-in-a-low-carbon-economy/>
- Comisión Europea (2016), EU Reference Scenario, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf
- Comisión Europea (2018), Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario, https://ec.europa.eu/energy/studies/optimal-flexibility-portfolios-high-res-2050-scenario_it
- Comisión Europea (2019), Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. The Green Deal, https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf
- Comisión Europea (2020a), Discurso de la Presidenta Von der Leyen en el World Economic Forum, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_20_102
- Comisión Europea (2020b), 2050 long-term strategy, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en
- Consejo de Ministros de Portugal (2020), Nota de prensa de la aprobación de la Estrategia Nacional Para el Hidrógeno, <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=93d054d7-f75d-496e-a95a-4d4d7f27251d>
- Department for Business, Energy and Industrial Steel (2020a), Hydrogen supply competition <https://www.gov.uk/government/publications/hydrogen-supply-competition>
- Department for Business, Energy and Industrial Steel (2020b), Industrial fuel switching competition <https://www.gov.uk/government/publications/industrial-fuel-switching-to-low-carbon-alternatives>
- Department for Business, Energy and Industrial Steel (2020c), Creating a clean steel fund: call for evidence, <https://www.gov.uk/government/consultations/creating-a-clean-steel-fund-call-for-evidence>

- Dirección General de Tráfico (2020), Parque de vehículos y tipos (agregado), Año 2018, <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/>
- DVGW (2019), DVGW-POSITIONSPAPIER vom 5. Dezember 2019 zur Nationalen Wasserstoff-Strategie, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/aktuelles/stellungnahmen/dvgw-position-nationale-h2-strategie.pdf>
- ENTSO-E and ENTSO-G (2020), Ten Year Network Development Plan, <https://www.entsog.eu/scenarios#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>
- Eurelectric (2018), Decarbonization pathways, EU electrification and decarbonization scenario modelling, <https://cdn.eurelectric.org/media/3172/decarbonisation-pathways-electrificatio-part-study-results-h-AD171CCC.pdf>
- Eurelectric (2018) Full decarbonisation pathways. Full study results, <https://www.eurelectric.org/decarbonisation-pathways/>
- Expansión (2020), Datos macro <https://datosmacro.expansion.com/ipc>
- FNB (2020), Network development plan 2020, https://www.ecestaticos.com/file/975b53aff63cc0724fa81fd2c55f79ed/1592226987-15062020_planautomocion2.pdf
- Fraunhofer (2015), What does the energy revolution cost – ways to transform the German energy system by 2050.
- Fraunhofer (2020), Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- Frontier Economics and RWTH Aachen University (2019), The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe. A study based on Eight European Countries, <https://www.frontier-economics.com/media/3120/value-of-gas-infrastructure-report.pdf>
- Frontier Economics et al (2018), The importance of the gas infrastructure for Germany's energy transition, <https://www.frontier-economics.com/media/2247/fnb-green-gas-study-english-full-version.pdf>
- Frontier Economics and White & Case (2016), Entschädigung von Grundstückseigentümern und -nutzern beim Stromnetzausbau - eine Bestandsaufnahme, study for the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany (BMWi), <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/%20entschaedigung-grundstueckseigentuemern-nutzern-stromnetzausbau.html>
- Gasunie (2020), <https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/the-transmission-network>
- Geth et al. (2015), An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments, Renewable and Sustainable Energy Reviews 52 (2015)
- HM Government (2017), The Clean Growth Strategy, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf
- IDAE (2020a), Consumo de energía final en España en sector residencial y servicios (web, accedida en abril 2020), <https://www.idae.es/estudios-informes-y-estadisticas>
- IDAE (2020b), Consumo de energía final en España en industrias (web, accedida en abril 2020), <http://sieweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=Industria&tipbal=s&rep=1>

- IDAE (2011), “Análisis del recurso. Atlas eólico de España”,
<https://www.idae.es/publicaciones/analisis-del-recurso-atlas-eolico-de-espana>
- IDAE (2011b), PROYECTO SECH-SPAHOUSEC, Análisis del consumo energético del sector residencial en España,
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf
- IPCC (2020) Working Group I, The Physical Science Basis, <https://www.ipcc.ch/working-group/wg1/>
- IRENA (2017a), Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,
<http://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- Le Fevre, C. (2013), Gas storage in Great Britain, The Oxford Institute for Energy Studies, January 2013,
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/01/NG-72.pdf>
- Ministerio para la Transición Ecológica (2017), La Energía en España en 2017,
<https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Libro-Energia-2017.pdf>
- Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020a), Consulta pública previa a la “Estrategia a Largo Plazo para una Economía Española Moderna, Competitiva y Climáticamente Neutra en 2050”,
https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/participacion-publica/Estrategia_2050.aspx
- Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020b), Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,
<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/eae-pniec.aspx>
- REE (2020), Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2019
- Stronzik, M., Rammerstorfer, M. and Neumann, A. (2008), Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, WIK Diskussionsbeitrag, March 2008,
https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/lehrstuhlseiten/ordner_publicationen/publications/Stronzik_Rammerstorfer_Neumann_2008_Wettbewerb_Erdgasspeicher_DIK_DP305.pdf?lang=en
- UNFCCC (2020), GHG data from UNFCCC,
<https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/greenhouse-gas-data/ghg-data-unfccc/ghg-data-from-unfccc>

Anexo A

Anexo A. Metodología de cálculo del ahorro de costes por el uso de la infraestructura gasista

Este anexo describe la metodología, los principales supuestos realizados y los resultados obtenidos en la modelización que hemos realizado para comparar los costes totales que pagarían los consumidores en un escenario en el que desaparece la práctica totalidad de la infraestructura gasista con los costes de un escenario en el que esta infraestructura se mantiene y se aprovecha para que los gases renovables complementen a la electricidad en la satisfacción de la demanda energética de la sociedad.

Debido a que la electrificación del calor da lugar a una elevada estacionalidad de la demanda y a los altísimos costes de prescindir del almacenamiento de gas como herramienta de gestión de esa estacionalidad (tal y como se ha explicado en la sección 1.1.1), se modelizan los siguientes escenarios:

- **“Electricidad y su almacenamiento en forma de gas”:** en este escenario, los consumidores finales utilizan principalmente tecnologías eléctricas como bombas de calor y vehículos eléctricos (“electrificación directa”). La conexión entre la generación de energía y el uso final de la energía solo se realiza mediante la infraestructura eléctrica. El gas solo se emplea para almacenar electricidad entre estaciones, transformando los excesos de producción renovable en gas que será empleado en invierno en las centrales de generación de electricidad. En este escenario la gran mayoría de la red de gas no es necesaria.
- **“Electricidad y gases renovables”:** en este escenario, algunas aplicaciones de usuario final se basan en el gas renovable, que se genera sintéticamente en plantas de “Power-to-Gas” (PtG). En consecuencia, y en paralelo a la red eléctrica, la infraestructura de gas existente es utilizada para transportar energía hasta el consumidor final.

Se diseñan ambos escenarios de forma que se satisfacen las mismas necesidades y se logran los objetivos de descarbonización a 2050.

Excluimos del análisis los procesos de calor de la industria a elevada temperatura, la aviación, el transporte marítimo y el transporte ferroviario. En los tres primeros casos, la electrificación es significativamente más costosa que el uso de gases o combustibles líquidos renovables. En el caso del transporte ferroviario la electrificación de parte de la red secundaria presenta dificultades muy significativas.

La exclusión de estos sectores implica que nuestro estudio es conservador a la hora de medir los ahorros del sector *coupling* y la infraestructura renovable, ya que su electrificación sería más cara que el uso de combustibles alternativos.

El proceso de modelización es el siguiente:

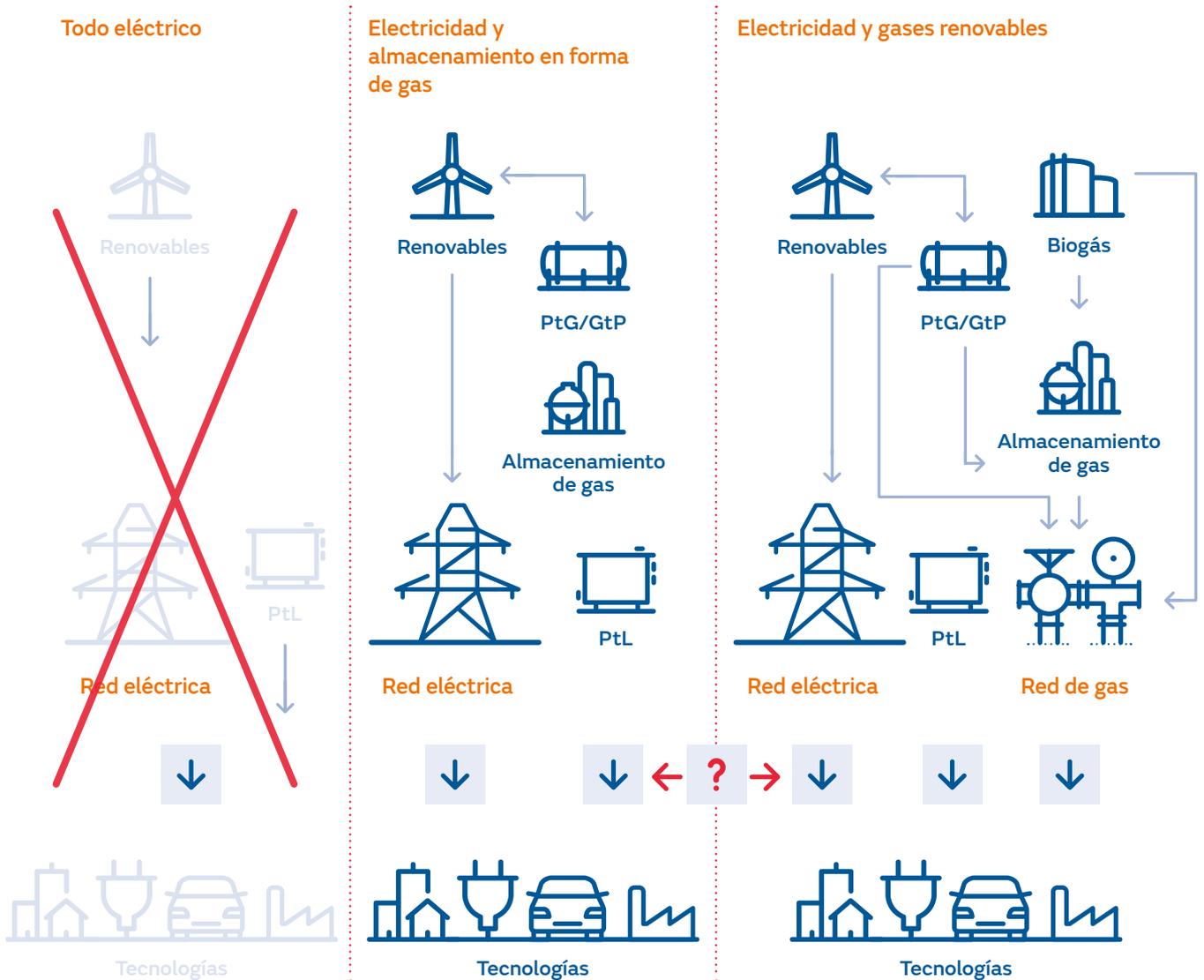
1. **Estimar la demanda de energía final en 2050 para los distintos usos:** calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria, calor de procesos industriales a bajas temperaturas y transporte por carretera. Esta demanda es igual en los dos escenarios considerados.
2. **Estimar la electricidad y los gases renovables** que hace falta producir para satisfacer la demanda final de energía en cada escenario en función de las distintas tecnologías empleadas. Esta demanda varía entre escenarios, ya que:

- se asume el uso de distintos combustibles, con más electricidad en el escenario eléctrico y más gases renovables en el escenario “electricidad y gases renovables”
- los aparatos empleados para cada combustible tienen distintas eficiencias.

3. Calcular los costes en los distintos escenarios

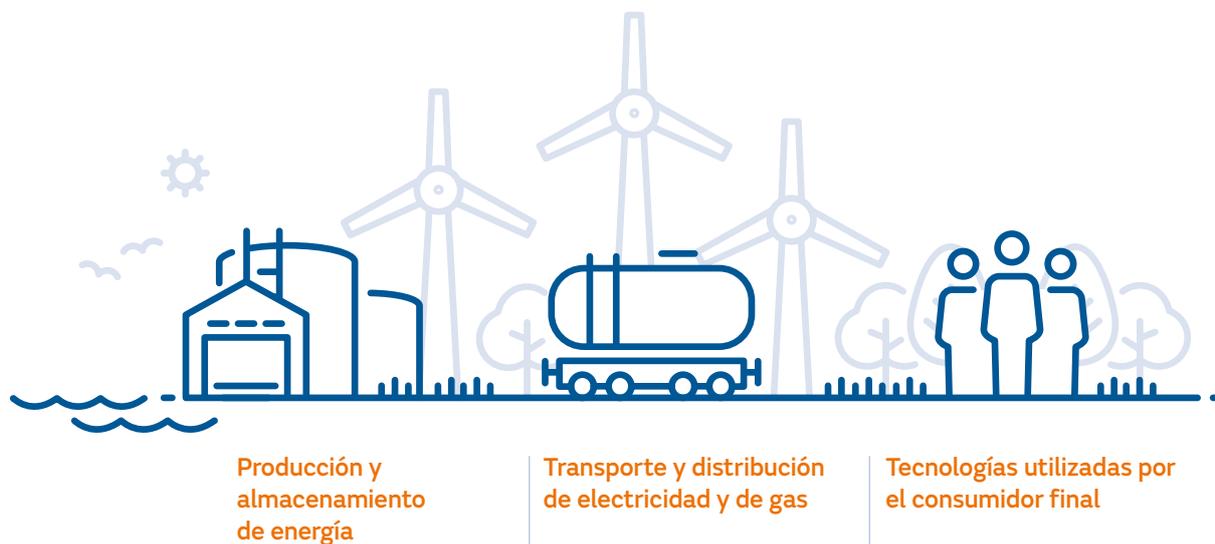
- Coste de generar y almacenar la energía (electricidad y gases renovables)
- Costes de las redes de transporte y distribución de gas y electricidad
- Costes de aparatos para los distintos usos en hogares, servicios e industria y medios de transporte

Figura 28. Escenarios considerados en el análisis



PtG: Power to Gas PtL: Power to Liquid GtP: Gas to Power.

Figura 29. Determinación de costos a lo largo de toda la cadena de suministro de energía



Fuente: Frontier Economics.

A.1. Estimación de la demanda de energía final por los usuarios en 2050 de acuerdo a estudios del sector

Nuestro análisis comienza analizando el consumo final de energía en la actualidad de cada combustible⁵¹ en diferentes usos y sectores (hogares, servicios e industria) a través de los datos recogidos por el Instituto para la Diversificación y ahorro de la Energía (IDAE⁵²). Para el caso de los servicios e industria, el IDAE reporta datos de consumo por combustible pero no por aplicación (calefacción, refrigeración, procesos, etc.), por lo que asumimos el mismo reparto empleado en un estudio previo para Alemania⁵³.

⁵¹ Utilizamos los datos del año 2017, los últimos disponibles en el momento de recabar la información para nuestro análisis.

⁵² IDAE (2020).

⁵³ Frontier Economics et al (2018).

Figura 30. Consumo energético hogares

(en ktep)

Fuente energética	1	2	3	4	5	Total
Electricidad	443	4450	559	141	4.428	6.021
Gas	1.731	1.599	407	0	0	3.737
Combustibles sólidos	65	5	10	0	0	79
Productos petrolíferos	1.865	580	180	0	0	2.624
GLP	377	446	180	0	0	1.003
Gasóleo	1.488	134	0.0	0	0	1.621
Energías renovables	2.453	285	26	2	0	2.766
Solar térmica	18	230	0	0	0	249
Biomasa	2.429	51	26	0	0	2.507
Geotermia	5	3	0	2	0	11
Total	6.557	2.918	1.182	143	4.428	15.228

Fuente: IDAE (2020a).

Nota: 1. Calefacción; 2. Agua Caliente Sanitaria; 3. Calor de proceso; 4. Refrigeración; 5. Iluminación y electrodomésticos. Datos correspondientes a 2017, último año disponible a la fecha de inicio de este estudio en abril 2020.

Figura 31. Consumo energético servicios

(en ktep)

	1	2	3	4	5	6	7	8	Total
Gasóleo	701	54	54	0	0	475	0	0	1.284
Gas	2.031	120	228	16	2	0	0	0	2.401
Electricidad	233	242	298	125	529	1.551	1.024	2.247	6.248
Combustibles sólidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Energías renovables	156	14	18	0	0	0	0	0	188
Total	3.121	429	598	141	530	2.031	1.024	2.247	10.122

Fuente: Cálculos propios partiendo de consumos por combustible totales de IDAE (2020a) y usando reparto entre procesos de Frontier Economics et al (2018).

Nota: 1. Calefacción; 2. Agua Caliente Sanitaria; 3. Calor de proceso; 4. Refrigeración; 5. Frío de proceso; 6. Energía mecánica eléctrica; 7. TIC; 8. Iluminación. Datos correspondientes a 2017, último año disponible a la fecha de inicio de este estudio en abril 2020.

Figura 32. Consumo energético industria

(en ktep)

	1	2	3	4	5	6	7	8	Total
Gasóleo	320	25	1.140	0	0	14	0	0	1.499
Gas	858	71	6.133	0	0	199	0	0	7.262
Electricidad	20	16	1.164	144	146	4.758	279	306	6.833
Combustibles sólidos	44	3	2.639	0	0	0	0	0	2.687
Energías renovables	276	24	1.138	0	0	0	0	0	1.438
Total	1.518	139	12.214	144	146	4.972	279	306	19.719

Fuente: Cálculos propios partiendo de consumos por combustible totales de IDAE (2020a) y usando reparto entre procesos de Frontier Economics et al (2018).

Nota: 1. Calefacción; 2. Agua Caliente Sanitaria; 3. Calor de proceso; 4. Refrigeración; 5. Frío de proceso; 6. Energía mecánica eléctrica; 7. TIC; 8. Iluminación. Datos correspondientes a 2017, último año disponible a la fecha de inicio de este estudio en abril 2020.

Nótese que tomamos los datos de consumo final de IDAE, lo que excluye los consumos intermedios. Entendemos que estos consumos intermedios son los empleados para producir otras fuentes de energía y que en su mayoría son difícilmente electrificables, por lo que quedan fuera del alcance de nuestra modelización.

Partiendo de los consumos de combustibles, calculamos la energía aprovechada en los distintos usos y sectores teniendo en cuenta la eficiencia de los aparatos empleados. Esta es la energía de la que disfrutaron los consumidores, es decir, la energía aprovechada y efectivamente utilizada por ellos.

Para ello empleamos los datos del proyecto “SPAHOUSEC⁵⁴” llevado a cabo por IDAE. Este estudio analizó la distribución de tecnologías (calderas de gas, bombas de calor, etc.) utilizadas por los hogares. De acuerdo a estos datos y a las eficiencias de los distintos aparatos, transformamos los consumos de energía por combustible.

Figura 33. Parque de vehículos y desplazamientos en España

	Unidades	Desplazamientos
Turismos	25.277.420	372 personas-km al año
Autobuses	64.905	83 personas-km al año
Camiones	4.478.331	206 toneladas-km al año

Fuente: Las unidades reflejan cálculos propios usando Dirección General de Tráfico (2020). Los datos de furgonetas se han asignado a medias entre turismos y camiones. Tractores y remolques se han asimilado a camiones. Los desplazamientos provienen de Comisión Europea (2016).

⁵⁴ El estudio SECH-Spahousec IDAE (2011b) muestra en detalle el consumo de energía de los hogares en España. El informe incluye la desagregación por usos y fuentes energéticas, así como las características del equipamiento por tipo de vivienda.

Para el consumo de combustibles en el sector de transporte de carretera partimos de los datos de vehículos de la Dirección General de Tráfico⁵⁵, que agrupamos en tres categorías: turismos, autobuses y camiones y de los datos de un estudio de la Comisión Europea que muestra el número de personas-km en turismos (372) y autobuses (206) y de toneladas-km de mercancías (206) al año en España⁵⁶.

Una vez calculada la energía de la que disfrutaban los consumidores en la actualidad, proyectamos su evolución para el año 2050. Los supuestos clave en este proceso incluyen:

- **Calefacción y refrigeración de espacios y agua caliente sanitaria:** Asumimos que la inversión en aislamiento térmico, fundamentalmente en edificios existentes, conlleva una reducción media del 30% de la demanda de calefacción.
- **Transporte por carretera:** Según los datos del estudio realizado por la Comisión Europea, Dirección General de Energía, Dirección General de Acción Climática y Dirección General de Movilidad y Transporte bajo el escenario de referencia 2016⁵⁷, en España habrá un aumento en el volumen de tráfico a 2050. En concreto, el número de pasajeros-kilómetro en España aumentará en un 38% entre 2020 y 2050, mientras que el número de toneladas-kilómetro transportadas de carga aumentará un 35%⁵⁸. Calculamos el número de vehículos y consumo de combustibles usando estos porcentajes y asumiendo, en el caso de los vehículos de pasajeros, que iniciativas como el “car sharing” tienen un impacto de un 20% en el volumen de vehículos vendidos.
- **Calor de procesos:** Debido a las limitaciones actuales para electrificar una gran cantidad de procesos industriales (ver sección 1.1.2) y por la dificultad en modelizar dicha electrificación, optamos por excluir del análisis el calor de proceso para temperaturas medias (100-500º) y altas (>500º). Esto equivale a excluir el 79% de la energía utilizada por la industria para procesos⁵⁹. Nótese que la eliminación de la infraestructura gasista requeriría el transporte de energía mediante redes eléctricas y su transformación a gas en las propias industrias, aumentando considerablemente los costes de transporte de electricidad.

A.2. Estimación para cada escenario de los combustibles necesarios para satisfacer la demanda de energía

Con base en los supuestos anteriores, derivamos la demanda de combustibles para cada escenario. Para ello realizamos los siguientes supuestos sobre las tecnologías que se utilizarán, teniendo en cuenta en cada caso la eficiencia de conversión asociada.

Calefacción y refrigeración de espacios y agua caliente sanitaria

- Estimamos el número de hogares en 2050 utilizando datos del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana sobre construcción y reforma de viviendas para calcular el número de viviendas en 2050.

⁵⁵ Dirección General de Tráfico (2020).

⁵⁶ Comisión Europea (2016).

⁵⁷ Comisión Europea (2016).

⁵⁸ El número de toneladas-kilómetro refleja el total de kilómetros que viaja una tonelada. Por ejemplo, un camión que transporta 2 toneladas 100 kilómetros habría transportado 200 toneladas-kilómetro. De igual forma, un vehículo que recorre 100 kilómetros con tres pasajeros habría transportado 300 pasajeros-kilómetro.

⁵⁹ Fuente: Frontier Economics et al (2018).

- Asumimos que los hogares usarán los siguientes tipos de tecnologías:
 - Tanto en el escenario **“Electricidad y su almacenamiento en forma de gas”** como en el escenario **“Electricidad y gases renovables”** se asume el mismo uso de biomasa, calefacción urbana⁶⁰ y energía solar térmica. Su contribución para calefacción es del 15%, 5% y 3% respectivamente⁶¹.
 - En el escenario **“Electricidad y su almacenamiento en forma de gas”** el resto de hogares usarán electricidad:
 - los hogares que utilizan tecnologías eléctricas en la actualidad seguirán utilizando este tipo de tecnologías (radiadores eléctricos/acumuladores, bombas de calor, etc.)
 - asumimos que las viviendas nuevas, así como todas aquellas viviendas que utilizan tecnologías no eléctricas en la actualidad, pasarán a emplear bombas de calor reversibles eléctricas (70%) u otras tecnologías eléctricas (30%)
 - En el escenario **“Electricidad y gases renovables”**:
 - las viviendas con gas o electricidad siguen utilizando la tecnología que utilizan en la actualidad. Las calderas de gas que reemplazan a las existentes tras el fin de su vida útil son calderas de condensación
 - distribuimos las viviendas nuevas o reformadas entre bombas de calor (70%) y calderas de condensación a gas (30%)
 - asumimos que el gas consumido por los hogares consistirá en una mezcla de biometano (80%) e hidrógeno (20%)
 - Asumimos que el **sector servicios** utilizará un mix de tecnologías y combustibles similar al mix de los hogares en 2050 pero con una menor presencia de la biomasa para calefacción (5% en vez de 15%)
 - Para los **procesos industriales de bajas temperaturas** hemos aproximado las tecnologías empleadas usando los supuestos que adoptamos para un estudio similar que hemos realizado para Alemania⁶². Se asume que en el escenario eléctrico los procesos industriales de bajas temperaturas utilizarán únicamente tecnologías eléctricas en 2050 y que en el escenario de electricidad y gases renovables se empleará una combinación de electricidad e hidrógeno.

⁶⁰ La calefacción urbana (o “District Heating” en inglés) consiste en suministrar agua caliente y calefacción a un barrio al completo o a un conjunto de edificios desde una central que asumimos utilizará combustible no contaminante mediante un circuito de tuberías que van enterradas, logrando así rendimientos mayores que en otros tipos de calefacción.

⁶¹ Estos porcentajes son para hogares. Para servicios el % de biomasa baja a 5% y para industria se asume que no se empleará biomasa en 2050.

⁶² Frontier Economics et al (2018).

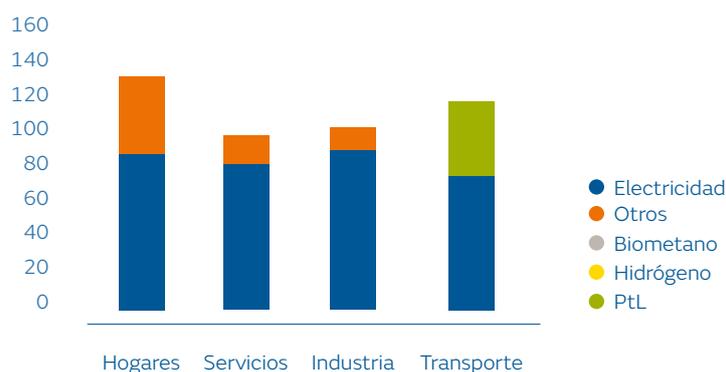
Transporte por carretera

- Parte del tráfico por carretera es impulsado por combustibles renovables líquidos en ambos escenarios. Suponemos en todos los escenarios que un 10% de turismos, un 15% de autobuses y un 30% de camiones, los que llevan la carga más pesada, utilizan este tipo de combustibles.
- El resto del tráfico en el escenario “Electricidad y su almacenamiento en forma de gas” se alimenta exclusivamente con electricidad.
- En el escenario “Electricidad y gases renovables”, el 90% de los turismos que no funcionan con líquidos se reparten entre los turismos eléctricos (75%) y los que usan gases renovables (15% restante). Los camiones y autobuses son propulsados únicamente a base de gases renovables (hidrógeno y biometano).
- Utilizamos los datos del estudio de Fraunhofer⁶³ sobre las futuras ganancias de eficiencia hasta 2050, que oscilan entre 20% y 35% dependiendo del tipo de vehículo y el combustible que utiliza a 2050.

Una vez establecidas las tecnologías a emplear en cada uso en los dos escenarios calculamos, utilizando la eficiencia de cada tecnología, la cantidad de cada combustible que es necesario producir en los distintos escenarios⁶⁴.

Figura 34. Desglose de la demanda final de energía por fuente de energía en el escenario “Electricidad y su almacenamiento en forma de gas”

(TWh/año)



Fuente: Frontier Economics.

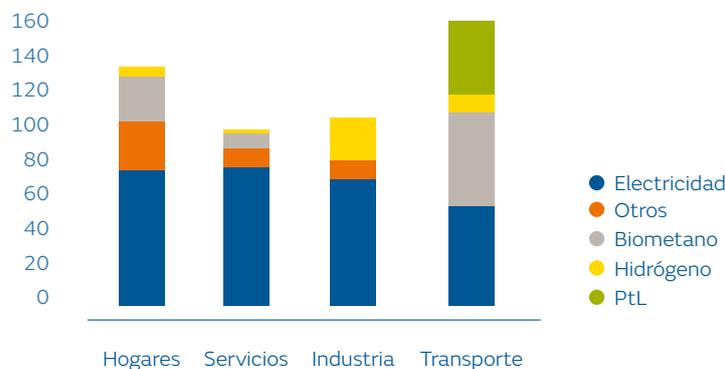
Nota: Otros incluye biomasa, calefacción urbana, solar térmica (iguales en los dos escenarios modelizados) y los combustibles renovables no eléctricos que emplean las bombas de calor (en nuestro país principalmente el aire).

⁶³ Fraunhofer (2015).

⁶⁴ Por construcción, la energía producida en los dos escenarios sirve para satisfacer la misma demanda final, que es la que se ha estimado según el procedimiento explicado en la sección A.1 de este anexo.

Figura 35. Desglose de la demanda final de energía por fuente de energía en el escenario “Electricidad y gases renovables”

(TWh/año)



Fuente: Frontier Economics.

Nota: Otros incluye biomasa, calefacción urbana, solar térmica (iguales en los dos escenarios modelizados) y los combustibles renovables no eléctricos que emplean las bombas de calor (en nuestro país principalmente el aire).

A.3. Costes en los dos escenarios

En esta sección describimos la metodología empleada y los principales supuestos y resultados al estimar los costes en los dos escenarios.

En concreto, clasificamos los costes en tres tipos:

- Costes de producción y almacenamiento estacional de energía
- Costes de redes de electricidad y gas
- Costes de aparatos y vehículos

El enfoque general que empleamos para cuantificar los costes es estimar los activos necesarios en 2050 (plantas de generación, redes de transporte y distribución de energía, aparatos para calefacción, aparatos empleados por hogares, servicios e industria, vehículos) y calcular su coste anual. Para ello, anualizamos el coste de inversión siguiendo la práctica habitual de calcular una anualidad constante teniendo en cuenta el coste del activo, su vida útil y un tipo de interés⁶⁵.

A.3.1. Costes de producción y almacenamiento de energía

Calculamos la diferencia de costes de producir la energía necesaria en ambos escenarios estimada en la sección anterior. Al ser la oferta de biomasa, calefacción urbana y energía solar térmica igual en los dos, nos centramos en el coste de producir la electricidad y el gas renovable.

⁶⁵ Esta fórmula es similar al pago de una hipoteca, en la que el principal del préstamo y los intereses se devuelven en muchos pagos iguales.

En lo que se refiere a la electricidad, asumimos que el parque de generación en 2050 será enteramente renovable y se compondrá de plantas de generación hidráulica, energía termosolar, energía solar fotovoltaica y energía eólica. Asumimos también que la capacidad instalada de hidráulica y termosolar será similar en los dos escenarios⁶⁶ y que la diferencia entre escenarios, que se deriva de la mayor demanda a satisfacer en el escenario eléctrico, estará en la capacidad instalada fotovoltaica y eólica.

Asumimos que la proporción de fotovoltaica y eólica en ambos escenarios estará en línea con la capacidad instalada en la actualidad y los permisos de conexión a la red que ha recibido el operador del sistema eléctrico por las empresas que desarrollan estas tecnologías.

Con estos supuestos obtenemos las siguientes capacidades instaladas por escenario⁶⁷.

Figura 36. Demanda eléctrica y capacidad instalada para generar electricidad

	Escenario Electricidad	Escenario Electricidad y gases renovables	Diferencia
Hidráulica (GW)	24.1	24.1	0
Termosolar (GW)	7.3	7.3	0
Fotovoltaica (GW)	94	73	21
Eólica (GW)	47	36	11

Fuente: Cálculos propios usando Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (2020b).

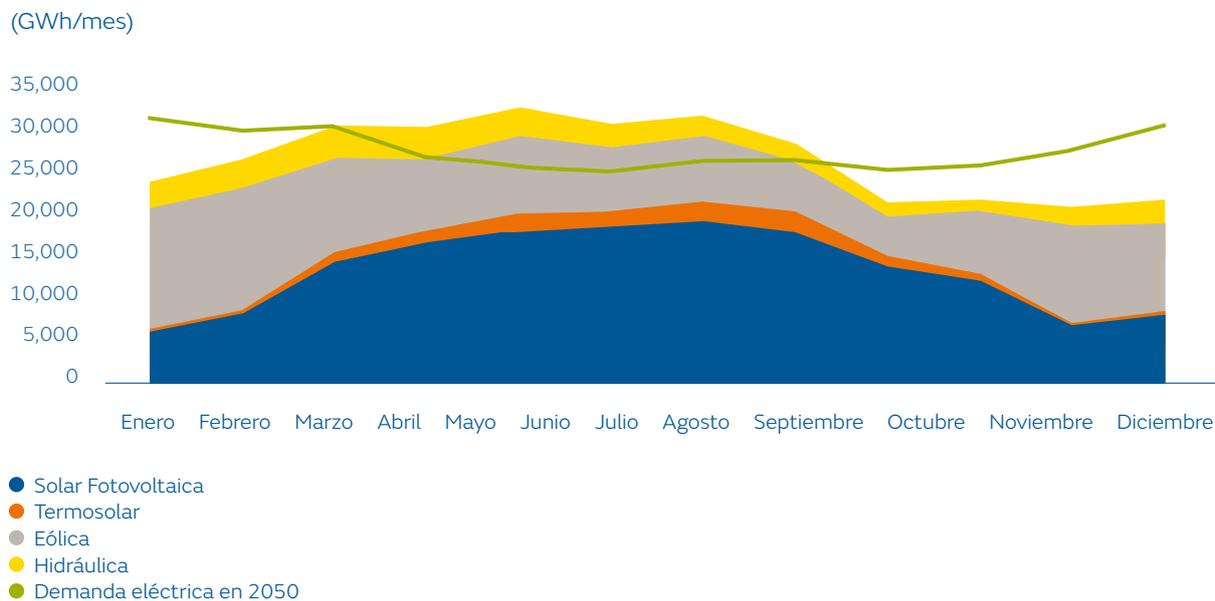
Además, estimamos las necesidades de almacenamiento estacional de energía, lo que requiere de la producción de gas renovable y su posterior conversión a electricidad mediante su combustión en centrales de gas. Para ello, comparamos la producción en 2050 del parque de generación descrito con la demanda de electricidad en 2050 estimada en la sección A.2 de este anexo.

Para comprar la oferta y demanda a nivel mensual utilizamos los perfiles históricos de las distintas fuentes de generación y de los distintos usos de energía. Como se muestra en la siguiente figura, esto da lugar a meses en los que hay exceso de oferta eléctrica (en los meses centrales del año, por la menor demanda al no necesitar calefacción y por la mayor oferta renovable) y meses en los que hay un exceso de demanda. Incluso asumiendo que toda el agua de los embalses se emplea en los meses con escasez de oferta, la necesidad de almacenamiento estacional es de 19.400 GWh. Esta capacidad se proporciona a base de gas renovable, que puede producirse con excedentes de energías renovables o importarse y se transforma en electricidad utilizando centrales de gas de ciclo simple (OCGT).

⁶⁶ Utilizamos los valores incluidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Ministerio Para la Transición Ecológica y Reto Demográfico 2020b).

⁶⁷ Nótese que para calcular las capacidades instaladas necesarias no tenemos en cuenta, en ningún escenario, capacidad excedentaria para atender a situaciones imprevistas de demanda u oferta.

Figura 37. Demanda con electrificación y oferta de electricidad renovable



Fuente: Frontier Economics.

Una vez determinadas las necesidades de electricidad y de gases renovables calculamos sus costes. La Figura 38 resumen los parámetros más importantes empleados en estos cálculos.

Figura 38. Costes relevantes de generación de gases renovables y RES en 2050

Categoría	Unidad	Valor	Fuente
Costes de gases renovables			
Biometano	ct€/kWh	5.0	Agencia internacional de la energía (2019a, 2019b)
Hidrógeno	ct€/kWh	6.2	
Coste de inversión			
Solar Fotovoltaica	€/kW	400.00	Modelo de mercado eléctrico de Frontier Economics
Eólica terrestre	€/kW	750.00	
Centrales de gas (OCGT)	€/kW	450.00	
Vida útil			
Solar Fotovoltaica	años	20	Modelo de mercado eléctrico de Frontier Economics
Eólica terrestre	años	20	
Centrales de gas (OCGT)	años	40	

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (2019a), Agencia Internacional de la Energía (2019b), Frontier Economics.

Con estos valores, el sobrecoste del escenario eléctrico asciende a 1.585 millones de euros anuales en 2050.

A.3.2. Transporte de electricidad y gas: gasoductos existentes como alternativa a la expansión de la infraestructura eléctrica

El Instituto de Sistemas Eléctricos y Economía del Sector Eléctrico de la Universidad RWTH Aachen de Alemania (IAEW RWTH Aachen) ha estimado los costes de expansión de las redes eléctricas en España en los dos escenarios considerados.

La estimación de los costes de la red de transporte utiliza la misma metodología empleada en el estudio realizado por ellos y Frontier Economics para 7 países europeos⁶⁸. En concreto, se parte del análisis detallado realizado para Alemania en 2017⁶⁹, en el que calculamos los costes de expansión de la red mediante el siguiente proceso:

- Simulación de la operación de la red en un marco temporal horario, incluidos los despachos de generación en todas las áreas del mercado.
- Identificación de las horas críticas y cuellos de botella en la red.
- Determinación las medidas necesarias de renovación y expansión de la red para eliminar los cuellos de botella.
- Estimación de los costes correspondientes a los puntos anteriores.

A continuación, se extrapolan los resultados a España de acuerdo con las diferencias estructurales entre ambos países. En particular, hemos considerado:

- La extensión de la red requerida hasta 2050 teniendo en cuenta el nivel de saturación de la red actual.
- Los costes de extensión de la red en relación con los de Alemania, que se basan en los costes por km de los proyectos planificados y comisionados en el plan a diez años de los operadores de red de transporte (TYNDP) y, por lo tanto, tienen en cuenta las circunstancias específicas del país, las líneas planificadas de CC (corriente continua), los costes laborales y las características geográficas como montañas o acceso al mar.

Los resultados indican que en el escenario eléctrico serían necesarios unos 5.160 kilómetros de red más que en el escenario con gases renovables, lo que implica un sobrecoste en torno a 370 millones al año.

Distribución de electricidad

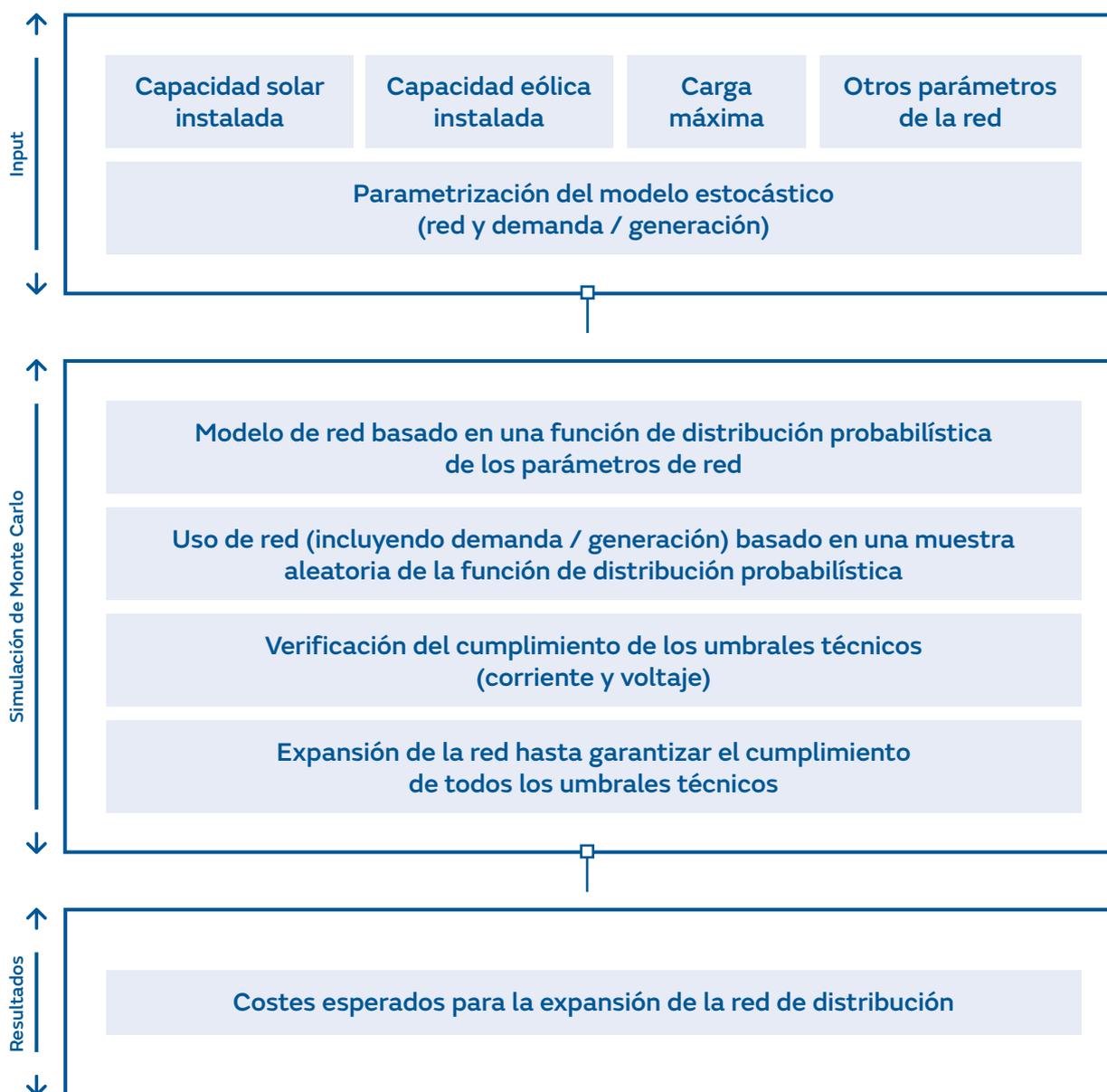
Para realizar la estimación de los costes adicionales en la red de distribución utilizamos un enfoque de Monte Carlo para simular la expansión necesaria de la red de distribución para los dos escenarios.

⁶⁸ Frontier Economics and RWTH Aachen University (2019).

⁶⁹ Frontier Economics et al. (2017).

Realizamos simulaciones del flujo de carga en la red de distribución española con diversos parámetros de entrada, incluyendo la capacidad instalada de renovables conectada a la red, la carga máxima y la ubicación de las cargas eléctricas en la red para identificar violaciones de los umbrales límite de voltaje y corriente. Cuando se violan las restricciones se llevan a cabo medidas de expansión de la red, como la construcción de nuevas líneas y cables hasta que todos los umbrales técnicos sean satisfechos de nuevo. Una descripción gráfica de este enfoque puede encontrarse en la Figura 39.

Figura 39. Enfoque para simular la expansión necesaria de la red de distribución en cada escenario



Fuente: Frontier Economics / IAEW.

Los resultados muestran que en el escenario eléctrico serían necesarias unas inversiones superiores al escenario de electricidad y gas equivalentes al 25% de la red actual, lo que supone 202.000 kilómetros adicionales. Esto conlleva un coste adicional de la red de distribución de 722 millones al año superior al coste en el escenario con gases renovables.

Transporte y distribución de gas

En el escenario “Electricidad y gases renovables”, la red de gas existente continuaría operando. Si bien no se construirían y expandirían redes, sí continuarían incurriendo en gastos de operación y mantenimiento. Además, deberán ajustar y / o reconvertir las tuberías de gas natural existentes para soportar una mayor proporción de hidrógeno.

En el escenario donde el gas solo se usa para el almacenamiento estacional, las tuberías de gas tendrían que ser desmanteladas físicamente o al menos selladas y aseguradas, lo que también implica sustanciales costes.

Para calcular los costes, utilizamos los valores de otros estudios en relación al coste por kilómetro para de adaptación de las redes existentes para el uso de hidrógeno. Para la red de transporte utilizamos los publicados por la Asociación de Transportistas de Gas de Alemania en su reciente consulta pública sobre sus planes de red⁷⁰ y para los de la red de distribución usamos los del proyecto H21 del Reino Unido reportados por la Agencia Internacional de la Energía⁷¹. Para los costes de desmantelamiento utilizamos los valores empleados en nuestro estudio para Alemania⁷².

Aplicando estos costes a los kilómetros de red en España (13.360 kilómetros en la red de transporte y más de 80.000 km de la red de distribución), obtenemos un extracoste por adaptar y mantener las redes de gas de 223 millones de euros anuales.

A.3.3. Ahorros en aparatos y vehículos

Las tecnologías que transforman una fuente de energía en la forma de energía que es utilizada finalmente juegan un papel vital en los costes totales del sistema. A continuación, describimos los costes empleados para los diferentes aparatos considerados:

- calefacción y refrigeración de espacios, agua caliente sanitaria y cocina;
- calor de proceso a bajas temperaturas en industria; y
- transporte.

Generación de calor y frío y calentar agua caliente

Nuestro análisis muestra un ahorro de costes de 620 millones de euros al año en tecnologías de calefacción, refrigeración, agua caliente sanitaria y generación de calor de proceso. Como el número de hogares, servicios e industria con biomasa, calefacción urbana y energía solar térmica es el mismo,

⁷⁰ FNB (2020).

⁷¹ Fuente: Agencia internacional de la Energía (2019a).

⁷² Frontier Economics et al. (2017).

el factor principal detrás de estos ahorros es el menor número de bombas de calor en el escenario de electricidad y gas⁷³, donde se utiliza una mayor proporción de calderas de condensación de gas renovable⁷⁴.

Los costes de las tecnologías para generación de calor se calculan a partir de:

- la capacidad en kW de la tecnología requerida en cada escenario para producir la energía de uso final⁷⁵
- los costes adquisición de cada tecnología por kW de capacidad instalada en 2050, que se muestran en la siguiente tabla

Figura 40. Coste de las diferentes tecnologías en 2050⁷⁶

Tecnología	Coste en 2050 (€/kW)	Fuente
Bomba de calor eléctrica	640	Fraunhofer 2020
Caldera de condensación (gas / hidrógeno)	97	Fraunhofer 2020

Fuente: Fraunhofer 2020⁷⁷.

Además, tenemos en cuenta los costes adicionales para la instalación de aire acondicionado en los hogares que lo necesitan y no cuentan con bomba de calor. Para ello, asumimos que un 35.5% de los hogares necesitan refrigeración⁷⁸, lo que implica que en el escenario de electricidad y gas habrá un 9% de hogares que tengan que realizar dicha instalación al no contar con bomba de calor.

Transporte

Realizamos un análisis de costes diferenciado para automóviles, camiones y autobuses públicos. Los costes se calculan utilizando número de vehículos y su coste en 2050.

Número de vehículos

Tal y como se ha explicado anteriormente, el número de vehículos en 2050 se deriva del número actual de automóviles, camiones y autobuses en España en la actualidad (ver Figura 33), el aumento que estudios del sector⁷⁹ estiman en el número de pasajeros-kilómetro y número de toneladas-kilómetro

⁷³ Las bombas de calor tienen una cuota del 58% en el escenario eléctrico y del 26% en el escenario de electricidad y gases renovables.

⁷⁴ Las calderas de condensación de gas tienen una cuota de 34.3% en el escenario de electricidad y gases renovables, mientras que en el escenario eléctrico se asume que no se emplea el gas.

⁷⁵ Esta capacidad se calcula según los niveles de consumo descritos en la sección A.2 y los perfiles de consumo observados.

⁷⁶ Dado que asumimos que las, suponiendo que los porcentajes de calefacción urbana, energía solar térmica para calentar agua caliente y calderas de biomasa / pellets, son iguales en ambos escenarios, sus costes de adquisición no contribuyen a la diferencia de costes entre escenarios.

⁷⁷ Fraunhofer (2020).

⁷⁸ Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

⁷⁹ European Commission (2016).

a 2050 y teniendo en cuenta el impacto del car sharing en la venta de turismos. La siguiente tabla muestra el número de vehículos empleados en nuestros cálculos para el año 2050, que es el mismo en los dos escenarios.

Figura 41. Número de vehículos

	2018	2050
Turismos	25.277.420	27.941.051
Autobuses	64.905	81.327
Camiones	4.478.331	6.065.312

Fuente: Cálculos propios usando DGT (2020) y Comisión Europea (2016).

Asignamos el número total estimado de automóviles, camiones y autobuses a las distintas fuentes de energía de acuerdo con el desglose que se muestra en la Figura 42.

Figura 42. Uso de combustible en el transporte por carretera

	Electricidad y almacenamiento en forma de gas				Electricidad y gases renovables			
	PtL	Electr	H ₂	BioCH ₄	PtL	Electr	H ₂	BioCH ₄
Automóviles	10%	90%			10%	70%	10%	10%
Camiones	30%	70%			30%			70%
Autobuses	15%	85%			15%		65%	20%

Fuente: Frontier Economics.

Como se puede ver, se asume que los combustibles líquidos renovables (obtenidos a partir de Power to Liquids o PtL) tienen una cuota de mercado significativa e igual en ambos escenarios. En el escenario eléctrico el resto de los vehículos funcionan con electricidad, mientras que en el escenario con gases renovables la mayor parte de los turismos van también con electricidad, pero los autobuses y camiones funcionan en exclusiva con gases renovables.

Coste de los vehículos:

Basamos nuestros supuestos de costes en las estimaciones de estudios del sector de transporte⁸⁰, que se muestran en la Figura 43.

Figura 43. Coste de los diferentes vehículos en 2050

Categoría	Vehículo	Coste a 2050 (€)	Fuente
Automóvil	Vehículo eléctrico	23,561	Fraunhofer 2020
	Gas	23,400	Fraunhofer 2020
	Hidrógeno - pila de combustible	26,880	Fraunhofer 2020
Camión	Vehículo eléctrico	129,400	Fraunhofer 2020
	Gas	120,183	Fraunhofer 2020
	Hidrógeno - pila de combustible	125,710	Fraunhofer 2020
Autobús	Vehículo eléctrico	213,774	Agencia Federal Ambiental Alemana 2016
	Gas	205,797	Agencia Federal Ambiental Alemana 2016
	Hidrógeno - pila de combustible	212,881	Agencia Federal Ambiental Alemana 2016

Fuente: Fraunhofer (2020), Agencia Federal Ambiental Alemana (2016).

El resultado del análisis es que el escenario “Electricidad y gases renovables” da lugar a ahorros de 2.133 millones de euros anuales por la compra de vehículos.

Sumando estos ahorros a los obtenidos en los aparatos empleados en los hogares, servicios e industria calculados anteriormente obtenemos un ahorro total de 2.753 millones de euros anuales. Esto, unido a los resultados obtenidos para las redes de gas y electricidad y para la producción y almacenamiento de energía, dan un resultado de ahorros por mantenimiento de la infraestructura gasista de 2.037 millones de euros al año.

⁸⁰ UBA (2016), Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Endbericht, Umweltbundesamt, TEXTE 72/2016; Fraunhofer (2015). What does the energy revolution cost – ways to transform the German energy system by 2050; Fraunhofer (2020). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem.

