

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS Y GASISTAS DE LA PENÍNSULA IBÉRICA: Estado actual y perspectivas



BIBLIOTECA
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA



**CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA**

© Marzo 2016, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Diseño y diagramación: Green Printing

Impresión: Green Printing

Depósito Legal: M-1318-2016

El Club Español de la Energía no asume responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de ninguna de las obras que integran la "Biblioteca de la Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.

El Club Español de la Energía, en su afán por ofrecer la mayor calidad y excelencia en sus publicaciones, muestra una total disposición a recibir las sugerencias que los lectores puedan hacer llegar por correo electrónico: publicaciones@enerclub.es

Edita y distribuye:

Club Español de la Energía

Instituto Español de la Energía

Pº de la Castellana, 257-1ª planta

28046 Madrid

Tel.: 91 323 72 21

Fax: 91 323 03 89

www.enerclub.es

publicaciones@enerclub.es



INTERCONEXIONES ELÉCTRICAS Y GASISTAS DE LA PENÍNSULA IBÉRICA:

ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS



IÍNDICE

LISTADO DE AUTORES	7
PRÓLOGO	9
1. Introducción	11
2. Conclusiones	13
3. La política energética de la Unión Europea	17
3.1. Aspectos generales de la política energética europea	17
3.2. La regulación comunitaria sobre infraestructuras	28
3.3. Financiación	38
4. Beneficios de las interconexiones: la importancia de conectar España con Europa	44
4.1. Mejora de la competencia y el servicio al consumidor	44
4.2. Aumento de la seguridad de suministro en la Unión a través de la solidaridad entre sus Estados	46
4.3. Una mayor descarbonización del sistema. La integración de energías renovables en la red	48
5. Situación actual y proyectos futuros en la Península Ibérica	50
5.1. Situación actual	50
5.1.1. Gas	50
5.1.2. Electricidad	56
5.2. Proyectos futuros	60
5.2.1. Gas	60
5.2.2. Electricidad	62
6. Factores que pueden afectar al desarrollo de las interconexiones	66
6.1. Modelos de certificación	66
6.2. Factores asociados a la inversión	68

6.3. Falta de coordinación entre Estados miembros y heterogeneidad de los marcos regulatorios	68
6.4. Oposición social e impacto sobre el territorio	70
ANEXO I: Proyectos españoles incluidos en las listas de PIC	72
ANEXO II: Listado de acrónimos y abreviaturas	76

LISTADO DE AUTORES

Coordinadores

Francisco Pablo de la Flor García, Director de Regulación, Enagás

Luis Villafuela Arranz, Director de Regulación, Red Eléctrica de España

Resto de Autores

José Carlos Fernández Pérez, Técnico Dpto. de Regulación y Estudios, Red Eléctrica de España

Pablo de Juan García, Gerente de Proyectos y Secretaría Técnica, Enerclub

Tania Meixús Fernández, Coordinadora de Desarrollo Regulatorio, Enagás

Ana Padilla Moreno, Coordinadora de Proyectos y Secretaría Técnica, Enerclub

María de los Ángeles de Vicente Puente, Coordinadora de Desarrollo Regulatorio, Enagás

También ha colaborado en la redacción del documento José Casas Marín, Director General de Relaciones Institucionales y Regulación (Endesa).

PRÓLOGO

A lo largo de las tres décadas de existencia de Enerclub, hemos sido testigos del crecimiento de la influencia que las políticas de la Unión Europea han tenido sobre la economía en general, y sobre las actividades del sector energético en particular. En los últimos años, los asuntos europeos han cobrado una mayor importancia, llegando a ser vitales para el sector y para nuestra Asociación. Por ello, son una constante en todas las actividades que desarrollamos, ya sean cursos, jornadas, actos institucionales, o publicaciones como la que el lector tiene entre sus manos.

Actualmente, el contexto europeo en el ámbito energético está siendo especialmente interesante, con la puesta en marcha de la nueva Comisión, con una estructura novedosa que incluye la creación de una Vicepresidencia para la “Unión Energética”; con la celebración de la COP21 en París y el papel de la UE en este ámbito; y con circunstancias geopolíticas que han vuelto a despertar la inquietud sobre la seguridad de suministro.

“La energía ha pasado a ser una de las prioridades políticas de la Unión”, comentaba el Comisario de Energía y Acción por el Clima, Miguel Arias Cañete, en un acto organizado por Enerclub en 2015. Prueba de ello, han sido, por ejemplo, las Comunicaciones sobre la Unión Energética, o la celebración de la Cumbre de las Interconexiones que tuvo lugar en Madrid en el pasado mes de marzo.

Esta Cumbre, celebrada al más alto nivel, ha sido un ejemplo de respaldo político al proceso de integración europea en materia energética. Un proceso que requiere con urgencia de suficientes interconexiones de electricidad y de gas, especialmente en aquellos Estados miembros, como España, que todavía no han alcanzado un nivel mínimo de integración en el Mercado Interior de la Energía (MIE). Disponer de un MIE plenamente interconectado, facilitaría el cumplimiento colectivo de los objetivos europeos en materia de reducción de emisiones y cuota de participación de renovables en el mix, entre otros aspectos.

Vivimos, por tanto, un periodo crucial para la política energética europea, con una intensa agenda por delante para concretar objetivos y proyectos.

En estos momentos tan relevantes, y tomando como base el documento que sobre interconexiones Enerclub publicó en 2011, hemos querido volver a juntar la visión gasta

y eléctrica, y analizar conjuntamente los avances que en esta materia se han conseguido en los últimos años, como es el caso de la nueva interconexión eléctrica con Francia, la primera que se pone en servicio después de muchos años. Además, en el documento se contemplan los proyectos previstos, haciendo hincapié en los beneficios y en las barreras existentes en el contexto actual, con un especial enfoque en las necesidades de financiación. Todo ello, centrándose en particular en España pero desde una perspectiva ineludiblemente europea.

Creo que el documento resultante, además de presentarse en un momento muy oportuno, tiene un gran valor porque trata en profundidad un tema de gran relevancia pero del que no es fácil obtener una visión integral.

Termino, agradeciendo el trabajo a todos los que han participado en la elaboración de esta publicación, y a Enagás y Red Eléctrica de España por su colaboración, esperando sinceramente, que sea de interés y utilidad para el lector.

Pedro Miró Roig
Presidente
Club Español de la Energía

1. Introducción

El Club Español de la Energía, con el objetivo de contribuir a la mejor comprensión de los temas relacionados con la energía por los distintos interlocutores, desarrolla diversas iniciativas entre las que se encuentran las relacionadas con las actividades de análisis y reflexión. En esta área, gracias a la colaboración de sus asociados, ha elaborado numerosos estudios sobre materias de máximo interés y actualidad, tales como la regulación y la política energética, el ahorro y la eficiencia energética, o el sector energético y su aportación a la sociedad, por citar sólo algunos ejemplos.

La Unión Europea y el desarrollo de sus infraestructuras energéticas de interconexión constituyen para el Club un tema recurrente y de especial importancia, como puede apreciarse tanto en sus documentos como en el día a día de sus actividades. No podría ser de otra forma, ya que el desarrollo de dichas infraestructuras, así como del marco regulatorio para lograr un uso eficiente de las mismas, constituyen instrumentos básicos para la plena consecución del Mercado Interior de la Energía. Además, la interconexión energética entre las distintas regiones europeas es imprescindible de cara a superar los retos de mejora de nuestra competitividad, seguridad de suministro y sostenibilidad ambiental a los que nos enfrentamos como europeos y, especialmente, como españoles, habida cuenta de nuestra posición geográfica, al suroeste del continente y alejada del núcleo centroeuropeo; nuestra alta dependencia energética del exterior; y nuestro pobre nivel de interconexión energética, aún a pesar de haber mejorado éste en los últimos años.

Uno de los trabajos que más en profundidad ha analizado este tema en el ámbito del Club fue el editado en febrero de 2011 bajo el título "Interconexiones eléctricas y gasistas de la Península Ibérica: contexto, situación y retos de futuro", dentro de la publicación "Asuntos relevantes de la energía en España: estudio de la situación actual y propuestas de futuro". En este informe, que tuvo una muy buena acogida, se analizaba la problemática de las interconexiones internacionales en los sectores eléctrico y gasista, identificando las peculiaridades de cada sector en dicha materia; también se examinaban en profundidad la normativa europea relativa a las interconexiones, el nivel de desarrollo de las mismas en aquel momento y los proyectos futuros, así como sus beneficios y las barreras existentes.

Cuatro años después, nos encontramos en un momento crucial para el sector energético europeo. El nuevo marco sobre energía y clima para 2030, la reciente Conferencia sobre el Cambio Climático de París del pasado mes de diciembre, la nueva Comisión Europea (CE) y su papel en el sector energético, el Paquete sobre la Unión de la Energía publicado por la propia Comisión en febrero 2015¹, así como la Cumbre de Madrid² de marzo, constituyen elementos que sin duda tendrán un alto impacto sobre todo el sector energético europeo. En este momento tan relevante, y habiendo transcurrido un tiempo considerable desde la implementación por parte de los Estados miembros (EE.MM.) del Tercer Paquete, el Club ha considerado de interés echar la vista hacia atrás y, tomando como base el documento de febrero de 2011, analizar los avances conseguidos en estos últimos cuatro años en el terreno de las interconexiones eléctricas y gasistas.

Para ello, el documento se estructura en cuatro capítulos principales, además del presente capítulo de introducción (capítulo 1) y el correspondiente a las conclusiones (capítulo 2).

En el capítulo 3 se describe a grandes rasgos la política energética de la Unión Europea, haciendo énfasis en cuáles han sido las novedades respecto a infraestructuras y Mercado Interior de la Energía (MIE) en el periodo 2011-2015. Este capítulo, además, incluye un tema que desde el Club se considera clave: la financiación de las infraestructuras energéticas.

El capítulo 4 se centra en los beneficios que las interconexiones pueden aportar a Europa en términos de competencia, seguridad de suministro y sostenibilidad y, más concretamente, en la importancia de aumentar la interconexión de la Península Ibérica con el resto de Europa. Estas ventajas ya se ponían de manifiesto en el anterior documento, pero han cobrado mayor relevancia con el actual contexto económico, con el citado nuevo marco para 2030, y con la creciente importancia de la seguridad de abastecimiento como consecuencia de la situación respecto a Rusia, entre otros factores.

El capítulo 5 muestra cuáles han sido los avances que, aunque todavía insuficientes, han mejorado el nivel de interconexión de electricidad y gas de la Península en los últimos años, así como cuáles son los posibles proyectos futuros necesarios para seguir incrementando ese nivel.

A pesar del esfuerzo comunitario y de los Estados miembros por mejorar la interconexión energética de toda Europa, existen aún factores determinantes para el desarrollo o no de las infraestructuras transfronterizas. En el 6º y último capítulo se analizan estos factores.

1 COM/2015/080 final.-Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva. Disponible en:<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

COM/2015/081 final. El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425546396765&uri=COM:2015:81:FIN>

COM/2015/082 final. Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10 %. Preparación de la red eléctrica europea de 2020. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425547535966&uri=COM:2015:82:FIN>

2 Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI. Madrid 4 de marzo de 2015. Disponible en: <http://www.lamondoa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2015/DECLARACION%20DE%20MADRID%20Esp%20FINAL.pdf>

2. Conclusiones

Para la creación del Mercado Interior de la Energía de la Unión Europea (MIE) son necesarias dos condiciones fundamentales. Por una parte, la existencia de las infraestructuras de electricidad y gas necesarias para que la energía pueda fluir dentro de la Unión Europea sin que existan restricciones o cuellos de botella entre regiones (el *hardware*). Por otra, que la regulación de detalle para gestionar y operar dichas infraestructuras se encuentre lo suficientemente armonizada como para aprovechar al máximo los beneficios de la integración del mercado energético europeo (el *software*).

El instrumento fundamental del *software* son los llamados “códigos de red”, que se encuentran en gran parte aún en fase de desarrollo. Algunos de ellos ya han sido aprobados y están en proceso de implantación. Los códigos de red son elaborados por los ENTSOs³ de electricidad y gas y aprobados siguiendo la sistemática establecida por los reglamentos europeos 714 y 715/2009. Así mismo, ya hay un programa de trabajo fijado y acordado entre los gestores de redes de transporte (TSOs por su siglas en inglés), los reguladores y la Comisión Europea para el desarrollo de los códigos de red que aún son necesarios para disponer de esa regulación común que permita optimizar el sistema energético europeo.

Con respecto al *hardware*, el desarrollo de nuevas infraestructuras requiere superar múltiples retos. Entre ellos, el importante monto inicial de movilización de recursos financieros que precisan, los retrasos en los procesos administrativos sobre permisos y autorizaciones y, en algunos tipos de infraestructuras, las reticencias de la población a que éstas atraviesen su territorio.

Las infraestructuras de gas y electricidad cumplen varias funciones, además de la obvia y genérica de vehicular el suministro de gas y electricidad a los consumidores. En función de su adecuado dimensionamiento, las infraestructuras energéticas permiten además que ese suministro se realice en las mejores condiciones de continuidad y seguridad, facilitan la diversificación de orígenes y fuentes, aumentan la competencia entre suministradores de la energía, posibilitan la integración de energías renovables, etc.

³ Redes Europeas de Gestores de Redes de Transporte

Como dato singularmente relevante, que no es especialmente conocido por el consumidor final, cabe señalar que el coste medio de las infraestructuras de las redes de transporte para ese consumidor es de, aproximadamente, el 5% del coste total tanto en el caso de electricidad⁴ como en el de gas.

Históricamente, cada país europeo, en función de sus circunstancias, ha seguido una política energética ajustada a sus necesidades, persiguiendo la mejor utilización de sus recursos y tecnologías, y tratando de garantizar el suministro de energía al precio derivado de esas circunstancias.

La integración europea persigue conseguir también un mercado único en materia energética, de forma que los consumidores puedan acceder a fuentes y suministradores de cualquier otro país, ya sean de la Unión o de un país tercero. Con ello, además de suministro seguro, se puede alcanzar un precio convergente, es decir, prácticamente equivalente en cualquier punto del territorio.

Pero para conseguir esa integración, es imprescindible que los mercados nacionales estén suficientemente interconectados entre sí. Es decir, que, por ejemplo, el gas pueda fluir desde un punto a otro, o que la electricidad pueda ser suministrada aprovechando los recursos de generación óptimos en cada momento, sea cual sea su ubicación.

La Península Ibérica carece de un nivel de interconexiones de gas y electricidad con el resto de Europa que permita una verdadera integración del mercado ibérico en el conjunto del MIE. Los Pirineos parecen ser más que una cadena montañosa, y se han convertido en una barrera energética difícil de franquear.

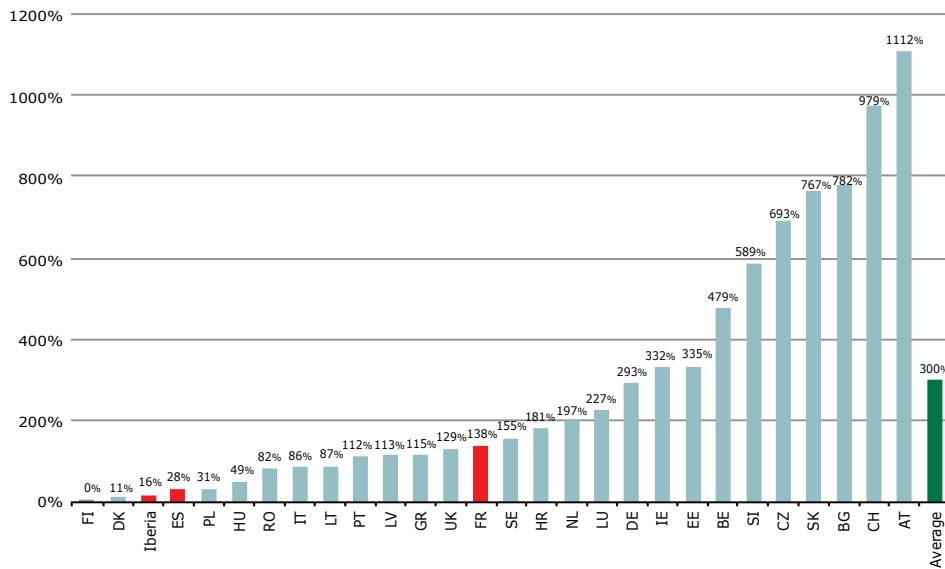
En el caso específico de las interconexiones gasistas, durante el último lustro se han conseguido notables avances, habiendo pasado de una capacidad de 2,7 bcm, y solo en sentido norte sur, a más de 5 bcm, en flujo bidireccional, que se incrementó en 2 bcm adicionales en sentido sur norte el 1 de diciembre de 2015. Es decir, la capacidad real se ha multiplicado por 5 a finales de 2015, sumando los dos sentidos de flujo.

Esos incrementos tan significativos se han conseguido gracias a la superación con éxito de los múltiples y sucesivos retos que han ido apareciendo en el proceso.

Cabe mencionar que en los países del noroeste de Europa, donde se dan unas buenas condiciones de integración y convergencia de precios, las capacidades de interconexión son del orden del total de la demanda del país interconectado con menor demanda, o incluso muy superiores. A pesar de los avances mencionados, este no es el caso de la capacidad de interconexión entre Francia y España, muy inferior al total de la demanda.

⁴ El 5% está calculado incluyendo los costes propios del suministro y los costes ajenos al mismo.

Figura 1. Capacidad de interconexión entre los países de la Unión Europea como porcentaje de la demanda promedio de gas



Fuente: Frontier Economics a partir de datos de ENTSOG Capacity database

En España, Enagás⁵ ha identificado y valorado las infraestructuras adicionales en el territorio nacional para incrementar las capacidades de interconexión a través de los Pirineos, pudiendo llevarse a cabo en fases sucesivas y complementarias para duplicar las capacidades antes mencionadas, e incluso alcanzar capacidades de interconexión muy superiores.

Sin embargo, cabría evaluarse previamente mediante un test de mercado no vinculante la necesidad de todas esas infraestructuras adicionales de acuerdo a lo establecido en la regulación europea en esta materia. En Europa los ENTSOs han elaborado una metodología CBA, que incluye una modelización de la red y del mercado, y realiza un análisis armonizado de la relación entre costes y beneficios de todo el sistema energético de la Unión.

Para el caso de las interconexiones eléctricas, en octubre de 2015 entró en servicio una nueva interconexión entre las localidades de Santa Llogaia, en el Alt Empordà (España) y Baixàs, en la comarca del Roussillon (Francia). El nuevo enlace, que permitirá duplicar la capacidad de intercambio actual, es el primero que se construye entre ambos países desde el año 1982. Además, está previsto un nuevo transformador desfasador en la línea

⁵ Gestor Técnico del Sistema Gasista español y la principal compañía de transporte de gas natural en España

de interconexión Arkale-Argia 220 kV, cuyo objetivo a medio plazo es equilibrar las capacidades comerciales de intercambio de exportación e importación.

De cara al futuro, existen planes para una próxima interconexión entre ambos países mediante un enlace submarino en corriente continua por el golfo de Vizcaya. Este proyecto⁶ está siendo estudiado por los operadores del sistema de España (Red Eléctrica de España, REE⁷) y Francia (*Réseau de Transport d'Électricité*, RTE).

Sin embargo, a pesar de estos avances, la Península Ibérica continuará siendo en el futuro una isla eléctrica, incumpliendo los objetivos del 10% y del 15% de interconexión eléctrica que a nivel europeo se han fijado para los horizontes 2020 y 2030. Reconociendo esta realidad, en la Cumbre para las Interconexiones energéticas del 4 de marzo de 2015 en Madrid se acordó abordar dos nuevos proyectos que permitirían elevar el nivel de interconexión eléctrica entre Francia y España hasta los 8.000 MW aproximadamente. Un primer proyecto se desarrollaría por Cantegrit y Navarra o el País Vasco, y el otro, por Marsillon y Aragón.

En ambos casos, tanto para gas como para electricidad, el incremento de la capacidad de interconexión requiere de un gran y renovado impulso político a nivel europeo para que proyectos que arrojan resultados positivos en el análisis coste-beneficio y por tanto demuestran su eficiencia para el sistema, sean impulsados mediante compromisos concretos y vinculantes por parte de las autoridades, tanto comunitarias como de los países implicados, y con plazos de ejecución firmes. En este sentido, la mencionada Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI celebrada en Madrid supuso un fuerte respaldo político al proceso de integración energética europea. Es de esperar que este reforzado apoyo tenga continuidad en el futuro. Por su parte, los operadores de las infraestructuras, al menos los del lado sur de los Pirineos, siguen comprometidos a realizar sus mayores esfuerzos para ejecutar los proyectos impulsados políticamente que obtengan la debida autorización.

El último impulso a nivel europeo para el desarrollo de las interconexiones gasistas ha sido el "Paquete de medidas sobre Seguridad Energética Sostenible" de la Comisión Europea⁸. Este Paquete incluye: la propuesta de Revisión del Reglamento de Seguridad de Suministro de Gas, la Comunicación sobre Estrategia para el Gas Natural Licuado y el almacenamiento de gas natural, la propuesta de Decisión sobre Acuerdos Intergubernamentales, y la Comunicación de la Comisión sobre la Estrategia para la calefacción y la refrigeración.

6 ENTSOE estima un coste para este proyecto entre 1.600 -1.900M€

7 Transportista único y operador del sistema eléctrico español

8 El comunicado de prensa sobre el Paquete de medidas sobre Seguridad Energética Sostenible de la Comisión Europea se encuentra disponible en: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-307_es.htm

3. La política energética de la Unión Europea

3.1. Aspectos generales de la política energética europea

El Tratado de Lisboa

El Tratado de Lisboa entró en vigor en diciembre de 2009. Éste incluyó por primera vez en los Tratados un capítulo específico sobre energía⁹, lo que supuso un paso trascendental no solo en la búsqueda de una base jurídica para la energía en la UE, sino también en la constitución de una política energética comunitaria. Poco a poco, las sucesivas crisis del petróleo y de seguridad de abastecimiento de gas, el gran objetivo de Mercado Interior de la Energía (MIE), y la creciente importancia de la política medioambiental, han hecho que la energía pase a ser, de forma explícita, una parte prioritaria de la política europea.

En la actualidad, son numerosas las iniciativas de la Comisión encaminadas a la consecución de los objetivos de la política energética europea. Estos objetivos, recogidos en el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, no solo incluyen la seguridad de suministro energético, la competitividad y la sostenibilidad. Existe un cuarto objetivo al mismo nivel que los tres anteriores: el fomento de las interconexiones de las redes energéticas.

La interconexión energética de toda Europa es, por tanto, un pilar básico de la política energética comunitaria y, a su vez, un objetivo fundamental por cuanto su consecución resulta imprescindible para el logro del resto de objetivos de la política energética europea.

⁹ El Tratado de Lisboa modificó el articulado tanto del "Tratado de la Unión Europea" como del "Tratado constitutivo de la Comunidad Europea", que pasó a llamarse "Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea". Propiamente dicho, es en este último Tratado en el que se introduce un capítulo específico sobre energía.

El Mercado Interior de la Energía y la competitividad

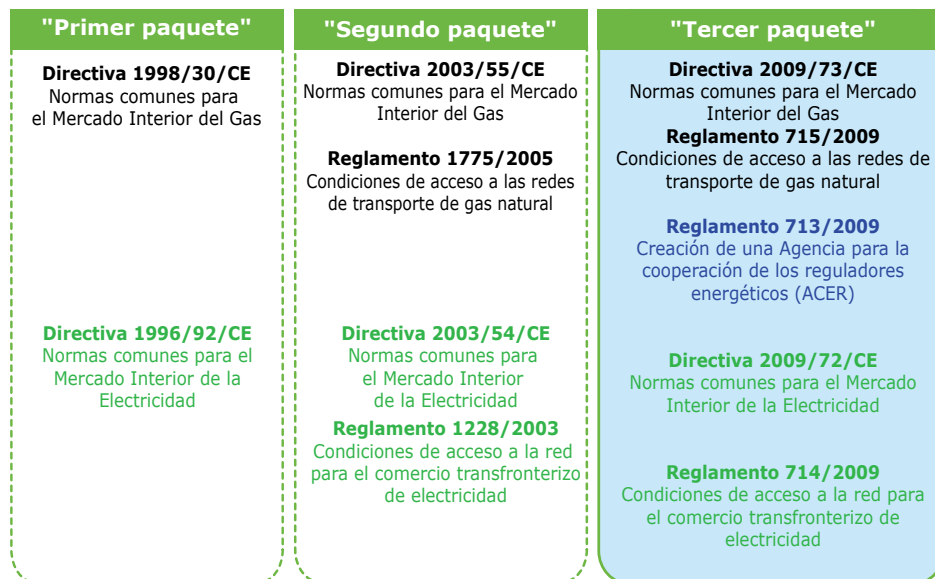
La tradicional apuesta de la Unión Europea por la energía como vector de desarrollo sostenible tanto en lo económico como en lo social a través del MIE, comenzó su andadura en los años 80 y recibió un gran impulso en los años 90 con el “Primer Paquete de Medidas Legislativas”. Este primer compendio legislativo europeo sobre la energía incluía las primeras directivas sobre normas comunes para el Mercado Interior de electricidad y gas natural. En 2003, se publicó el “Segundo Paquete”, dándose nuevos pasos hacia la liberalización de ambos sectores, y en 2009 el “Tercer Paquete” profundizó en la integración de los mercados de electricidad y gas en Europa. Este último paquete, vigente en la actualidad, tiene como objetivos prioritarios los siguientes:

- La separación de las actividades de producción y suministro de la gestión de las redes de transporte;
- La protección de los consumidores;
- El aumento de las competencias y de la independencia de los reguladores nacionales;
- La creación de la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER) y de las asociaciones europeas de transportistas de electricidad (ENTSO-E)¹⁰ y de gas (ENTSOG)¹¹, con el objetivo de lograr una mejor coordinación y cooperación a nivel europeo;
- La mejora del funcionamiento de los mercados de electricidad y gas y de la transparencia en los mismos, así como el acceso efectivo a la red de transporte en el caso de la electricidad y a las instalaciones de almacenamiento y terminales de GNL en el caso del gas.

¹⁰ Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad: <http://www.entsoe.eu/>

¹¹ Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas: <https://www.entsog.eu/>

Figura 2: Evolución de la regulación europea relativa a la creación del MIE



Fuente: Enagás y REE

Tras el "Tercer Paquete", la CE ha presentado dos comunicaciones relativas al MIE en las que, además de resaltar sus beneficios, hace balance de los logros conseguidos e identifica los principales retos a afrontar para lograr su pleno desarrollo. La primera de ellas, publicada en noviembre de 2012, se titulaba "Velar por la buena marcha del Mercado Interior de la Energía"¹²; la segunda, de octubre de 2014, "Pasos adelante en la realización del Mercado Interior de la Energía"¹³.

En la primera de estas comunicaciones, la Comisión urge a los Estados miembros a estimular la competencia mediante el desarrollo de infraestructuras, en apoyo sobre todo de la actividad transfronteriza, así como a la eliminación de las barreras de acceso al mercado. En la segunda Comunicación, la Comisión refuerza su mensaje sobre las necesidades de interconexión: indica que se requieren más avances para conseguir que el MIE funcione adecuadamente, concreta los beneficios económicos netos que el MIE podría suponer (entre 16 y 40 mil millones de euros cada año), y explica que para alcanzar todos los beneficios potenciales son necesarias más inversiones en infraestructuras transfronterizas

¹² COM(2012) 663 final. Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía. Disponible en: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_iem_0663_en.pdf

¹³ COM (2014) 634 final. Pasos adelante en la realización del mercado interior de la energía. Disponible en: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2014/ES/1-2014-634-ES-F1-1.Pdf>

estratégicas y redes inteligentes. La Comisión destaca, asimismo, la importancia de aprovechar al máximo la infraestructura existente mediante la puesta en marcha de normas comunes y transparentes para la utilización de las redes energéticas.

La seguridad de suministro

La seguridad de suministro es otra de las piezas claves de la política energética europea. En este sentido, cabe mencionar la Comunicación de la Comisión “Estrategia Europea de la Seguridad Energética”, publicada en mayo de 2014¹⁴ como reacción a la situación geopolítica europea respecto a Rusia y a la elevada dependencia de las importaciones energéticas por parte de la UE. Entre los principales elementos de esta estrategia figuran la necesidad de diversificación del suministro energético del exterior, la mejora de la infraestructura energética, la culminación del MIE y el incremento de la eficiencia energética. Esta Comunicación subraya asimismo la necesidad de coordinar las decisiones nacionales en materia de política energética y la importancia de hablar con una sola voz en las negociaciones con socios externos.

En concreto, la Comisión destaca la importancia de construir las interconexiones que faltan, para responder rápidamente a posibles perturbaciones de suministro, encaminando los flujos de energía por toda la UE cuando y donde sea necesario. La Comisión ha identificado treinta y tres proyectos de infraestructuras (27 proyectos de gas y 6 de electricidad) que son esenciales para la seguridad energética de la UE.

Además, la Comisión propone en esta Comunicación el objetivo de ampliar al 15 % el nivel de interconexión eléctrica en el año 2030, teniendo en cuenta asimismo los aspectos relacionados con los costes y el potencial de los intercambios comerciales en las regiones consideradas. En el sector gasista, para que los Estados miembros estén suficientemente interconectados y la energía fluya sin restricciones, es recomendable que las capacidades de interconexión sean del orden del total de la demanda del país interconectado, o incluso superiores. Es por ello que la Comunicación no incluye un porcentaje, pero sí la recomendación de que todas las interconexiones transfronterizas entre los Estados miembros funcionen bidireccionalmente.

El cambio climático

La política medioambiental, y más concretamente la climática, tiene un importante peso en la política energética europea. Además de los compromisos internacionales de carácter medioambiental a los que se adhirió Europa mediante el Protocolo de Kioto, en 2007 los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea acordaron los conocidos objetivos 20/20/20 a 2020. Su implementación mediante el llamado Paquete sobre Energía y

¹⁴ COM(2014) 330 final. Estrategia Europea de la Seguridad Energética, mayo 2014. Disponible en: http://ec.europa.eu/energy/security_of_supply_en.htm

Cambio Climático vino a consolidar definitivamente la ligazón entre el sector energético y los compromisos de la Unión en el terreno del cambio climático.

En los últimos años, la agenda europea en materia de clima y energía ha venido marcada por las negociaciones sobre la estrategia comunitaria para lograr una economía baja en carbono en el año 2050, conforme al objetivo aprobado en el Consejo Europeo de octubre de 2009 de reducir las emisiones en un 80-95% para el año 2050 en comparación con los niveles de 1990. Este ambicioso objetivo comunitario se enmarca en el contexto de las reducciones que, según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC¹⁵, por sus siglas en inglés), son necesarias por parte del conjunto de los países desarrollados para que el aumento de la temperatura global media de la Tierra se mantenga por debajo de los 2°C.

En marzo de 2011, la Comisión Europea publicaba su "Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050"¹⁶, en la que se apuntaban distintas estrategias para lograr este objetivo, así como objetivos intermedios. El plan de trabajo propuesto por la Comisión abarcaba el conjunto de la economía y ha supuesto la base para el desarrollo de iniciativas políticas y hojas de ruta sectoriales encaminadas a la descarbonización del sector energético europeo en 2050.

La Comisión proponía como punto de partida el cumplimiento de los objetivos para 2020 conforme a la actual política energética y la estrategia Europa 2020¹⁷, pero apuntaba la necesidad de redoblar los esfuerzos en los diferentes sectores de la economía para alcanzar el objetivo en el año 2050. En su Hoja de Ruta, la Comisión recalca, una vez más, la importancia de las infraestructuras eléctricas en esta estrategia: *"dado que el papel central que desempeña la electricidad en la economía hipocarbónica exige un uso significativo de renovables, muchas de las cuales tienen una producción variable, se necesitan inversiones cuantiosas en redes para garantizar la continuidad del suministro en todo momento"*.

El nuevo marco de la Política Energética Europea

Dada la importancia de concretar etapas intermedias en el camino hacia el objetivo del año 2050, en marzo de 2013 la Comisión Europea lanzaba su Libro Verde "Un marco para las políticas de clima y energía en 2030"¹⁸ con el objetivo de recabar información y opiniones que apoyasen la elaboración de un marco político para el año 2030. Entre otras

¹⁵ Intergovernmental Panel for Climate Change

¹⁶ Comisión Europea, "Hoja de Ruta de la Energía para 2050", Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, COM/2011/0885 final. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=ES>

¹⁷ Comisión Europea, "Europa 2020. Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador", Comunicación de la Comisión, COM(2010) 2020 final. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2010:2020:FIN:ES:PDF>

¹⁸ Comisión Europea, Libro Verde "Un marco para las políticas de clima y energía en 2030", Bruselas, 27.3.2013, COM(2013) 169 final. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2013:0169:FIN:ES:PDF>

cuestiones, la Comisión ya apuntaba la posibilidad de establecer objetivos vinculantes de un 40% de reducción de gases de efecto invernadero para ese año.

En enero de 2014, la CE publicó un informe sobre “Precios y costes de la energía en Europa”¹⁹ en el que, entre otros aspectos, indicaba que los precios minoristas habían experimentado un aumento significativo entre 2008 y 2012, como consecuencia, entre otros factores, del aumento de la fiscalidad y gravámenes, que representan una parte significativa de la factura energética. Además, el informe ponía de manifiesto cómo los precios difieren sustancialmente entre los distintos Estados miembros, lo que muestra la importancia de una evaluación profunda de la composición de los mismos, y la necesidad de una mayor coordinación de las políticas.

Los resultados de este último documento fueron otra de las razones, junto con la indicada importancia de contar con etapas intermedias, para que la Comisión presentara, también en enero de 2014, su propuesta de estrategia en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030²⁰.

Solo dos meses después, la Comisión Europea publicó la mencionada Comunicación sobre “Estrategia Europea de la Seguridad Energética”.

Posteriormente, en septiembre de 2014, en su documento “*Energy Regulation: A Bridge to 2025*”²¹, ACER se suma al debate sobre el modelo energético europeo a largo plazo con el objetivo último de concretar el papel de los reguladores en la creación de un marco regulatorio estable y predecible que incentive la competencia en el mercado y la inversión de cara a la adecuada implementación del MIE.

Entre las tendencias y actuaciones en el sector energético, ACER destaca que el mercado mayorista eléctrico en 2025 se caracterizará por ser más líquido, competitivo y flexible, para lo cual deberán aumentar las interconexiones. Además, ACER considera que para lograr un uso eficiente de las infraestructuras energéticas, la prioridad más inmediata es continuar con la implementación y seguimiento de los *Target Model* de electricidad²² y

19 Precios y costes de la energía en Europa: http://ec.europa.eu/energy/doc/2030/20140122_sw_d_prices.pdf

20 Comisión Europea, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, “Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030”, Bruselas 22.1.2014, COM(2014) 15 final. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0015:FIN:ES:PDF>

21 ACER, documento “Energy Regulation: A bridge to 2025. Disponible en http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2014_0_01.aspx

22 El *Electricity Target Model* o modelo objetivo de mercado eléctrico europeo, es el principal instrumento regulatorio para alcanzar una verdadera integración del mercado eléctrico europeo desde el ámbito del diseño del mercado. Este modelo incluye una serie de reglas que pretenden la armonización de los mecanismos de mercado procurando un uso eficiente de la capacidad de interconexión. Es decir, su alcance está limitado al uso óptimo de las infraestructuras existentes, sin abordar la cuestión de cuánto deben ampliarse éstas o cómo lograr que dicha ampliación se lleve a cabo.

Las reglas del *Electricity Target Model*, cuya implementación está en proceso a través de códigos de red europeos (*Network Codes*), abarcan los diferentes horizontes temporales en los que se negocia la energía eléctrica: (i) el largo plazo, para el que se contemplan derechos (financieros o físicos) de transporte; (ii) el día anterior al suministro, en el que el objetivo es el acoplamiento de los mercados diarios, de tal forma que los precios converjan cuando exista suficiente capacidad de interconexión; (iii) el horizonte intradiario, que consistirá en un mercado continuo transfronterizo que permitirá una negociación más cercana al tiempo real que en la actualidad; y (iv) el periodo posterior al cierre del mercado, en el que será posible el intercambio transfronterizo de energías de balance entre TSOs.

gas²³, claves para el desarrollo del MIE. ACER considera que el aumento de la interconexión de los sistemas energéticos europeos y la integración eficiente de los mismos permitirán abordar los problemas de seguridad de suministro y que todos los consumidores europeos tengan acceso a la energía en igualdad de condiciones.

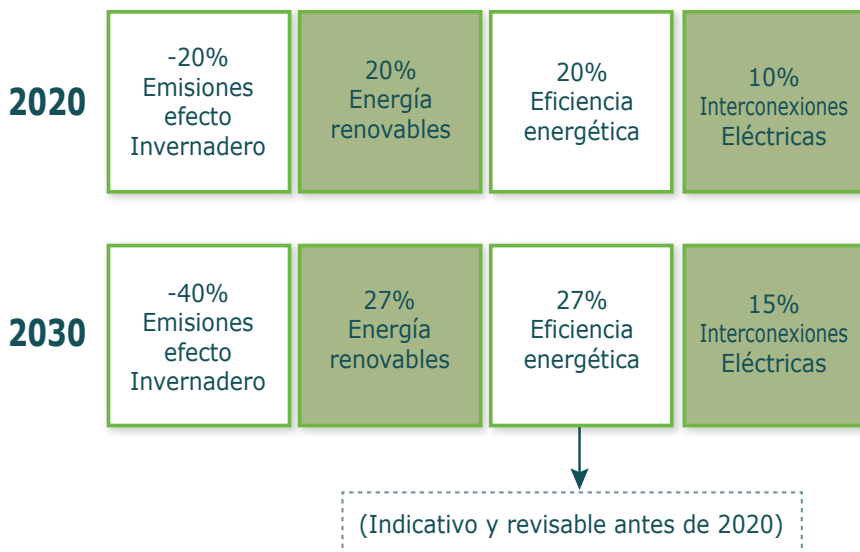
Solo un mes después de la publicación del documento de ACER, en el Consejo Europeo del 23 y 24 de octubre, se aprueba finalmente el nuevo marco político en materia de energía y cambio climático para 2020-2030²⁴, que queda delimitado por cuatro objetivos específicos:

- Un objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la Unión por lo menos en un 40 % para el año 2030, con respecto a los valores de 1990. Este objetivo es vinculante para la UE de forma colectiva, debiendo participar todos los Estados miembros de este esfuerzo “conciliando consideraciones de equidad y solidaridad”.
- Un objetivo de aumentar la cuota de energías renovables dentro del consumo total de energía de la UE hasta, como mínimo, el 27 %. Este objetivo será vinculante a escala de la UE, pero no tiene metas individuales para los EE.MM. La integración de niveles cada vez mayores de energías renovables intermitentes requiere un mercado interior de la energía más interconectado y un respaldo adecuado, que debe coordinarse según sea necesario a nivel regional.
- Un objetivo indicativo sobre eficiencia energética a nivel de la UE, consistente en que ésta mejore al menos en un 27 % con respecto a las previsiones de consumo energético. Este objetivo deberá alcanzarse respetando plenamente la libertad de los Estados miembros para determinar su combinación energética, y no se traducirá en objetivos vinculantes a nivel nacional. Cada Estado miembro será libre de fijar sus propios objetivos nacionales.
- Un objetivo del 15 % de capacidad de interconexión eléctrica en el año 2030. Con respecto al año 2020, se reafirma el objetivo mínimo del 10 % de las interconexiones de electricidad existentes con carácter de urgencia, al menos para los Estados miembros que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el MIE (Estados Bálticos, Portugal y España), y para los Estados miembros que constituyen el principal punto de acceso de dichos Estados al MIE.

23 El *Gas Target Model* es un marco estructural que establece un modelo de desarrollo objetivo del mercado europeo del gas natural a medio plazo, de cara a asegurar su funcionalidad. Este modelo, que sirve de referente para el desarrollo e implementación de los Códigos de Red, aboga por el establecimiento de reglas de mercado que permitan la integración y el avance del mercado europeo en términos de competencia, sostenibilidad y seguridad de suministro. Fue formulado originalmente en 2011 para facilitar la consecución del objetivo de disponer de un mercado interno del gas natural en 2014, e incluía una visión hasta 2020. Ha sido revisado en enero de 2015, extendiendo su horizonte hasta 2025.

24 Conclusiones del Consejo Europeo celebrado los días 23 y 24 de octubre de 2014. Disponible en: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/es/ec/145425.pdf

Figura 3: Marco Clima y Energía 2020 vs 2030



Fuente: Comisión Europea y elaboración propia

Puede afirmarse que el primer paso para lograr estos nuevos objetivos de la Unión Europea se dio el 25 de febrero de 2015, cuando la Comisión Europea publicó su “Paquete de la Unión de la Energía”²⁵.

La “Unión de la Energía” planteada por la Comisión, establece un nuevo marco estratégico para lograr los objetivos de la política de energía y clima de la UE. Los tres elementos claves de la “Unión de la Energía” son:

- i) Una estrategia marco para lograr que la energía en la Unión Europea sea segura, sostenible, competitiva y asequible²⁶;
- ii) Invertir en interconexiones para que la energía fluya libremente a través de la UE, mejorando la seguridad energética, disminuyendo la dependencia de las importaciones y preparando el sistema energético para la integración de energías renovables. En particular, se incluyen medidas para alcanzar el objetivo del 10% de interconexión eléctrica en el año 2020²⁷;

²⁵ Disponible en: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/index_en.htm

²⁶ * COM/2015/080 final -Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

²⁷ Alcanzar el objetivo de interconexión de electricidad del 10% Preparación de la red eléctrica europea de 2020. COM (2015) 82 final. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425547535968&uri=COM:2015:82:FIN>

iii) Un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020 en el marco de la última ronda de negociaciones antes de la Conferencia de París de diciembre de 2015²⁸.

Para alcanzar el objetivo último de la “Unión de la Energía” - ofrecer a los hogares y empresas de la UE una energía segura, sostenible, competitiva y asequible– la CE considera que será necesaria una profunda transformación del sistema energético europeo mediante una estrategia basada en cinco dimensiones:

- reducir la dependencia energética y aumentar la solidaridad energética;
- lograr un mercado europeo de la energía plenamente integrado;
- fomentar la eficiencia energética como medio para moderar la demanda;
- descarbonizar la economía; y
- aumentar la investigación, la innovación y la competitividad.

A través de estas cinco dimensiones estratégicas interrelacionadas, la Comisión establece objetivos concretos de la Unión de la Energía y medidas detalladas que, bajo la presidencia de Jean-Claude Juncker, se adoptarán para alcanzarlos. Entre las medidas específicas que la Comisión plantea para garantizar la plena integración del mercado interior de la electricidad se encuentran las asociadas a lograr unos niveles adecuados de interconexión. En particular, la estrategia que la Comisión Europea plantea para cumplir con el objetivo de interconexión eléctrica de al menos el 10 % de la capacidad instalada de producción para todos los Estados miembros en el año 2020, comprende tres frentes:

- Un frente regulatorio, centrado en el cumplimiento de todas las obligaciones del Reglamento de Infraestructuras²⁹, cuyas características se explican con mayor detenimiento en el siguiente apartado (3.2). La Comisión considera imprescindible que este Reglamento se ejecute y aplique en su totalidad con el fin de evitar cualquier retraso en la puesta en marcha de los Proyectos de Interés Común (PIC o bien PCI por sus siglas en inglés)³⁰. La Comisión tiene la intención de intensificar el trabajo de los Grupos Regionales creados por este Reglamento, para que sigan de cerca el trabajo de cada PIC y propongan actuaciones rápidas cuando sea necesario, en particular en aquellos Estados miembros que se encuentran más lejos del objetivo del 10 % de interconexión eléctrica, como es el caso de España. La Comisión intensificará también su apoyo a proyectos críticos a través de acciones específicas; evaluará los proyectos, caso por caso, para examinar cualquier obstáculo y riesgo susceptible de retrasar su construcción y adoptará las medidas necesarias para solucionar los

28 COM/2015/081 final. El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020. Disponible en: [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425546396765&uri=COM:2015:81:FIN COM \(2015\) 81 final](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425546396765&uri=COM:2015:81:FIN COM (2015) 81 final).

29 Reglamento 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) 713/2009, (CE) 714/2009 y (CE) 715/2009.

30 *Projects of Common Interest*

diversos problemas a los que se enfrenten estos proyectos (problemas técnicos, de planificación, de diseño y aplicación, de financiación, de incentivos, etc);

- Un frente financiero, basado en el máximo aprovechamiento de los recursos europeos, cuyo detalle se aborda en el apartado 3.3 de este documento;
- Un frente político, focalizado en reforzar la cooperación regional y facilitar el acuerdo entre los Estados miembros para resolver cuestiones políticas. La Comisión considera que se necesita determinación política por parte de los Estados miembros para cumplir los objetivos, siendo necesario intensificar la cooperación regional y llevarla a un nivel más alto que los mencionados Grupos Regionales, para abordar así prioridades políticas más amplias. La Comisión utilizará estas formas de cooperación regional reforzada también para el logro del objetivo del 15% de interconexión eléctrica en el año 2030.

La idea del frente político se basa en el trabajo de la Comisión con los Estados miembros en una estrategia específica para su región con el fin de abordar las cuestiones más apremiantes y las acciones a adoptar. En este contexto, la Comisión plantea cuatro medidas para reforzar la cooperación regional:

(1) Desarrollo de un plan de acción por parte de cada una de las cuatro regiones del Reglamento de Infraestructuras, el cual debe contener hitos y propuestas concretas para alcanzar el objetivo del 10 % de interconexión eléctrica acordado a nivel de la UE. La Comisión supervisará estos planes de acción y, en los casos concretos en que el objetivo del 10 % sea más difícil de alcanzar, la Comisión prestará ayuda y asesoramiento a las partes afectadas con vistas a incluir proyectos nuevos en sus correspondientes planes de acción;

(2) Estrecha cooperación de la Comisión con ENTSO-E para asegurar que el Plan Decenal de Desarrollo de la Red (TYNDP³¹ por sus siglas en inglés) identifique claramente proyectos para lograr el objetivo del 10 % de interconexión;

(3) Información anual de la Comisión al Consejo Europeo sobre la aplicación de los PIC y sobre el progreso realizado para alcanzar el 10 %. La Comisión elaborará un inventario anual exhaustivo que incluirá el estado de todos los PIC, con recomendaciones sobre la aceleración de los proyectos y el incremento de la flexibilidad de la lista de los PIC, en caso de que no se cumpla el plazo de 2020 para el logro del 10 % de capacidad en interconexión. En caso necesario, la Comisión propondrá nuevas medidas destinadas a lograr este objetivo;

(4) Creación del Foro de la Infraestructura de la Energía, cuya primera reunión tuvo lugar en noviembre de 2015, y que tiene como objetivo examinar y resolver problemas comunes a todas las regiones de Europa y, en su caso, con los países vecinos.

La Comisión pone como ejemplo de impulso político a la Península Ibérica y el reciente refuerzo de la cooperación en esta región. En enero de 2015, los gestores de las redes de transporte de electricidad de España, Francia y Portugal firmaron un documento estratégico conjunto para el desarrollo de interconexiones. Este documento establece una lista de objetivos comunes e indica algunas opciones para proyectos.

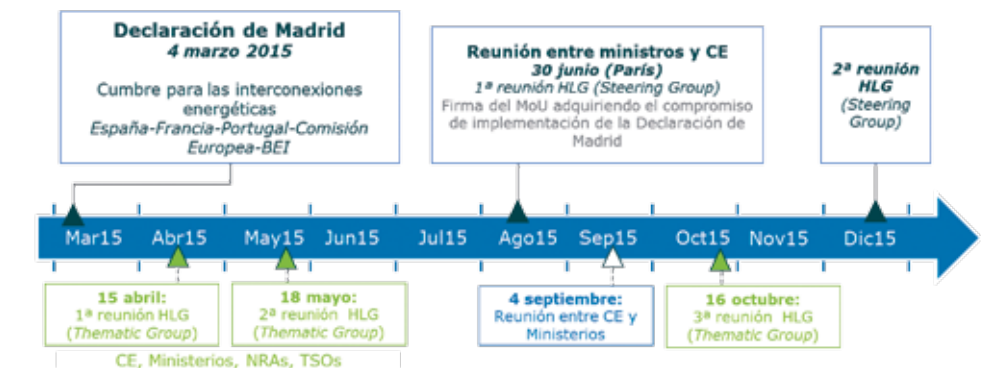
La Comisión ha favorecido esta cooperación y apoyó activamente la Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI celebrada en Madrid el 4 de marzo de 2015³², en la que participaron el Presidente del Gobierno de España, Mariano Rajoy, el Presidente de la República francesa, François Hollande, el Primer Ministro portugués, Pedro Passos Coelho, y los Presidentes de la Comisión Europea y del Banco Europeo de Inversiones (BEI), Jean-Claude Juncker y Werner Hoyer, respectivamente. En esta cumbre se subrayó la crucial importancia de lograr un MIE plenamente operativo e interconectado, que elimine los cuellos de botella, conecte los mercados regionales y garantice una energía segura, asequible y sostenible, como instrumento fundamental para reforzar la competitividad de la industria europea. Para lograr este objetivo resulta imprescindible el desarrollo de las interconexiones gasista y eléctrica entre la Península Ibérica y el resto de Europa.

En lo que respecta al gas, el documento de conclusiones de la Cumbre, denominado "Declaración de Madrid", hace mención expresa al desarrollo de la tercera interconexión gasista entre España y Francia a través del este de los Pirineos, conocida como MidCat, y entre España y Portugal, a través de Zamora. En cuanto a electricidad, la "Declaración de Madrid" establece el aumento de la capacidad de intercambio entre España y Francia -hasta los 8.000 MW aproximadamente en el año 2020- mediante el desarrollo de varios proyectos que se detallan en el apartado 5.2.2.

Para apoyar estos avances, los tres Gobiernos también acordaron establecer un nuevo Grupo de Alto Nivel del Suroeste de Europa sobre interconexiones, que ya ha sido puesto en marcha por la Comisión Europea. Este grupo se ocupa de la supervisión continua de la evolución de los proyectos y presta asistencia técnica a los Estados miembros, con la finalidad de hacer un seguimiento de la definición de las rutas exactas entre los puntos iniciales y finales seleccionados en los proyectos de los Pirineos, facilitando así la construcción, presentación, selección y financiación por parte de la UE de PIC, con el objetivo último de alcanzar los objetivos de interconexión establecidos para 2020. El Grupo de Alto Nivel consultará con todos los interesados clave, considerando asimismo los aspectos medioambientales y financieros. Cabe destacar que la primera reunión de este grupo tuvo lugar el 15 de abril de 2015 y a partir de ésta han tenido lugar varios encuentros a distintos niveles.

32 Declaración de Madrid. Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI, Madrid 4 de marzo de 2015. Disponible en: <http://www.lamooncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2015/DECLARACION%20DE%20MADRID%20Esp%20FINAL.pdf>

Figura 4. Reuniones del Grupo de Alto Nivel durante 2015



Fuente: Enagás

El 16 de febrero de 2016 la CE publicó el “Paquete de Medidas sobre Seguridad Energética Sostenible” en el que se incluye la propuesta de Revisión del Reglamento de Seguridad de Suministro de Gas³³, la Comunicación sobre Estrategia para el Gas Natural Licuado y el almacenamiento de gas natural³⁴, la propuesta de Decisión sobre Acuerdos Intergubernamentales³⁵, y la Comunicación de la Comisión sobre la Estrategia para la calefacción y la refrigeración³⁶. La Comunicación sobre estrategia de GNL y almacenamientos supone un nuevo impulso a nivel europeo para las interconexiones gasistas, ya que incluye un mapa con los infraestructuras relevantes en le UE para la estrategia de GNL y almacenamientos subterráneos, entre las que se encuentra MidCat y la 3ª Interconexión España-Portugal.

3.2. La regulación comunitaria sobre infraestructuras

El Tercer Paquete y las infraestructuras

La Comisión considera que el desarrollo bien planificado y sin retrasos de las redes de infraestructuras es fundamental para lograr la consecución del MIE. Por este motivo, dentro del “Tercer Paquete” de 2009 se incluía la obligación para ENTSO-E, en el sector eléctrico, y ENTSG, en el sector gasista, de elaborar cada dos años planes decenales de desarrollo de la red (TYNDP por sus siglas en inglés). Además, el Tercer Paquete reconocía a

33 COM(2016) 52/2 – Propuesta de Reglamento sobre la seguridad del suministro de gas. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/COM_2016_52_EN_ACT_p_v9.pdf

34 COM(2016) 49/2 – Comunicación sobre la estrategia de la UE para el gas natural licuado y el almacenamiento de gas. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/COM_2016_49_EN_ACT_p_v9.pdf

35 COM(2016) 53/2 – Propuesta de Decisión sobre acuerdos intergubernamentales en materia de energía. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/COM_2016_53_EN_ACT_p_v11.pdf

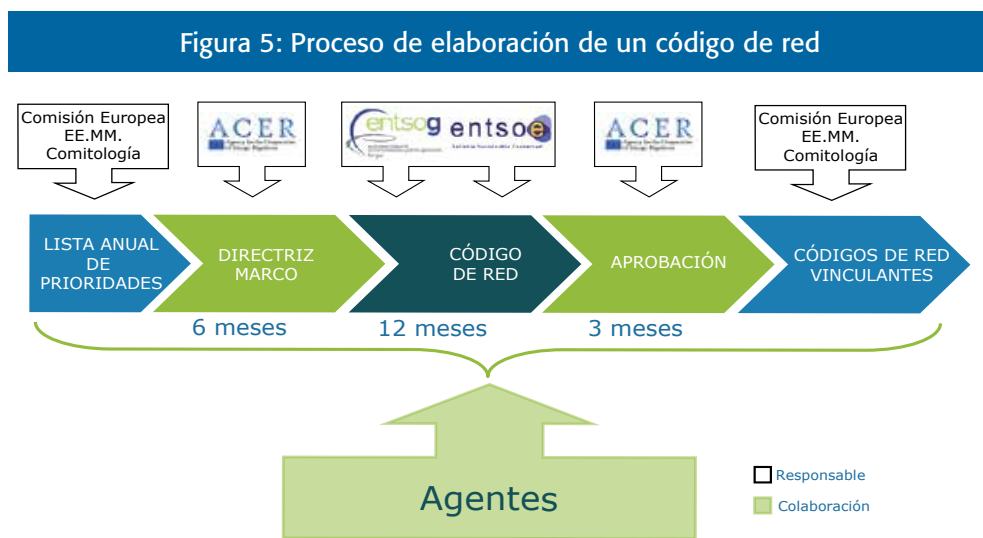
36 COM(2016) 51 final – Comunicación sobre la estrategia para alcanzar un sector de la calefacción y la refrigeración inteligente, eficiente y sostenible. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v14.pdf

ENTSO-E y ENTSOG el rol de participar activamente en la elaboración de regulación de detalle, los llamados códigos de red europeos³⁷.

Los TYNDP son planes no vinculantes que tienen el objetivo de proporcionar, desde el punto de vista europeo, una visión coherente de las infraestructuras de electricidad y gas, e identificar necesidades de inversión futura. Analizan aspectos tales como la adecuación a la demanda, la seguridad de suministro y la integración de mercados, incluyendo un listado de proyectos de relevancia europea en términos de seguridad de suministro, cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad y contribución a la eficiencia del MIE.

Los planes decenales elaborados hasta la fecha (cuatro para el gas y tres para la electricidad) han puesto de manifiesto, una vez más, el aislamiento que sufren algunos sistemas energéticos de la Unión Europea, con la Península Ibérica como ejemplo paradigmático, y la dificultad que ello supone para el cumplimiento de los objetivos europeos.

Por su parte, los códigos de red europeos permiten una mayor cooperación y coordinación entre los TSOs para ofrecer y dar acceso efectivo y transparente a las redes de transporte y, a través de las interconexiones con otros Estados miembros, a todo el MIE de la Unión Europea. El avance en el desarrollo de estos códigos y la participación cada vez más activa de ACER en la aplicación y supervisión de la regulación comunitaria, han sido otros elementos importantes que han caracterizado la evolución del sector energético europeo en los últimos años como consecuencia de la regulación ya aprobada.



Fuente: Enagás y REE

³⁷ Los Códigos de Red (*Network Codes* en inglés) son el equivalente europeo a los procedimientos de operación del sistema en el ámbito nacional, y persiguen armonizar aspectos principalmente técnicos del MIE. Los Network Codes serán adoptados mediante Reglamento, y por tanto serán vinculantes y directamente aplicables en todos los Estados Miembros sin necesidad de transposición.

En relación a los códigos de red elaborados por ENTSO-E, éste ha elaborado y remitido a ACER su propuesta de diez códigos de red.

De entre estos diez códigos, la Comisión Europea, ENTSO-E y ACER han acordado que se fusionen en un único texto tres de ellos: el código sobre seguridad de la operación (*Operational Security, OS*), el código sobre programación y planificación de la operación (*Operational Planning and Scheduling, OPS*), y el código sobre control frecuencia-potencia y reservas (*Load-Frequency Control and Reserves, LFCR*). ENTSO-E y ACER han trabajado en un texto unificado, que entró en Comitología en diciembre de 2015.

Los códigos de red que a finales de 2015 se encuentran ya aprobados en Comitología son:

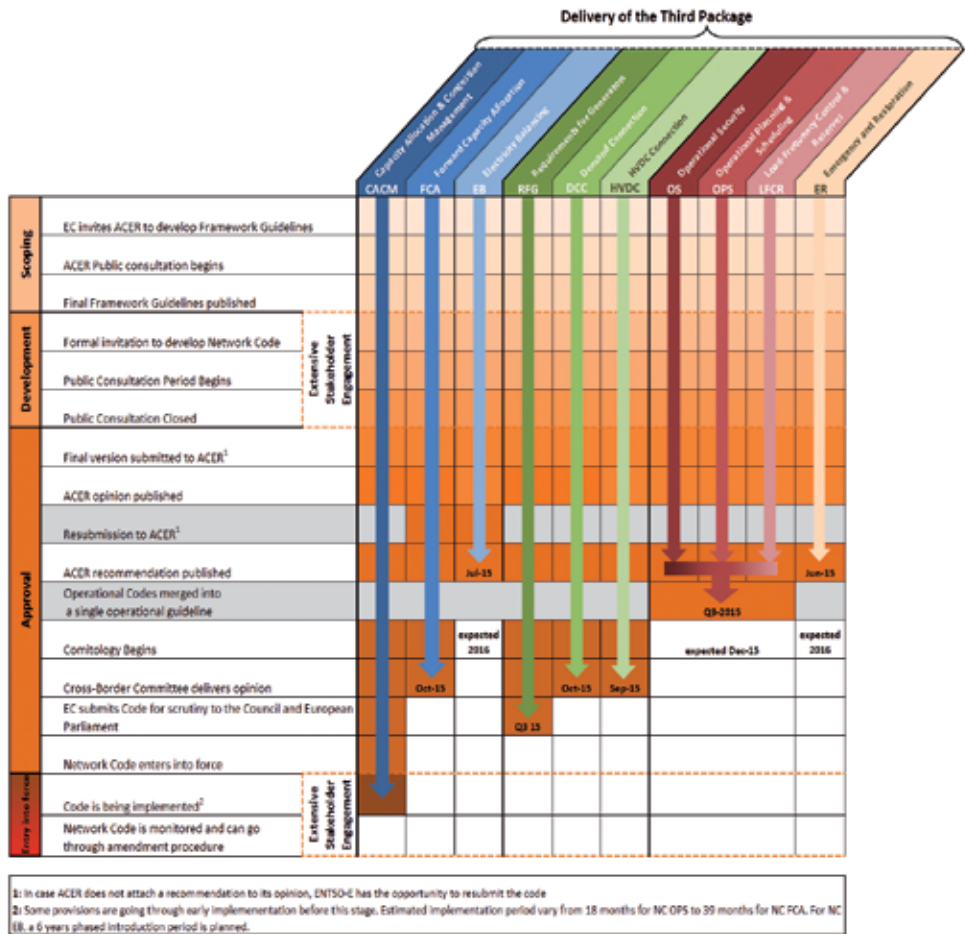
- El código de red sobre conexión de la demanda (*Demand Connection Code, DCC*)
- El código de red sobre requisitos para generadores (*Requirements for Generators, RFG*)
- El código de red sobre conexión HVDC (*HVDC Connection, HVDC*)
 - El código de red sobre asignación de capacidad en el largo plazo (*Forward Capacity Allocation, FCA*).

Se espera que tanto el código sobre emergencia y restauración del sistema (*Emergency and Restoration, ER*) como el código de balance (*Electricity Balancing, EB*) se sometan a Comitología en 2016.

Por último, se encuentra en vigor desde agosto de 2015 el Código de red sobre asignación de capacidad y gestión de congestiones.³⁸

³⁸ Este código de red ha pasado a ser considerado directriz vinculante "*binding guideline*" en el Reglamento 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones.

Figura 6: Estado de la elaboración de los códigos de red de electricidad



Fuente: ENTSO-E (noviembre 2015)

En relación al gas, las directrices de transparencia³⁹ forman parte de la regulación vinculante desde el 10 de noviembre de 2010 y los procedimientos de gestión de la congestión⁴⁰ desde el 24 de agosto de 2012.

El estado de los códigos de red elaborados por ENTSOG es el siguiente:

- Se han aprobado tres códigos de red, y por tanto se han convertido en regulación vinculante:
 - Código de red sobre mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas (Reglamento 984/2013⁴¹)
 - Código de red sobre balance del gas en las redes de transporte (Reglamento 312/2014⁴²)
 - Código de red sobre las normas de interoperabilidad y de intercambio de datos (Reglamento 703/2015⁴³)
- Además, ENTSOG entregó a ACER y a la CE en diciembre de 2014 los siguientes códigos:
 - El Código de red sobre armonización de estructuras tarifarias
 - Enmiendas al Código de red sobre mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas en relación a nueva capacidad o capacidad incremental

En lo que respecta al código de red sobre armonización de estructuras tarifarias, ACER publicó el dictamen motivado el 26 de marzo de 2015.⁴⁴ ENTSOG envió una nueva versión del código de red a ACER el 31 de julio. Sin embargo, ACER no ha emitido la recomendación de adopción por comitología del código de red por falta de acuerdo interno (*Board of Regulators* del 13 de octubre de 2015). La Comisión Europea finalizará y preparará su propia propuesta.

39 Decisión de la Comisión de 10 de noviembre de 2010. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010D0685&from=EN>

40 Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012D0490&qid=1430925726354&from=EN>

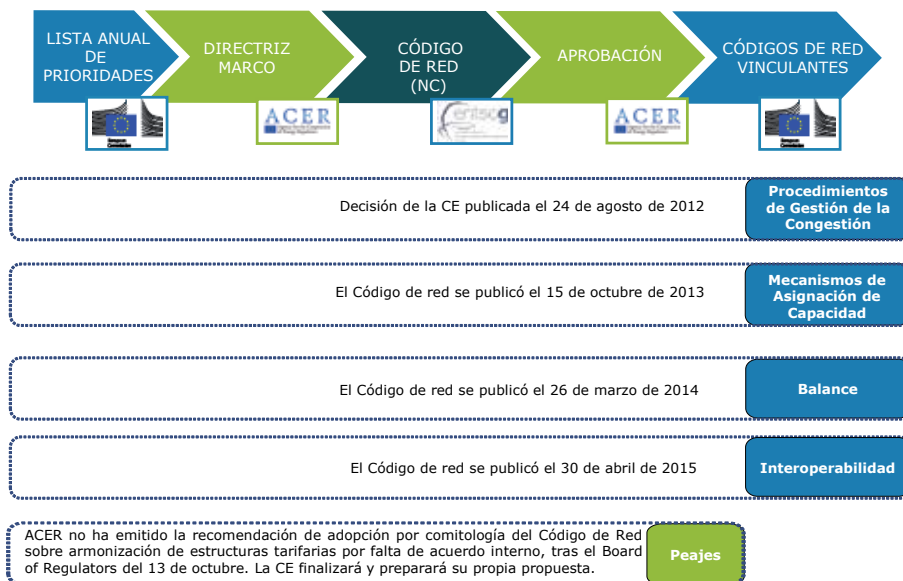
41 Reglamento (UE) No 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) no 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:273:0005:0017:ES:PDF>

42 Reglamento (UE) No 312/2014 de la Comisión de 26 de marzo de 2014 por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0312&from=ES>

43 Reglamento (UE) No 703/2015 de la Comisión de 30 de abril de 2015 por el que se establece un código de red sobre normas de interoperabilidad y de intercambio de datos. Disponible en: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/Es/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2015_113_R_0003&from=EN

44 El 31 de julio de 2015 ENTSOG envió una nueva versión del Código de red sobre armonización de estructuras tarifarias incorporando los cambios solicitados por ACER en el dictamen motivado del 26 de abril.

Figura 7: Estado de la elaboración de los códigos de red de gas



Fuente: Enagás

El Paquete de Infraestructuras

El “Paquete de Infraestructuras”, que fue aprobado tras dos años de discusión y tramitación, vino a paliar, al menos en cierta medida, una carencia de la regulación europea respecto a las redes de energía. Como se ha comentado anteriormente, tras el Tratado de Lisboa el objetivo de fomentar la interconexión de las redes energéticas se había situado al mismo nivel que los “tradicionales” objetivos de seguridad de suministro, competitividad y sostenibilidad, pero esta importancia no se había visto reflejada en la regulación comunitaria con la misma relevancia que el resto de objetivos.

El Paquete de Infraestructuras contiene dos instrumentos legislativos: el Reglamento de Infraestructuras⁴⁵ y el Mecanismo “Conectar Europa”⁴⁶.

45 Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión n.º 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 713/2009, (CE) n.º 714/2009 y (CE) n.º 715/2009. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:115:0039:0075:ES:PDF>

46 Reglamento (UE) 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013, por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa», por el que se modifica el Reglamento (UE) no 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) no 680/2007 y (CE) no 67/2010. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ%3AL%3A2013%3A348%3AO129%3AO171%3AES%3APDF>

El Paquete de Infraestructuras consiste en una serie de medidas regulatorias para impulsar el desarrollo del MIE en los sectores de energía, transporte y telecomunicaciones a través de una mejora en las infraestructuras. En el terreno energético, el instrumento principal del Paquete de Infraestructuras es la elaboración de un listado de proyectos, llamados Proyectos de Interés Común (PIC)⁴⁷. El listado de PIC se elabora tomando como base los proyectos incluidos en los ya mencionados TYNDP que desarrollan ENTSO-E y ENTSOG cada dos años conforme al Tercer Paquete. La categorización como PIC es relevante, porque sólo a los proyectos que son identificados como tales le serán aplicables las medidas del Paquete de Infraestructuras.

Para el sector de la electricidad, los PIC pueden ser tanto activos de red como activos de almacenamiento (conectados a tensiones superiores a 110 kV) y activos de telecomunicación para redes inteligentes.

Para el sector del gas los PIC pueden ser: (a) gasoductos para el transporte de gas natural y de biogás de alta presión, (b) almacenamientos subterráneos conectados a los gasoductos de alta presión, (c) instalaciones de recepción, almacenamiento y regasificación o descompresión de gas natural licuado (GNL) o de gas natural comprimido (GNC), (d) cualquier equipo o instalación esencial para que el sistema funcione sin riesgos, de forma segura y eficiente, o para posibilitar una capacidad bidireccional, incluidas las estaciones de compresión.

La primera lista con un total de 248 PIC se adoptó en octubre de 2013⁴⁸. Esta lista es revisada cada dos años por la Comisión. El pasado 18 de noviembre de 2015 la Comisión Europea publicó la primera revisión de la lista de PIC, en la que se incluyen 195 proyectos. La CE ha publicado su Decisión⁴⁹, junto con un Anexo⁵⁰ en el que se incluyen los proyectos, y un Documento de Trabajo⁵¹, en el que se explica para el gas que en el Oeste de Europa, las interconexiones gasistas, como la 3ª Interconexión entre Portugal y España, y MidCat, mejorarán la integración de la Península Ibérica en el año 2020. Para el caso de la electricidad, la Comisión indica que se ha dado prioridad a los proyectos que permiten alcanzar el objetivo del 10% de interconexión en 2020, si bien reconoce que España no podrá alcanzar el objetivo en ese año. La Comisión envió la nueva lista de PIC al Parlamento Europeo y al Consejo para su rechazo o aceptación. Finalmente, el 27 de enero de 2016 se publicó en el DOUE el Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión, de 18 de noviembre de 2015, por el que se modifica el Reglamento (UE)

47 *Projects of Common Interest – PCI*

48 Reglamento Delegado (UE) 1391/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se modifica el Reglamento (UE) 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32013R1391&from=EN>

49 Decisión de la CE sobre la lista de PIC de 2015: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2%20PCI%20main%20act.pdf>

50 Anexo de la CE en el que se incluyen los proyectos (lista de PIC de 2015): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/5_2%20PCI%20annex.pdf

51 Documento de trabajo de la CE sobre la lista de PIC de 2015: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/7_2%20PCI%20CSDWD.pdf

nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común⁵².

En el Anexo del presente documento se incluyen las listas de PIC en los que participa España tanto para las interconexiones de electricidad como de gas.

El propio Reglamento de Infraestructuras fija los requisitos y procedimientos para la identificación de los PIC. Entre los requerimientos, destaca la exigencia de que los beneficios totales potenciales de cualquier PIC han de superar sus costes. De hecho, el Reglamento 347/2013 exige que los TYNDP de gas y electricidad incluyan este análisis de costes y beneficios⁵³ (CBA, por su acrónimo en inglés) para todo el sistema energético (EWS-CBA, por su acrónimo en inglés). Para ello, los ENTSOs han elaborado una metodología CBA, que incluye una modelización de la red y del mercado, y realiza un análisis armonizado de la relación entre costes y beneficios de todo el sistema energético de la Unión.

Adicionalmente, los promotores de los PIC deben realizar un análisis de costes y beneficios específico para su proyecto (PS-CBA, por su acrónimo en inglés). Este CBA debe ser coherente con la metodología elaborada por los ENTSOs.

En el caso del gas, el objetivo del PS-CBA es demostrar que el PIC contribuye significativamente a por lo menos uno de los siguientes 4 objetivos: integración de mercados, competencia, seguridad de suministro y sostenibilidad.

- Para demostrar que un proyecto contribuye a la integración de mercados es necesario medir la convergencia de precios, así como la flexibilidad global del sistema, incluido el nivel de capacidad de flujo en sentido inverso que ofrece bajo varios supuestos de trabajo.
- En cuanto a la competencia, se trata de evaluar la diversificación de las fuentes de suministro y de los suministradores y el impacto de la nueva capacidad en el índice Herfindahl-Hirschmann (HHI) calculado a nivel de la capacidad para el área de análisis.
- La seguridad de suministro se mide calculando el valor adicional del proyecto para la resiliencia del sistema a corto y largo plazo, así como para la mejora de la flexibilidad remanente del sistema de gas de la Unión para hacer frente a interrupciones de suministro a los Estados miembros bajo diferentes supuestos. Además, se tiene en cuenta la capacidad adicional facilitada por el proyecto medida en relación con la norma N-1 a nivel regional, de conformidad con el Reglamento 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas⁵⁴.

⁵² Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión, de 18 de noviembre de 2015, por el que se modifica el Reglamento (UE) no 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Disponible es: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L_2016_019_R_0001&from=ES

⁵³ Metodologías CBA para los PIC: <http://www.entsog.eu/publications/cba-methodology#CBA-METHODOLOGIES> <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/CBA-Methodology/Pages/default.aspx>

⁵⁴ Reglamento 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas. Disponible es: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:295:0001:0022:ES:PDF>

- La contribución de un proyecto a la reducción de emisiones, al apoyo a la producción de reserva de electricidad procedente de energías renovables o al transporte de gas obtenido de fuentes renovables y de biogás, teniendo en cuenta los cambios previstos en las condiciones climáticas, son los indicadores que se tienen en cuenta a la hora de medir la contribución del proyecto a la sostenibilidad.

ENTSOG también han elaborado una metodología PS-CBA que deben seguir todos los promotores a la hora de realizar su CBA. El CBA consta de un análisis que proporciona la rentabilidad y viabilidad del proyecto a nivel financiero, y de un análisis económico que captura la contribución del proyecto a los indicadores anteriormente descritos a través de un proceso que compara el comportamiento del MIE con el proyecto y sin el proyecto.

En el caso de la electricidad, los proyectos se evalúan conforme a un análisis CBA combinado con una metodología multi-criterio desarrollada por ENTSO-E. Este análisis no solo tiene en cuenta los beneficios cuantificables de cada proyecto –tales como el beneficio socio-económico⁵⁵-, sino también otros beneficios igualmente relevantes pero difícilmente monetizables –por ejemplo, la mejora en la seguridad de suministro o en la flexibilidad del sistema-. Además, también se considera el impacto social y medioambiental del proyecto. De esta forma, el enfoque multicriterio permite analizar todos los proyectos de forma homogénea, considerando tanto el valor añadido que cada proyecto aporta a la sociedad en diferentes ámbitos como sus costes.

Para valorar los beneficios del proyecto se utilizan varios indicadores: la variación en el beneficio social neto; su contribución al aumento de la capacidad de integración de renovables; su efecto sobre las pérdidas; su impacto en las emisiones de CO₂; su aportación a la seguridad de suministro (entendida como capacidad del sistema para proveer un suministro de electricidad adecuado y seguro en condiciones normales); la mejora que provoca en la resiliencia del sistema (es decir, en la capacidad para hacer frente contingencias y escenarios extremos); y su efecto sobre la flexibilidad del mismo (dicho de otra forma, su efecto sobre la capacidad del sistema para afrontar escenarios futuros diferentes a los esperados). También se utilizan indicadores específicos para valorar el impacto social y el impacto medioambiental del proyecto.

Para que un proyecto eléctrico sea considerado como PIC, éste debe contribuir significativamente a, por lo menos, uno de los siguientes objetivos:

- La integración del mercado, cuyo indicador asociado es el beneficio social neto;
- La sostenibilidad, que se mide a través de los indicadores de variación de las emisiones CO₂, integración renovables, y efecto sobre pérdidas;

⁵⁵ El beneficio socio-económico se caracteriza por la posibilidad que tiene un sistema energético de reducir las congestiones y proporcionar una capacidad de transporte (Grid Transfer Capability, GTC) adecuada para que los mercados puedan negociar energía en términos económicamente eficientes.

- La seguridad de suministro, cuya medida se establece a través de los indicadores de mejora de la seguridad de suministro, resiliencia y flexibilidad del sistema.

Por otro lado, el Reglamento de Infraestructuras también determina las obligaciones de los Estados miembros frente a los PIC, así como medidas para la contribución comunitaria al desarrollo de los mismos. Entre estas medidas, las principales son las siguientes:

- Obligatoriedad para los Estados miembros de otorgar a los PIC el estatus de prioridad máxima a nivel nacional. Los promotores de estos proyectos deben establecer un calendario para los estudios y el desarrollo de los trabajos, de tal forma que se facilite el seguimiento de los mismos y el cumplimiento de los plazos;
- Obligación para los Estados miembros de crear una Autoridad Nacional Única, la llamada “ventanilla única”, para facilitar la obtención de permisos para los PIC. En España esta Autoridad es el Director General de Política Energética y Minas (DGPEM), dependiente de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo;
- Posibilidad de que la Comisión designe un coordinador europeo si el PIC tiene dificultades significativas para su desarrollo;
- Posibilidad de que los costes del PIC puedan asignarse de forma transfronteriza, es decir, a países diferentes a aquellos en los que se ubica la instalación. Bajo este esquema, los costes de inversión en PIC (excluidas las instalaciones de almacenamiento eléctrico) podrían repartirse entre diferentes Estados miembros si así lo acuerdan los reguladores implicados, quienes en su decisión deben tener en cuenta, entre otras cuestiones, el análisis de costes y beneficios que el proyecto proporciona a cada uno de los Estados implicados. En caso de falta de acuerdo entre los reguladores nacionales, será ACER quien tome una decisión al respecto;
- Obligación de que los reguladores nacionales proporcionen incentivos adecuados cuando un PIC (excluidas las instalaciones de almacenamiento) incurra en mayores riesgos de los habituales;
- Posible apoyo financiero comunitario. Los PIC relativos a instalaciones de transporte de electricidad y sus equipos auxiliares y a instalaciones de gas natural, son susceptibles de recibir ayuda financiera comunitaria en forma de (i) subvenciones para estudios, (ii) instrumentos financieros, o (iii) subvenciones para trabajos⁵⁶.

El apoyo financiero al que se hace referencia en el último punto se articula precisamente a través del mecanismo “Conectar Europa”, que establece un esquema de ayudas

⁵⁶ Las instalaciones hidráulicas de bombeo solo pueden acceder a las dos primeras categorías.

financieras comunitarias para los PIC. Este mecanismo se analizará más adelante en el apartado 3.3 sobre la financiación de infraestructuras.

Otras actuaciones comunitarias sobre infraestructuras

Para concluir, cabe mencionar que el Consejo Europeo de octubre de 2014, además de aprobar los objetivos mencionados para el nuevo marco en materia de energía y clima 2020-2030, refrendó nuevas medidas destinadas a reducir la dependencia energética de la UE y a aumentar su seguridad energética. Asimismo, tuvo una mención especial a los Proyectos de Interés Común en el sector del gas, como el Corredor Norte-Sur, el Corredor Meridional de Gas y la promoción de una nueva plataforma gasística en Europa Meridional, así como proyectos de infraestructuras clave para aumentar la seguridad energética de Finlandia y los Estados Bálticos. Todo ello con el fin de garantizar la diversificación de los suministradores de energía y de las rutas de suministro y garantizar el funcionamiento del mercado. Además, señaló la importancia de mejorar las disposiciones para utilizar las capacidades de regasificación y almacenamiento del gas en la red, a fin de afrontar mejor las situaciones de emergencia.

Además, cabe destacar los avances de los meses de febrero y marzo de 2015, relativos respectivamente al Paquete “Unión de la Energía” y la Cumbre para las Interconexiones Energéticas, que ya se han tratado en el apartado 3.1.

3.3. Financiación

En materia de ayudas financieras de la Unión Europea para el desarrollo de proyectos de infraestructura también ha habido importantes novedades en los últimos años.

Programa Energético Europeo para la Recuperación

El Reglamento 663/2009⁵⁷ fue publicado en el año 2009 con objeto de establecer un instrumento financiero denominado Programa Energético Europeo para la Recuperación (*Recovery Plan*). El objetivo de este programa es fomentar, mediante un apoyo financiero, el desarrollo de proyectos comunitarios del ámbito de la energía que contribuyan a la recuperación económica, a la seguridad de suministro y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El programa financia proyectos de interconexión de gas y electricidad cuyos objetivos sean:

- La seguridad y la diversificación de las fuentes de energía y abastecimiento;

⁵⁷ Reglamento (CE) n° 663/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se establece un programa de ayuda a la recuperación económica mediante la concesión de asistencia financiera comunitaria a proyectos del ámbito de la energía. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:200:031:0045:ES:PDF>

- La optimización de la capacidad de la red energética y la integración del Mercado Interior de la Energía;
- El desarrollo de la red;
- La conexión de las fuentes de energía renovables;
- La seguridad, la fiabilidad y la interoperabilidad de las redes energéticas interconectadas.

La dotación financiera del programa ascendió a 3.980 millones de euros repartida en 3 subprogramas. Del montante total, los proyectos de infraestructuras de gas y electricidad recibirían 2.267 millones de euros.

En el anexo del Reglamento 663/2009 se detalla el listado de proyectos que podían ser objeto de dotación financiera. En dicho listado se otorgaban 45 millones de euros a España para el proyecto "Interconexión gasística Eje Occidental Ramal de Larrau" y cerca de 200 millones de euros a Francia para el proyecto "Refuerzo de la red francesa de gas en el Eje África-España-Francia".

En España, se concedieron 45 millones de euros para el proyecto mencionado. Enagás solicitó fondos para las siguientes infraestructuras: el gasoducto Yela-Villar de Arnedo y la estación de compresión de Yela. Ambas infraestructuras están enmarcadas en los trabajos de la *Open Season*⁵⁸ 2013 (OS2013) en el proyecto Larrau y consiguen, junto con otras infraestructuras, aumentar la capacidad y hacer el flujo reversible a 165 GWh/d en Larrau. Esto supone un incremento de 65 GWh/d en sentido Francia España y 55 GWh/d en sentido España Francia.

En Francia, finalmente se concedieron 175,765 millones de euros (de los 200 previstos) para el proyecto mencionado relativo al refuerzo de la red francesa de gas. Las infraestructuras concretas fueron:

- En la red de TIGF: el gasoducto Lussagnet-Lacq (conocido como la Artère du Béarn) y la estación de compresión de Mont (también conocida como Lacq). Ambos proyectos están dentro de la OS2013 y consiguen aumentar la capacidad en ambos sentidos a 165 GWh/d en Larrau.
- En la red de GRTgaz: la estación de compresión de Chazelles que está dentro de los proyectos de la OS2013 y consigue reforzar la conexión entre GRTgaz sur y TIGF; y el gasoducto St Martin de Crau – St Aviz (conocido como Eridan), este proyecto estaba en los trabajos de la OS2015 asociado a MidCat.

⁵⁸ Las *Open Season* son procesos mediante los cual los transportistas preguntan a los potenciales usuarios sus necesidades de capacidad y compromisos financieros al respecto.

En el sector eléctrico, el “Recovery Plan” aportará hasta 225 millones de euros a la recién inaugurada interconexión eléctrica España-Francia entre las localidades Santa Llogaia (cerca de Figueres, en España) y Baixàs (cerca de Perpignan, en Francia).

Mecanismo “Conectar Europa”

Como ya se indicó en la sección 3.2, el Paquete de Infraestructuras incluye un instrumento de ayuda financiera a la realización de los PIC: el Reglamento para crear el mecanismo “Conectar Europa”⁵⁹ (en su término inglés, *Connecting Europe Facility*, CEF). Este reglamento, que entró en vigor el 1 de enero de 2014, establece las condiciones, métodos y procedimientos para proporcionar ayuda financiera comunitaria a determinados PIC, contribuyendo con ello a su desarrollo efectivo.

La dotación financiera para el CEF es de un total de 33.242 millones de euros, de los cuales algo menos del 18% (5.850 millones) corresponden al capítulo de energía para el periodo 2014-2020. En el terreno energético, solamente podrán recibir ayuda financiera de la UE los gastos de asistencia técnica y administrativa incurridos por la CE en la gestión del CEF y las acciones que contribuyan a los PIC, y cumplan las condiciones establecidas por el Reglamento de Infraestructuras. También son de aplicación las condiciones fijadas por la Regulación Financiera comunitaria⁶⁰. Además, cabe señalar que las acciones que contribuyan a los PIC aportando sinergias entre sectores podrán también recibir ayudas (aunque solo en la medida que su contribución a cada sector pueda ser claramente identificada). Las herramientas para poner en marcha esta ayuda financiera son fundamentalmente subvenciones e instrumentos financieros, siendo posible la combinación de ambos. La ayuda mediante instrumentos financieros se otorga bajo criterios de diversificación sectorial y equilibrio geográfico, valor añadido a escala europea, contribución a los objetivos 20-20-20 y efecto multiplicador de la aportación comunitaria, cuyo valor ha de preservarse.

El 19 de enero de 2016, los Estados miembros aprobaron la propuesta de la CE para invertir 217 millones de euros en proyectos de infraestructuras energéticas transeuropeas clave bajo el programa CEF⁶¹. En total se seleccionaron 15 proyectos que incrementarán la seguridad energética, contribuirán a la creación de un mercado europeo de la energía y a la integración de las energías renovables en la red eléctrica. De estas propuestas, 9 corresponden al sector gasista (207 millones de euros) y 6 al sector eléctrico (10 millones de euros). Cabe destacar que parte de estas ayudas se destinarán a estudios de detalle

59 Reglamento (UE) nº 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2013, por el que se crea el Mecanismo «Conectar Europa», por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 913/2010 y por el que se derogan los Reglamentos (CE) nº 680/2007 y (CE) nº 67/2010. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2013:348:0129:0171:ES:PDF>

60 COM(2014) 358 final-Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se modifica el Reglamento (UE, EURATOM) nº 966/2012 sobre las normas financieras aplicables al presupuesto general de la Unión. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0358:FIN:ES:PDF>

61 Concesión de ayudas a Enagás y TIGF bajo el programa CEF-E para llevar a cabo estudios de detalle de MidCat. Documentación disponible en: <http://ec.europa.eu/energy/en/news/energy-eu-invests-217-million-euros-energy-infrastructure>

sobre el proyecto MidCat, ya que contribuirá a la eliminación de los cuellos de botella entre la Península Ibérica y Francia, y conectará el suministro de gas desde Argelia y las terminales de GNL de España con el resto de Europa; se han concedido a Enagás ayudas por un importe de 1.477.125 euros, y a TIGF de 4.150.000 euros.

Por otro lado, es importante recordar que aún existen Proyectos de Interés Común en curso que estaban incluidos en el programa TEN-E de ayuda a redes transeuropeas de energía con anterioridad a la entrada en vigor del Paquete de Infraestructuras. Entre las últimas ayudas recibidas pueden destacarse las siguientes:

- Casi millón y medio de euros concedidos en 2013 para la realización de estudios sobre la futura interconexión eléctrica entre España y Francia por los Pirineos Occidentales;
- Medio millón de euros concedidos también en 2013 para estudios de fiabilidad de la interconexión eléctrica entre Gran Canaria y Fuerteventura;
- Cerca de 250.000 euros concedidos en 2009 para estudios de fiabilidad sobre la interconexión eléctrica de Mallorca e Ibiza;
- Más de 880.000 euros concedidos en 2008 para estudios sobre la recién inaugurada interconexión eléctrica Santa Llogaia – Baixàs;

En total, las ayudas del plan TEN-E en el periodo 1995-2013 para proyectos en España o interconexiones españolas superan los trece millones de euros, en el caso de proyectos eléctricos, y los treinta y cinco millones, en el caso de proyectos de gas.

Plan Juncker

Como consecuencia de la crisis económico financiera, el nivel de inversión en la UE ha caído alrededor de un 15% desde su valor máximo, que tuvo lugar en 2007. La creación de empleo, el crecimiento a largo plazo y la competitividad están sufriendo dificultades. Como los recursos públicos son escasos, el reto es romper el círculo vicioso de baja confianza y baja inversión.

Por estas razones, el 26 de noviembre de 2014, la Comisión Europea dio a conocer su ya anunciado Plan de Inversión (también conocido como Plan Juncker). El objetivo de este plan es reforzar la competitividad europea y estimular las inversiones en Europa con el objetivo de crear empleo.

La Comisión prevé que este plan de inversión movilice inversiones públicas y privadas en la economía real valoradas en al menos 315.000 millones de euros a lo largo de los próximos tres años (2015-2017). La idea es que cada euro de dinero público de este plan facilite la financiación de los proyectos y además atraiga nuevos inversores,

multiplicando así las capacidades de inversión total hasta por quince, por cada euro de aportación del Plan.

El Plan de Inversión de la UE será conducido a través de la creación de un nuevo Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE), que será puesto en marcha conjuntamente por la Comisión y el Banco Europeo de Inversiones (BEI), para beneficiarse de la enraizada experiencia del BEI en este tipo de financiación.

De acuerdo con las directrices políticas del presidente Juncker, las inversiones FEIE tendrán como objetivo proyectos de inversión suficientemente maduros para recibir fondos en los próximos tres años, especialmente la banda ancha y las redes energéticas, así como la infraestructura de transporte. La educación, investigación e innovación, energías renovables, eficiencia energética e inversiones generadoras de empleo (en particular a través de fondos destinados a PYMES y medidas generadoras de empleo juvenil) también serán consideradas.

El plan de inversión de la UE no es solo un plan de estímulo, sino un plan estructural. Así, será acompañado de un conjunto de medidas para mejorar el entorno de inversión favoreciendo la previsibilidad y calidad de nueva legislación, la eliminación de barreras financieras y regulatorias, el uso eficiente del presupuesto por parte de la administración pública, etc. El objetivo es reducir las barreras regulatorias a la inversión y fortalecer el Mercado Único. Un primer paso de acciones está expuesto en el Programa de Trabajo para 2015 de la Comisión.

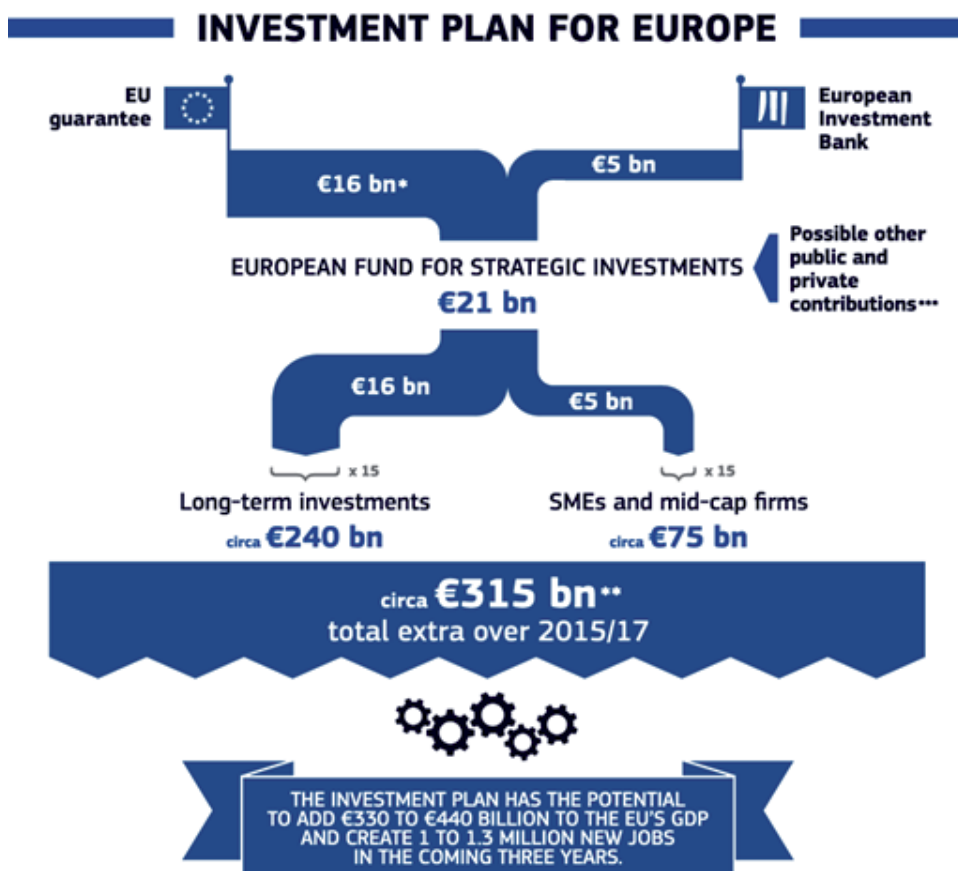
El Consejo Europeo del 18-19 de diciembre de 2014 respaldó totalmente el Plan. Se llamó a acelerar las medidas legislativas necesarias para asegurar que el FEIE estaría operativo en 2015. El 13 de enero de 2015, la Comisión Europea adoptó la propuesta legislativa para el nuevo FEIE. El Reglamento fue aprobado por el Parlamento Europeo el pasado 24 de junio y adoptado por el Consejo Europeo el 25 de junio. Se publicó ⁶² en el DOUE el 1 de julio de 2015.

En un informe al Consejo Europeo, cada Estado miembro ha identificado de forma preliminar una lista de proyectos que podrían ser susceptibles de financiación a través del FEIE a lo largo de los tres años siguientes, así como las barreras que actualmente dificultan la inversión. Este informe fue realizado por un grupo de trabajo creado por la CE y el BEI, junto con los Estados miembros.

En sus respectivos informes, tanto Francia como España han identificado provisionalmente el volumen de fondos que podrían tomar del FEIE para el desarrollo de las interconexiones de energía (gas y electricidad) entre ambos países.

⁶² Reglamento (UE) 2015/1017 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2015, relativo al Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2015:169:FULL&from=ES>

Figura 8: Inversiones del Plan Juncker



*50% guarantee = €8 bn from Connecting Europe Facility (3.3), Horizon 2020 (2.7) and budget margins (2).
 **Net of the initial EU contributions used as guarantee: €307 bn.

***In the context of the assessment of public finances under the Stability and Growth Pact, the Commission will take a favourable position towards such capital contributors to the Fund.

4. Beneficios de las interconexiones: la importancia de conectar España con Europa

4.1. Mejora de la competencia y el servicio al consumidor

No existe ninguna duda sobre los beneficios que el pleno desarrollo del MIE puede suponer para Europa en general y para todos sus Estados miembros en particular. La posibilidad de poder contar con una libre circulación de electricidad y de gas en la UE supondrá un antes y un después en el ámbito de la comercialización de energía y un beneficio muy relevante para el consumidor final.

Desde hace más de dos décadas, Europa busca contar con una energía competitiva y asequible, sostenible medioambientalmente y segura para todos los usuarios. El MIE constituye la herramienta más eficiente para alcanzar estos objetivos, y las interconexiones energéticas son condición indispensable para lograr que el MIE sea un mercado verdaderamente único y no un conjunto de mercados nacionales adyacentes.

En los últimos años, como se ha visto en el apartado anterior, han sido muchos los avances de carácter regulatorio hacia la creación de este mercado único, permitiendo una mayor competencia entre empresas suministradoras y entre productores de gas y electricidad. Sin embargo, estos avances no han estado acompañados del desarrollo de las infraestructuras físicas necesarias, lo que perjudica notablemente a algunos países como España, a los que su reducida capacidad de interconexión impide su integración en el mercado europeo.

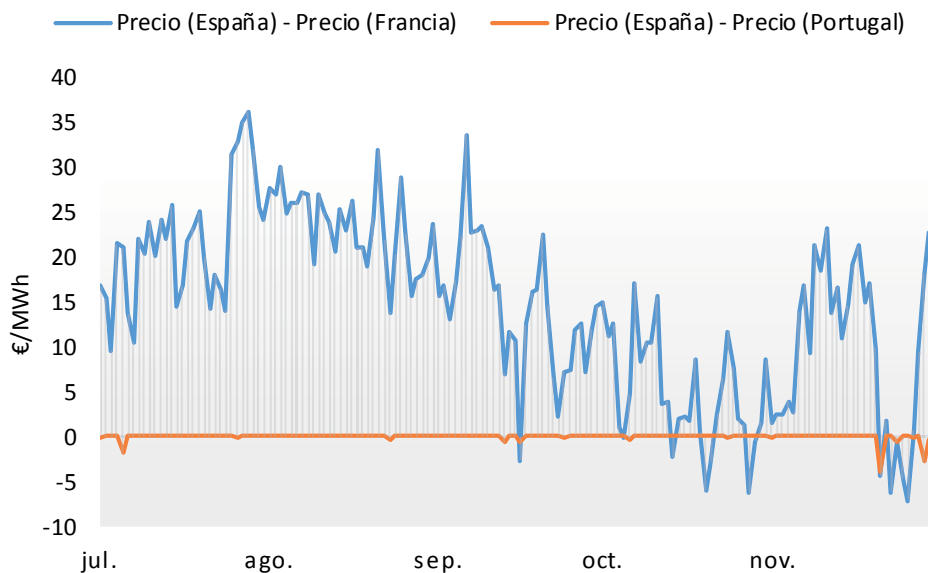
Si bien la construcción de interconexiones puede suponer un coste sustancial, el estudio reciente de *Booz & Company* mencionado en la Comunicación "Pasos adelante en la realización del Mercado Interior de la energía" ya referenciada, cuantifica la consolidación del MIE en unos beneficios netos económicos de entre 16 y 40 mil millones de euros al año para la UE⁶³. Adicionalmente, un MIE eficiente, transparente e interconectado también brinda a los consumidores la posibilidad de optar entre diferentes empresas comerciali-

⁶³ Study "Benefits of and Integrated European Energy Market" by Booz & Company Amsterdam. Disponible en: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/studies/doc/20130902_energ_y_integration_benefits.pdf

zadoras de gas y electricidad, permitiendo por tanto la elección de precios y servicios en condiciones más competitivas. Además, la verdadera integración del MIE facilitará a todos los consumidores tener el acceso al mercado en las mismas condiciones. Asimismo, el acceso por parte del consumidor a una mayor información sobre ofertas y servicios supone sin duda una de las mejores herramientas para su protección.

En el sector eléctrico, el insuficiente nivel de interconexión entre España y Francia provoca la existencia de diferencias de precios entre sus mercados mayoristas. Esta situación contrasta con la similitud de precios entre España y Portugal, países que gozan de un mayor nivel de interconexión eléctrica y en consecuencia de un mayor nivel de acoplamiento de sus mercados.

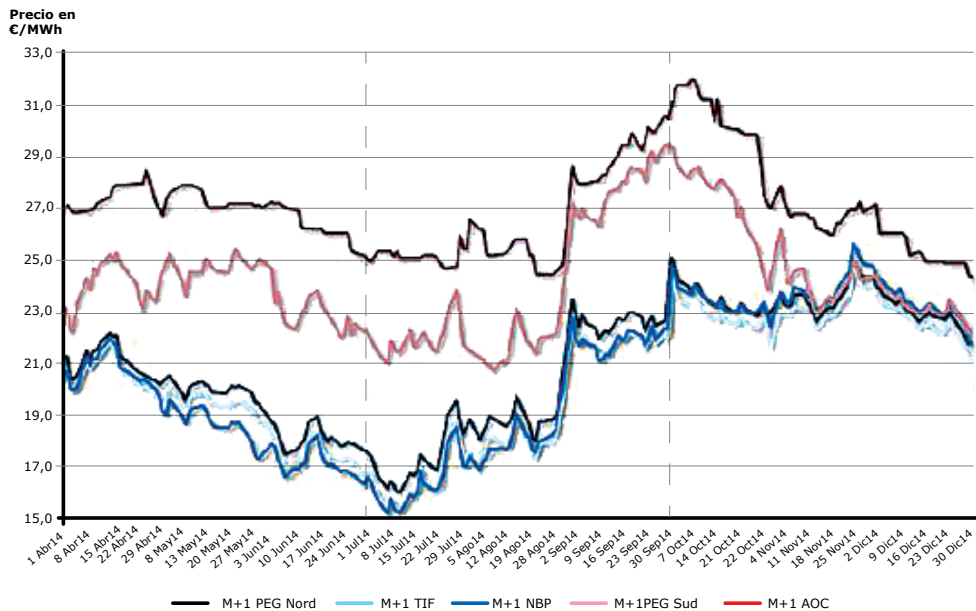
Figura 9: Diferencias de precios mayoristas de electricidad entre España, Francia y Portugal (precios medios mercado diario, julio-noviembre 2015)



Fuente: REE

En el sector del gas, el diferencial de precios del mercado mayorista entre España y Francia se debe principalmente a la falta de interconexión.

Figura 10: Evolución de los precios de gas M+1 en Francia y España



Fuente: CRE⁶⁴

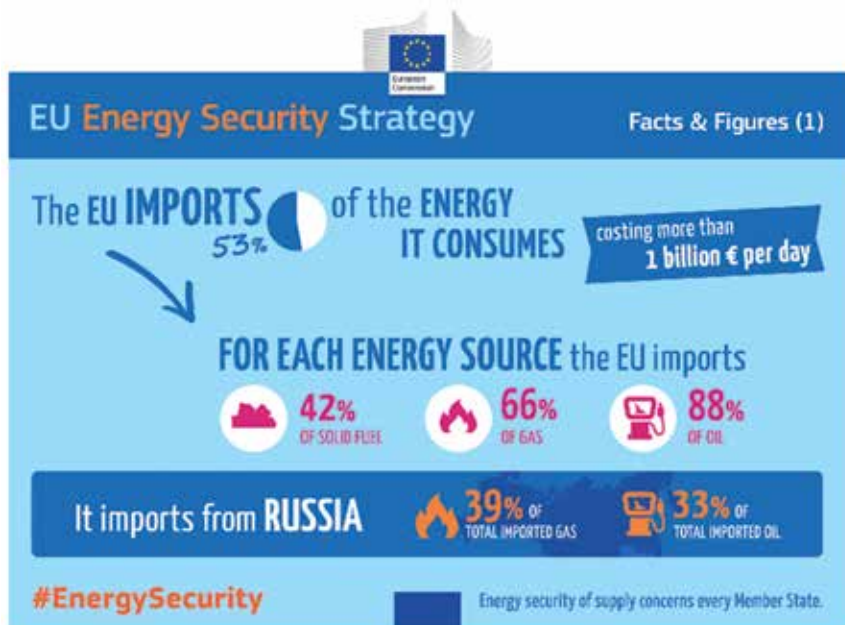
Estas diferencias en los precios mayoristas de electricidad y gas se mantienen de forma sostenida desde los últimos años.

4.2. Aumento de la seguridad de suministro en la Unión a través de la solidaridad entre sus Estados

Recientes acontecimientos de carácter geopolítico, como la crisis del gas entre Rusia y Ucrania, han puesto de relieve una vez más la importancia de la seguridad de suministro y la necesidad de una mayor independencia energética de la UE. Siendo Rusia proveedor de más del 30% del gas que se consume en Europa, una interrupción del suministro podría suponer un perjuicio de gran relevancia para los hogares y la industria europea.

⁶⁴ CRE, "Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel en 2013-2014". 24 novembre 2014. Disponible en: <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-sur-le-fonctionnement-des-marches-de-gros-2013-2014/consulter-le-rapport>

Figura 11: La Estrategia de Seguridad Energética de la UE



Fuente: Comisión Europea

En un contexto como éste, las interconexiones gasistas son un factor clave ya que refuerzan la seguridad de suministro, permitiendo diversificar tanto los orígenes como las rutas y afrontar tanto el corte de un suministrador como un posible fallo técnico en una ruta de suministro.

En el caso particular de la Península Ibérica, conviene remarcar que un incremento de las interconexiones gasistas con Francia permitiría que el sistema gasista español pueda ser considerado como una entrada de aprovisionamientos a Europa, apoyando notablemente la diversificación de suministros de gas de la Unión. España es el país ideal para ampliar las vías de entrada de gas al continente europeo; por un lado, el suministro de España está muy diversificado, cuenta con 11 orígenes de gas diferentes entre los que no está Rusia; por el otro, cuenta con unas infraestructuras de gas envidiables - incluyendo 6 plantas de regasificación en operación (25 tanques y una capacidad máxima de vaporización de 6.863.000 m³(n/h)) y otra hibernada y 4 almacenamientos subterráneos en operación. Además, en cuanto a las conexiones con terceros países, España cuenta con una conexión con Marruecos cuya capacidad de importación asciende a 14 bcm/a, y otra con Argelia que asciende a 8 bcm/a.

En el ámbito eléctrico, una mayor interconexión permitiría a los Estados compartir mayores volúmenes de reservas operativas y servicios de ajuste, así como aumentar el mallado de la red europea, de tal forma que ante cualquier contingencia las capacidades de apoyo mutuo fueran mayores. Ante la aparición de fenómenos naturales de importancia con consecuencias sobre las redes eléctricas, las centrales de generación o la propia demanda eléctrica; ante la escasez de algún combustible específico en algún Estado miembro; o incluso ante un hipotético sabotaje de instalaciones eléctricas, el suministro eléctrico de Europa es más seguro si se actúa unida y solidariamente compartiendo recursos a través de una red eléctrica suficientemente mallada a nivel europeo.

4.3. Una mayor descarbonización del sistema. La integración de energías renovables en la red

Según los últimos datos publicados, en el año 2013, el 15% del consumo energético final de la UE provino de tecnologías renovables, lo que parece indicar que es probable que se alcancen los objetivos planteados por la Unión para 2020. En nuestro país el porcentaje de consumo energético renovable está ligeramente por encima de esa media europea (un 15,4%), siendo el sector eléctrico el principal vector de esa integración: según Eurostat, el 36,4% del consumo eléctrico de nuestro país en 2013 fue producido a partir de fuentes renovables.

El aumento de la penetración de energías renovables en el sistema eléctrico supone una serie de retos de calado relacionados principalmente con la variabilidad, intermitencia y no predictibilidad de algunas de estas tecnologías. Desde la perspectiva de la operación del sistema, Red Eléctrica de España ha sabido dar respuesta a estos retos mediante la creación del Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)⁶⁵. Sin embargo, el seguimiento y control de la producción de energía renovable que permite el CECRE no es suficiente para explotar todo el potencial que en este campo tiene nuestro país. La muy débil interconexión de España con Centroeuropa a través de Francia condiciona y restringe nuestra capacidad de integración de energías renovables. La eliminación de los cuellos de botella de la red eléctrica europea es imprescindible para que, a través del MIE, puedan aprovecharse las sinergias que a nivel europeo existen entre regiones con *mixes* energéticos complementarios, aumentando así la flexibilidad del sistema eléctrico frente a posibles variaciones de la oferta y la demanda, y permitiendo una mayor integración de energías renovables.

⁶⁵ La principal motivación para la creación de este centro de control, único en el mundo, vino dada por las especiales características de un creciente volumen de energía renovable -particularmente generación eólica-. Entre estas características, cabe citar su limitada garantía de potencia, su dificultad para ser gestionable, su particular comportamiento ante huecos de tensión, o el gran número de interlocutores. El CECRE es el interlocutor único en tiempo real entre el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) y cada uno de los centros de control de generación a los que han de conectarse las instalaciones del antiguo régimen especial con potencia superior a 10 MW. El CECRE ha permitido integrar en el sistema eléctrico español la máxima producción de energía de origen renovable disponible en condiciones de seguridad, situando a nuestro país como referente mundial de la integración de energías renovables.

En el caso de España, por ejemplo, hay ocasiones en las que es necesario limitar la producción de energía eléctrica de origen renovable si la demanda es baja, se agota la reserva de regulación a bajar en el sistema eléctrico peninsular y por motivos técnicos no es posible desconectar más unidades térmicas. Un mayor volumen de interconexión eléctrica permitiría aprovechar las complementariedades entre sistemas y reducir la ocurrencia de ese tipo de situaciones.

En lo que respecta al gas, es el facilitador de la integración de las energías renovables gracias a su función de respaldo del sistema eléctrico a través de los ciclos combinados. Para extrapolar esta función y asegurar una eficiente gestión eléctrica en toda Europa, son necesarias más interconexiones de gas entre Estados miembros.

5. Situación actual y proyectos futuros en la Península Ibérica

5.1. Situación actual

5.1.1. Gas

España cuenta con dos interconexiones físicas con Francia: Larrau e Irún, y dos interconexiones físicas con Portugal: Badajoz-Campo Maior y Tuy-Valença do Minho. Desde el año 2014, los puntos físicos que conectan España y Francia y España y Portugal han sido agrupados a efectos comerciales y de operación en puntos de interconexión virtuales (VIPs), VIP Pirineos y VIP Ibérico, respectivamente. Esta medida, en línea con la implementación del Reglamento 984/2013⁶⁶, ha facilitado significativamente los procesos de asignación de capacidad con Francia y Portugal, así como la operación.

Figura 12: VIP Ibérico y VIP Pirineos



Fuente: Enagás

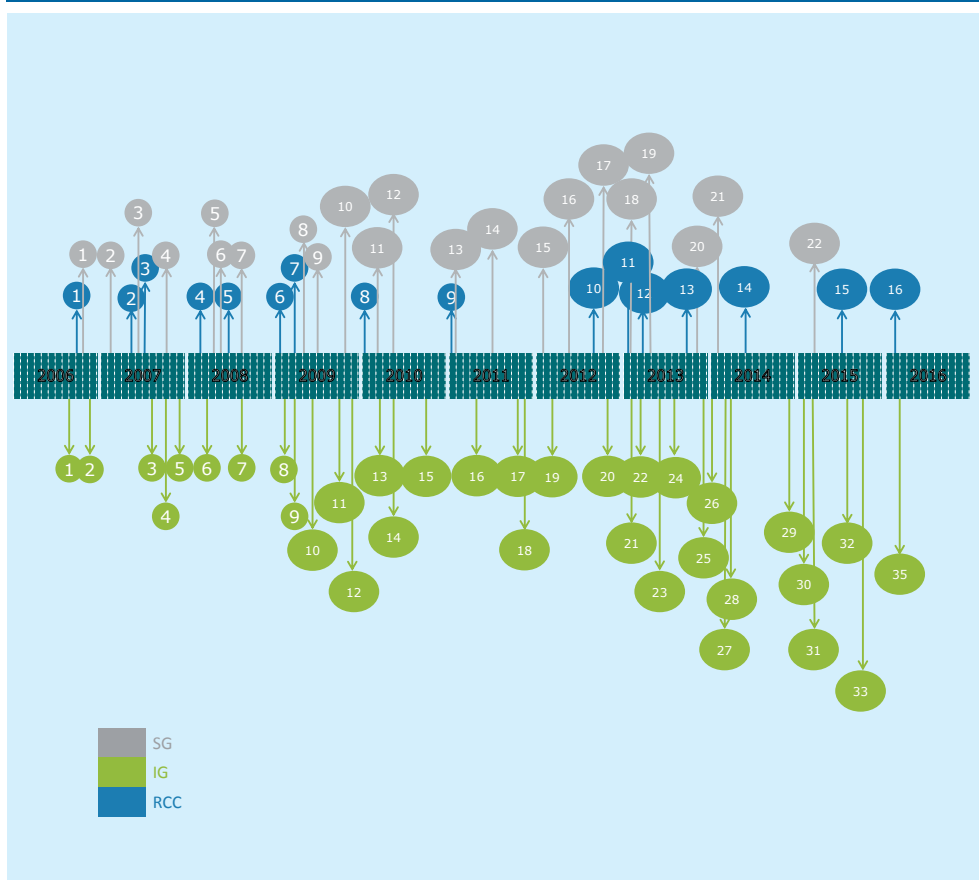
⁶⁶ Reglamento (UE) N° 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) n° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (Texto pertinente)

España/Francia

Gracias a la Iniciativa Regional⁶⁷ del Sur se han hecho grandes avances en materia de interconexiones, en particular entre España y Francia. Desde el año 2006, con lentos aunque progresivos avances, se ha profundizado en el entendimiento mutuo de la configuración de los sistemas español y francés, así como de los respectivos marcos regulatorios y procesos de planificación de infraestructuras.

La primera labor abordada fue el análisis de la situación de partida de la región. A partir del mismo se elaboró un Plan de Acción en el que se detallaron una serie de acciones destinadas a la integración de los mercados. Ya desde las primeras reuniones celebradas, se identificó que el primer reto que tenía que superarse, a gran distancia del resto de prioridades, era el desarrollo de la capacidad de interconexión entre España y Francia. Para ello se han mantenido numerosas reuniones en el contexto de la Iniciativa Regional como bilaterales.

⁶⁷ Las Iniciativas Regionales fueron creadas por el Grupo Europeo de Reguladores de Gas y Electricidad (ERGEG) en el año 2006 con el apoyo de la Comisión Europea, con el objetivo de reunir a la propia Comisión, los Estados Miembros, los reguladores nacionales (NRAs), los transportistas (TSOs) y otros agentes del mercado para avanzar hacia una integración a nivel regional como un paso intermedio hacia la creación del mercado interior de la energía. España se encuentra incluida en la Iniciativa Regional del Sur (S-GRI) junto con Francia y Portugal. El liderazgo, dirección e impulso recayó en la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC).

Figura 13: Reuniones de la Iniciativa Regional del Sur⁶¹

Fuente: Enagás

Desde la publicación a comienzos de 2011 del estudio de Enerclub al que se hacía referencia en el capítulo introductorio, se han producido avances significativos en la capacidad de interconexión entre España y Francia, gracias a la puesta en marcha en el año 2013 de las infraestructuras asociadas a la *Open Season*⁶⁹, llevada a cabo en el año 2009 (OS2013).

68 La S-GRI, al igual que el resto de Iniciativas Regionales, organizó su órgano de gobierno en base a tres grupos de trabajo donde están representados todos los agentes:

RCC (Regional Coordination Committee): en este primer foro participan exclusivamente las autoridades regulatorias.

IG (Implementation Group): además de las autoridades regulatorias, participan los operadores de infraestructuras.

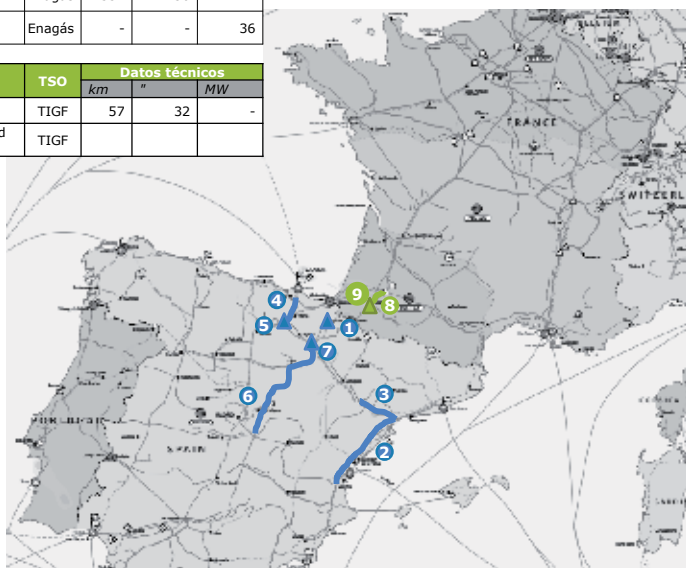
SG (Stakeholders Group): participan, además de los anteriores, los usuarios de las mismas y otros agentes interesados.

69 Proceso mediante el cual los transportistas preguntan a los potenciales usuarios sus necesidades de capacidad y compromisos financieros al respecto.

Figura 14: Infraestructuras asociadas a la OS2013

Infraestructuras	TSO	Datos técnicos		
		km	"	MW
1 EC Navarra	Enagás	-	-	37
2 Duplicación Tivissa - Paterna	Enagás	231	40	-
3 Desdoblamiento Tivissa - Castelnou	Enagás	92	26	-
4 Gasoducto Lemoña - Haro	Enagás	92	26	-
5 Refuerzos CS Haro	Enagás	-	-	23
6 Gasoducto Zarza de Tajo - Villar de Arnedo	Enagás	357	30	-
7 EC Villar de Arnedo	Enagás	-	-	36

Infraestructuras	TSO	Datos técnicos		
		km	"	MW
8 Gasoducto Lussagnet-Lacq	TIGF	57	32	-
9 EC Mont (refuerzos), reversibilidad de flujos	TIGF			



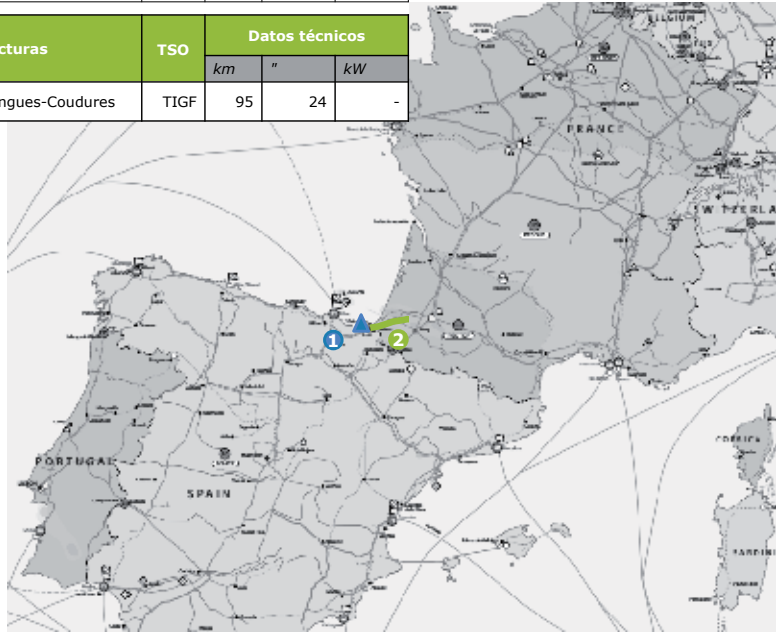
Fuente: Enagás

Dichas infraestructuras han permitido aumentar la capacidad de interconexión del VIP Pirineos de 2,6 bcm/a (87 GWh/d) en sentido Francia-España, en el año 2007, a aproximadamente 5,2 bcm/a (165 GWh/d, o equivalente al 20% de la demanda interna) en ambos sentidos, en el año 2013.

Además, en el año 2010 también se realizó otra *Open Season* (OS2015) para incrementar la capacidad de interconexión entre España y Francia. A finales del año 2015, se pusieron en marcha esas infraestructuras validadas en dicha *Open Season*, que han permitido incrementar la conexión de Irún en 2 bcm/a (de 5 GWh/d a 60 GWh/d) en sentido España-Francia.

Figura 15: Infraestructuras asociadas a la OS2015

Infraestructuras	TSO	Datos técnicos		
		km	"	kW
1 Estación de compresión en Irún	Enagás	-	-	12
Infraestructuras	TSO	Datos técnicos		
		km	"	kW
2 Gasoducto Arcangues-Coudures	TIGF	95	24	-



Fuente: Enagás

Estos dos incrementos de las interconexiones han permitido en el año 2015 alcanzar una capacidad de interconexión entre España y Francia de más de 5 bcm/a, en el sentido Francia-España, y 7,2 bcm/a en el sentido España-Francia.



Fuente: Enagás

España/Portugal

La capacidad de interconexión en el VIP Ibérico no se ha incrementado en los últimos años.

Actualmente existe una capacidad de interconexión total de 80 GWh/d en sentido Portugal a España y 144 GWh/d en sentido España a Portugal. Esta capacidad viene dada por los dos puntos de interconexión físicos que existen entre ambos países: Tuy y Badajoz.

España, Marruecos y Argelia

España cuenta con una conexión con Marruecos cuya capacidad de importación asciende a 14 bcm/a y otra con Argelia que asciende a 8bcm/a.

Figura 17: Capacidades del VIP Ibérico (GWh/día)



Fuente: Enagás

5.1.2. Electricidad

España/Francia

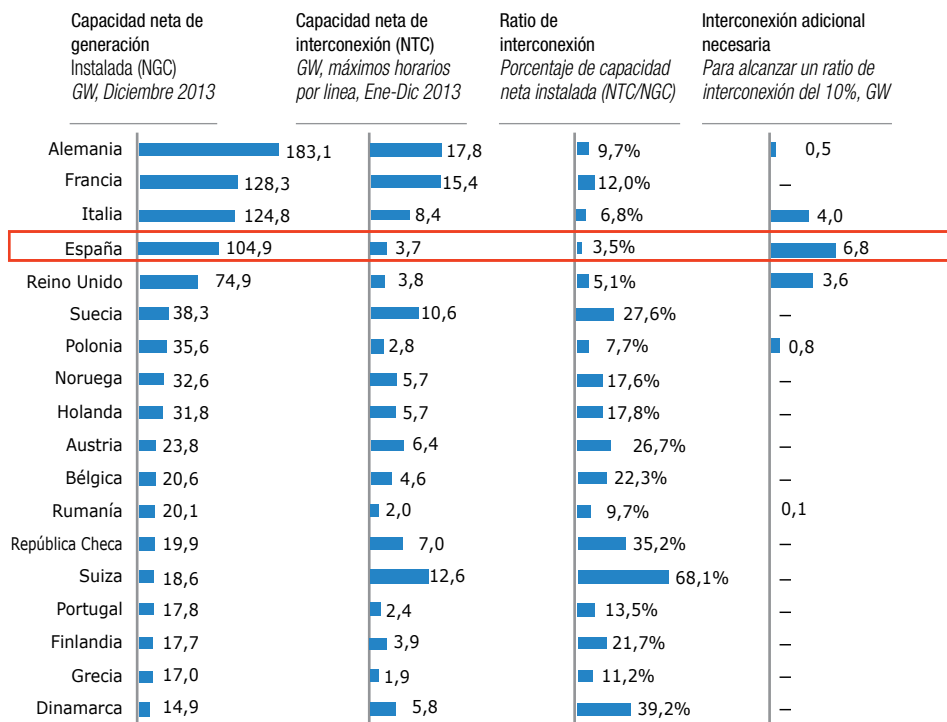
El aislamiento de la Península Ibérica con respecto al sistema eléctrico centroeuropeo continúa siendo una realidad evidente. En conjunto, nuestro país presenta en la actualidad un nivel de interconexión por debajo del 5% de la potencia instalada, muy alejado de los objetivos europeos del 10% y el 15% comentados anteriormente.

Tabla 1. Estados miembros por debajo del 10% de interconexión a comienzos de 2014

Irlanda	9%	Lituania	4%
Italia	7%	Letonia	4%
Rumanía	7%	España	5%
Portugal	7%	Polonia	2%
Reino Unido	6%	Chipre	0%
Estonia	4%	Malta	0%

Fuente: Comisión Europea a partir de datos de ENTSO-E (Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014)

Tabla 2. Comparativa del nivel de interconexión eléctrica de los principales países europeos



España es el país europeo con mayor déficit de capacidad de interconexión para cumplir el objetivo de la UE (10% de la capacidad instalada)

Fuente: KPMG, 2014

La insuficiente capacidad de intercambio es especialmente notable en la interconexión eléctrica entre España y Francia, que se encuentra entre las interconexiones europeas que más aumento de capacidad necesitan. Existen, no obstante, dos recientes novedades en esta frontera eléctrica que, aunque no solucionan el problema de aislamiento, sí suponen un avance en la buena dirección.

La primera novedad es la reciente inauguración de la nueva interconexión entre ambos países por los Pirineos orientales. La nueva interconexión utiliza corriente continua, tiene una longitud de 64,5 kilómetros, y se ubica en los Pirineos orientales enlazando las poblaciones de Baixàs, en la comarca del Roussillon (Francia), y Santa Llogaia, en el Alt Empordà (España). Tras las pruebas de funcionamiento, la interconexión entró en servicio

el 5 de octubre de 2015. Este nuevo enlace representa un hito muy significativo para nuestro país, no solo por ser el primero que se construye entre España y Francia desde 1982, sino también porque se trata del proyecto más importante de los últimos años en la red de transporte eléctrica, que supone además un reto tecnológico por sus especiales características. En condiciones favorables de operación, este nuevo enlace permite duplicar la capacidad de intercambio comercial con Francia, que anteriormente se limitaba a los 1.400 MW en el sentido Francia-España (1.100 MW en sentido contrario) que proporcionaban las cuatro líneas de interconexión hasta entonces existentes: dos en el País Vasco (una de 400 kV, conectando Hernani con Argia, y otra de 220 kV que conecta Arkale también con Argia), una en Aragón (de 220 kV, entre Biescas y Pragnères) y otra en Cataluña (de 400 kV, que conecta Vic con Baixas).

La segunda novedad reciente en la interconexión eléctrica España-Francia ha sido el acoplamiento con éxito de los mercados diarios de electricidad del suroeste, oeste y norte de Europa, el 13 de mayo de 2014⁷⁰, y su extensión a los mercados de Italia y Eslovenia, el pasado 24 de febrero de 2015. Este acoplamiento implica que los sistemas eléctricos desde Portugal hasta Finlandia operan en la actualidad con un sistema común para el cálculo del precio de la electricidad en sus mercados diarios. El acoplamiento ha supuesto un paso decisivo en el proceso de integración del MIE en Europa, y un beneficio para los consumidores finales de los mercados acoplados gracias a una utilización más eficiente del sistema eléctrico y de las infraestructuras transfronterizas existentes.

El acoplamiento de los mercados diarios de Alemania, Austria, Bélgica, Dinamarca, Eslovenia, Estonia, España, Finlandia, Francia, Gran Bretaña, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Noruega, Países Bajos, Polonia (vía el enlace SwePol), Portugal, y Suecia ha permitido poner de manifiesto la insuficiencia de la interconexión de España y Francia. Desde el comienzo de este acoplamiento y hasta el final de 2014, la interconexión España-Francia estuvo congestionada más del 90% del tiempo, una cifra que contrasta con el apenas 2,4% de las horas en las que, en el mismo periodo, los precios en España y Portugal fueron diferentes por estar congestionada la interconexión entre ambos países.

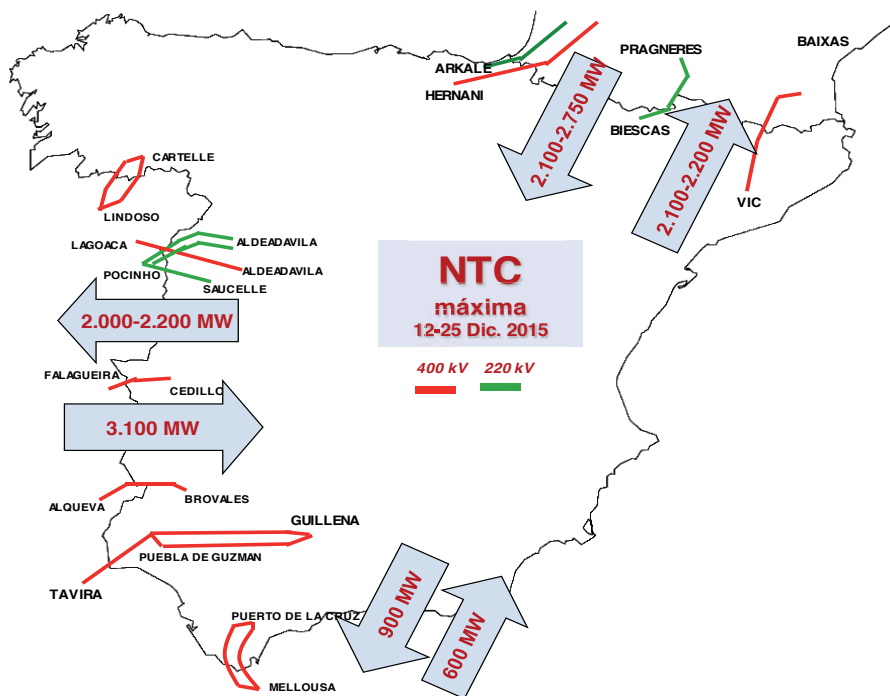
España/Portugal

En lo que respecta a la interconexión España-Portugal, el valor máximo de capacidad de intercambio es de 3.000 MW en el sentido España-Portugal y de 3.100 MW en sentido contrario. La última línea de interconexión entró en servicio en mayo de 2014 (interconexión Puebla de Guzmán – Tavira, en 400 kV). En los últimos diez años las capacidades de intercambio entre ambos países se han duplicado.

España/Marruecos

Por último, en la conexión internacional con Marruecos los valores máximos de capacidad son de 900 MW en sentido España hacia Marruecos y 600 MW en el sentido Marruecos hacia España. Su utilización es fundamentalmente en sentido exportador hacia Marruecos, y continúa siendo la única interconexión eléctrica entre Europa y África.

Figura 18: Capacidad de intercambio comercial eléctrico en el período del 12 a 25 de diciembre de 2015



Nota: NTC (Net Transfer Capacity) máxima

Fuente: Red Eléctrica de España

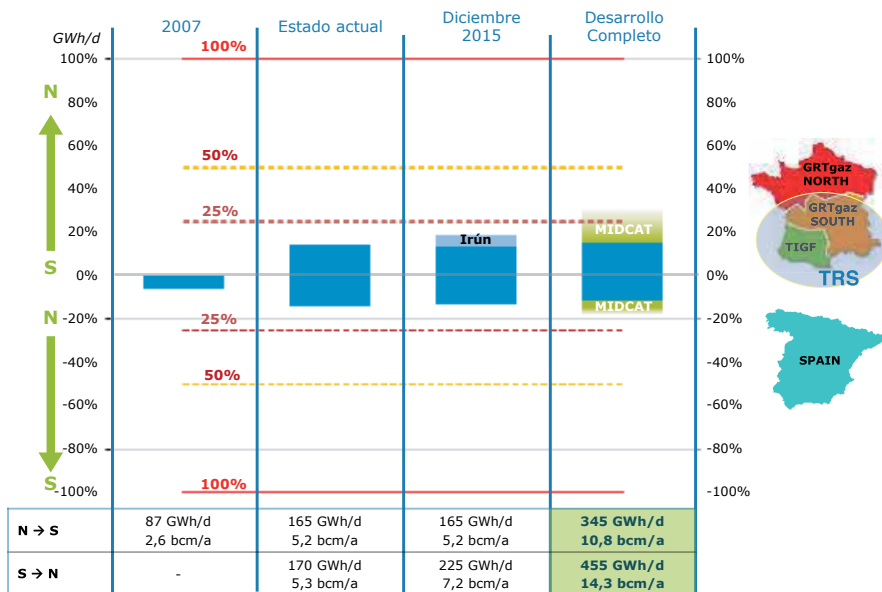
5.2. Proyectos futuros

5.2.1. Gas

España/Francia

Como resultado de la colaboración entre España y Francia, se ha identificado e incluido el proyecto MidCat en la primera y segunda lista de Proyectos de Interés Común, la primera adoptada por la Comisión Europea⁷¹ en octubre de 2013 y, la segunda, publicada en noviembre de 2015. Este desarrollo permitiría incrementar de forma significativa la capacidad de interconexión entre ambos países hasta 12,7 bcm/a (405 GWh/d) en sentido Norte-Sur, y hasta 14,3 bcm/a (455 GWh/d) en sentido Sur-Norte. Además, permitiría transportar gas hasta el corazón de Europa, ya que el proyecto está enmarcado dentro del corredor norte-sur de Europa Occidental. Conviene remarcar que la contribución de MidCat a la convergencia de precios podría requerir que se descongestionase el corredor norte-sur en Francia, con los proyectos que están también en la lista de PIC.

Figura 19. Evolución de las capacidades del VIP Pirineos desde el año 2007 (GWh/día)



Fuente: Enagás

⁷¹ ACER, "Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2014 of 27 June 2014 on incentives for projects of common interest and on a common methodology for risk evaluation". Disponible en: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2014.pdf

Figura 20: Capacidades de la interconexión con Francia en el año 2020 (GWh/día)



Fuente: Enagás

España/Portugal

Existe un proyecto de España y Portugal para crear un nuevo punto de interconexión física entre ambos países, concretamente entre Zamora y Mangualde.

En el lado español, el proyecto se compone de las siguientes infraestructuras: Gasoducto Zamora-Frontera portuguesa (85 km, 28") y una estación de compresión en Zamora (incremento de potencia, 23 MW)

El proyecto en Portugal se desarrollaría en tres fases, aportando en la primera una capacidad de exportación de España a Portugal de 75 GWh/d y una capacidad de Portugal a España de 50 GWh/d. En un desarrollo completo hasta la tercera fase, se podría ampliar hasta los 142 GWh/d en ambos sentidos.

Figura 21: Capacidades de la interconexión con Portugal en el año 2020 (GWh/día)



Fuente: Enagás

5.2.2. Electricidad

España/Portugal

En el caso de las interconexiones entre España y Portugal, el objetivo establecido en la cumbre Hispano–Lusa sobre el Mercado Ibérico de Electricidad, celebrada en Badajoz en noviembre de 2006, es lograr una capacidad de interconexión de 3.300 MW (3.000 MW de capacidad comercial). Se pretende así crear las condiciones necesarias para el correcto funcionamiento del MIBEL. En línea con este acuerdo, dentro del presente horizonte de planificación se desarrollará un nuevo proyecto de interconexión en el norte, en la zona de Galicia, entre Fontefría (España) y Vila Fria-Vila do Conde-Recarei (Portugal). Una vez concluida, este proyecto PIC permitirá a Portugal alcanzar un nivel de interconexión del 10%.

España/Marruecos

En lo que respecta a la interconexión con Marruecos se estima que, hasta 2020, las inversiones en generación en el Norte de África, aunque puedan dar lugar a un cambio en el flujo pasando España a importar energía de Marruecos, no serán en ningún caso suficientes para congestionar la interconexión actual en el sentido Marruecos-España de tal manera que se requieran nuevos refuerzos. En el largo plazo, con posterioridad a 2020, los refuerzos en esta interconexión deberán ir acompañados también de refuerzos internos en España, incluyendo la ampliación de la capacidad de la interconexión entre España y Francia.

España/Francia

El sistema eléctrico europeo tiene un tamaño unas diez veces superior al español. Los 2.800 MW de capacidad de intercambio previstos entre España y Francia tras la entrada en funcionamiento de la nueva interconexión en corriente continua a través de los Pirineos orientales resultan insuficientes. La necesidad de seguir incrementando la capacidad de la interconexión eléctrica entre ambos países aparece como conclusión de múltiples estudios. La cuestión es, ¿cómo lograrlo?

En primera instancia, se prevé un proyecto PIC consistente en la instalación de un nuevo transformador desfasador en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV con el fin de equilibrar las capacidades comerciales de intercambio de exportación e importación a medio plazo.

Por otra parte, los operadores del sistema de España y Francia están estudiando una próxima interconexión entre ambos países mediante un enlace submarino en corriente continua por el golfo de Vizcaya. Este proyecto, también identificado como PIC, será aprobado de mutuo acuerdo por ambos gobiernos. Debido a la envergadura del mismo, se considera que no será posible su puesta en servicio dentro del horizonte que cubre la presente planificación (2020). Si se llevan a cabo algunos refuerzos adicionales en las redes de transporte de España y Portugal, con esta nueva interconexión se podrían alcanzar los 5.000 MW de interconexión entre ambos países.

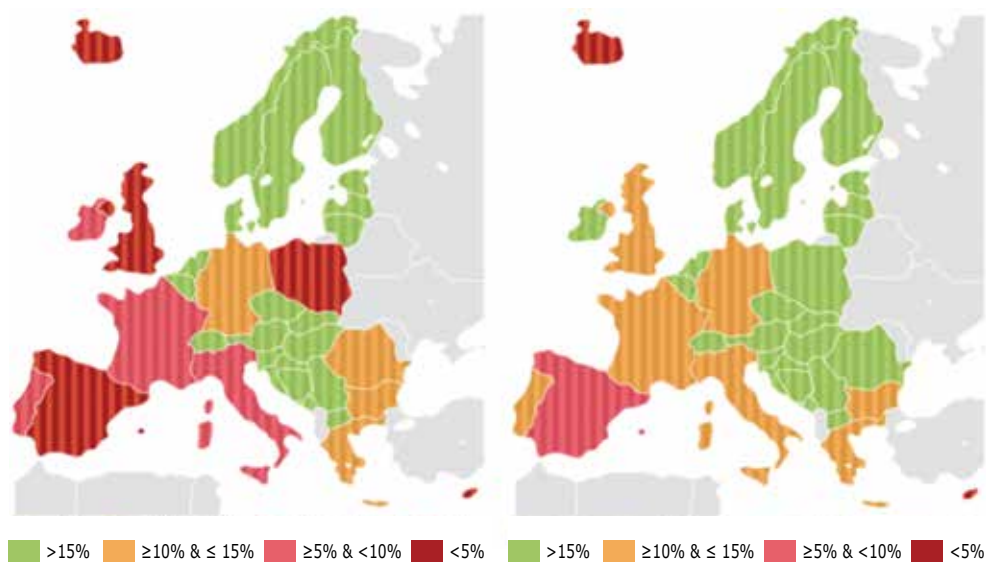
A pesar de la importancia de los desarrollos previstos, lamentablemente la Península Ibérica continuará siendo en el futuro una isla energética, y continuará incumpliendo los objetivos del 10% y del 15% de interconexión. Valgan dos cifras para ilustrar nuestro aislamiento eléctrico presente y futuro:

- Si se quisiera cumplir con el objetivo del 10% a fecha de hoy, se necesitaría una capacidad de intercambio con Francia del doble de la esperada con los proyectos mencionados, unos 10.000 MW.

- Y si miramos al horizonte 2030, la capacidad de intercambio entre España y Francia para cumplir con el 10% debería ser para entonces de unos 10.000-18.000 MW, según el escenario 2030 considerado. Además, hay que tener en cuenta que la ejecución de proyectos de interconexión puede tener una duración de diez años o más, y que el nuevo objetivo de interconexión es del 15%.

Los planes de desarrollo de la red a diez años que, como se ha mencionado en el capítulo 3, desarrolla ENTSO-E, han subrayado en todas las ediciones la necesidad de más interconexión entre España y Francia. El TYNDP eléctrico del año 2012 corrobora que incluso tras el desarrollo de todos los proyectos descritos, la Península Ibérica continuará siendo una isla energética en 2020.

Figura 22. Ratio capacidad de importación / potencia instalada neta en 2011 (izq.) y 2020 (dcha)



Fuente: ENTSO-E, TYNDP 2012

El TYNDP 2014, publicado en 2015, no solo confirma el aislamiento eléctrico que la Península ibérica seguirá sufriendo en el futuro, sino que extiende esta perspectiva a un horizonte aún más lejano que el analizado anteriormente: el horizonte 2030. En el TYNDP 2014, ENTSO-E utiliza cuatro "visiones" o escenarios del año 2030, cada uno de ellos asociado a diferentes grados de integración europea y de cumplimiento de la Hoja de Ruta de la energía para el 2050. En todas las visiones, la capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y Centroeuropa debería superar los 10.000 MW, casi diez veces

más de la que existe en la actualidad, y cinco veces más de la que existirá una vez entre en funcionamiento la nueva interconexión entre Baixàs y Santa Llogaia. Frente a ello, la realidad es que con las infraestructuras de interconexión previstas, la capacidad de intercambio óptima entre España y Francia (es decir, aquella a partir de la cual no resulta eficiente construir más interconexiones) no se alcanza en ninguno de los escenarios. Según el TYNDP 2014, en el año 2030 la frontera entre España-Francia será el único cuello de botella con insuficiente capacidad de intercambio en todos los escenarios de estudio.

Figura 23. Adecuación de la red de transporte europea en el año 2030.



La interconexión eléctrica España-Francia resulta insuficiente en todos los escenarios de análisis

Fuente: TYNDP 2014

Ante la evidencia de que los proyectos previstos actualmente son claramente insuficientes para alcanzar los objetivos del 10% y el 15%, en la Declaración de Madrid, resultado de la Cumbre para las Interconexiones energéticas del pasado 4 de marzo, se acordó abordar dos nuevos proyectos que permitirían un mayor acercamiento a los objetivos, al elevar el nivel de interconexión entre Francia y España hasta los 8.000 MW aproximadamente. Un primer proyecto se desarrollaría por Cantegrit y Navarra o el País Vasco, y el otro, por Marsillon y Aragón. Los costes estimados actualmente para cada uno de ellos oscilan entre los 900 y los 1.200 millones de euros.

6. Factores que pueden afectar al desarrollo de las interconexiones

Los esfuerzos políticos y regulatorios por lograr una verdadera integración energética de Europa se han traducido en los últimos años en importantes progresos en la interconexión de diversas regiones. Sin embargo, no puede decirse que el éxito haya sido pleno, ya que son numerosas las regiones que a día de hoy continúan débilmente interconectadas desde el punto de vista energético. Este aislamiento energético -del que la Península Ibérica es, como se ha mencionado, un ejemplo paradigmático- impide la materialización de los beneficios analizados en el capítulo cuatro, reduciendo con ello el bienestar de los ciudadanos europeos.

Resulta, por tanto, de interés identificar cuáles son algunos factores que limitan la integración energética de Europa.

6.1. Modelos de certificación

La adopción de uno u otro modelo de certificación existentes y, por tanto, los diferentes grados de separación entre el transporte y las actividades de producción y suministro, constituye una cuestión relevante para el desarrollo de infraestructuras de transporte de energía, y especialmente en interconexiones internacionales. Esto fue reflejado por los Organismos Europeos tanto en el *Explanatory Memorandum*⁷² que motivó el desarrollo del Tercer Paquete, como en la Directiva 2009/72 y la Directiva 2009/73 de dicho Paquete⁷³.

Considerando además otras problemáticas de la integración vertical entre el transporte y las actividades en competencia, la Comisión Europea estimó necesaria una separación de actividades más efectiva que la que existía hasta entonces basada en la separación de la propiedad (OU, *Ownership unbundling*), que implica un TSO no integrado verticalmente. Como opción alternativa, para aquellas empresas integradas verticalmente que el 3 de

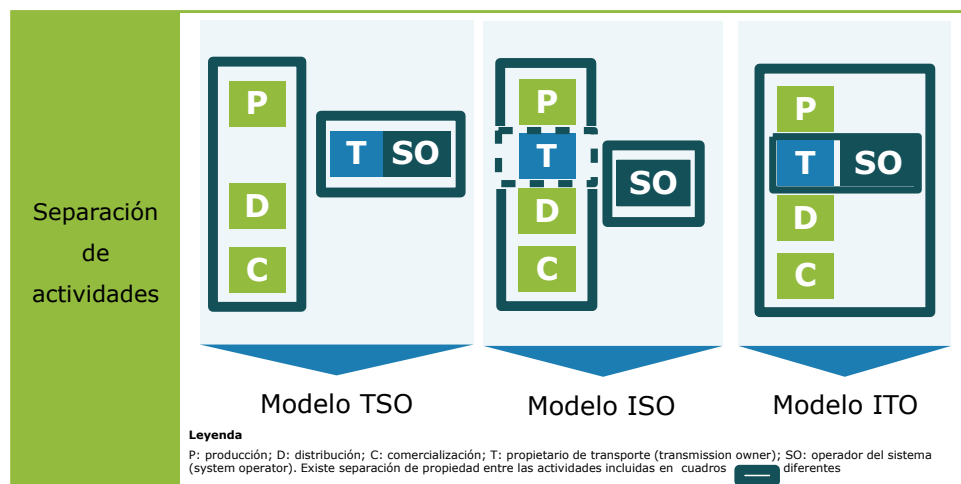
⁷² EC "Explanatory Memorandum of the Third Energy Package", septiembre de 2007. Disponible en: http://ec.europa.eu/danmark/documents/alle_emner/energi/070919_pakke3-3.pdf

⁷³ Comisión Europea, COM (2007) 528 final, Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52007PC0528&from=EN>

septiembre de 2009 fuesen propietarias de la red de transporte, la propuesta de la Comisión contemplaba la posibilidad de que los Estados miembros optasen por el llamado modelo ISO siempre que éste proporcionase las mismas garantías y se desarrollase una reglamentación y control permanente. En el modelo ISO se designa un operador del sistema independiente que gestiona y opera los activos, mientras que otras compañías mantienen la propiedad de los mismos.

Finalmente, en el proceso de negociación del Tercer Paquete se acabó introduciendo en la Directiva –en gran medida a instancias de Francia– una tercera vía: el llamado modelo ITO. Conforme a este modelo las empresas verticalmente integradas mantienen su participación en las actividades de transporte.

Figura 24: Modelos de certificación



Fuente: Enagás y REE

Aunque los tres modelos ofrecen diferentes grados de separación estructural entre la actividad de transporte y las actividades de producción y/o suministro, el compromiso político al que se llegó en Europa fue que todos ellos, en mayor o menor medida, serían eficaces para resolver los conflictos de intereses entre productores, suministradores y operadores de redes de transporte. No obstante, para garantizar la efectividad de los modelos ISO e ITO, las Directivas 2009/72 y 2009/73 recogen la necesidad de “normas específicas complementarias”⁷⁴ y “amplios mecanismos de control”⁷⁵ por parte del regulador.

⁷⁴ Considerando 19, Directiva 2009/72.

⁷⁵ Considerando 16, Directiva 2009/72.

En España, tanto Enagás como REE han sido certificados bajo el modelo de separación de propiedad. En Europa, éste ha sido también el modelo por el que han optado la mayoría de Estados miembros.

6.2. Factores asociados a la inversión

La naturaleza transfronteriza de las interconexiones internacionales hace que este tipo de inversiones estén frecuentemente sometidas a situaciones que implican mayores riesgos que otros activos de transporte. Estos factores están normalmente asociados a la asimetría regulatoria a ambos lados de la frontera (salvo cuando se alcanzan acuerdos vinculantes por ambas partes) o a la necesidad de superar importantes barreras naturales mediante el uso de tecnologías de mayor coste o más novedosas.

Esta situación ya fue puesta de manifiesto por ACER el 27 de julio de 2014 cuando publicó su Recomendación sobre incentivos para PIC y sobre una metodología común para evaluación de riesgos⁷⁶. En este documento, ACER evalúa los riesgos asociados a los PIC, los cuales, por definición, son proyectos o bien de interconexión, o bien proyectos con una relevancia transfronteriza. La Agencia reconoce que los incentivos a las inversiones deben ser acordes a los riesgos que éstas soportan.

Además, la Agencia recomienda una metodología común de evaluación de riesgos basada en 7 pasos. Esta metodología debe tener en cuenta las características de los diferentes marcos regulatorios nacionales, con el objeto de evaluar hasta qué punto el riesgo de los transportistas de un proyecto PIC es mayor que el de un proyecto similar que no haya sido catalogado como PIC.

A continuación, ACER evalúa las prácticas nacionales en materia de regulación para mitigar el riesgo (inversión anticipada, reconocimiento de costes antes de la puesta en servicio y otras medidas regulatorias) y programas de remuneración o penalización, que típicamente consisten en medidas para dar un retorno adicional al capital invertido.

6.3. Falta de coordinación entre Estados miembros y heterogeneidad de los marcos regulatorios

La diversidad de marcos regulatorios ha dificultado o retrasado en cierta medida los procesos de inversión en nuevas interconexiones eléctricas y gasistas en España, como ya se

⁷⁶ ACER, "Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2014 of 27 June 2014 on incentives for projects of common interest and on a common methodology for risk evaluation". Disponible en: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2014.pdf

puso de manifiesto en el libro “Asuntos relevantes de la energía en España: Estudio de la situación actual y propuestas de futuro” publicado en el año 2011 por Enerclub.

En este sentido, las dificultades que presentan estos proyectos se pueden mitigar existiendo un impulso político que acelere el entendimiento de las partes a uno y otro lado de la frontera, para que proyectos que arrojan un resultado positivo en el análisis coste-beneficio (como se comenta en el apartado 3.2 del presente documento en referencia a los CBA) y por tanto demuestran su eficiencia para el sistema, sean desarrollados a tiempo y dentro de un marco regulatorio estable.

En el sistema español, las inversiones de transporte eléctrico y de gas se ejecutan una vez son incluidas en el proceso de Planificación Obligatoria. La realización de esta Planificación recae en la Administración (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, MINETUR) con la ayuda de las Comunidades Autónomas, Enagás y REE, y tiene carácter obligatorio y vinculante. Además, cada infraestructura de transporte aprobada por la Planificación Obligatoria tiene una remuneración mínima garantizada independiente de su uso.

En Francia, al igual que en la mayoría de los Estados miembros, para acometer una inversión en gas en puntos de interconexión es necesario que existan compromisos vinculantes de contratación de capacidad a largo plazo por parte de los usuarios, que garanticen el pago de los servicios durante toda la vida del contrato y permitan recuperar la inversión. Por el contrario, para llevar a cabo un proyecto que no crea capacidad contratable pero que contribuye a la creación de mercado (por ejemplo: fusión de zonas, refuerzos internos en la red de transporte, etc), no es necesario que existan compromisos vinculantes ya que, en alguna medida, los costes de estos proyectos se socializan, distribuyéndose los costes en los peajes de todo el sistema de gas de acuerdo con la metodología vigente.

Desde las primeras reuniones celebradas para incrementar la capacidad de interconexión gasista entre España y Francia, se puso de manifiesto la necesidad de profundizar en un entendimiento mutuo de los marcos regulatorios de manera que se pudieran conciliar ambas posturas.

Por ello, en el desarrollo de interconexiones gasistas se estimó que para tomar la decisión de inversión era necesario conocer el interés del mercado acerca del incremento de la capacidad en frontera; para ello se preguntó a los usuarios su interés por nuevas capacidades de interconexión y su compromiso de reserva de capacidad futura. De esta forma, en función de las necesidades del mercado y de los compromisos financieros se decide la capacidad a construir a través de una *Open Season*, de forma que la rentabilidad del proyecto quede asegurada para el promotor de la inversión.

Como ya se ha mencionado anteriormente, entre España y Francia se han realizado dos *Open Season* que han permitido incrementar considerablemente la capacidad de interconexión.

Sin embargo, teniendo en cuenta la situación del mercado gasista europeo actual, estancado y con gran incertidumbre en su futuro, los usuarios de las infraestructuras no parecen estar dispuestos a realizar compromisos de contratación de capacidad a largo plazo para llevar a cabo los proyectos. A pesar de ello, los beneficios que podrían aportar las interconexiones para la integración de los mercados, mejorar la competencia y garantizar la seguridad de suministro, sería necesario un adecuado impulso político para su desarrollo.

6.4. Oposición social e impacto sobre el territorio

En algunos proyectos de infraestructuras, la oposición social puede afectar en mayor o menor medida a la realización del proyecto. En el caso de las interconexiones internacionales, estos riesgos son aún mayores que los de las infraestructuras ubicadas en un único país, ya que las primeras atraviesan frecuentemente barreras naturales de gran valor ecológico. A menudo, el origen de estos riesgos es la fuerte oposición social a las mismas. Además, fruto de la fuerte oposición social, frecuentemente los trazados han de discurrir por zonas que implican la utilización de nuevas tecnologías o el tendido sobre orografías más complejas que aumentan el coste previsto del proyecto.

Los motivos para la oposición social a las infraestructuras de transporte, y en particular las interconexiones energéticas pueden ser de naturaleza muy diversa. A continuación se exponen algunos de ellos:

- Dudas sobre la viabilidad de la fuente de energía. Actualmente existe una creciente corriente de oposición social a los PIC de gas. Muchos agentes consideran que no se deben conceder subvenciones a infraestructuras que permiten vehicular gas, energía sobre cuya viabilidad en el futuro persisten muchas dudas.
- Dudas sobre la utilidad de las interconexiones. Frecuentemente las interconexiones de electricidad y gas son percibidas como infraestructuras ajenas a las comunidades locales por las que transitan, con poco o ningún impacto positivo sobre éstas. Esta percepción es incluso más pronunciada cuando se trata de interconexiones internacionales.
- Proteccionismo económico. Un ejemplo de este tipo de oposición social sería el caso de los consumidores industriales de gas en el sur de Francia, que no quieren más interconexión de gas entre Francia y España porque creen que su precio del gas se verá incrementado considerablemente a pesar de los otros criterios a tener en cuenta incluidos en la legislación europea para la integración del MIE.
- Desconfianza sobre el impacto medioambiental. En algunas situaciones la comunidad local ignora tanto los estudios realizados, que aseguran la minimización del

impacto sobre el medio ambiente, como las medidas para mitigar los efectos de las infraestructuras de transporte de electricidad y gas sobre el territorio.

Por uno u otro motivo, las comunidades por las que transcurren infraestructuras de transporte de energía frecuentemente ejercen una fuerte oposición contra estas infraestructuras. Es el efecto conocido como NIMBY (*Not In My Back Yard*), que resume la reacción de rechazo que se produce entre los ciudadanos de las comunidades por las que discurren infraestructuras energéticas que son percibidas como peligrosas o perjudiciales para el entorno sin advertir los beneficios que, como hacíamos referencia en el capítulo 4, ofrecen a la sociedad en su conjunto.

Para reorientar esta oposición social hacia un debate razonado y enriquecedor para todas las partes, es necesario el diseño y puesta en marcha de planes de información y concienciación ciudadana que eviten este tipo de oposición. Los proyectos de infraestructuras cuentan desde su inicio con los mejores requisitos de seguridad, respeto social y protección medioambiental. La transparencia en todo el proceso de planificación y construcción resulta fundamental para que estas infraestructuras puedan culminarse con éxito y aportar valor a toda la sociedad.

ANEXO I: Proyectos españoles incluidos en las listas de PIC

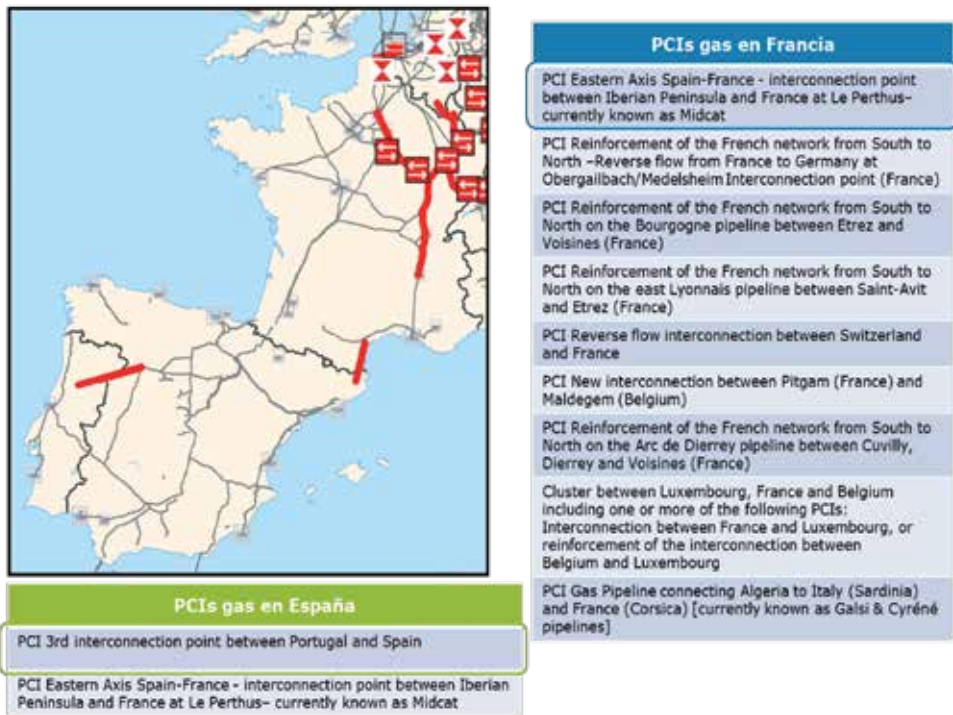
Tras un minucioso proceso de identificación y evaluación, la Comisión Europea publicó en octubre de 2013 la primera lista de PIC⁷⁷, que fue sustituida en noviembre de 2015 por una segunda lista⁷⁸. Esta lista es renovada cada dos años.

En lo que respecta al gas, en la primera lista de PIC se incluyeron dos proyectos de Enagás: MidCat (nueva interconexión entre España y Francia) y la 3ª Interconexión España-Portugal. Ambos proyectos fueron seleccionados dentro del corredor “Flujos Bidireccionales entre Portugal, España, Francia y Alemania”.

77 Reglamento Delegado (UE) No 1391/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se modifica el Reglamento (UE) no 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1391&from=EN>.

78 Reglamento Delegado (UE) .../... de la Comisión de 18.11.2015 por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Disponible en <http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14341-2015-INIT/es/pdf>.

Figura 25: Listado de PIC de gas en España y Francia



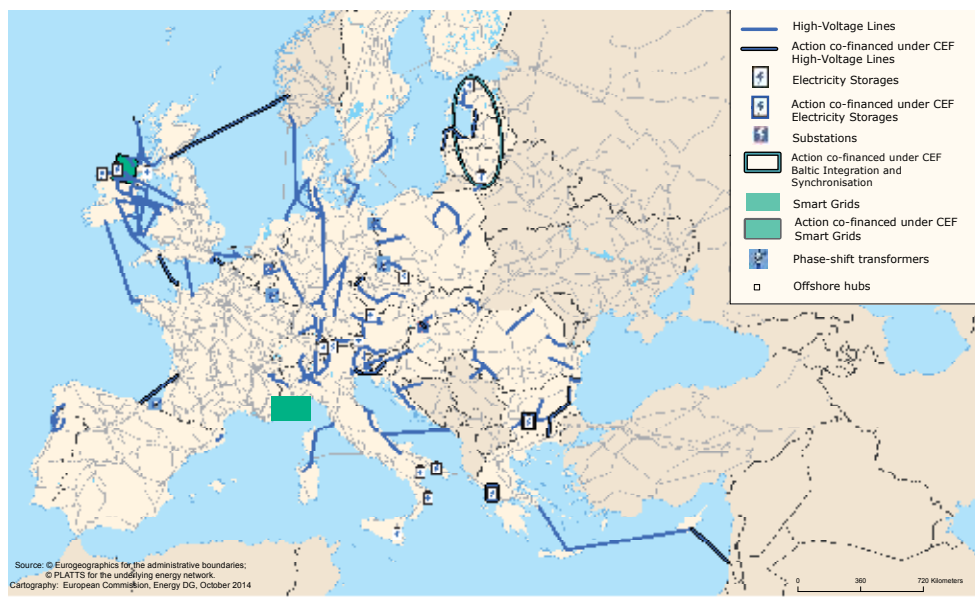
Fuente: Comisión Europea

En el sector eléctrico, la primera lista de PIC incluyó varios proyectos que involucran a España:

- Proyecto nº 2.6: línea interior de España entre Santa Llogaia y Bescanó (ES), cuyo objetivo es aumentar la capacidad de la nueva interconexión entre Santa Llogaia (ES) y Baixas (FR);
- Proyecto nº 2.7: interconexión Francia – España entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES);
- Proyecto nº 2.8: instalación y funcionamiento coordinados de un transformador de desplazamiento de fase en Arkale (ES) para aumentar la capacidad de la interconexión entre Argia (FR) y Arkale (ES);

- Proyecto nº 2.16: incluye varios proyectos en Portugal que podrían afectar a la capacidad en la frontera España-Portugal: (2.16.1) la línea interior entre Pedralva y Alfena (PT); (2.16.2) la línea interior entre Pedralva y Vila Fria B (PT); y (2.16.3) la línea interior entre Frades B, Ribeira de Pena y Feira (PT);
- Proyecto nº 2.17: interconexión Portugal – España entre Vila Fria – Vila do Conde – Recarei (PT) y Beariz – Fontefría (ES);

Figura 26. PIC de electricidad



Fuente: Comisión Europea

En la segunda lista de PIC, se han vuelto a incluir los proyectos candidatos presentados por Enagás: MidCat y la 3ª interconexión entre España y Portugal.

En cuanto a proyectos de electricidad, la segunda lista de PCI ha reflejado la evolución de los proyectos incluidos en la lista inicial, y además ha añadido nuevos proyectos. El proyecto de Santa Llogaia-Bescanó (Proyecto nº 2.6) desaparece de la lista, ya que entró en servicio en 2014⁷⁹.

La interconexión submarina con Francia por Bahía Vizcaya (proyecto 2.7), el transformador desfasador de Arkale (proyecto 2.8), el conjunto de desarrollos en Portugal englo-

⁷⁹ Con la única excepción de la subestación de La Farga, cuya motivación es el apoyo a la distribución de la zona de Gerona.

bados bajo el proyecto nº 2.16, y la interconexión norte con Portugal (proyecto 2.17) continúan siendo PIC⁸⁰.

Por otra parte, se han añadido dos nuevos PIC con el fin de eliminar congestiones y aumentar los flujos en dos ejes: el eje norte de España-Mediterráneo (proyecto 2.25) y el eje norte-sur Mediterráneo (proyecto 2.26). Además, se ha añadido un proyecto genérico sobre futuros desarrollos para el incremento de la capacidad de interconexión entre España y Francia (proyecto 2.27).

⁸⁰ Los proyectos 2.16 y 2.17 incluyen algunos cambios asociados al avance y las ubicaciones definitivas de los mismos.

ANEXO II: Listado de acrónimos y abreviaturas

<i>ACER</i>	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
<i>BEI</i>	<i>Banco Europeo de Inversiones</i>
<i>CBA</i>	<i>Cost Benefit Analysis</i>
<i>CE</i>	<i>Comisión Europea</i>
<i>CECOEL</i>	<i>Centro de Control Eléctrico</i>
<i>CECRE</i>	<i>Centro de Control de Régimen Especial</i>
<i>CEF</i>	<i>Connecting Europe Facility</i>
<i>CRE</i>	<i>Commission de Régulation de l'énergie</i>
<i>DCC</i>	<i>Demand Connection Code</i>
<i>DGPEM</i>	<i>Dirección General de Política Energética y Minas</i>
<i>EB</i>	<i>Electricity Balancing</i>
<i>EE.MM.</i>	<i>Estados miembros</i>
<i>ENTSO</i>	<i>European Network of Transmission System Operators</i>
<i>ENTSO-E</i>	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
<i>ENTSOG</i>	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i>
<i>ER</i>	<i>Emergency and Restoration</i>
<i>ES</i>	<i>España</i>
<i>ESW-CBA</i>	<i>Energy System Wide- Cost-Benefit Analysis</i>
<i>FCA</i>	<i>Forward Capacity Allocation</i>
<i>FEIE</i>	<i>Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas</i>
<i>FR</i>	<i>Francia</i>
<i>GEI</i>	<i>Gases de Efecto Invernadero</i>
<i>GNC</i>	<i>Gas Natural Comprimido</i>
<i>GNL</i>	<i>Gas Natural Licuado</i>
<i>HHI</i>	<i>Herfindahl-Hirschmann Index</i>
<i>HVDC</i>	<i>High Voltage Direct Current</i>
<i>IG</i>	<i>Implementation Group</i>
<i>IPCC</i>	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
<i>ISO</i>	<i>Independent System Operator</i>
<i>ITO</i>	<i>Independent Transmission Operator</i>
<i>LFCR</i>	<i>Load-Frequency Control and Reserves</i>

MIE	Mercado Interior de la Energía
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
<i>NIMBY</i>	<i>Not In My Back Yard</i>
NRA	<i>National Regulatory Authorities</i>
<i>NTC</i>	<i>Net Transfer Capacity</i>
<i>OP</i>	<i>Open Season</i>
OPS	<i>Operational Planning and Scheduling</i>
OS	<i>Operational Security</i>
OU	<i>Ownership unbundling</i>
<i>PCI</i>	<i>Project of Common Interest</i>
PIC	Proyecto de Interés Común
<i>PS-CBA</i>	<i>Project Specific-Cost-Benefit Analysis</i>
PT	Portugal
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
<i>RCC</i>	<i>Regional Coordination Committee</i>
REE	Red Eléctrica de España
<i>RFG</i>	<i>Requirements for Generators</i>
<i>SG</i>	<i>Stakeholders Group</i>
S-GRI	<i>South Gas Regional Initiative</i>
<i>TIGF</i>	<i>Total Infrastructure Gaz France</i>
<i>TSO</i>	<i>Transmission System Operator</i>
<i>TYNDP</i>	<i>Ten Year Network Development Plan</i>
UE	Unión Europea
<i>VIP</i>	<i>Virtual Interconnection Points</i>

Edición



ASOCIADOS EJECUTIVOS

