

Ciente prof. Mario Monti – Coordinador Europeo para la interconexión eléctrica entre Francia y España

Asunto Análisis de la necesidad de una nueva interconexión entre Francia y España – Documento nº 1

Pedido

Notas versión original en francés

Prohibida la reproducción parcial, excepto con autorización escrita de CESI

Nº de páginas 78 **Nº de páginas de anexos:** 0

Fecha de emisión 18 de marzo de 2008

Redacción: CESI-IMP – Bruno Cova ; CESI Ricerca – Michele de Nigris

Verificación: SIST – Antonio Ardito

Aprobación: SIST – Antonio Ardito

Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	4
2	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y REVISIÓN DE LAS INTERCONEXIONES	5
2.1	Ampliación del papel de las interconexiones	5
2.2	Situación de las interconexiones en el marco de la UCTE.....	7
2.3	La situación actual de la capacidad de intercambio entre los países	9
2.3.1	Revisión de las capacidades de intercambio.....	9
2.3.2	Las capacidades de interconexión limitadas, fuente de congestiones y sobrecostos	10
2.3.3	Marco comunitario	11
2.3.4	Capacidades de intercambio entre los países de Europa central y del suroeste.....	14
3	ESTADO DE LOS LUGARES DE INTERCONEXIÓN ENTRE FRANCIA Y ESPAÑA.....	16
3.1	Situación actual de las líneas de interconexión entre los dos países	16
3.2	Refuerzos ya realizados en la red eléctrica.....	17
3.3	Tasa de utilización de las líneas de interconexión.....	18
3.3.1	Tasa de congestión en la frontera entre Francia y España, en comparación con otras fronteras francesas.....	22
4	LA EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN Y DEL CONSUMO EN FRANCIA Y EN ESPAÑA, DESDE EL MOMENTO ACTUAL HASTA EL AÑO 2015.....	25
4.1	Producción y consumo a nivel nacional	25
4.2	Un rasgo común: el fuerte desarrollo de la energía eólica	31
4.3	Producción y consumo en las regiones cercanas a la frontera entre Francia y España	33
5	VENTAJAS DEL REFUERZO DE LA INTERCONEXIÓN FRANCIA-ESPAÑA A TRAVÉS DE LOS PIRINEOS.....	37
5.1	Ventaja nº 1 de la interconexión: seguridad del sistema eléctrico y calidad del servicio	38
5.1.1	Refuerzo del “enlace síncrono” entre la Península Ibérica y el resto de Europa.....	38
5.1.2	Mayor estabilidad ante el desarrollo de grandes cantidades de energías renovables “no gestionables”	43
5.1.3	Reservas de generación para el equilibrio “producción / consumo”	47
5.1.4	Mejores condiciones de explotación del sistema de generación-transporte	48
5.2	Ventaja nº2 de la interconexión: una mejora de la seguridad del suministro para cada uno de los sistemas eléctricos interconectados	49
5.2.1	Refuerzo de la Interconexión – Desde el punto de vista del consumo: mayor capacidad de hacer frente a situaciones climáticas anormales en ambos países	51
5.2.2	Refuerzo de la Interconexión – Desde el punto de vista del consumo: mayor capacidad de recuperación (“recovery”) después de condiciones meteorológicas extremas	53
5.2.3	Refuerzo de la Interconexión – Desde el punto de vista de la generación: mejor aprovechamiento de la complementariedad de las fuentes de energía de ambos países, favoreciendo una reducción de las emisiones de CO ₂	54
5.3	Ventaja nº 3: el mercado y los intercambios de electricidad.....	56
5.4	Ventaja nº 4: Seguridad del suministro de Cataluña y de Pirineos Orientales.....	60
5.4.1	Del lado francés de la frontera: Pirineos Orientales.....	60
5.4.2	Del lado español de la frontera: Cataluña.....	62

6	POSIBILIDADES DE REFUERZOS PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO	65
7	BIBLIOGRAFÍA	66
	ANEXO 1 – SOLUCIONES PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO	68
	ANEXO 2 – EVALUACIÓN DE LA ADECUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ADOPTADO POR LA UCTE.....	69
	ANEXO 3. EL SINCRONISMO, LA RUPTURA DEL SINCRONISMO Y EL ENLACE SÍNCRONO	71
	ANEXO 4. SOBRECARGAS EN CASCADA Y REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA	74
	ANEXO 5. EL INCIDENTE DEL 4 DE NOVIEMBRE DE 2006	77

1 INTRODUCCIÓN

El Eje de interconexión Baixas-Bescanò entre Francia y España ha sido clasificado por la Unión Europea como un proyecto prioritario de interés europeo, dentro de la directiva 2006/1364/CE. En este contexto, Mario Monti, nombrado coordinador europeo de este proyecto en septiembre de 2007, solicitó la asistencia de CESI para:

- profundizar en las razones que justifican este proyecto;
- evaluar el lugar más apropiado para la interconexión a través de los Pirineos;
- elaborar un resumen de posibles soluciones tecnológicas para la construcción de la nueva interconexión.

El método de trabajo se ha basado en:

- los análisis de la información recibida por los gestores de la red francesa (RTE) y española (REE);
- los análisis de los estudios realizados por instituciones internacionales y, en particular, la Comisión Europea, sobre la necesidad de refuerzos transfronterizos en Europa;
- consultas a los gestores de red sobre las posibles situaciones críticas sucedidas recientemente;
- el examen de las infraestructuras existentes, de los intercambios entre ambos países durante los últimos años, de la tasa de congestión de la frontera y de las relaciones entre el comportamiento de los mercados eléctricos de España y de Francia en relación con los flujos de potencia en la frontera;
- información recibida por el regulador francés (CRE) y el español (CNE) sobre las tasas de congestión de las fronteras francesas;
- estado actual de las tecnologías de soterramiento de las líneas de muy alta tensión de corriente alterna, así como las características generales de las conexiones en corriente continua y actualización del estudio realizado por CESI durante los debates públicos del año 2003 (Francia-España) y 2006 (Cotentin-Maine).

Para evaluaciones más cuantitativas sobre los beneficios derivados de una nueva interconexión a través de los Pirineos, no ha sido posible realizar simulaciones numéricas que habrían precisado un periodo de tiempo incompatible con los plazos que se habían fijado. Sin embargo, hay que recordar que CESI ya recibió el encargo de la D.R.I.R.E Languedoc Roussillon, en los años 2002-2003, de realizar una auditoría sobre las posibles alternativas a la solución de una línea aérea en doble circuito a 400 kV entre las subestaciones de Baixas y de Bescanó. Las alternativas debían garantizar la posibilidad de alcanzar una capacidad neta de transmisión de potencia entre los dos países de 2800 MW. Desde esa primera auditoría, CESI está al corriente de los puntos críticos y de las restricciones que hay que respetar para la creación de un nuevo eje eléctrico a través de los Pirineos.

2 CARACTERÍSTICAS GENERALES Y REVISIÓN DE LAS INTERCONEXIONES

- ◆ *El papel de las interconexiones en Europa ha evolucionado en los últimos años. Actualmente, se utilizan:*
 - ✓ *Como reserva y ayuda mutua contra las grandes perturbaciones;*
 - ✓ *Para el comercio transfronterizo basado en contratos a corto y medio plazo;*
 - ✓ *Como medios para favorecer el desarrollo de las energías renovables.*
- ◆ *En la actualidad, existen regiones “periféricas” que están débilmente interconectadas con el bloque continental europeo. Muchas veces al año se producen congestiones en las fronteras, debido a la superposición de todos esos usos de las interconexiones. Para suprimir dichas congestiones, resulta necesario reforzar la red, especialmente en lo que concierne a las infraestructuras transfronterizas.*
- ◆ *La Península Ibérica presenta una capacidad de interconexión muy débil, ya que la relación entre “capacidad de intercambio-potencia instalada” es de aproximadamente un 2,2 %, es decir, muy por debajo del objetivo impulsado por la Unión Europea.*
- ◆ *La capacidad limitada entre la Península Ibérica y el resto de Europa impide los intercambios de energía, los cuales alcanzan tan solo un 3 % del consumo interno. Ese nivel es el más bajo de Europa y sólo es comparable al relativo a los intercambios entre las Islas Británicas y el Continente.*

2.1 Ampliación del papel de las interconexiones

Las redes eléctricas nacionales o regionales se gestionaban originalmente como si fuesen islas, con escasas excepciones (como, por ejemplo, la red interconectada escandinava NORDEL, que fue desarrollada desde el principio de forma integrada). Sólo en un periodo más reciente, a partir de 1950, en Europa se comenzó a interconectar las redes, en un principio para aumentar el nivel de fiabilidad y los márgenes de seguridad, teniendo en cuenta que la electricidad se iba convirtiendo progresivamente en la fuente principal de energía para las industrias y para los usuarios domésticos (Fig. 2-1). Los miembros de los consorcios desarrollaron y adoptaron reglamentaciones coordinadas de asistencia mutua en las redes interconectadas. En Europa occidental, esas reglamentaciones fueron recogidas por la UCTE¹ en catálogos de recomendaciones.

A partir de la década de los setenta, las infraestructuras transfronterizas se explotaron cada vez más para los intercambios de energía, aprovechando las diferencias en los costes de producción de la energía en los distintos países. Estos intercambios de energía se basaban esencialmente en acuerdos a largo plazo establecidos entre las sociedades eléctricas públicas integradas verticalmente. Posteriormente, desde finales de la última década, tras la liberalización de los mercados nacionales de la electricidad, las líneas de interconexión permitieron promover el comercio transfronterizo y la creación de mercados regionales y continentales.

Finalmente, las interconexiones van a jugar un papel cada vez más importante para favorecer el desarrollo de las energías renovables, ya que la mayor parte de las mismas son del tipo no “gestionable”²

¹ La "Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity" (UCTE) es la asociación de los Gestores de la Red de Transporte de Europa continental.

² La generación no “gestionable” está formada por las fuentes de energía cuya disponibilidad está sometida a los azares naturales (viento, sol). A veces, se designa esta generación como de carga no “repartible”

y, además, tienen una distribución geográfica muy poco equilibrada en relación con la localización de los centros de consumo. Eso implica disponer de la posibilidad de recurrir a la capacidad de intercambio mandando energía a los países vecinos en caso de exceso (por ejemplo, el viento puede soplar fuertemente de noche, en tramo horario de valle de consumo) o de déficit de energía (por ejemplo, disminución de la producción eólica o solar en momentos de punta de consumo). Los intercambios transfronterizos entre Dinamarca y los países vecinos están a veces determinados por la volatilidad de la producción eólica. En el caso de la conexión entre Noruega y los Países Bajos se espera un comportamiento similar de los flujos transfronterizos, ya que la generación eólica de carácter intermitente de los Países Bajos podría incorporarse al sistema de producción-transporte, aprovechando la capacidad de regulación de las centrales hidráulicas noruegas. Una situación similar comienza a producirse en la frontera entre Francia y España.

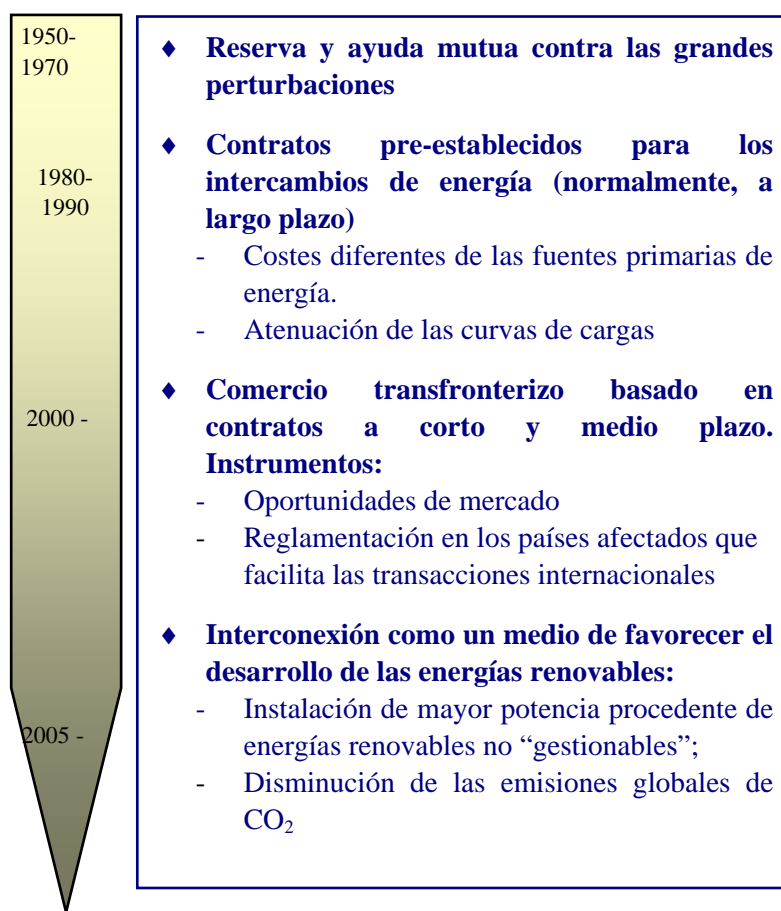


Fig. 2-1 – Ampliación del papel de las interconexiones

La posibilidad de aumentar la producción, explotando las fuentes renovables gracias a las interconexiones, favorece a su vez la reducción mundial de las emisiones de gases con efecto invernadero y, en particular, de CO₂. En efecto, actualmente, cuando se habla de la construcción de nuevas líneas de interconexión, no se puede evitar tener en cuenta el efecto de disminución de la emisión de gases con efecto invernadero. Mundialmente, en el marco de UNFCCC y gracias al apoyo del Banco Mundial, se está trabajando actualmente para definir un procedimiento para evaluar este beneficio de las interconexiones, como ya se hizo con la instalación de nuevas unidades de producción menos contaminantes (ver [1]).

2.2 Situación de las interconexiones en el marco de la UCTE

La red interconectada UCTE ha estado, y está en la actualidad, sometida al mencionado proceso de integración progresiva entre los países miembros, tanto para garantizar una mayor ayuda mutua, teniendo en cuenta los tamaños de las grandes unidades de generación y las restricciones más estrictas sobre la calidad del suministro, como para lograr la integración de los mercados eléctricos.

La red europea interconectada de transporte de electricidad formada por los países de la UCTE (Fig. 2-2), posee en la actualidad 159 líneas de interconexión³. Las interconexiones actuales crean las condiciones necesarias para una solidaridad permanente entre las partes y permiten satisfacer los criterios de seguridad indicados en el “Operational Handbook” y aceptados por todos los Gestores de Red de Transporte que pertenecen a la UCTE. En particular, cada uno gestiona su sistema según el criterio de seguridad N-1 y, de forma global, el sistema interconectado presenta una reserva en cada instante para poder hacer frente a un incidente repentino que pueda provocar la pérdida de hasta 3000 MW de generación.

En el seno de la UCTE, las interconexiones entre redes eléctricas vecinas han sido objeto, históricamente, de un desarrollo paralelo al desarrollo de las redes interiores. En línea con el proceso ilustrado en la Fig. 2-1, las razones iniciales de dicho desarrollo de las interconexiones estaban esencialmente vinculadas a una preocupación de ayuda mutua, con la finalidad de beneficiarse de las redes vecinas para evitar interrupciones del suministro interno o para facilitar una reanudación del servicio en caso de interrupción del suministro. Es importante subrayar que el desarrollo de las interconexiones en la UCTE por razones de ayuda mutua y de uso compartido de la reserva ha continuado en vigor bastante después de la década de los años setenta, en la parte oriental y del sureste. En efecto, el bloque “CENTREL”, formado por Polonia, la República Checa, Eslovaquia y Hungría, se sincronizó con el resto de la UCTE en el año 1996. Rumanía y Bulgaria, por su parte, se sincronizaron con el bloque del sureste de la UCTE en 1994 y se convirtieron en miembros de la UCTE en el año 2003 y, finalmente, hubo que esperar al año 2004 para sincronizar los dos bloques de la UCTE que se habían creado tras los sucesos de la guerra en Yugoslavia en 1991.

Así pues, en el sistema de la UCTE se ha producido un proceso más articulado, con la superposición de dos fenómenos:

- en su parte central y occidental, desde la década de los setenta, cada vez se explotaban más, debido a los intercambios comerciales,
- en las regiones orientales y del suroeste, el desarrollo de las interconexiones se justificaba principalmente para asegurar la posibilidad de una ayuda mutua en caso de averías de los equipos de transporte o de generación y mejorar así la calidad del suministro, especialmente la frecuencia.

³ Cf. <http://www.ucte.org/library/otherreports/UCTE-DEF-APP2-V05-20021201.xls>

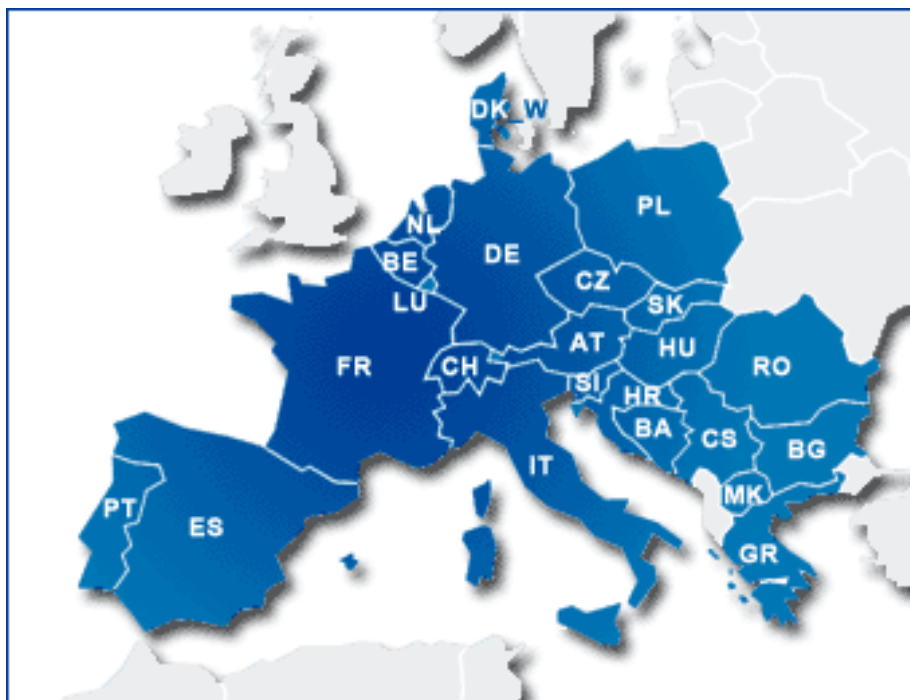


Fig. 2-2 –Mapa de los países miembro de la UCTE

En la UCTE (y también en NORDEL), resulta evidente el interés por las interconexiones más allá de esa función de estricto apoyo mutuo en caso de necesidad y, por lo tanto, ha adquirido un desarrollo en régimen de cruce. En consecuencia, las interconexiones están sufriendo en Europa un desarrollo más rápido de lo que supondría una función de estricta ayuda mutua en caso de necesidad, de manera que se favorece el comercio transfronterizo de energía y, más recientemente, la penetración de las energías renovables no gestionables. En efecto, el comercio de la energía permite reducir el precio medio del kWh, explotando mejor las fuentes de producción más favorables en cada instante, con beneficios para todos los consumidores.

Para poder beneficiarse en todo lo posible de las ventajas de una mayor integración eléctrica de los países de la UCTE, los gestores de red de transporte europeos trabajan actualmente en unos cincuenta proyectos de interconexión en la red UCTE, con el fin de reforzar las interconexiones existentes. Entre estos proyectos, el de la interconexión Francia-España ha sido reconocido como un proyecto prioritario de interés europeo [1].



Fig. 2-3 – Los proyectos de interconexión europeos

2.3 La situación actual de la capacidad de intercambio entre los países

2.3.1 Revisión de las capacidades de intercambio

Las transacciones de energía están sujetas a limitaciones técnicas y comerciales. En este sentido, se han introducido en Europa los siguientes conceptos, que son aceptados por todos los gestores de red:

- GTC (Gross Transfer Capacity): Capacidad de Intercambio Bruta: vinculado a la adición aritmética de las capacidades de transporte de las líneas de interconexión;
- TTC (Total Transfer Capacity): Capacidad de Intercambio Total: calculada a partir de la GTC, teniendo en cuenta los criterios de seguridad;
- TRM (Transmission Reliability Margin): Margen de Fiabilidad de Transporte: necesario para que el gestor pueda tener en cuenta los sucesos imprevistos; este valor está ligado a análisis estadísticos;
- NTC (Net Transfer Capacity): Capacidad Neta de Intercambio: calculada a partir de la TTC, sustrayendo la TRM.

TTC, TRM y NTC son direccionales (Fig. 2-4) y, en general, presentan diferentes límites en los dos sentidos. Los criterios de evaluación de la capacidad de intercambio (NTC) se definieron en el seno de ETSO, la asociación europea de los gestores de red (European Transmission System Operators association).

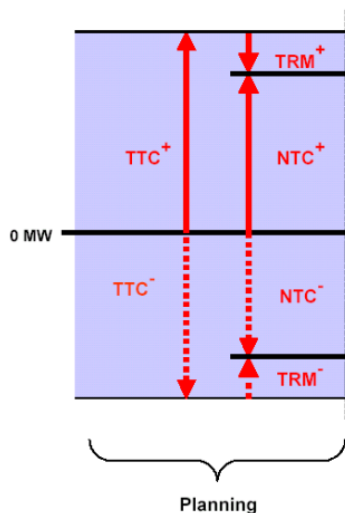


Fig. 2-4 – Esquema que representa los valores de TTC, TRM y NTC en ambos sentidos (fuente: ETSO)

La aplicación de estos conceptos puede hacer que los intercambios posibles a través de las fronteras sean significativamente inferiores a la capacidad de intercambio teórico. Por ejemplo, en el caso de la frontera Francia/Suiza-Italia, la relación NTC/GTC es del 26% y, en el caso de la frontera Francia-España, esa relación es del 47%⁴ (fuente: [2]). Al estar establecidos los intercambios transfronterizos sobre la base de la NTC, para asegurar la transparencia, la asociación ETSO publica los valores de NTC en su página web, para los periodos de verano y de invierno [3].

2.3.2 Las capacidades de interconexión limitadas, fuente de congestiones y sobrecostes

El crecimiento de las necesidades internas de los países interconectados lleva a un aumento de la necesidad de apoyo mutuo. Adicionalmente, la extensión progresiva del perímetro geográfico de la UCTE abre perspectivas aún mayores en la búsqueda de economías de escala ofrecidas por la complementariedad de los parques de generación de los distintos países (como se indica en el párrafo 5.2.3). Por otro lado, la demanda de los agentes para transportar energía entre distintos países no deja de aumentar con la apertura de los mercados.

Las capacidades disponibles no siempre son suficientes para satisfacer esta demanda creciente: se observan, entonces, **“cuellos de botella” en la red, debidos a la superposición de todos esos usos de las interconexiones. Para eliminarlos, es necesario reforzar la red.**

Si no se realizan dichos refuerzos, se puede observar una demanda superior a la capacidad disponible, es decir, una situación de “congestión”.

Para aprovechar lo mejor posible la capacidad disponible, los GRT⁵ han puesto en práctica soluciones de corto plazo, para conjugar la seguridad y el aumento de la capacidad de intercambio, que se basan actualmente en mecanismos de mercado.

También se ha puesto en práctica un sistema de subastas para la gestión de una gran parte de las interconexiones europeas, como en el caso de la propia interconexión Francia-España. Los derechos de utilización de la capacidad de interconexión se asignan a los agentes que oferten los precios más elevados para la utilización de dicha capacidad. Se trata de un mecanismo simple, comprensible y bien adaptado a los intercambios entre dos zonas fácilmente identificables. Sin embargo, este mecanismo de

⁴ Valores referentes al año 2004

⁵ GRT: Gestor de la Red de Transporte

subastas, destinado a gestionar la escasez que caracteriza el recurso de la capacidad de interconexión, provoca sobrecostes que se imponen a los intercambios (como se muestra en el párrafo 3.3.1).

Congestión: *la congestión en una frontera (o en una sección interna de un país) es un fenómeno que se produce cada vez que los agentes del mercado eléctrico, tanto del lado de la demanda como del lado de la producción, requieren una transferencia de energía por encima de la capacidad de intercambio asignable. En ese caso, algunos agentes sufrirán una reducción o incluso la anulación de sus transacciones a través de la frontera congestionada. La tasa de congestión se mide en términos de duración (número de horas al año durante las cuales se alcanza el límite de transferencia de potencia) y de cantidad (cantidad de transacciones rechazadas, evaluadas en MWh/año).*

En caso de congestión, la Unión Europea ha indicado los principios generales de gestión de las congestiones, para elegir las transacciones que deben ser reducidas o rechazadas. Estos principios se indican en el reglamento 2003/1228/CE que, en su artículo 6, establece “Los problemas de congestión de la red se resuelven mediante soluciones no discriminatorias, fundamentadas en el mercado y que ofrecen señales económicas eficaces a los agentes del mercado y a los gestores de las redes correspondientes. Los problemas de congestión de la red se resolverán preferiblemente mediante métodos independientes de las transacciones, es decir, métodos que no impliquen una selección entre los contratos de los distintos agentes del mercado”.

Entre los criterios que cumplen este reglamento europeo se incluye el mecanismo de subastas, implícitas o explícitas, en el que la capacidad se atribuye preferentemente a los agentes que ofrecen un precio más alto para hacer transitar su potencia eléctrica a través de la frontera.

2.3.3 Marco comunitario

El Consejo Europeo de Barcelona de marzo de 2002 estableció para la Unión Europea, entre los ámbitos de acción prioritarios, el objetivo de interconectar las economías europeas. En materia de energía, los Jefes de Estado y de Gobierno aprobaron el objetivo “*consistente, para los Estados miembros, en alcanzar, desde este momento hasta el año 2005, un nivel de interconexión eléctrica equivalente, como mínimo, a un 10 % de su capacidad de producción instalada; la financiación necesaria deberá ser aportada principalmente por las empresas implicadas*”.

Esta cifra del 10 % tiene su origen en una comunicación de la Comisión Europea relativa a las infraestructuras energéticas europeas, con fecha del 20 de diciembre de 2001 [COM(2001) 775 final]. Después de examinar la capacidad de interconexión de los distintos Estados miembros, la Comisión concluyó lo siguiente:

“A la luz del análisis efectuado en el marco de la presente comunicación y teniendo en cuenta la necesidad de definir un primer objetivo realista, parece razonable fijar como primera meta para todos los Estados miembros un nivel de interconexión mínimo equivalente a un 10 % de su capacidad de producción instalada. Para alcanzar este objetivo, que convendría revisar regularmente, será necesario aumentar la capacidad de interconexión entre Francia y España [...]. Un “objetivo de interconexión único” constituye un instrumento poco preciso, que conviene aplicar caso por caso, teniendo en cuenta las circunstancias, los costes y los beneficios específicos, pero la Comisión estima que resulta oportuno e importante definir este primer objetivo para asegurar un desarrollo rápido del mercado interior. El cumplimiento de este objetivo de alcanzar un nivel mínimo de interconexión para todos los Estados miembros requerirá el esfuerzo y la cooperación activa de todas las partes afectadas, de un lado y del otro.”

Este objetivo del 10 % no tiene valor jurídico vinculante, pero se trata de un compromiso político contraído al más alto nivel de la Unión Europea: la Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno. En efecto, esta tasa media de interconexión del 10% en relación con la capacidad instalada en el país es necesaria

para asegurar la seguridad de la red en los próximos años y favorecer los intercambios de electricidad entre los Estados miembros.

Ha sido reafirmado en varias ocasiones desde el año 2002. Fue el caso, por ejemplo, del Consejo Europeo de la energía del 25 de noviembre de 2002, tras el cual se publicó un comunicado, que declaraba:

“El Consejo ha llegado también a un acuerdo sobre la propuesta de decisión para promover la interconexión, la interoperabilidad y el desarrollo de las Redes Transeuropeas - Energía (RTE-E), así como el acceso a las redes. El objetivo consiste, en particular, en alcanzar un nivel del 10 % de la capacidad de interconexión eléctrica entre los Estados miembros.”

El Consejo retomó también la lista de los **12 proyectos prioritarios de interés europeo** a desarrollar en los próximos años; entre ellos figura, para las redes eléctricas, el proyecto **“EL.3 : Francia-España-Portugal: aumento de la capacidad de interconexión eléctrica entre dichos países y para la Península Ibérica”**.

El hecho de que la interconexión Francia-España fuese designada como proyecto prioritario se ilustra muy bien cuando se comparan las relaciones de capacidad de intercambio (NTC) / potencia de generación instalada, para los distintos países (Fig. 2-5).

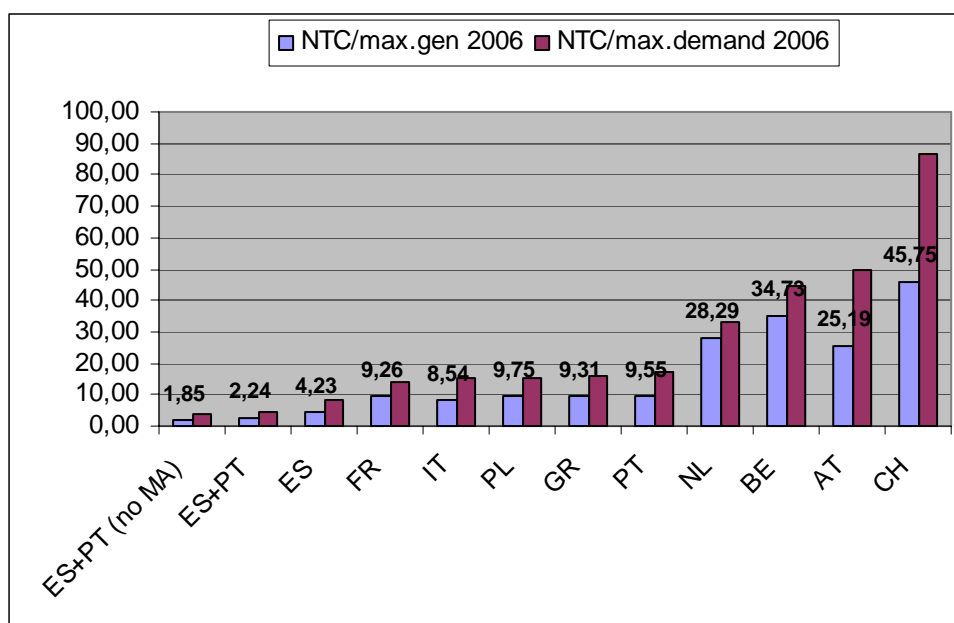


Fig. 2-5 Relación capacidad de intercambio / potencia instalada (en azul); relación capacidad de intercambio / demanda máxima (en granate)- valores de 2006

Se observa claramente que la tasa correspondiente a España (4,23 % en 2006) está muy por debajo del objetivo del 10 %. Por otro lado, conviene señalar que, para España, la interconexión con Portugal no ofrece el mismo servicio que la interconexión con Francia; en efecto, Portugal es un país “periférico” para España, sin ninguna otra frontera con Europa más que a través de España, mientras que Francia tiene detrás como apoyo a toda la red europea. De esta forma, si se toma la Península Ibérica en su totalidad, la tasa disminuye hasta un 2,24 % o a un 1,85 %, según se tengan o no en cuenta los intercambios con Marruecos (país que no pertenece a la Unión Europea y por tanto no está sometido a las mismas normas).

Paradójicamente, si bien las necesidades de uso aumentan, se observa desde hace 20 años una disminución de las relaciones de capacidad de intercambio / capacidad de generación instalada, porque se han desarrollado pocos proyectos nuevos de interconexión durante este periodo.

Para mejorar significativamente esta situación, Francia y España tienen numerosos proyectos para la próxima década, en las fronteras con Portugal y con el resto de Europa, además del proyecto de interconexión entre Francia y España del cual se ocupa este estudio.

Para España⁶ :

- una nueva interconexión España-Portugal por la región del Duero
- una nueva interconexión España-Portugal por el sur, entre Andalucía y el Algarve
- una nueva interconexión España-Portugal por el norte, entre Galicia y Tras os Montes

Para Francia⁷ :

- el refuerzo de la interconexión entre Francia y Bélgica y el estudio de una nueva interconexión
- el refuerzo de la interconexión entre Francia y Alemania
- la optimización de la red existente, el refuerzo de la interconexión entre Francia e Italia y el proyecto de una nueva interconexión
- el estudio del refuerzo de la interconexión entre Francia e Inglaterra.

Finalmente, en aplicación del objetivo de Barcelona, la Unión Europea adoptó, el 6 de septiembre de 2006, la decisión nº 1364/2006/CE [5], que establece orientaciones relativas a las redes transeuropeas de energía. Esta decisión considera que:

“entre los proyectos concernientes a las redes transeuropeas de energía, conviene resaltar los proyectos prioritarios, que son muy importantes para el funcionamiento del mercado interior de la energía o para la seguridad del suministro energético.”

En su anexo 1, detalla una treintena de proyectos prioritarios para las interconexiones eléctricas, entre los que se encuentran el aumento de las capacidades de interconexión eléctrica entre Francia, España y Portugal y el proyecto de interés europeo “*Ligne Sentmenat (ES) — Bescanó (ES) — Baixas (FR)*”.

Se puede observar que, en su objetivo de interconectar las economías europeas, la Unión Europea siempre ha puesto un énfasis especial en la integración de las regiones periféricas. Así sucede, en particular, con la red eléctrica. **El objetivo de permitir que todos los ciudadanos europeos tengan acceso a la electricidad en las mismas condiciones (calidad de suministro y precio del kWh) intenta lograr, en particular, la integración de las regiones periféricas en la red de transporte europea.**

Esta misma decisión prevé la posibilidad de recurrir a un coordinador europeo cuando un proyecto declarado de interés europeo sufra retrasos significativos o dificultades en su realización:

“Cuando algún proyecto declarado de interés europeo o una serie o grupo de dichos proyectos sufren dificultades de realización, un coordinador europeo podría desempeñar un papel de facilitador, impulsando la colaboración entre todas las partes y velando para que se realice un seguimiento adecuado, de manera que la Comunidad sea informada de los progresos conseguidos. Los servicios de un coordinador europeo también deberían estar disponibles para otros proyectos, a petición de los Estados miembros implicados.”

⁶ Fuente: REE

⁷ Fuente: RTE

El conjunto de estas decisiones manifiesta claramente la importancia otorgada a los proyectos de refuerzo de las interconexiones entre los países miembros y, en particular, entre Francia y España.

Es necesario tener en cuenta que solamente otros tres proyectos energéticos europeos han dado lugar al nombramiento de un coordinador:

- la interconexión eléctrica entre Alemania, Polonia y Lituania
- la conexión a la red de la producción eólica offshore en el Mar Báltico y en el Mar del Norte (Dinamarca – Alemania – Polonia)
- el proyecto de gasoducto de Nabucco, para unir Turquía y Austria, pasando por Rumanía.

2.3.4 Capacidades de intercambio entre los países de Europa central y del suroeste

La situación actual de las capacidades de intercambio entre los países de Europa occidental se muestra en el siguiente esquema.

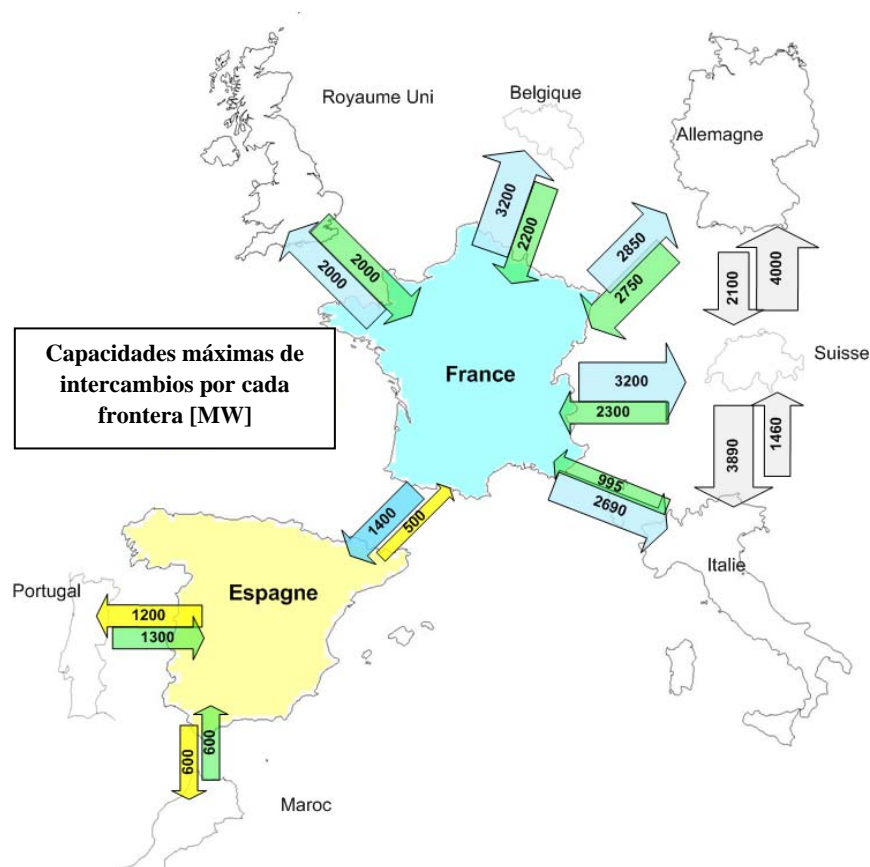


Fig. 2-6 – Capacidades netas de intercambio (NTC) entre los países de Europa occidental: valores referentes a la situación del invierno de 2007-2008 (fuente: ETSO)

Los países del “bloque continental” se caracterizan por unas capacidades de intercambio más elevadas, en comparación con las regiones periféricas y, especialmente, la Península Ibérica. En particular, Francia presenta una capacidad máxima de 15340 MW en exportación y de 10745 MW en importación; lo cual equivale a una tasa del 13,2 % en exportación y del 9,3 % en importación, en relación con la

potencia instalada. En cambio, la Península Ibérica en su conjunto sólo presenta una capacidad de 1100 MW en exportación y de 2000 MW en importación, es decir, una tasa del 2,2% en importación y solamente del 1,3% en exportación.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que, durante estos dos últimos años, la capacidad de intercambio de España a Francia ha sido reducida varias veces a 300 MW por el gestor de la red española, REE, por problemas de seguridad de la red.

Así pues, la Península Ibérica puede considerarse una “isla eléctrica”, ya que su capacidad de interconexión con la red europea es muy limitada; adicionalmente, como veremos en el capítulo siguiente, dicha interconexión está actualmente saturada, es insuficiente y no se ha desarrollado ningún proyecto desde hace varios años. Para aumentar la capacidad de intercambio, las únicas soluciones consisten en eliminar los cuellos de botella internos de la Península, la optimización de la explotación de las infraestructuras de interconexión existentes y, en caso de que estas medidas sean insuficientes, el refuerzo de la interconexión con Francia mediante un nuevo eje.

La capacidad limitada entre la Península Ibérica y el resto de Europa dificulta los intercambios de energía, que sólo alcanzan un 3 % del consumo interno, como se puede observar en el siguiente esquema (Fig. 2-7). Este nivel es el más reducido de Europa y sólo es comparable al existente entre las Islas Británicas y el Continente.

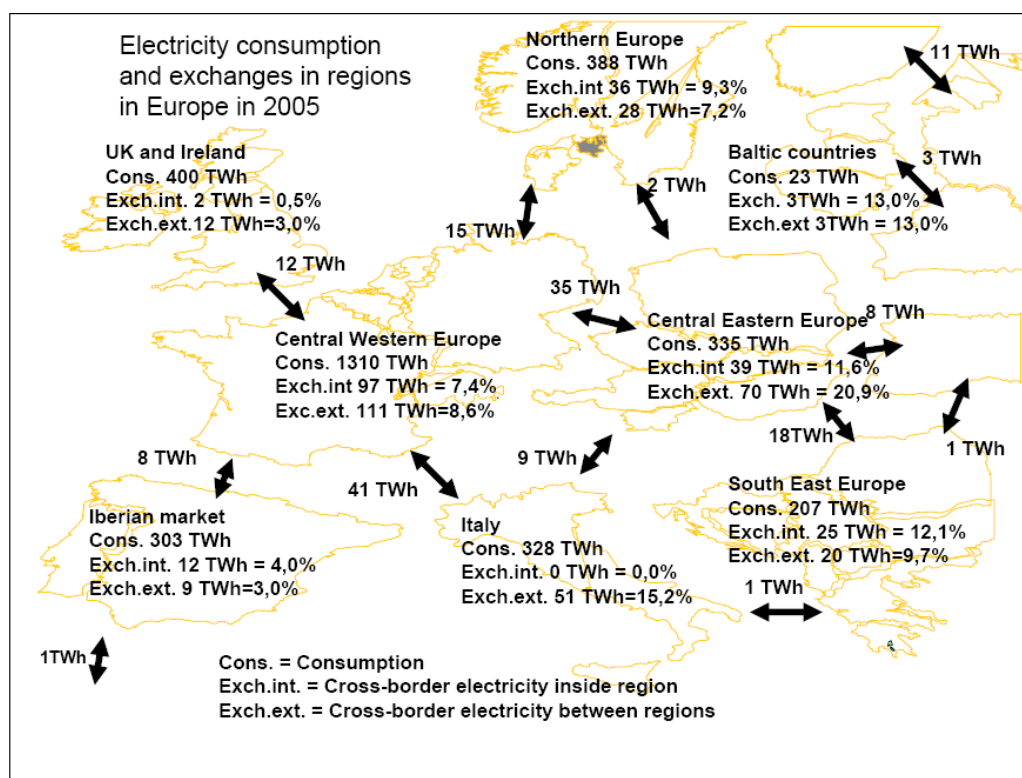


Fig. 2-7 – Intercambios anuales de energía entre las regiones europeas y en el interior de cada región (fuente: CE DG-TREN)

3 ESTADO DE LOS LUGARES DE INTERCONEXIÓN ENTRE FRANCIA Y ESPAÑA

- ◆ *La interconexión entre Francia y España está formada actualmente por 4 líneas: 2 líneas de 400 kV y otras 2 de 225 kV. Otras dos líneas internacionales, una a 132 kV y otra a 150 kV, prestan asistencia a nivel local en caso de fallo.*
- ◆ *La capacidad neta de intercambio de Francia hacia España es de 1400 MW en invierno y de 1200 MW en verano; en la dirección de España a Francia, dicha capacidad sólo alcanza los 500 MW, valor que, en estos dos últimos años, ha quedado reducida a menudo a 300 MW, por restricciones de seguridad vinculadas a la red española.*
- ◆ *Las líneas transfronterizas tienen un nivel de utilización muy elevado. En numerosas ocasiones, la interconexión ha quedado saturada, con una utilización del 100 % de su capacidad; esto ha impedido que los agentes efectúen las transacciones de energía más favorables a través de la frontera, que habrían permitido conseguir una reducción del precio del kWh para los consumidores.*
- ◆ *El número de días durante el año 2007 en los cuales se alcanzó la capacidad máxima asignable durante al menos una hora es del 97 %.*
- ◆ *Durante las horas de congestión, el diferencial entre el precio del mercado francés (PowerNext) y el del mercado ibérico (MIBEL) es muy elevado, lo cual denota una fragmentación de los mercados y la imposibilidad de hacer que los precios del kWh se igualen a la baja.*
- ◆ *El volumen de la congestión entre España y Francia se manifiesta también por las cantidades que pagan los agentes por la asignación de capacidad según el mecanismo de subastas. Un valor elevado de la asignación de capacidad denota que la congestión es muy fuerte. Para reservar capacidad en la frontera entre Francia y España, los agentes deben pagar casi 100.000 €/MW. Este coste repercutirá inevitablemente en el precio del kWh que pagan los consumidores, quedando así de manifiesto la ineficacia de la integración de los mercados, a causa de la escasa capacidad de interconexión entre ambos países.*
- ◆ *La alta tasa de congestión de la frontera entre Francia y España y la consecuente fragmentación de los dos mercados eléctricos indican que sería oportuno aumentar la capacidad de intercambio mediante nuevas infraestructuras de red.*

3.1 Situación actual de las líneas de interconexión entre los dos países

Como se indica en la Fig. 3-1, la interconexión entre Francia y España está formada en la actualidad por 4 líneas (2 de 400 kV, construidas respectivamente en 1964 y en 1970, y 2 de 225 kV, construidas respectivamente en 1955 y en 1982). La longitud de las cuatro líneas de interconexión a Muy Alta Tensión se indica en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Otras dos líneas internacionales, Irun- Errondenia, a 132 kV (construida en 1950), y Benos- Lac d'Oo, a 150 kV (construida en 1991), proporcionan asistencia a nivel local en caso de avería.

Las líneas transfronterizas con Andorra sirven para el suministro eléctrico de este Estado y no pueden ser utilizadas para la interconexión entre Francia y España.



Fig. 3-1 – Líneas de interconexión de Muy Alta Tensión entre Francia y España, con indicación de la capacidad térmica en MVA (en azul: capacidad térmica en invierno; en rosa: capacidad térmica en verano)

Tab. 3-1: características de las líneas de interconexión entre Francia y España

Subestación de salida	Subestación de llegada	Tensión (kV)	Longitud (km)
Argia	Hernani	400	50
Argia	Arkale	225	37
Biescas	Pragnères	225	48
Baixas	Vic	400	110

La capacidad actual de la interconexión entre Francia y España equivale a menos de un 4 % del consumo de punta en España; este valor va disminuyendo a medida que cada año se alcanzan picos de consumo cada vez más elevados⁸, cuando no se realiza un refuerzo de la interconexión.

3.2 Refuerzos ya realizados en la red eléctrica

Para aumentar la capacidad de intercambio (NTC) sin construir nuevas líneas, se han llevado a cabo numerosas intervenciones tanto en la parte anterior como en la posterior. En general, existen diversas maneras de aumentar la capacidad de interconexión en una red (ver Anexo 1). Las más adecuadas y adaptadas a la interconexión entre Francia y España ya se han llevado a cabo a lo largo de estos últimos años.

En 1995, la capacidad de intercambio entre Francia y España era de aproximadamente 1000 MW. Desde entonces, la optimización de la red ha permitido aumentar este valor hasta la capacidad de intercambio actual de 1400 MW en invierno:

- la línea de 400 kV Baixas-Vic fue reforzada en 1997, a ambos lados de la frontera;
- un transformador desfasador de 300 MVA fue instalado en Pragnères en 1998 para controlar los flujos en la línea de 220 kV Biescas-Pragnères y así optimizar la utilización global de la interconexión;
- la línea de 220 kV Argia-Arkale fue reforzada en el año 2002, en el lado francés;
- la línea de 400 kV Argia-Hernani fue reforzada en el año 2002, a ambos lados de la frontera;
- se han realizado refuerzos cercanos a la interconexión, en las redes internas española y francesa (construcción de nuevas líneas, cambios de conductores en las líneas existentes, creación de nuevas subestaciones, instalación de nuevos medios de compensación de la potencia reactiva) .

⁸ Tras la punta de consumo registrada en el año 2007 (45.430 MW), este porcentaje ha bajado al 3,06%

A decir verdad, siguen existiendo restricciones, especialmente en la red interna española, que limitan mucho la capacidad de intercambio en la dirección de España a Francia. En particular, el hecho de que la NTC de España hacia Francia sólo alcance actualmente los 500 MW se debe principalmente a problemas de red en Cataluña⁹. La capacidad de intercambio de España hacia Francia podrá aumentarse hasta los 1400 MW mediante una serie de refuerzos internos, pero eso no ayudará a que disminuya la tasa de congestión de Francia hacia España, ni a eliminar las congestiones previstas en la otra dirección, teniendo en cuenta la evolución de la producción y de la demanda a ambos lados de la frontera.

3.3 Tasa de utilización de las líneas de interconexión

Para evaluar la necesidad real de refuerzo de la capacidad de intercambio entre Francia y España, se ha examinado la evaluación de los intercambios anuales de energía entre los dos países desde 1980. Se puede observar, en efecto, una tendencia al crecimiento de la energía total intercambiada, como se puede deducir por la curva de interpolación de los diferentes valores anuales (línea intermitente de la Fig. 3-2).

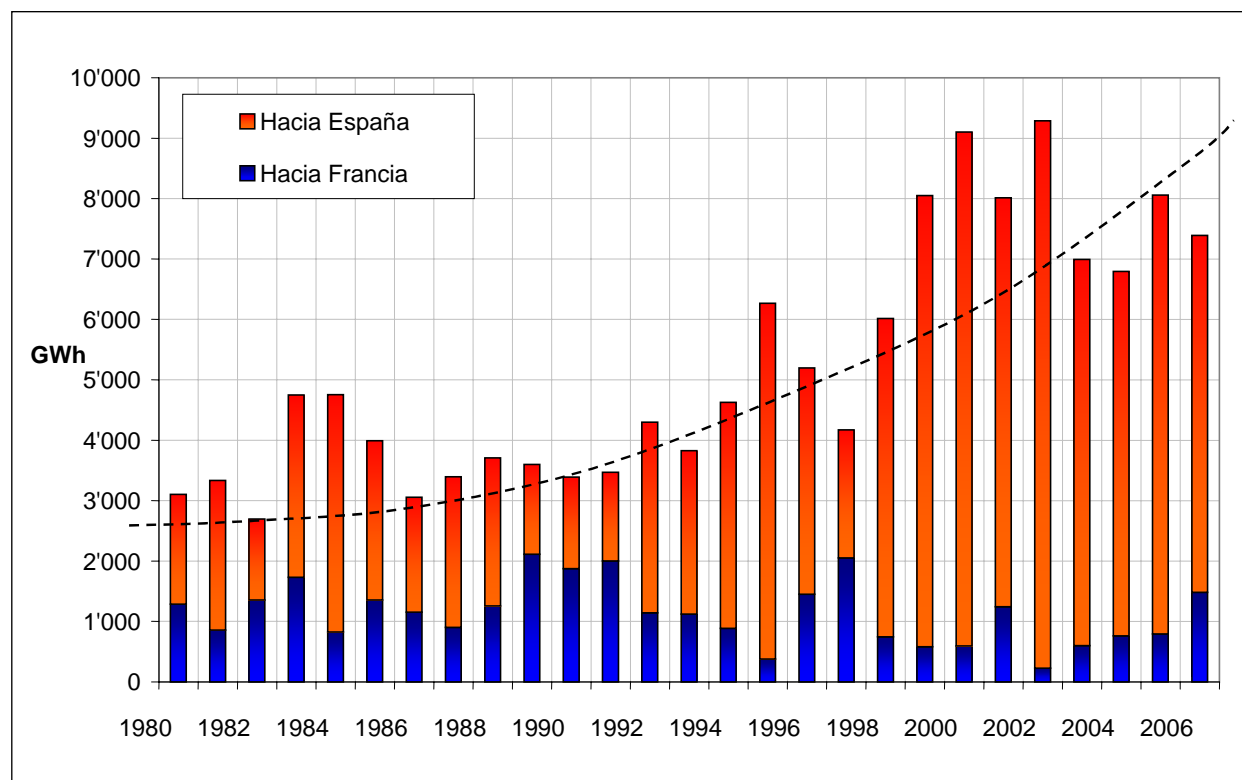


Fig. 3-2 – Intercambios de energía a través de las líneas de interconexión entre los dos países

En realidad, el examen de los intercambios anuales de energía no es suficiente para determinar la necesidad de un posible refuerzo de la red: hay que examinar los intercambios horarios de energía y determinar el nivel de utilización, el cual se mide por las congestiones, que pueden asemejarse a “atascos” en una autopista. Utilizando los valores horarios registrados por los gestores de red, se han construido los siguientes diagramas, referidos a los años 2006 y 2007. Se observa claramente un nivel de utilización muy elevado (Fig. 3-3): los periodos de congestión de los intercambios, durante los cuales las líneas son explotadas a niveles de tránsito cercanos al máximo de su capacidad, son muy frecuentes a lo

⁹ Como ya hemos mencionado, este valor ha quedado frecuentemente reducido a 300 MW, por razones de seguridad de la red de transporte española.

largo del año. Por ejemplo, la interconexión fue utilizada al 100% de su capacidad durante cerca de la mitad del tiempo en el año 2006 (44%) y durante más de la mitad del tiempo en el año 2007 (55%).

Eso significa que estas líneas de interconexión están saturadas, en particular durante las puntas de consumo, periodo en el que son más útiles. Por otra parte, las interconexiones también están muy solicitadas fuera de las puntas. Según las informaciones recibidas por la autoridad reguladora francesa, CRE, la frontera entre Francia y España está entre las fronteras europeas más congestionadas, después de la frontera entre Italia y Francia. Adicionalmente, es necesario recordar que las congestiones no se producen sólo desde Francia hacia España, sino también en la dirección opuesta. Eso significa que los beneficios de la explotación de la interconexión no corresponden exclusivamente a uno de los dos países.

Una capacidad de intercambio muy limitada a través de la frontera dificulta el transporte de energía en caso de déficit significativo de la producción o de puntas de consumo muy elevadas, pero también crea una fragmentación de los mercados eléctricos, con un elevado diferencia de los precios durante los periodos de congestión, lo cual no permite igualar a la baja los precios del kWh.

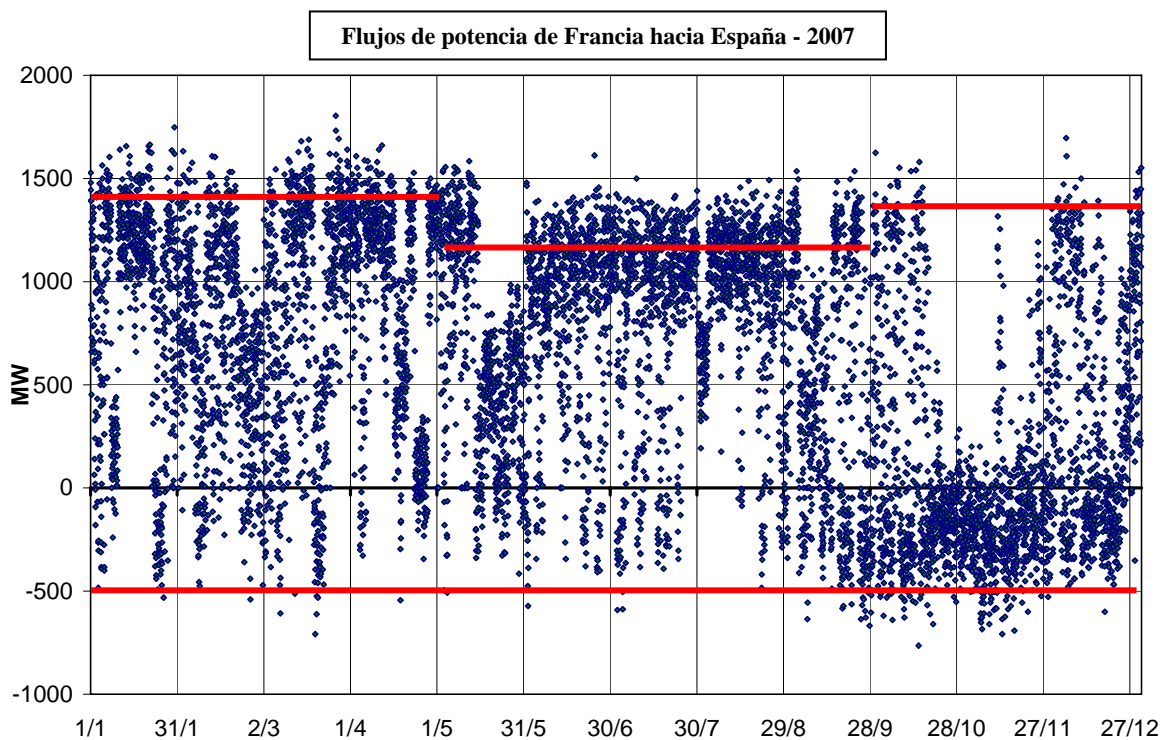
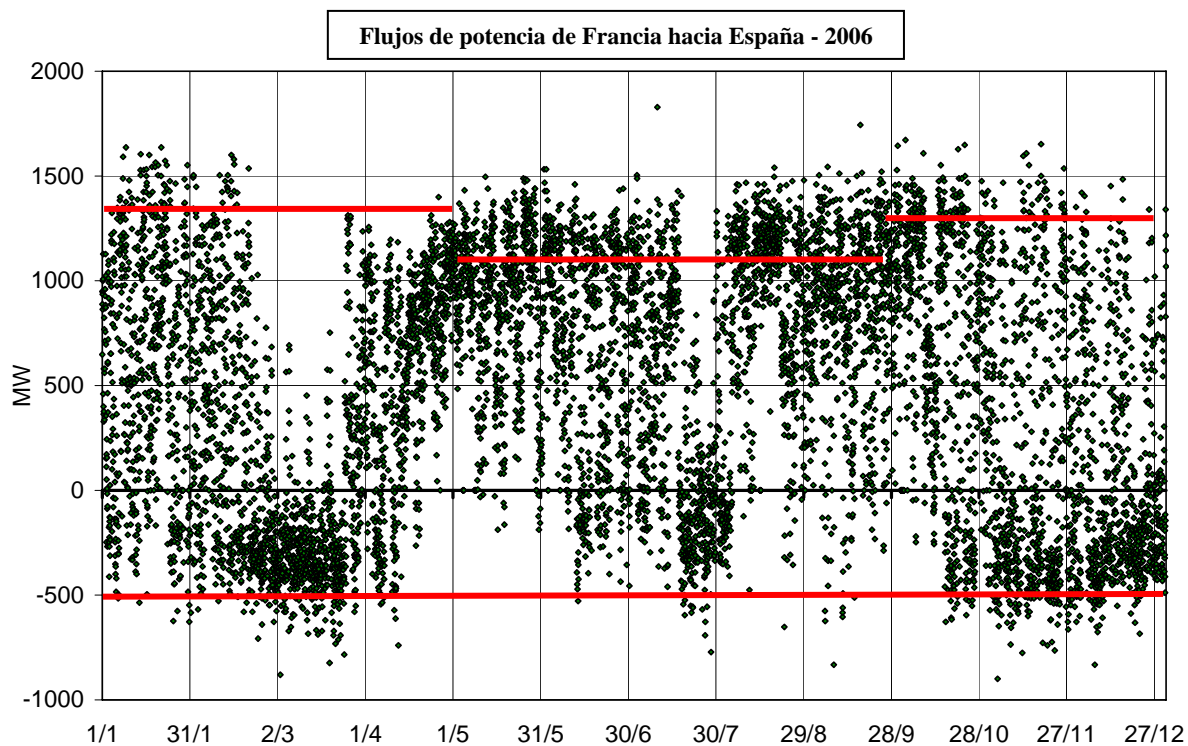
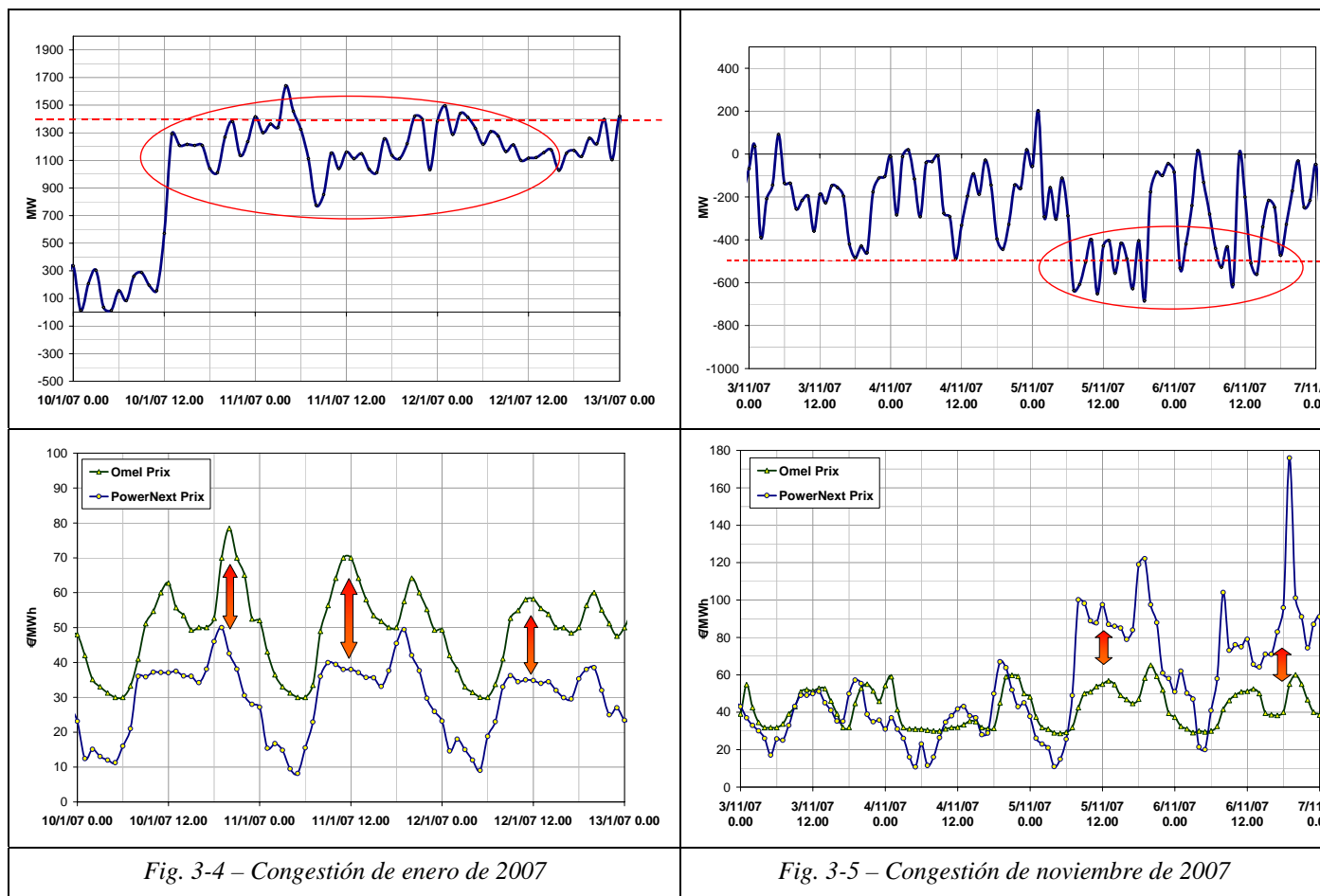


Fig. 3-3 – Flujos horarios de potencia entre Francia y España, en los años 2006 y 2007

Los esquemas de la Fig. 3-4 muestran el diferencial entre el precio del mercado francés de la electricidad (denominado PowerNext) y el del mercado español (denominado OMEL), durante el periodo de enero de 2007. En el caso presentado, los precios de OMEL eran más elevados que los del mercado francés, pero, debido a la congestión en la frontera, no era posible realizar los intercambios suficientes desde Francia hacia España, lo cual habría ayudado a que bajasen los precios en el mercado OMEL.



En cambio, durante el mes de noviembre de 2007, los precios de PowerNext alcanzaron cifras muy elevadas (Fig. 3-5). En consecuencia, la frontera entre Francia y España estuvo congestionada en la dirección de España a Francia, pero, una vez más, debido a la escasa capacidad, resultó imposible ajustar los mercados y los precios de OMEL continuaron siendo más bajos que los de PowerNext. En este sentido, resulta interesante observar lo que sucedió durante el mismo periodo en la frontera entre Francia e Italia. En este caso, gracias a la elevada capacidad de intercambio entre ambos países, los agentes italianos pudieron vender energía en el mercado francés, contribuyendo a limitar el alza de los precios del kWh en Francia, con un impacto también, como es lógico, sobre los precios de IPEX, el mercado de la energía en Italia (Fig. 3-6).

Nota: en la Fig. 3-6, se puede observar que los precios de la electricidad en el mercado italiano son claramente más altos que los de los otros mercados europeos de la electricidad. Este fenómeno se debe a la composición del parque de generación en Italia, que está muy desequilibrado hacia los combustibles fósiles, especialmente el gas, cuyos precios han sufrido un aumento muy marcado en estos últimos años.

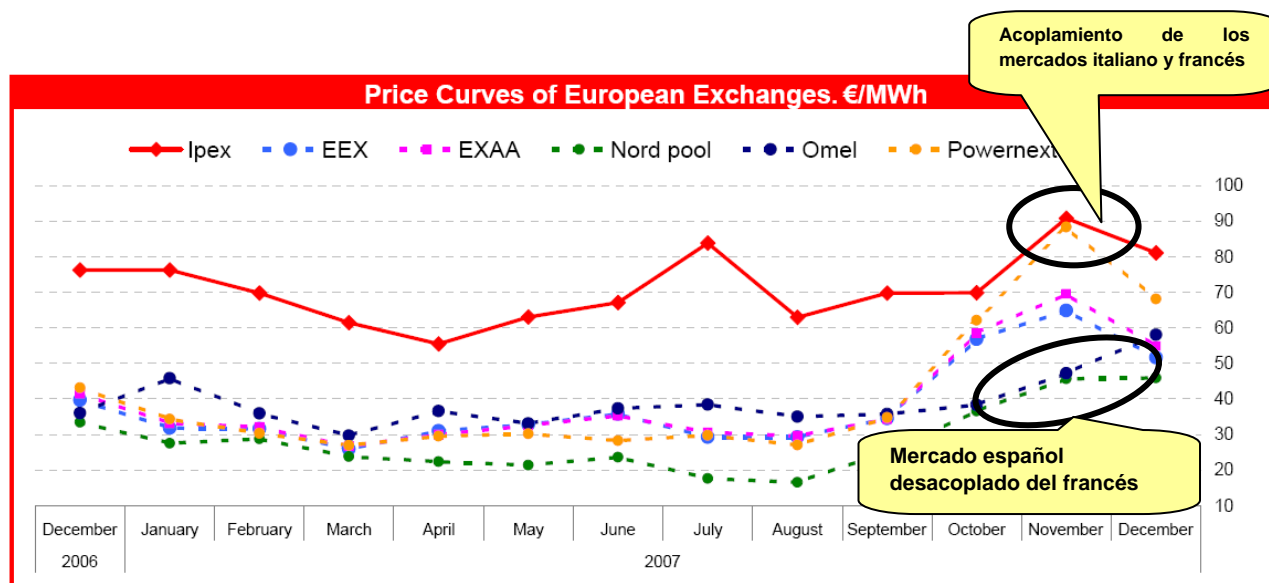


Fig. 3-6 – Precio de la energía en los principales mercados de la electricidad en Europa (fuente: GME)

3.3.1 Tasa de congestión en la frontera entre Francia y España, en comparación con otras fronteras francesas

La

Tab. 3-2 muestra el número de días, durante el año 2007, en los cuales se alcanzó la capacidad máxima de la interconexión en las fronteras francesas, al menos durante una hora. Se puede observar que la tasa de congestión de la interconexión entre Francia y España es la más elevada, en comparación con las demás fronteras francesas. Los agentes del mercado eléctrico español sufrieron limitaciones en los intercambios internacionales durante el 97 % de los días del año.

	Días en los que se alcanzó la capacidad máxima asignable de la interconexión, durante al menos una hora (en % para 2007)
Bélgica	22%
Alemania	26%
Inglaterra	34%
Italia	92%
España	97%

Tab. 3-2 – Tasa de congestión en las fronteras francesas en el año 2007 (fuente: CRE y CNE)

Por otra parte, conviene subrayar que la tasa de utilización de la capacidad¹⁰ de intercambio entre Francia y España es de dos a siete veces más elevada que en el caso de otras fronteras y, además, la capacidad se utiliza para intercambios en ambas direcciones.

Además de las frecuentes congestiones en la frontera entre Francia y España, hay que tener en cuenta otro fenómeno: la reducción de la capacidad asignada debido a razones de seguridad de la red (

¹⁰ En porcentaje en relación con la capacidad de intercambio, en MW.

Tab. 3-3). En 2007, este fenómeno de reducción de la capacidad se presentó durante 574 horas, desde España hacia Francia, y durante 250 horas, desde Francia hacia España. También se ha observado que la capacidad de exportación de España hacia Francia se fijó en cero durante 501 horas (es decir, un 6 % del tiempo).

		Número de horas durante las cuales se redujo la capacidad	Número de horas durante las cuales la capacidad se fijó en cero
Alemania	Exportación	0	0
	Importación	0	0
Bélgica	Exportación	0	0
	Importación	0	0
Italia	Exportación	5	0
	Importación	0	0
España	Exportación	250	0
	Importación	574	501

Tab. 3-3 – Horas de reducción de la capacidad en 2007 por razones de seguridad. Nota: “exportación” significa exportación desde Francia hacia el país extranjero; importación significa desde el país extranjero hacia Francia (fuente: CRE y CNE)

Otro aspecto que muestra la insuficiencia de la capacidad de intercambio entre Francia y España se refiere al precio que pagan los agentes por la asignación de la capacidad según el mecanismo de subastas. Un precio elevado de la asignación de capacidad denota que la congestión es muy fuerte¹¹. Con la excepción de la frontera entre Francia e Italia, los agentes del mercado otorgan el valor más alto a la capacidad entre Francia y España, lo que muestra el gran interés por intercambiar energía entre los dos países. Para reservar capacidad, los agentes deben pagar casi 100.000 €/MW. Este coste repercutirá inevitablemente en el precio del kWh que pagan los consumidores, quedando así de manifiesto la ineficacia de la integración de los mercados, a causa de la escasa capacidad de interconexión entre ambos países. Finalmente, conviene tener en cuenta que el coste de la asignación de capacidad entre Francia y España aumentó significativamente durante el año 2007, revelando una situación cada vez más tensa en lo concerniente al funcionamiento integrado de ambos mercados.

¹¹ En la definición de congestión se ha explicado que, para evaluar la tasa de congestión, hay que analizar la duración de la congestión (horas/año) y su intensidad (MWh/año). Otra indicación de la intensidad de la congestión es el precio que deben pagar los agentes para reservarse capacidad a través de la frontera (€/MW).

	Precio medio por la asignación de capacidad de interconexión, en €/MW
Bélgica	25.413
Alemania	34.928
Inglaterra	56.521
España	96.422
Italia	161.663

Tab. 3-4 Precio medio de la asignación de capacidad en las fronteras francesas en el año 2007 (fuente: CRE y CNE).

La alta tasa de congestión de la frontera entre Francia y España y la fragmentación consiguiente de los dos mercados eléctricos indican que sería oportuno aumentar la capacidad de intercambio por medio de nuevas infraestructuras de red.

4 LA EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN Y DEL CONSUMO EN FRANCIA Y EN ESPAÑA, DESDE EL MOMENTO ACTUAL HASTA EL AÑO 2015

Generación y consumo a nivel nacional:

- ◆ *Evolución del consumo hasta el año 2015: en Francia, la tasa de crecimiento de la demanda se mantendrá en el 1,3% hasta el año 2010 y después se reducirá al 1%. En España, la tasa de crecimiento de la demanda será mucho más elevada, situándose en torno al 3% hasta el año 2010 y después en torno al 2,3% (escenario de alta eficiencia energética).*
- ◆ *Evolución de los medios de generación hasta el año 2015. La evolución de la generación en Francia presenta rasgos comunes con España en lo que concierne al desarrollo de las centrales CCG (ciclo combinado de gas). En cuanto a la energía nuclear, se prevé la puesta en servicio de una nueva unidad EPR de Flamanville, con una capacidad de 1600 MW. Sin embargo, esta evolución sólo afecta a una parte bastante restringida del parque de generación, cuyo “mix” no cambiará mucho a medio plazo; en particular, la energía nuclear representará únicamente el 50 % de la potencia instalada. En España, el parque de generación se caracterizará por un desarrollo significativo de las CCGT y del parque eólico.*
- ◆ *Un rasgo común: el fuerte desarrollo de la energía eólica en ambos países. A partir de una potencia instalada actual de 13000 MW, el objetivo de España consiste en alcanzar los 29000 MW en 2016 y los 40000 MW en el año 2030. La generación eólica representará aproximadamente un 18% de la demanda de electricidad española en el año 2016 y un 20% en el año 2030. Francia dispone únicamente de una instalación de 2450 MW a finales del año 2007, pero se ha iniciado una nueva tendencia y el objetivo establecido por la programación plurianual de las inversiones (PPI) realizada por el Ministerio encargado de la energía es de 17.000 MW de capacidad eólica instalada en los años 2015-2016.*

Generación y consumo en las regiones cercanas a la frontera entre Francia y España:

- ◆ *En España: el crecimiento de la demanda total de energía eléctrica en las 4 regiones españolas que limitan con Francia (Cataluña, Aragón, Navarra, País Vasco) es bastante diferente. En particular, el crecimiento de la demanda ha sido más continuo en Cataluña (aproximadamente un 3%/año en el periodo 2000-2006). El crecimiento del consumo no ha estado acompañado por un crecimiento análogo de la potencia instalada.*
- ◆ *En Francia: durante la última década, los cinco departamentos franceses que limitan con España (Pyrénées Atlantiques, Ariège, Haute Garonne, Hautes Pyrénées, Pyrénées Orientales) han experimentado un crecimiento bastante moderado de la demanda (tasa media del 2,2% anual), que, posteriormente, se ha debilitado en los tres últimos años, durante los cuales el consumo ha permanecido prácticamente constante, excepto en el departamento de Haute Garonne. Sin embargo, la generación anual en los cinco departamentos ha disminuido progresivamente. Esto implica que la relación generación-consumo ha pasado del 50% en 1997 al 33% en el año 2006, con un déficit cada vez más importante en la región. En realidad, este déficit se concentra en dos departamentos: Pyrénées Orientales y Haute Garonne.*

Teniendo en cuenta la situación deficitaria, especialmente al este de los Pirineos, el refuerzo de las líneas de transporte, tanto en el interior de ambos países como a través de los Pirineos, sería ventajoso para garantizar una mayor seguridad del suministro y para alcanzar beneficios mutuos al explotar los medios de generación más favorables en cada momento.

4.1 Producción y consumo a nivel nacional

Como ya hemos mencionado, la estructura de la red eléctrica fronteriza no ha evolucionado mucho durante los últimos 20 años. En cambio, ambos países y en particular España han experimentado un gran crecimiento de la demanda, que previsiblemente continuará aumentando, a pesar de las medidas en favor

de la eficiencia energética impulsadas por la Unión Europea en el “Libro verde sobre la eficiencia energética” [6]. En efecto, durante estos últimos 10 años en España, hemos podido observar tasas de crecimiento anual en torno al 5%; para los próximos años (de 2008 a 2016), se esperan más bien tasas de crecimiento más débiles, situadas entre el 2,3% (escenario de alta eficiencia energética) y el 3,5% (escenario de alto crecimiento de la demanda) (Fig. 4-1).

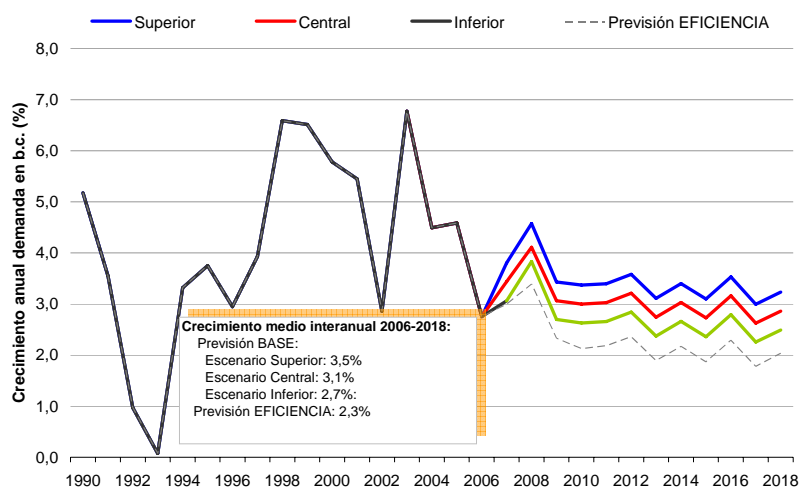
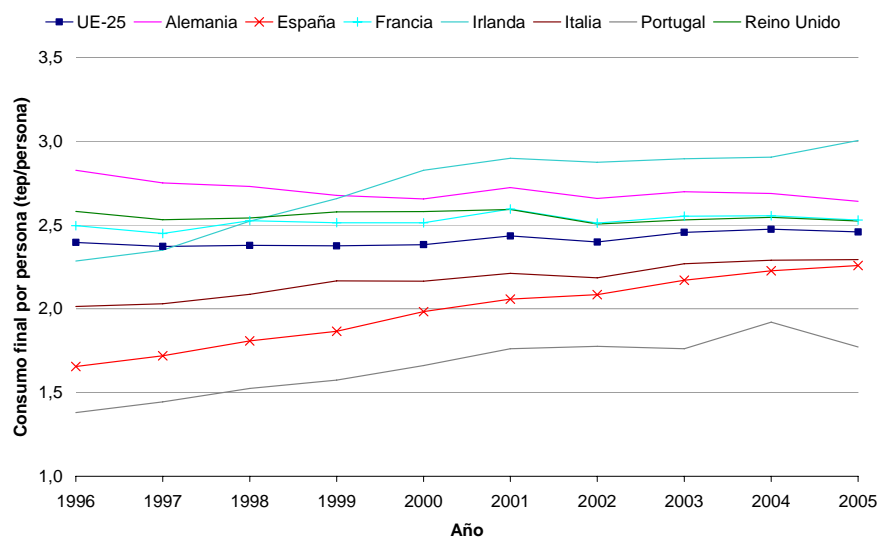


Fig. 4-1 – Escenarios de evolución de la demanda peninsular (b.c.: barras de centrales) – (fuente: REE)

Estas tasas de crecimiento de la demanda son, en general, más elevadas que la media de la Unión Europea. Sin embargo, como se muestra en la figura siguiente (Fig. 4-2), el consumo final por habitante en España sigue siendo inferior a la media europea, lo cual permite prever que dicha tendencia creciente del consumo perdurará durante los próximos años.



Fuente: Eurostat; julio de 2007

Fig. 4-2 – Evolución del consumo por habitante en la UE a 25

Según las estimaciones de REE, la punta de consumo, que fue de aproximadamente 45 GW en 2007, aumentará hasta 63,2 GW (escenario básico – punta de invierno) en 2016 [13]. La adopción de medidas de eficiencia de la demanda podrá reducir la punta estimada para el año 2016 a 58,7 GW. Para el año 2030, las previsiones de punta de demanda son de 79,7 GW en el escenario básico y de 65,8 GW en el escenario con medidas de eficiencia de la demanda.

En Francia, se observa un crecimiento moderado del consumo y dicha tendencia debería perdurar en el futuro. En particular, se prevé para el año 2010 una tasa de crecimiento inferior al 1,5 %, que se reducirá posteriormente durante el periodo 2010-2015, en el cual, según las estimaciones de la UCTE, la tasa de crecimiento se reducirá al 1%.

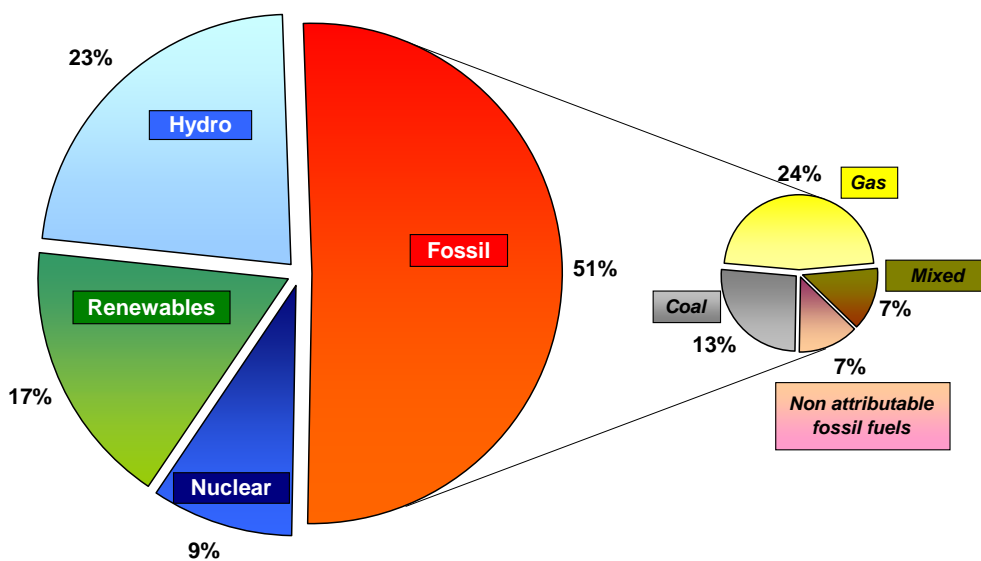
En lo que concierne a la generación, según las estimaciones de REE, la evolución de la generación en España (*Fig. 4-3*) que se prevé hasta el año 2015 está basada esencialmente en la conexión de nuevas centrales de ciclo combinado de gas (CCG) y de generación eólica [7]. En particular, la energía eólica desempeñará un importante papel en los próximos años, con un objetivo de 29 GW en 2016 y una estimación de energía eólica instalada de hasta 40 GW para el año 2030.

A finales del 2006, la potencia instalada alcanzaba los 78,8 GW. Teniendo en cuenta los coeficientes de indisponibilidad de los distintos grupos de generación (en función de la tecnología y de la antigüedad), dicha potencia instalada representa 48,4 GW de potencia disponible (la energía eólica, en particular, que constituye un apoyo importante en términos de energía producida, no representa una potencia total con la que se pueda contar de forma sistemática para cubrir la demanda). Así pues, el “índice de cobertura de la demanda” era de 1,16 en el año 2006. A pesar de un desarrollo significativo de la generación (114 GW de potencia instalada en 2016, lo cual equivale a 64,2 GW de potencia disponible), este índice irá reduciéndose progresivamente hasta 1,09 en el caso del escenario de alta eficiencia energética (punta de demanda de 58,7 GW) o hasta 1,016 en el caso del escenario de referencia (punta de demanda de 63,2 GW). Por lo tanto, la necesidad de recurrir a los intercambios de potencia con los países vecinos en condiciones de márgenes reducidos de capacidad de generación será, probablemente, cada vez más frecuente en los próximos años.

En lo que concierne a la generación, la energía eólica representará aproximadamente un 18% de la demanda eléctrica en 2016 et 20% en 2030. En cambio, para respetar la directiva europea sobre las grandes centrales de generación mediante combustibles fósiles (Large Combustion Plant) [8], está previsto desmantelar las 16 centrales térmicas obsoletas desde ahora hasta el año 2016, con una capacidad total de 3 GW.

La evolución de la generación en Francia (*Fig. 4-4*) presenta rasgos comunes con España en lo que concierne al desarrollo de las centrales CCG. En cuanto a la energía nuclear, se prevé la puesta en servicio de la nueva unidad EPR de Flamanville, con una capacidad de 1600 MW. Sin embargo, el porcentaje de la energía nuclear en la capacidad instalada se reducirá del 54% en el año 2008 al 52% en el año 2015; la misma tendencia se observa en España, donde está previsto que el porcentaje de la energía nuclear en relación con la capacidad total se reduzca del 9% en el año 2008 al 7% en el año 2015. El desarrollo de energías renovables aumentará también significativamente en Francia y, desde el nivel actual de energía eólica instalada de 2450 MW (cifra de finales de 2007), está previsto alcanzar los 12÷17 GW en los años 2015-2016. Sin embargo, este nivel es muy inferior al de España. Finalmente, en cuanto al cumplimiento de la directiva europea sobre las grandes centrales de generación mediante combustibles fósiles, Francia también experimentará en primer lugar la reducción de las horas de explotación y, posteriormente, el desmantelamiento antes del año 2015 de varias centrales de carbón, con una capacidad de 4,4 GW [9].

Spain - Net generating Capacity 2008 [in % of installed capacity: 83 GW]



Spain - Net generating Capacity 2015 [in % of installed power: 106 GW]

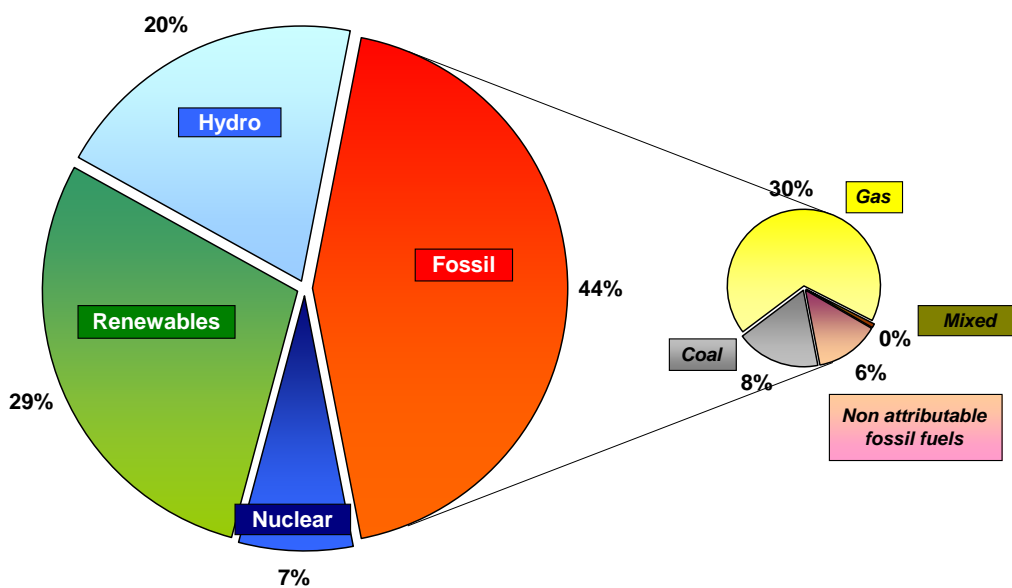
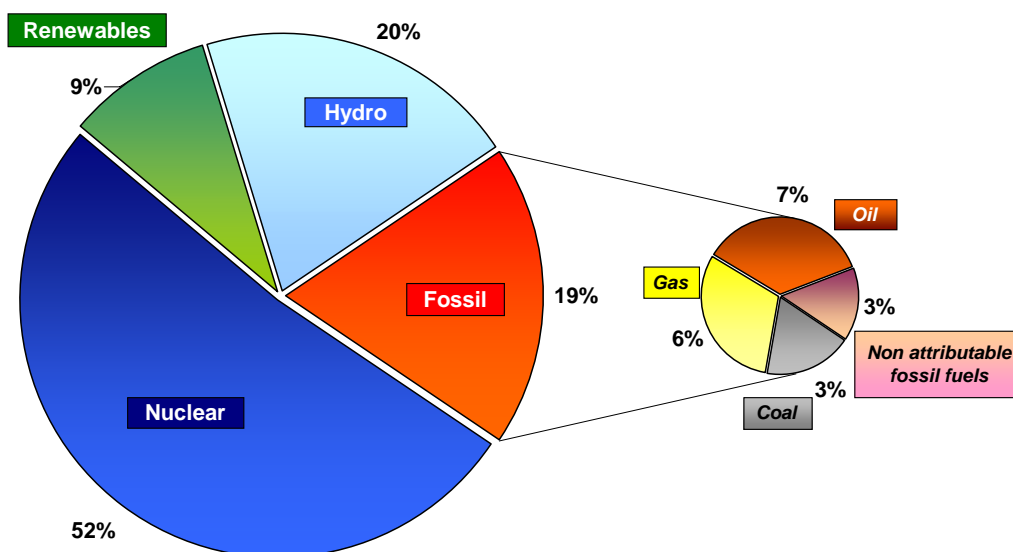


Fig. 4-3 – Evolución de la capacidad neta de generación en España (fuente: UCTE [7] y REE [12])

France - Net generating Capacity 2015 [in % of the installed power: 126 GW]



France - Net generating Capacity 2008 [in % of the installed power: 117GW]

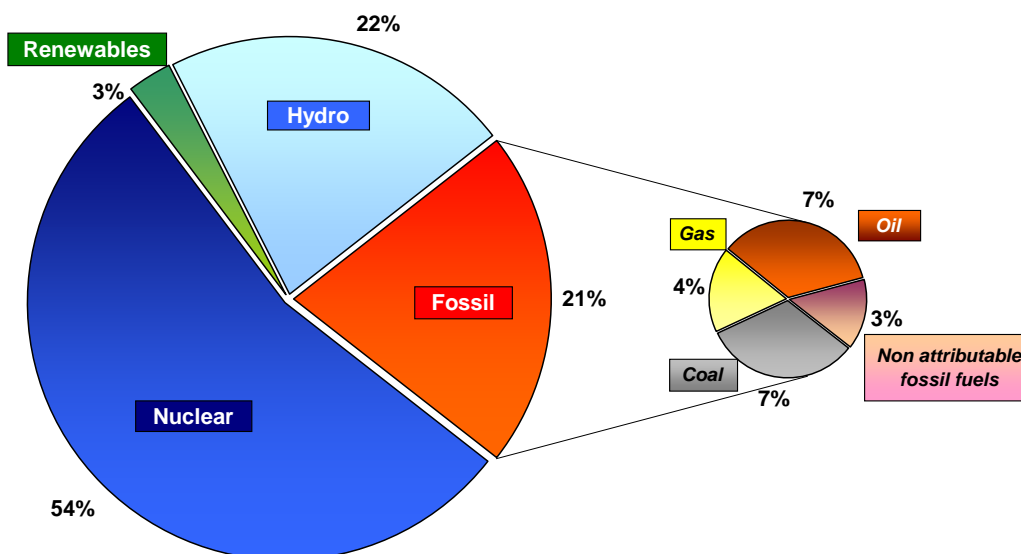


Fig. 4-4 – Evolución de la capacidad neta de generación en Francia (fuente: UCTE [7] y RTE [9])

Los parques de generación de ambos países seguirán teniendo en el futuro una composición complementaria: principalmente nuclear en Francia, y ciclos combinados, carbón y cada vez más energías renovables no gestionables en España.

Este aspecto es aún más evidente si se compara la producción anual estimada (TWh/año) en los dos países para satisfacer la demanda (Fig. 4-5). En Francia, los medios de generación más frecuentemente utilizados son la energía térmica nuclear y la hidroeléctrica, lo cual no debería cambiar en los próximos

años. Si bien el parque francés de generación de electricidad está experimentando una profunda reestructuración que se conllevará un fuerte crecimiento en los próximos años de los proyectos de nuevos medios de generación (desarrollo de la energía eólica, proyectos de ciclo combinado de gas y EPR en construcción), esta evolución sólo afectará a una pequeña parte del parque de generación.

En España, se asistirá, por el contrario, a un desarrollo muy fuerte de la producción a partir de fuentes renovables y, en particular, la eólica, lo cual permitirá conseguir una reducción notable de las emisiones de CO₂: REE estima una reducción media del 17% de las emisiones de CO₂ en relación con el año 2005.

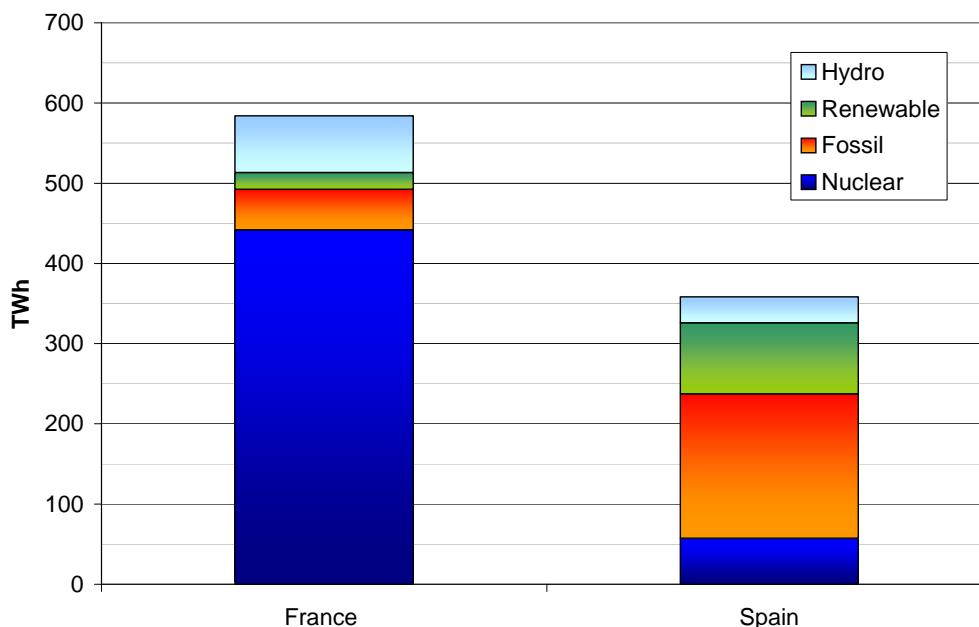


Fig. 4-5 - Evolución probable de la generación en Francia y en España para el año 2015

Según la evolución de la demanda (incluyendo las medidas de “gestión de la demanda” para racionalizar el consumo de energía) y las estimaciones de nueva generación, la UCTE evaluó **el equilibrio del sistema eléctrico** en las condiciones restrictivas de:

- tercer miércoles de enero, a las 11h00;
- tercer miércoles de enero, a las 19h00;
- tercer miércoles de julio, a las 11h00.

En referencia a los criterios adoptados por la UCTE para el equilibrio del sistema (ver información detallada en el anexo 2), se ha visto que la Península Ibérica sufrirá una reducción de los márgenes de capacidad (RC) que sobrepasará el umbral aceptable de equilibrio del sistema a partir del año 2014, en el escenario más restrictivo (previsión de la demanda sin medidas de “gestión de la demanda”). Incluso en las condiciones del escenario más favorable y adoptando las medidas de “gestión de la demanda”, se estima un déficit de 5 GW de capacidad neta de generación para el año 2020.

Por el contrario, Francia y el bloque interconectado de Europa central (Benelux, Alemania, Suiza, Austria) presentan una situación más favorable, según las previsiones, con márgenes crecientes de capacidad a medio plazo.

En realidad, según la información recibida del Ministerio de Industria español, es importante subrayar que la escasa adecuación del sistema previsto para la Península Ibérica a partir del año 2016 se debe esencialmente a la ausencia de nueva generación prevista para Portugal después del año 2012. Considerando únicamente a España, con una previsión de potencia instalada de 114 GW para el año 2016 (si bien será en gran parte “no gestionable”, debido a los parques eólicos), el país poseerá en el futuro un parque de producción adecuado.

En general, una mayor capacidad de interconexión entre la Península Ibérica y el resto de Europa puede permitir conservar un nivel más elevado de fiabilidad del sistema en términos de margen de producción neta sobre el consumo de punta.

4.2 Un rasgo común: el fuerte desarrollo de la energía eólica

España comenzó a desarrollar la energía eólica antes que Francia, lo cual le otorga, en el momento actual, una clara ventaja en términos de potencia eólica instalada: 13000 MW en España (Fig. 4-6) contra 2455 MW en Francia (datos de finales de 2007).

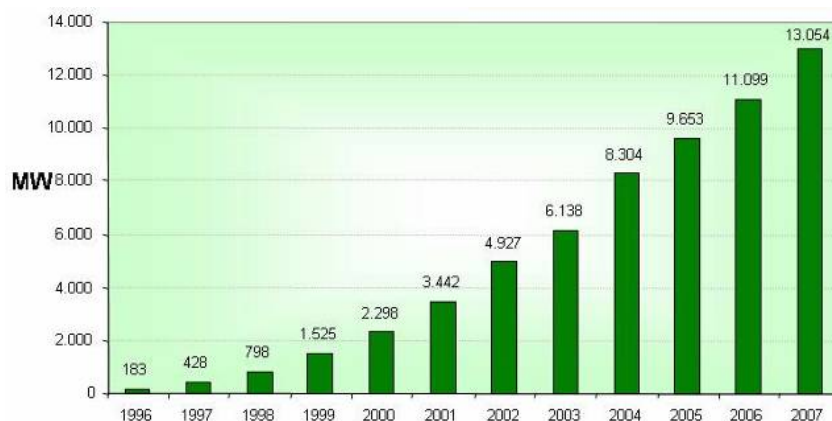


Fig. 4-6 Evolución de la capacidad eólica instalada en España

Actualmente, ambos países favorecen decididamente el desarrollo de dicha energía. En efecto, la directiva europea 2001/77/CE relativa a la promoción de la electricidad producida a partir de fuentes renovables de energía en el mercado eléctrico interior indica que la parte de energía eléctrica de origen renovable que se produzca en el horizonte del año 2010 deberá ser del 21% para Francia y del 29,4% para España (en contraste con las cifras asignadas para el año 1997: 15% para Francia y 19,9% para España). El desarrollo de la energía eólica permitirá en parte alcanzar dicho objetivo.

En Francia, si bien la generación de energía eólica experimentó un inicio tímido, con menos de 400 MW instalados a finales del año 2004, su desarrollo reciente, con 1567 MW a finales del año 2006 y 2450 MW al finalizar el año 2007, muestra que ha surgido una nueva dinámica (Fig. 4-7) y el objetivo establecido por la programación plurianual de las inversiones (PPI) realizada por el Ministerio encargado de la energía es de 17000 MW de capacidad eólica instalada en los años 2015-2016. Esta energía se desarrolla en las regiones con más viento, en la ribera del Mediterráneo y del Canal de la Mancha o en Bretaña, pero también aprovecha las condiciones favorables de implantación en regiones más alejadas del litoral, como el Centro, la región Champagne-Ardenes y Lorena.

El objetivo de España (Fig. 4-10) consiste en alcanzar 29000 MW en 2016 y 40000 MW en 2030 (cifras que deben compararse con la potencia de 45000 MW alcanzada por el consumo en el año 2007). La energía generada por el parque eólico representará aproximadamente el 17% de la demanda de electricidad española en 2016 y el 19% en el año 2030.

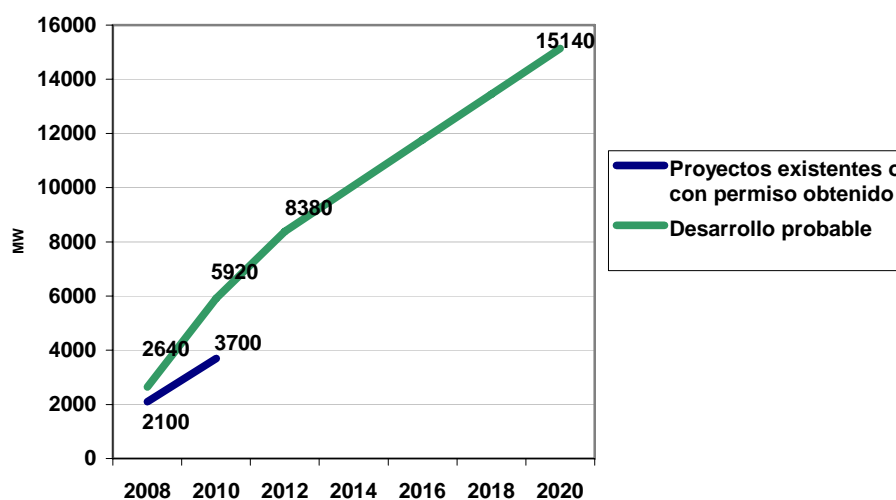


Fig. 4-7 Previsión de desarrollo de la energía eólica en Francia (potencia instalada, en MW)

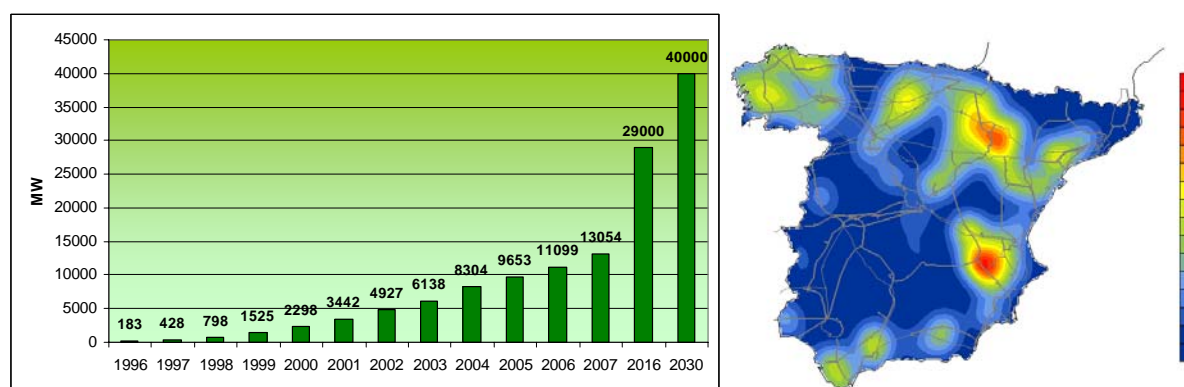


Fig. 4-8 Evolución prevista de la generación eólica en España y localización geográfica

Se puede observar que la parte de energía correspondiente a la energía eólica es menor que la parte correspondiente a la potencia eólica instalada, debido a que la energía producida depende, como es lógico, de las condiciones de viento.

El desarrollo de la energía eólica en España tiene consecuencias sobre la gestión del sistema eléctrico. La energía eólica es una energía con características particulares: la potencia generada no se puede regular, porque depende de la fuerza del viento en un momento dado; sus variaciones pueden ser muy grandes de una hora a la siguiente y son difíciles de prever. En caso de grandes variaciones de la generación eólica inyectada en la red, es necesario, para recuperar el equilibrio necesario entre producción y consumo, disponer de una reserva suficiente de medios de producción disponibles (térmica, hidráulica). **Esta reserva de energía se explotará mejor cuanto más se extienda y se interconecte adecuadamente el sistema europeo.**

Otra particularidad de esta energía, en las condiciones técnicas actuales, consiste en su sensibilidad a los huecos de tensión, que puede poner en peligro la seguridad del sistema. En efecto, para evitar averías materiales, las centrales eólicas se desconectan de la red eléctrica en caso de modificación de la frecuencia o de huecos de tensión. Para compensar el riesgo de pérdida de producción eólica (potencialmente más importante al aumentar la potencia del parque eólico instalado), deben estar disponibles otros medios para aportar energía (centrales hidráulicas o térmicas). En ese caso, una nueva interconexión entre España y Francia permitirá que la Península Ibérica mejore la gestión de su sistema

eléctrico e integre mejor la generación de energía eólica. En efecto, de esa forma podrá contar con un aporte de generación proporcionado por el sistema eléctrico europeo en caso de incidente que provoque una desconexión de las centrales eólicas.

El refuerzo de la interconexión entre Francia y España proporcionará beneficios para los consumidores de ambos países, teniendo en cuenta la complementariedad de los parques de generación y la posibilidad de explotar mejor la energía renovable “no gestionable”.

4.3 Producción y consumo en las regiones cercanas a la frontera entre Francia y España

En lo que concierne al crecimiento de la demanda total de energía eléctrica en las 4 regiones españolas que limitan con Francia (Cataluña, Aragón, Navarra, País Vasco) se puede observar que el crecimiento es bastante diferente (Fig. 4-9). En particular, el crecimiento de la demanda ha sido más continuo en Cataluña, que ha doblado su consumo entre 1980 y 2002 (pasando de 18000 GWh/año a más de 40000 GWh/año) y que alcanzó en el año 2006 el nivel de 46500 GWh/año.

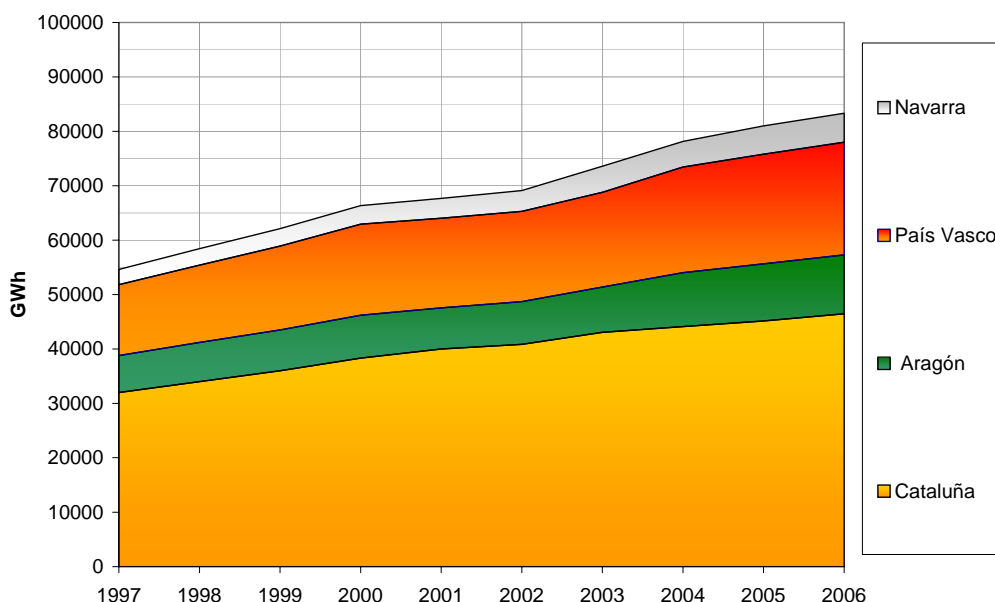


Fig. 4-9. Evolución de la carga en las cuatro regiones fronterizas de España

El crecimiento del consumo de energía no está acompañado por un crecimiento correspondiente de la potencia instalada (número y características de las centrales activas). La evolución de la energía anual producida en las cuatro regiones fronterizas se muestra en la Fig. 4-10. En particular, se puede observar que Cataluña, exportadora neta en los años 80, es actualmente deficitaria (6000 GWh importados en el año 2006). Durante la década de los ochenta, Cataluña exportaba energía hacia otras regiones de España (y, en particular, hacia las regiones del sur, muy deficitarias). Dicha exportación tenía lugar tanto gracias a un exceso de generación propia como debido al tránsito de energía de importación procedente de Francia, a través de la línea Baixas-Vic. Sin embargo, hay que tener en cuenta que Cataluña presenta una situación desequilibrada de generación-consumo, con un superávit en el sur de Cataluña y una situación deficitaria en la zona de Barcelona y de Gerona.

En cambio, la región de Aragón era y sigue siendo exportadora neta, gracias a su capacidad generadora con superávit en el centro de la región. Sin embargo, el norte de Aragón es deficitario y la demanda se

satisface mediante la producción del centro. El País Vasco, por su parte, es deficitario desde hace mucho tiempo y sigue importando energía de las regiones españolas limítrofes y de Francia (líneas Argia-Hernani y Argia-Arkale), aunque en cantidades moderadas¹².

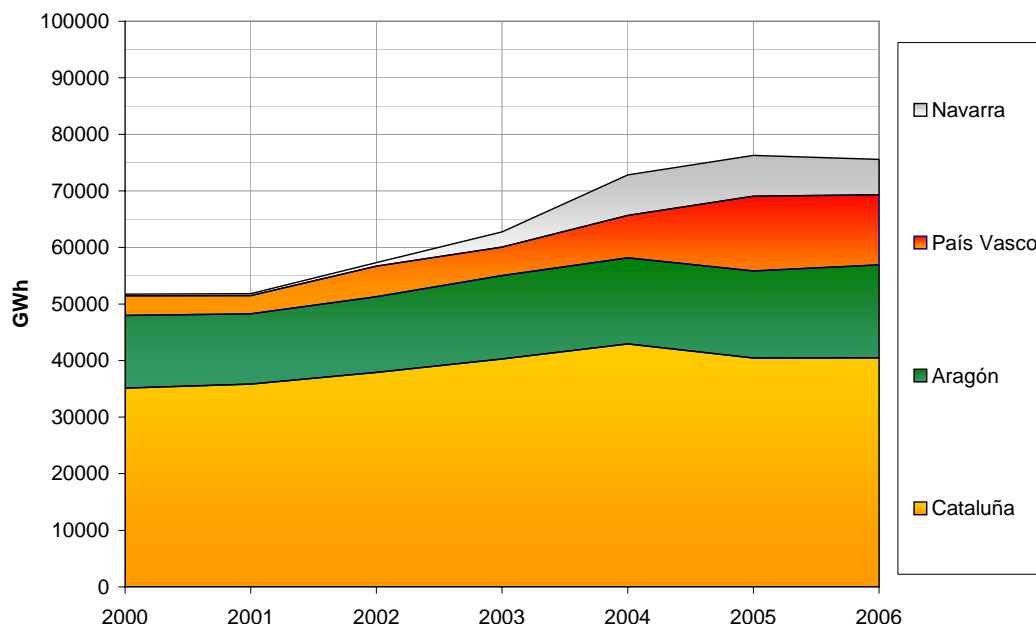


Fig. 4-10. Evolución de la producción anual en las cuatro regiones fronterizas de España

Para dimensionar bien un sistema de infraestructuras eléctricas, es importante conocer no sólo el crecimiento del consumo y de la generación, sino también su localización. Las figuras siguientes (Fig. 4-11) muestran el saldo generación / consumo durante la punta de consumo de 2006 y la previsión correspondiente para el año 2016; se puede observar que, en España, no existe coincidencia entre las zonas de mayor generación y de mayor consumo.

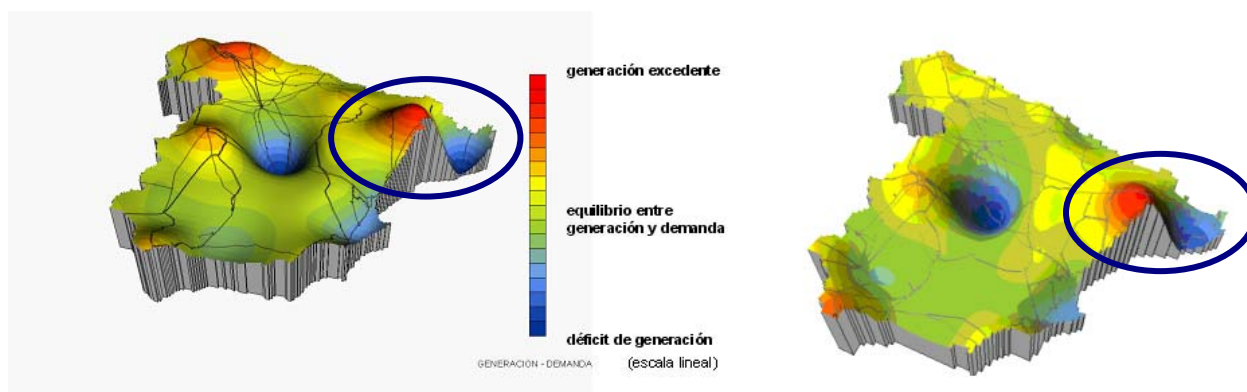


Fig. 4-11 – Mapas que muestran el saldo (generación – consumo) en España en las puntas de consumo de los años 2006 (real) y 2016 (previsión)(fuente: REE)

¹² Hay que subrayar que la región limítrofe francesa (departamento Pyrénées Atlantiques) también es deficitaria y el intercambio de energía hacia el País Vasco no se produce a nivel regional.

Estos mapas manifiestan claramente el camino natural de los flujos eléctricos, desde las zonas con excedentes de producción (en rojo) hasta las zonas deficitarias (en azul) más próximas.

La situación de 2016 muestra saldos menos desequilibrados que en el año 2006, excepto en la región de Cádiz, aunque sin cambios importantes, y en Cataluña. En particular, se puede observar que Cataluña presenta una situación fuertemente desequilibrada, con déficit en la parte norte alimentado por la generación en el sur de Cataluña y también por flujos importantes en la línea a 400 kV de interconexión con Francia (Vic-Baixas). Estas características se mantendrán en el futuro, lo cual indica la necesidad de mejorar el suministro del norte de Cataluña, mediante refuerzos de la red interna y/o a través de la frontera con Francia.

Posteriormente, se ha analizado la evolución del consumo y de la generación en los cinco departamentos del lado francés de la frontera (Pyrénées Atlantiques, Ariège, Haute Garonne, Hautes Pyrénées, Pyrénées Orientales). Durante la última década, han experimentado un crecimiento bastante moderado de la demanda, que, en el conjunto de los cinco departamentos, ha pasado de 14,1 TWh/año en 1997 a 17,2 TWh/año en 2006, es decir, una tasa media de crecimiento del 2,2% anual, que, posteriormente, se ha debilitado en los tres últimos años, durante los cuales el consumo ha permanecido prácticamente constante, excepto en el departamento de Haute Garonne.

Sin embargo, si se considera la generación anual en los cinco departamentos, se puede observar que ha disminuido progresivamente, desde 7,1 TWh/año en 1997 hasta 5,6 TWh/año en 2006. Esto implica que la relación generación/consumo ha pasado del 50% en 1997 al 33% en 2006, con un déficit cada vez más importante en la región. También hay que subrayar que, en realidad, este déficit se concentra en dos departamentos: Pyrénées Orientales, donde la generación es de aproximadamente 0,3 TWh/año, y Haute Garonne donde la generación es de aproximadamente 1,0 TWh/año, frente a un consumo elevado de casi 7,0 TWh/año (zona industrial, sector terciario y residencial de Toulouse).

Las perspectivas futuras de desarrollo de la producción muestran pocos proyectos situados en la región fronteriza y, en general, son de pequeño tamaño, excepto el de Marsillon (870 MW en Pyrénées Atlantiques). Los proyectos que tienen una propuesta de empalme en curso de instrucción son los siguientes:

- 354 MW en la región de Languedoc Roussillon (departamentos de Hérault, Aude y Pyrénées Orientales)
- 360 MW en Midi-Pyrénées (departamentos de Hte. Garonne, Gers, Ariège, Tarn, Tarn-et-Garonne y Aveyron).

Por lo tanto, se puede estimar que, incluso en los próximos años, el conjunto de las regiones francesas fronterizas con España seguirá siendo deficitario, especialmente en el caso de Pyrénées Orientales y Haute Garonne, a pesar de una pequeña tasa de crecimiento de la demanda.

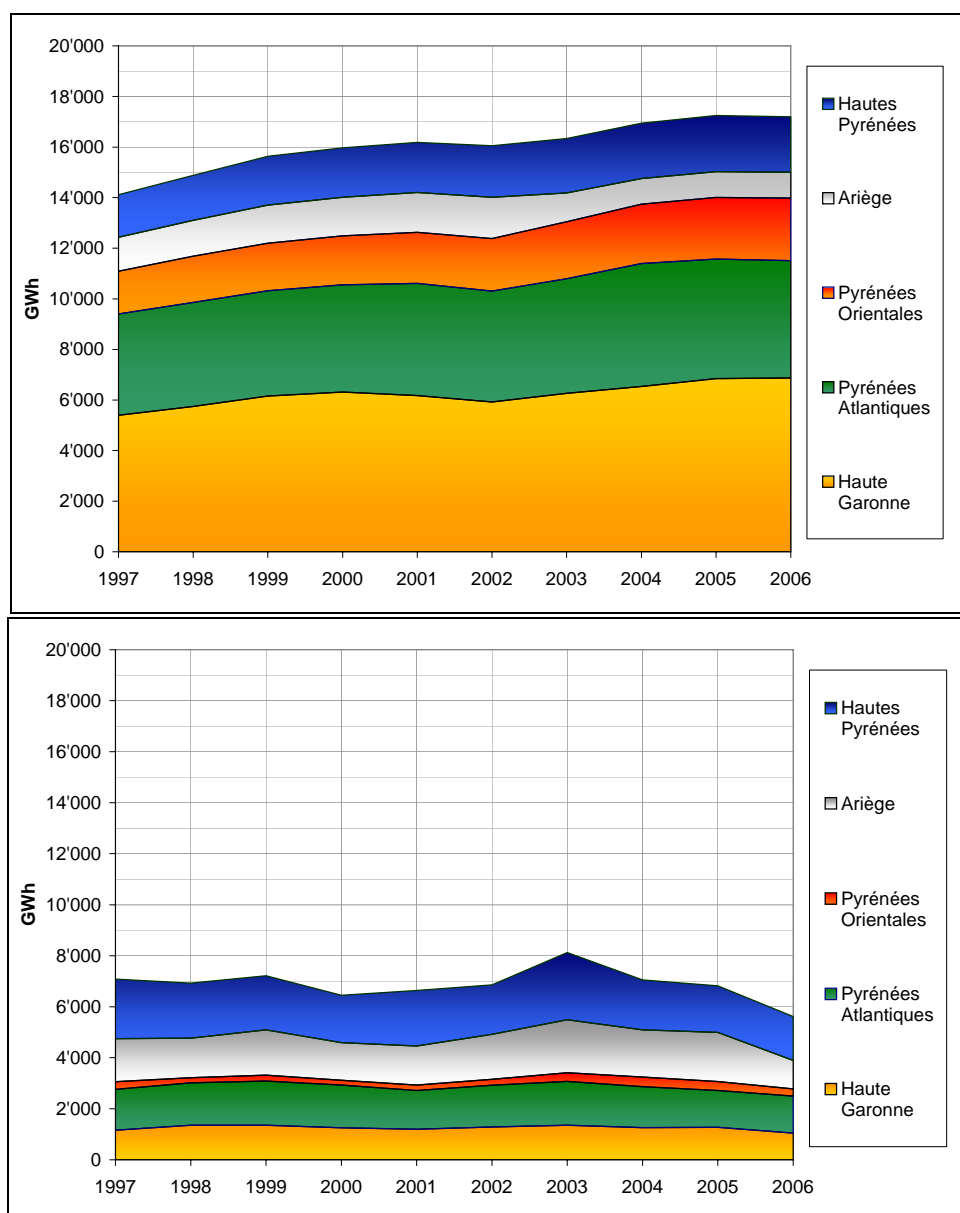


Fig. 4-12. Evolución de la producción anual en los cinco departamentos franceses de la zona fronteriza con España

Teniendo en cuenta la similitud entre la situación de Pyrénées Orientales y la correspondiente a las regiones españolas próximas a la frontera, se puede deducir que el refuerzo de las líneas de transporte de electricidad, tanto internas como transpirenaicas, permitiría garantizar no sólo una mayor seguridad del suministro, sino también compartir los medios de generación más eficientes en cada momento (de ambos países), dando un mayor peso a las energías limpias. En otras palabras, el riesgo de cortes del suministro en Pyrénées Orientales se reducirá y una parte mayor de la energía consumida provendrá de fuentes renovables.

5 VENTAJAS DEL REFUERZO DE LA INTERCONEXIÓN FRANCIA-ESPAÑA A TRAVÉS DE LOS PIRINEOS

La necesidad de reforzar la interconexión entre Francia y España se basa en cuatro ventajas principales:

- *seguridad del sistema eléctrico y calidad del servicio;*
 - *seguridad del suministro para cada uno de los sistemas eléctricos interconectados;*
 - *integración de los mercados nacionales/regionales de la electricidad;*
 - *seguridad del suministro de Cataluña y de Pirénees Orientales.*
- ◆ ***Seguridad del sistema eléctrico y calidad del servicio, como mejora de la situación actual:***
 - márgenes de seguridad, especialmente en condiciones dinámicas, frente a las perturbaciones que puedan aparecer a nivel continental, incluso en lugares alejados de la frontera entre Francia y España*
 - estabilidad en relación con el desarrollo de grandes cantidades de energía renovable “no gestionable”;*
 - reservas de producción para el equilibrio “generación/consumo”.*
 - ◆ ***Seguridad del suministro para cada uno de los sistemas eléctricos interconectados:***
 - aumento de la capacidad de respuesta ante situaciones climáticas anormales en ambos países;*
 - aumento de la capacidad de restablecer el suministro después de fenómenos climáticos extremos (tormentas) ;*
 - mejor aprovechamiento de la complementariedad de las fuentes de energía de los dos países, favoreciendo una reducción de las emisiones de CO₂.*
 - ◆ ***Integración de los mercados nacionales/regionales de la electricidad***
 - mercados eléctricos más competitivos;*
 - acercamiento de los precios de la electricidad hacia un valor global más bajo.*
 - ◆ ***Seguridad del suministro de Cataluña y de Pirénees Orientales (en caso de que la nueva interconexión se sitúe en la parte oriental de los Pirineos) :***
 - medio adicional para aumentar la fiabilidad del suministro en las regiones fronterizas más deficitarias: la provincia de Gerona y el departamento Pirénees Orientales.*

Las fuertes congestiones transfronterizas registradas estos últimos años y el crecimiento de la demanda, especialmente en España, son los primeros elementos que manifiestan que resultaría oportuno programar un aumento de la capacidad neta de transporte entre ambos países. Adicionalmente, se ha observado un fuerte desequilibrio entre generación y consumo en las regiones fronterizas y, según la información conseguida, parece que esta situación de déficit de generación perdurará en el futuro. Sin embargo, tras el diagnóstico de la situación actual y de las previsiones de la demanda y la generación, antes de proponer nuevos corredores eléctricos entre Francia y España, resulta necesario

examinar con más detalle una serie de factores que permiten justificar la inversión para la realización de nuevas obras con su inevitable impacto sobre el medio ambiente, que ciertamente se puede reducir pero difícilmente puede eliminarse completamente.

5.1 Ventaja nº 1 de la interconexión: seguridad del sistema eléctrico y calidad del servicio

Los sistemas de generación-transporte de Europa central y occidental son gestionados de forma interconectada, en el seno del grupo de la UCTE, en el que cada miembro (ver Gestor de Red) debe respetar las reglas de explotación, para así mantener los márgenes de seguridad. Estas reglas son públicas y se encuentran en el “operational handbook” disponible en [10]. Según estas reglas, se prevé que deberá cumplirse en todo momento el criterio de seguridad N-1, es decir, no debe aparecer ninguna vulneración de los límites técnicos u operativos frente a un fallo repentino de cualquier instalación de transporte o generación. Eso implica, por lo tanto, que los equipos de transporte, así como las centrales de generación, deben explotarse manteniendo márgenes de seguridad apropiados. En particular, para las líneas de interconexión, como se explica en el apartado 2.3.1, la capacidad de transporte se reduce para tener en cuenta el criterio de seguridad N-1 (ver TTC) y también la incertidumbre en la evolución del consumo, de la generación y de la disponibilidad de las infraestructuras de transporte (ver TRM)¹³. Debido a esto, a menudo la capacidad neta de transporte (NTC) es significativamente inferior a la capacidad física de las líneas de interconexión.

Los miembros de la UCTE deben respetar las reglas establecidas en el “operational handbook”, según un acuerdo multilateral firmado por todos los gestores. En caso de incumplimiento de las reglas, se puede llegar a exigir una compensación por los daños y perjuicios causados por uno de los miembros.

En la actualidad, los gestores de la red española y de la red francesa gestionan su sistema de transporte de acuerdo con dichas reglas de la UCTE. Por lo tanto, incluso en caso de fallo de la mayor central de generación o de la línea de transporte más utilizada, el sistema interno y la ayuda mutua existente a través de las fronteras deberían ser suficientes para garantizar que no se produzca ninguna sobrecarga ni desviación de frecuencia o tensión más allá de los límites aceptables para el sistema. Esto es válido tanto desde el punto de vista estático como dinámico: es decir, REE y RTE deben gestionar el sistema de forma que se garantice la “estabilidad transitoria” frente a una gran perturbación provocada por el fallo de un elemento.

Desde el punto de vista del criterio estrictamente “determinista” de seguridad N-1, el refuerzo de la interconexión entre Francia y España no se justificaría: bastaría con limitar la capacidad neta de transporte (NTC) con respecto a la capacidad física, con el fin de garantizar los márgenes de seguridad.

5.1.1 Refuerzo del “enlace síncrono” entre la Península Ibérica y el resto de Europa

Para gestionar un sistema complejo como el de la UCTE, con puntas de consumo que sobrepasan los 392 GW¹⁴ y una capacidad instalada de 643 GW, es necesario tener en cuenta fenómenos muy complicados, teniendo en cuenta que una perturbación o maniobra aparentemente inofensivas pueden tener consecuencias en todo el continente, como sucedió, por ejemplo, el 4 de noviembre de 2006, cuando la desconexión de una línea a 400 kV en el norte de Alemania (Conneforde-Diele) tuvo como consecuencia la puesta en práctica de los planes nacionales de defensa, con el corte del suministro a más de 15 millones de hogares en Europa y un efecto “dominó” con una desconexión de líneas que creó tres islas eléctricas en Europa (ver Anexo 5). Se necesitaron más de dos horas para restablecer las

¹³ Hay que señalar que el criterio N-1 es de tipo “determinista” y no tiene en cuenta todas las variaciones posibles de la demanda y del sistema de generación-transporte.

¹⁴ Valor registrado el tercer miércoles de diciembre de 2006

condiciones normales de explotación [11]. La propagación de las perturbaciones en un sistema constituido por áreas (regiones, bloques de naciones) interconectados de forma síncrona se debe al “enlace síncrono”. Este “enlace síncrono” se puede definir como el comportamiento de una central de producción o de varias centrales de producción solidarias entre sí (por ejemplo, las centrales de la Península Ibérica) consistente en la oposición a las variaciones de velocidad y, por lo tanto, tendente a mantener la frecuencia de red, que es de 50 Hz en Europa (ver Anexo 3). Físicamente, el “enlace síncrono” está formado por el conjunto del mallado de la red que une entre sí los alternadores de las centrales eléctricas, permitiendo que éstos conserven su sincronía. Se puede realizar una analogía mecánica, haciendo referencia a la situación mostrada en la Fig. 5-1.

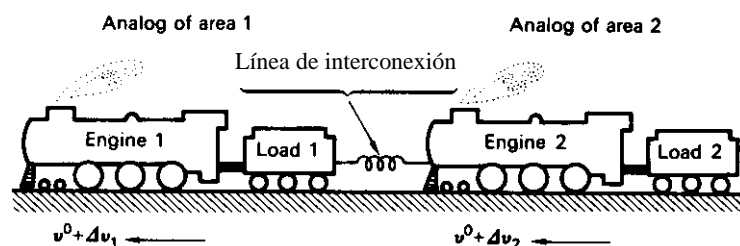


Fig. 5-1. Analogía mecánica de dos sistemas interconectados (fuente: O. Elgerd¹⁵)

La frecuencia del sistema se puede asimilar a la velocidad de los dos trenes que, frente a una dificultad (como, por ejemplo, el aumento o la disminución de la pendiente) o un fallo del motor, pueden acelerarse o ralentizarse. En ese caso, el muelle o resorte puede ayudar al sistema averiado, a condición de que sea lo suficientemente rígido.

Eso significa que cuanto más grandes son los sistemas interconectados, más fuertes deben ser las interconexiones, es decir, con una capacidad de intercambio más elevada. Teniendo en cuenta que, durante las dos últimas décadas, hemos asistido a un crecimiento muy fuerte de la demanda, que ha llegado a doblarse en algunas regiones fronterizas, el “enlace síncrono” se ha reducido cada vez más, es decir, ha llegado a ser insuficiente (cuanto más grande es la masa del tren, más rígido debe ser el resorte).

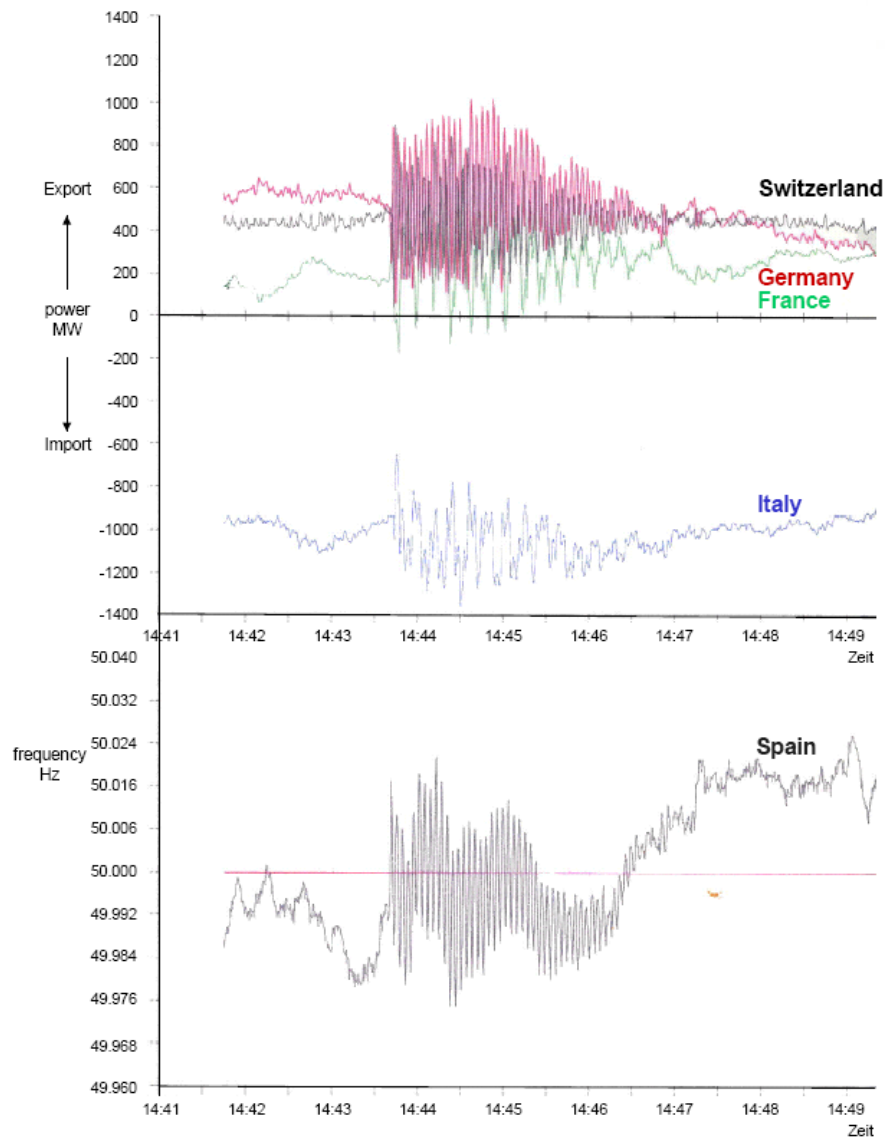
la debilidad del “enlace síncrono” de la Península Ibérica con el resto de Europa se manifiesta normalmente en el comportamiento del sistema frente a perturbaciones pequeñas¹⁶. Se pueden citar muchas situaciones desde el comienzo de la década de los ochenta.

Por ejemplo, el 30 de diciembre de 1981, se observaron fuertes oscilaciones no amortiguadas entre España y el resto de Europa, como se puede observar en el esquema de la Fig. 5-2.

La situación no mejoró en los años siguientes y, con ocasión de la extensión de la sincronización hacia los países de Centrel (Polonia, República Checa, Eslovaquia y Hungría) en 1996, volvió a manifestarse la debilidad de la sincronización de la Península Ibérica con el resto de Europa, en forma de oscilaciones de las centrales ibéricas en contra del resto del continente, como puede verse en los dos diagramas siguientes (Fig. 5-3, Fig. 5-4).

¹⁵ O. Elgerd : “Electric Energy System Theory: an introduction”; Ed. Mc. Graw Hill

¹⁶ Ya hemos subrayado anteriormente que el sistema se gestiona de forma que se garantice la estabilidad frente a grandes perturbaciones causadas por un incidente (criterio de seguridad N-1, según las reglas UCTE).



*Fig. 5-2 Oscilaciones de España y de Italia en relación con el resto de Europa, producidas en diciembre de 1981
(fuente: RWE)*

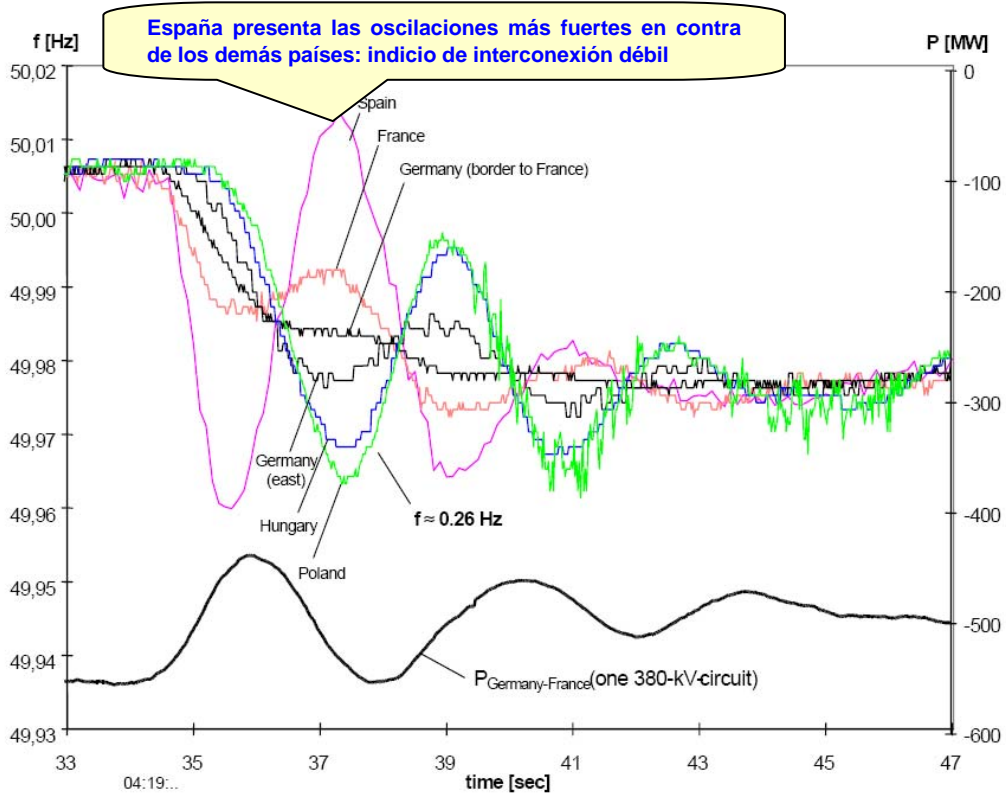


Fig. 5-3 Oscilaciones de los bloques eléctricos europeos en 1996, como consecuencia de la sincronización de Central con la U(P)CTE (fuente: RWE)

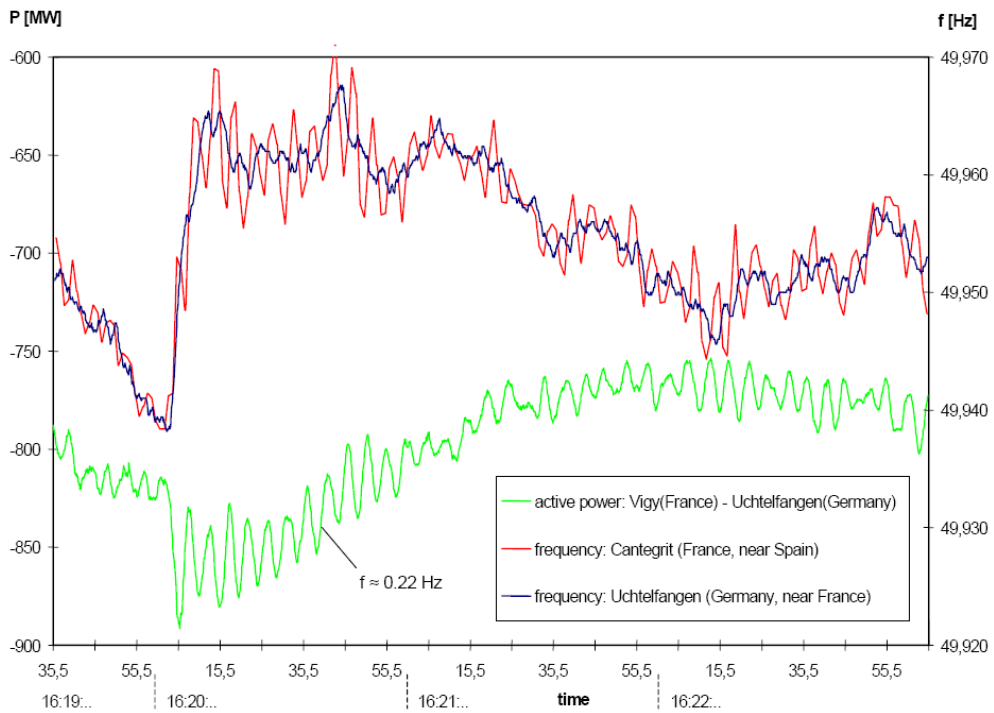


Fig. 5-4 Oscilaciones de frecuencia en la frontera con España (en rojo) en comparación con la frecuencia en la frontera con Alemania (en azul) (fuente: RWE)

El mapa de la Fig. 5-5 muestra la amplitud relativa de las oscilaciones (flechas negras) de las centrales de producción para el modo natural de oscilación de 0,31 Hz (periodo de 3,2 segundos). De nuevo, se observa que la frontera entre Francia y España constituye un posible punto de ruptura en la red europea.

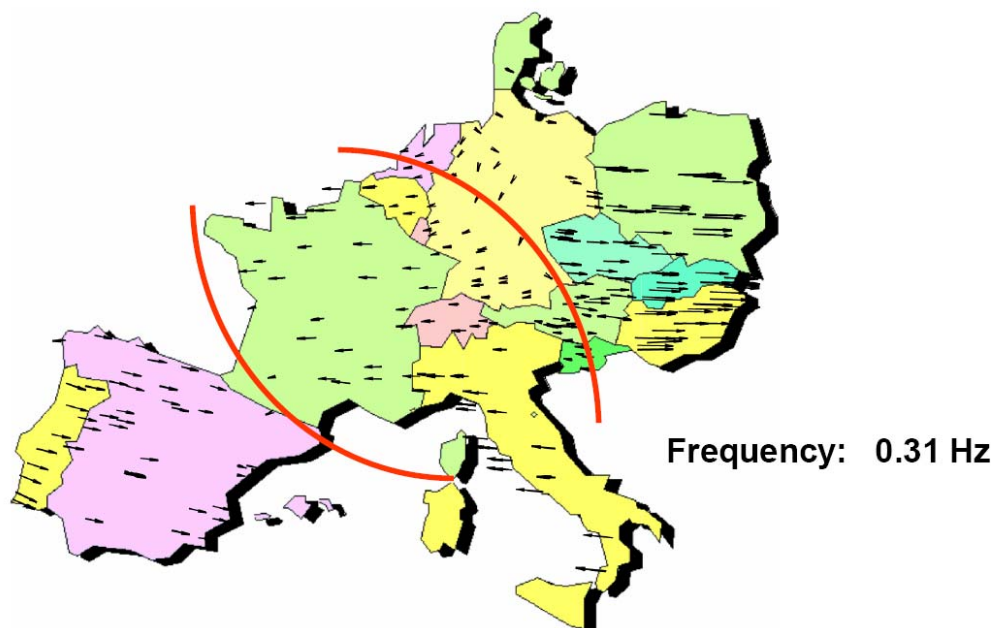


Fig. 5-5 Amplitud de las oscilaciones relativas de las centrales de generación con frecuencia de 0,31 Hz (fuente: RWE)

Nota: los sistemas de generación-transporte están caracterizados por “modos naturales de oscilación”, al igual que sucede con los sistemas mecánicos (ver Fig. 5-6). Estos modos de oscilación debe ser lo bastante amortiguados como para evitar la desconexión de los elementos de la red, tras las actuación de las protecciones.

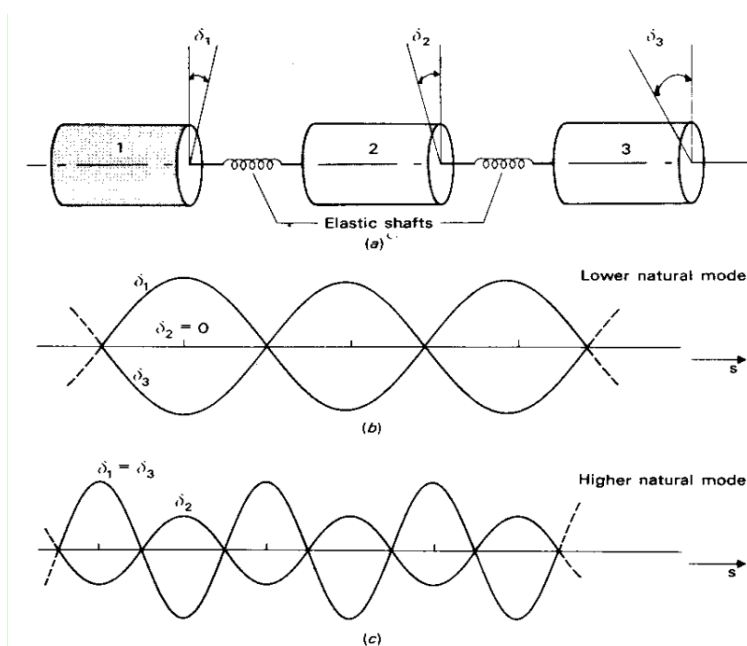


Fig. 5-6 Modos naturales de oscilación en un sistema mecánico (fuente: O. Elgerd)

En realidad, a pesar de un “enlace síncrono” débil, el sistema eléctrico puede a veces estabilizarse sin la construcción de nuevas líneas, adoptando medidas como la instalación de los PSS (power system stabilisers) en las centrales eléctricas, ajustados a los modos naturales de oscilación presentes. Sin embargo, hay que subrayar que los modos naturales de oscilación cambian en relación con la estructura del sistema UCTE. Por ejemplo, en octubre de 2004, la “segunda zona síncrona UCTE” fue conectada de nuevo al resto del sistema, lo cual creó un número adicional de modos de oscilación. Las medidas de estabilización basadas exclusivamente en el uso de dispositivos como los PSS (o equivalentes) se van haciendo cada vez menos eficaces, a causa de los numerosos modos de oscilación.

Adicionalmente, en la actualidad se están realizando estudios para ampliar el espacio síncrono de la UCTE a otros países, en particular Turquía, el sistema IPS/UPS de los países de la CEI y el bloque Libia-Países del Magreb, lo que provocará la introducción de nuevos modos de oscilación “inter-zonas” a los cuales podría quedar expuesta la Península Ibérica.

Por otra parte, en los escenarios de gran penetración de energía eólica con una cantidad reducida de centrales convencionales en funcionamiento, existe el riesgo de no contar con un número suficiente de PSS¹⁷ para garantizar la estabilidad de la red.

Esta ampliación en curso del espacio síncrono de la UCTE con otros países europeos requiere una interconexión más fuerte entre las zonas periféricas y el bloque central europeo.

5.1.2 Mayor estabilidad ante el desarrollo de grandes cantidades de energías renovables “no gestionables”

Las condiciones de seguridad impuestas por la UCTE garantizan la estabilidad del sistema ante un evento (avería de un componente de red o de una central de generación). Sin embargo, el desarrollo importante de las energías renovables “no gestionables” requiere una mayor capacidad de interconexión entre los países, para:

1. garantizar la estabilidad de la red ante desequilibrios importantes generación-consumo, que no hayan sido causados por la avería de una generación única;
2. tener la posibilidad de evacuar la energía a través de las fronteras en caso de exceso de generación renovable o en caso de disminución.

En el caso de España, uno de los factores más restrictivos para la integración de una gran cantidad de energía eólica es la dificultad de garantizar la estabilidad de la red ante un cortocircuito, incluso si es eliminado dentro de los plazos normales de intervención de las protecciones (capacidad de “ride through fault”). En efecto, el gran volumen de generación eólica instalada actualmente en la Península Ibérica y, en particular, en España, es muy sensible a los problemas de estabilidad de la red y pueden hacer que esta estabilidad sea más frágil.

El aumento de la producción de electricidad con origen eólico en España tiene dos consecuencias específicas.

La primera, particular de la tecnología utilizada por los aerogeneradores instalados hasta el momento, se refiere a su gran sensibilidad ante los huecos de tensión y ante las variaciones de la frecuencia¹⁸. En otras palabras, los sistemas automáticos de protección de estos aerogeneradores provocan su desconexión de la red cuando se producen ciertas caídas de tensión, debidas, por ejemplo, a fallos del aislamiento, aunque hayan sido correctamente despejadas. En función de la localización de

¹⁷ Los estabilizadores PSS están asociados al regulador automático de tensión de los generadores y, por lo tanto, sólo pueden funcionar cuando el alternador está funcionando de forma síncrona con la red.

¹⁸ El incidente del 4 de noviembre de 2006, descrito en el Anexo 5, constituye una ilustración de este comportamiento de las centrales eólicas en caso de fluctuación de la frecuencia.

una falta en la red, y del nivel de potencia producida por las centrales eólicas, se pueden perder así hasta 3000 MW de generación de forma instantánea.

Si la pérdida de producción fuese superior a la capacidad de intercambio de la interconexión con el sistema eléctrico europeo, la seguridad del sistema nacional está corriendo un riesgo. Debido a esto, el CECRE (Centro de Control de Energías Renovables de REE) analiza en detalle y en todo momento todas las situaciones y, en caso de que exista un riesgo, puede verse obligado a ordenar una bajada de la generación con origen eólico, para mantener la seguridad del sistema eólico español.

Ejemplo 1: Órdenes de reducción de la generación eólica los días 4 y 5 de marzo de 2008 (Fig. 5-7)

El 4 de marzo de 2008, la generación eólica alcanzó la potencia récord de 10.032 MW a las 15 h 53, es decir, un 28 % de la demanda de la Península en ese momento. El CECRE emitió una orden de reducción de la generación de energía eólica a las 15 h 45. Esta orden fue necesaria para evitar que un posible hueco de tensión pudiera provocar una pérdida masiva de producción, lo cual habría puesto en riesgo al sistema eléctrico (los análisis mostraban una pérdida potencial de generación de más de 3000 MW). Un suceso idéntico se reprodujo al día siguiente, 5 de marzo.

Con una mayor capacidad de intercambio disponible, no habría sido necesario emitir dichas órdenes de limitación de la generación eólica, porque los márgenes disponibles en la interconexión permitirían una pérdida de producción superior a la situación actual.

Órdenes de reducción de potencia

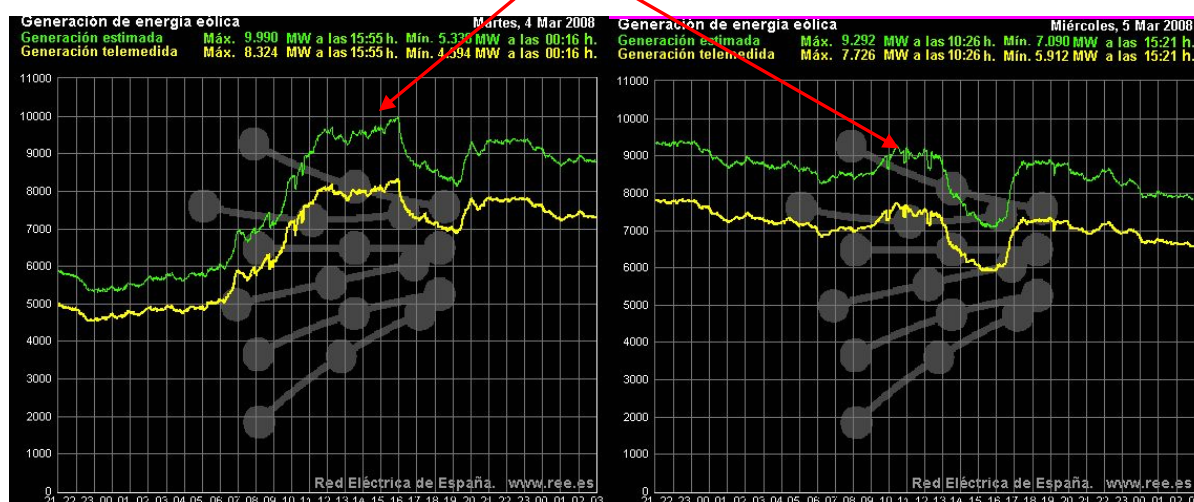


Fig. 5-7 Generación eólica en España los días 4 y 5 de marzo de 2008 (fuente: REE)

Estas situaciones no son, ciertamente, situaciones cotidianas, pero debido a la evolución creciente de la generación eólica en el futuro próximo, se irán haciendo cada vez más frecuentes. Con una capacidad de intercambio superior, ofrecida por una nueva línea de interconexión, las órdenes de reducción de la generación eólica descritas en el ejemplo 1 no habrían sido necesarias, debido al margen superior disponible en caso de pérdida de generación.

La otra particularidad de la producción eólica es, como ya hemos visto anteriormente, su gran variabilidad, debido a los grandes cambios de la fuerza del viento, así como la dificultad de realizar previsiones. Se estima que en España se pueden observar variaciones de producción del orden de 1000 MW en dos horas (para la potencia instalada actualmente) y de hasta 4000 MW en 2016.

En caso de bajada repentina, el déficit de generación podría provocar, como ya hemos visto, una perturbación importante del sistema eléctrico, pudiendo llegar a poner en peligro su seguridad. En España, en caso de pérdida instantánea de generación, en un primer momento este déficit se compensa en gran parte por las interconexiones, hasta la actuación de la regulación secundaria, es decir, hasta que los grupos nacionales compensen dicho déficit de producción. Dicha compensación inmediata procede de la interconexión con Francia (que proporciona el 90 % de la generación necesaria), de manera que el sistema eléctrico aporta, gracias a su gran tamaño, una asistencia muy superior a la de los sistemas eléctricos, más pequeños y, por lo tanto, menos potentes como Marruecos o Portugal.

Estos problemas inherentes a la generación eólica no se encuentran, a este nivel, en otros países europeos, ya que éstos disponen de capacidad de interconexión muy superior a la de España, como se muestra en la figura siguiente (Fig. 5-8).

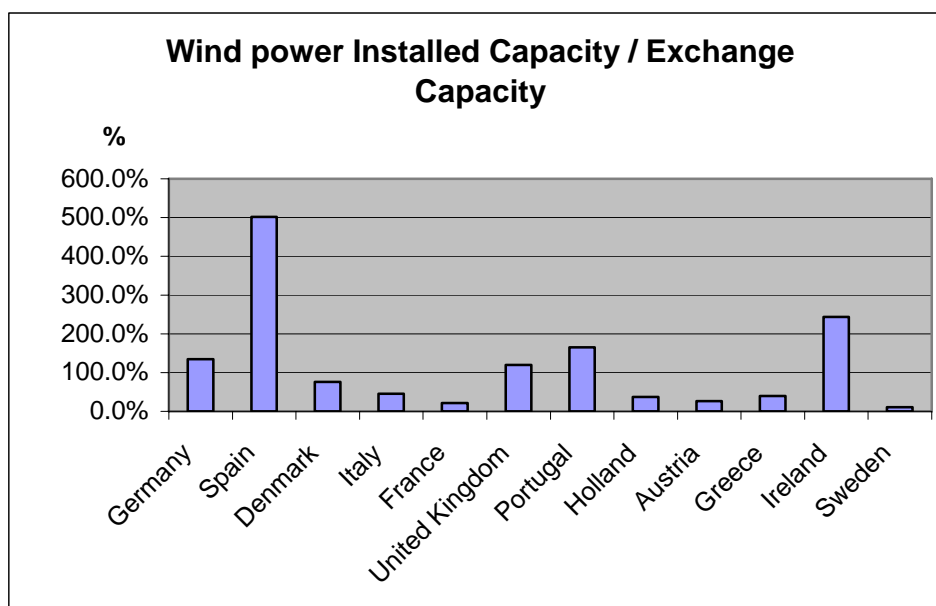


Fig. 5-8 Potencia eólica instalada relacionada con la capacidad de interconexión (fuente: REE)

Existe, sin embargo, un conjunto de medidas destinadas a favorecer la integración de la generación eólica sin perjudicar a la seguridad de un sistema eléctrico: la adaptación técnica de los aerogeneradores, para permitir que soporten los huecos de tensión. En efecto, tras la adopción de un “procedimiento de operación” que impone incluso a las centrales eólicas la capacidad de “fault ride through”, se estima que, en el futuro, los problemas de inestabilidad de la red causados por la desconexión intempestiva de las centrales eólicas disminuirán significativamente. En cualquier caso, a día de hoy no es posible conocer el porcentaje de aerogeneradores actuales que podrían sufrir dicha modificación, ni la fecha en la que ésta podría realizarse. Entre tanto, el CECRE, basándose en análisis de las condiciones de seguridad del sistema en función del nivel de generación eólica, podrá seguir ordenando limitaciones de producción eólica y aumentando el nivel de reserva de generación de otras energías, más costosas y más contaminantes.

Adicionalmente, el fuerte desarrollo de la generación eólica previsto en España (29.000 MW de potencia instalada en 2016 y hasta 40.000 MW previstos para el año 2030) requiere un aumento de la reserva, que sólo puede compartirse con el bloque continental de Europa reforzando la capacidad de interconexión. En este sentido, un estudio reciente de REE, realizado en los años 2005-2006 y publicado por el

Ministerio de Industria (ref. [12]¹⁹) muestra que, aumentando la capacidad neta de intercambio entre Francia y España con un nuevo corredor de 2x1990 MW, es posible aceptar una generación eólica de hasta 14.000 MW en situación de punta de demanda, lo cual equivale a 20.000 MW de potencia instalada, suponiendo un factor de simultaneidad del 70%. En situación de valle, se podrían aceptar hasta 10.000 MW, suponiendo que únicamente 2500 MW de generadores eólicos no sean técnicamente capaces de reaccionar ante cortocircuitos en la red o desviaciones importantes de la frecuencia sin desconectarse.

El hecho de que, para aceptar una mayor cantidad de energía renovable “no gestionable”, es necesario reforzar la red de transporte, ya ha sido indicado por varios estudios, como [2], [14] y [15]. En particular, resulta interesante recordar el estudio EU-TEN ENERGY INVEST, realizado en el año 2005 por el consorcio CESI (Italia)-Ramboell (Dinamarca) e IIT-ME (España) a cuenta de la DG-TREN de la Comisión Europea. Entre los objetivos de este estudio se encontraba la estimación de la necesidad de refuerzos transfronterizos en los países de la Unión Europea “ampliada” (EU30²⁰) y en los países de los Balcanes occidentales, hasta el año 2023, en diferentes escenarios de evolución del parque generador y de la demanda. Las estimaciones se realizaron a partir de un “escenario de base” (“*Baseline scenario*”) para el desarrollo del consumo de electricidad y de gas, de la composición de la generación y de los precios de los combustibles derivados de un estudio anterior de la Comisión Europea, denominado “*European energy and transport - trends to 2030*” [16]. Por otra parte, se analizaron diversas variantes de escenarios; en particular el escenario de alta penetración de renovables “*high penetration of Renewable Energy Sources (RES)*” basado en las previsiones de evolución de las fuentes renovables del estudio europeo FORRES 2020 [17]. Adicionalmente, se analizaron los efectos del aumento de la eficacia de la demanda, adoptando las tecnologías más apropiadas disponibles en la actualidad (escenario de alta eficiencia energética “*high energy efficiency*”) y también el efecto cruzado de una gran penetración de energía renovable y el aumento de la eficiencia de la demanda (escenario “*combination of high efficiency and RES penetration*”).

Los resultados mostraron que una mayor penetración de las energías renovables implica un aumento de los intercambios transfronterizos (Tab. 5-1) y, por lo tanto, de la necesidad de mayor capacidad de interconexión (Tab. 5-2), que deberá aumentar en 13,3 GW hasta el año 2023, en el caso del escenario de base, y hasta 36,2 GW en el caso de fuerte penetración de las fuentes de energía renovables.

En particular, se observa que **el eje prioritario EL3 (Francia-España) debe ser reforzado hasta una capacidad de 2600 MW, en el caso del escenario de alta eficiencia energética y alto desarrollo de las energías renovables** [2].

INTERCAMBIOS MEDIOS TRANSFRONTERIZOS (TWh/año)				
Escenario	Supuestos básicos	2007	2013	2023
ORIGEN		382	468	515
ESCENARIO (a)	High RES (Forres)	395	445	534
ESCENARIO (b)	High efficiency (Primes)	372	460	501
ESCENARIO (c)	Combined High RES + High effic. (Primes)	375	455	522

Tab. 5-1 EU-30: futuros intercambios transfronterizos de electricidad

¹⁹ Se presenta un resumen de este estudio en el artículo “Study of wind energy penetration in the Iberian Peninsula”, EWEC 2006.

²⁰ EU30: 27 países miembro de la Unión Europea, más Suiza, Noruega y Turquía

EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD TRANSFRONTERIZA [GW]

Escenario	Supuestos clave	2007	2013	2023
ORIGEN		6,0	11,4	13,3
ESCENARIO (a)	High RES (Forres)	6,2	11,7	36,2
ESCENARIO (b)	High efficiency (Primes)	5,4	10,6	20,8
ESCENARIO (c)	Combined High RES + High effic. (Primes)	5,6	12,3	27,9

Tab. 5-2 Aumento necesario de la capacidad de interconexión en EU30, en comparación con la capacidad de 2005

Se obtuvieron resultados similares en el estudio EWIS (*European Wind Integration Study*), finalizado en enero de 2007, el cual subraya, en sus conclusiones finales, la influencia de la generación eólica sobre los flujos de potencia hacia los países vecinos. Por otro lado, la generación eólica crea fuertes congestiones, tanto localmente como para el transporte a grandes distancias.

En el caso particular de Francia y España, la escasa capacidad de intercambio entre ambos países tiene como consecuencia la necesidad de un importante esfuerzo de ajuste de las centrales convencionales de la Península Ibérica, como se indica en la Fig. 5-9, que deberían explotarse en condiciones de funcionamiento a bajo rendimiento y, por lo tanto, de forma más contaminante para el medio ambiente.

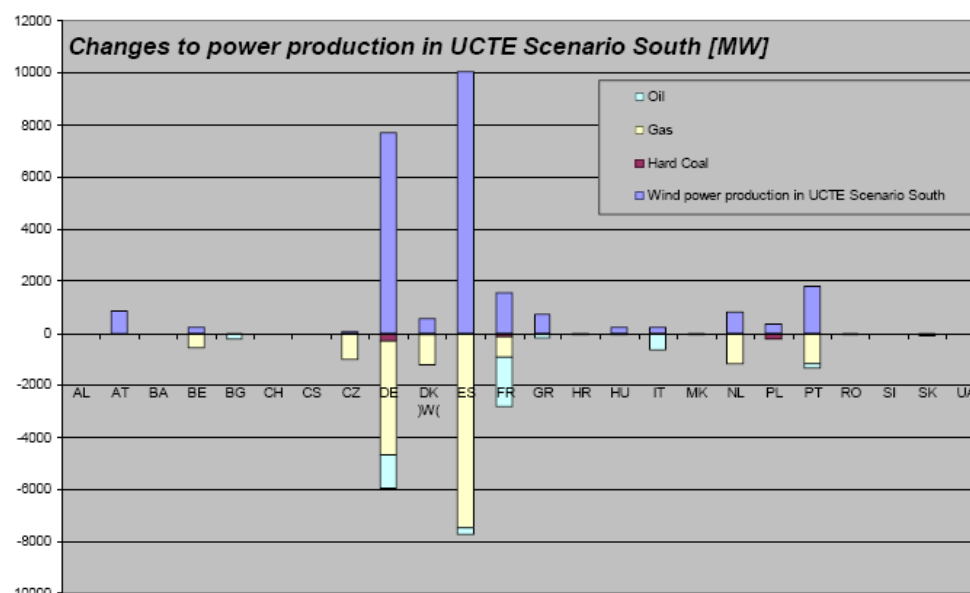


Fig. 5-9 Cambio de la generación convencional en UCTE, en el escenario de gran generación eólica en el sur de Europa (fuente: [15])

De esta forma, el nivel de congestión de la interconexión entre Francia y España, ya muy elevado y constante, podría hacerse aún más crítico en el futuro, con el riesgo de convertirse en una barrera real para el desarrollo de las fuentes renovables de energía. Esto ocasionaría, en particular, una limitación de los flujos de energía y la necesidad de disponer de reservas más importantes para hacer frente a la volatilidad de las fuentes renovables de energía.

5.1.3 Reservas de generación para el equilibrio “producción / consumo”

Este alto nivel alcanzado por la generación de energías renovables de tipo intermitente hace necesario aumentar significativamente la reserva de generación disponible, para así compensar las variaciones bruscas

e imprevisibles de la energía eólica. Se estima que, en España, la reserva de producción necesaria (disponible en menos de una hora) deberá ser superior en aproximadamente 1.000 MW a la actual en 2016.

Esta reserva esencial se puede encontrar dentro del país gracias a grupos de producción de arranque rápido (inferior a 1 hora): centrales hidráulicas, turbinas de gas o grupos térmicos al mínimo técnico. Sin embargo, estas disposiciones crearán un sobrecoste y serán poco eficientes, en términos de rendimiento y de emisiones de CO₂. Una capacidad de intercambio superior podría evitar estos inconvenientes.

Un aumento de la capacidad de interconexión facilitará la utilización de la interconexión Francia-España para favorecer los servicios de equilibrio entre los sistemas, no sólo gracias a la participación en los mecanismos de balance del sistema vecino, sino también intercambiando o poniendo en común las reservas. Así, el margen de generación de un sistema podría aumentar gracias a una reserva adicional resultante de la producción, que podría ser reemplazada, en caso de necesidad, por la potencia proporcionada a través de la interconexión.

En Europa, existen sistemas de puesta en común de la reserva entre países vecinos, a través de contratos de asistencia entre GRT. Por ejemplo, Francia ha firmado 5 contratos de asistencia con sus vecinos (con TERNA, ELIA, ENBW, SWISSGRID y NG). De esta forma, RTE puede contar con una ayuda total de 1000 MW en caso de incidente (como, por ejemplo, la pérdida de un grupo de generación), lo cual permite evitar la instalación y/o el arranque de dicha generación en territorio francés y permite economizar, tanto desde el punto de vista económico, como en lo referente a las emisiones de CO₂. De manera recíproca, RTE se compromete a ayudar a cada uno de dichos GRT en caso de incidente, de manera que ellos también pueden beneficiarse de las consiguientes economías.

Sin embargo, los beneficios derivados de un mejor reparto de la reserva sólo son planteables cuando existe una capacidad de intercambio suficiente.

5.1.4 Mejores condiciones de explotación del sistema de generación-transporte

Más allá de las ventajas anteriormente mencionadas, el refuerzo de la interconexión entre Francia y España por medio de un nuevo corredor a través de los Pirineos ofrecería beneficios adicionales en lo que concierne a la explotación del sistema de generación-transporte, en particular:

- aumento de la capacidad de reacción ante los efectos de sobrecargas, sin provocar incidentes en cascada (es decir, una sucesión de desconexiones de líneas) que puedan llevar a la desconexión de las líneas de interconexión y al corte del suministro para grandes zonas de la red, como sucedió en el caso del incidente acaecido en las fronteras italianas el 28 de septiembre de 2003 (ver Anexo 4).
- mejor ajuste de la frecuencia y capacidad de reacción ante incidentes que vayan más allá del simple criterio de seguridad N-1, sin que se produzca una caída de la frecuencia ni de la tensión (ver Anexo 4);
- una mayor capacidad de seguir el comportamiento de la demanda en condiciones extremas de consumo: en las horas de valle, las centrales generadoras que no deban detenerse por su “falta de flexibilidad”, pueden funcionar en condiciones de eficiencia energética aceptable, enviando el

excedente a los países vecinos²¹; por otro lado, en condiciones de puntas de demanda muy elevadas, es posible importar una potencia mayor, sin necesidad de poner en funcionamiento centrales de bajo rendimiento y, por lo tanto, muy contaminantes (ver párrafo 5.2).

Dicho de otra forma, cuanto más se extiende y se ramifica la red eléctrica, se lucha mejor contra los incidentes eléctricos y se puede alcanzar más fácilmente un punto global óptimo de las condiciones de explotación.

5.2 Ventaja nº2 de la interconexión: una mejora de la seguridad del suministro para cada uno de los sistemas eléctricos interconectados

En el párrafo anterior, hemos visto que los criterios de seguridad impuestos por la UCTE²² se pueden satisfacer sin que sea absolutamente necesario construir un nuevo corredor entre Francia y España. Sin embargo, también hemos mencionado fenómenos más complejos, en particular relativos a la dinámica de sistemas, que manifiestan la debilidad de la frontera entre Francia y España. Se trata de fenómenos que eran poco frecuentes en el pasado²³, pero que se están haciendo cada vez más frecuentes²⁴. Por lo tanto, un refuerzo de la capacidad de interconexión proporciona ventajas desde el punto de vista de una gestión más segura de los sistemas de generación-transporte.

Por otro lado, más allá de las restricciones puramente técnicas, existe otro aspecto de gran importancia que está vinculado a la seguridad del suministro. Este aspecto se considera prioritario a nivel europeo, hasta tal punto que la Unión Europea ha publicado una directiva para salvaguardar la seguridad del suministro eléctrico y las inversiones en infraestructuras (Directiva 2005/89/CE [18]). El objetivo de la directiva consiste en asegurar (art. 1):

- a) un nivel adecuado de capacidad de generación;
- b) un equilibrio adecuado entre suministro y demanda;
- c) un nivel apropiado de interconexión entre los países miembros, para el desarrollo del mercado.

Entre las medidas generales indicadas por la directiva en su artículo 3 para alcanzar los objetivos, se subraya que los países miembros, para garantizar la seguridad del suministro, deben tener en cuenta:

- a) el grado de diversidad de la producción eléctrica nacional o regional;
- b) la importancia de la reducción de los efectos a largo plazo debidos al crecimiento de la demanda eléctrica;
- c) la importancia de favorecer la eficiencia energética y la adopción de nuevas tecnologías, en particular tecnologías para la gestión de la demanda, las energías renovables y la generación distribuida.

Los aspectos mencionados por la directiva europea se aplican perfectamente a la situación actual y a la tendencia prevista para el futuro del sistema de generación-transporte de Francia y España, tanto en lo que se refiere a la demanda como en lo que se refiere a la oferta.

En lo que se refiere a la demanda, se asiste a un crecimiento sostenido en España y la seguridad del suministro podría garantizarse mejor a través de un refuerzo de la interconexión con Francia.

²¹ Se ha detectado este fenómeno, por ejemplo, en Italia, donde, durante las horas de valle de la noche, hay una tendencia creciente a explotar la capacidad de regulación del resto de Europa, dirigiendo la potencia generada hacia el extranjero.

²² En particular el criterio de seguridad N-1, el reparto de la reserva entre los países, para hacer frente a una posible desconexión de una central generadora

²³ Ej.: oscilaciones inter-zonales no amortiguadas o débilmente amortiguadas

²⁴ Ej.: necesidad de limitar la producción eólica por razones de estabilidad.

Recientemente, se han observado ya situaciones “tensas” en la Península Ibérica, como se puede ver en los ejemplos siguientes (sección 5.2.1). Estos sucesos representan indicios de una tendencia hacia márgenes de generación más reducidos²⁵, en línea con las estimaciones realizadas por la UCTE en el estudio “System adequacy forecast 2008-2020” [7]. También Francia, a pesar de ser un país claramente exportador de energía, está expuesta a condiciones de restricción de la generación, en particular en caso de olas de calor o de frío.

En las situaciones anteriormente mencionadas, la complementariedad de los parques de generación en España y en Francia puede desempeñar un papel importante para asegurar el equilibrio entre la demanda y la oferta de energía.

Finalmente, las condiciones meteorológicas extremas pueden provocar también una interrupción del suministro. En ese caso, las interconexiones se explotan en la fase de re-alimentación de la carga y de nuevo arranque de las centrales. Cuanto más fuerte es la interconexión, también es más rápida la fase de restablecimiento del sistema a partir de un estado de corte más o menos extendido del suministro, hasta el estado normal de explotación.

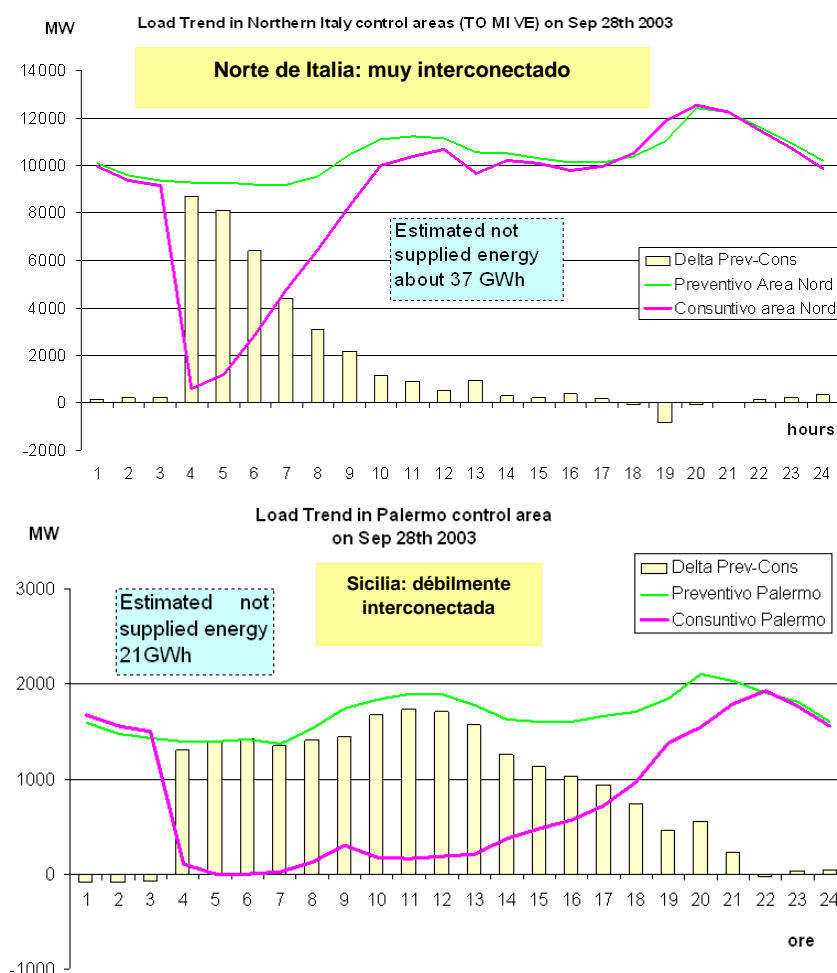


Fig. 5-10 Fase de restablecimiento en el norte de Italia y en Sicilia tras el corte del suministro del 28 de septiembre de 2003

Un ejemplo evidente de este papel esencial de las interconexiones es el del incidente del 28 de septiembre de 2003, en Italia. A causa de una serie de incidentes en las líneas de Suiza y una reacción

²⁵ En cualquier caso, hay que tener en cuenta que, en condiciones normales, España presenta márgenes suficientes de generación.

insuficiente de las centrales de generación italianas ante la caída de la frecuencia, el país entero (excepto Cerdeña) sufrió un corte del suministro. El norte de Italia, muy interconectado con el resto de Europa, pudo restablecer el suministro en aproximadamente 5 horas, mientras que en el sur de Italia la avería se prolongó durante 13 horas y durante 18 horas en Sicilia (Fig. 5-10).

Por suerte, estos fenómenos no son frecuentes, pero, cuando se producen, las consecuencias para el consumidor son muy importantes, no sólo económicamente, sino también en lo referente a la seguridad de las personas.

5.2.1 Refuerzo de la Interconexión – Desde el punto de vista del consumo: mayor capacidad de hacer frente a situaciones climáticas anormales en ambos países

Si bien en condiciones normales cada país se beneficia de una capacidad instalada que le permite responder a las puntas de demanda, las reservas de generación de cada país pueden no ser suficientes para hacer frente al consumo durante episodios climáticos excepcionales.

En efecto, varios elementos pueden conjugararse en dichas situaciones extremas: por un lado, el aumento del consumo (debido a las calefacciones en caso de ola de frío o a los aires acondicionados en caso de ola de calor) y, por otro lado, limitaciones de funcionamiento de ciertas centrales (como ha sucedido en el parque nuclear francés en episodios de olas de calor, con limitaciones de producción debidas a la disminución de la posibilidad de refrigeración), o incluso averías materiales en las centrales de generación (debidas a la nieve o a la escarcha en invierno). Dichas situaciones pueden agravarse por una falta de reservas: reservas hidráulicas muy bajas en caso de periodo de sequía, o imposibilidad de generar energía por parte de las centrales eólicas en caso de falta de viento.

El sistema eléctrico francés es el más sensible de Europa a las variaciones de temperatura. En Francia, una disminución de la temperatura de un grado en invierno corresponde a una subida del consumo de una media de 1700 MW; en verano, un aumento de la temperatura de un grado corresponde a una subida del consumo de 300 MW. Si la temperatura en invierno es particularmente baja en Francia, se puede evitar el uso de centrales eléctricas costosas y emisoras de CO₂ (turbinas de gas o centrales térmicas de combustible) importando electricidad española de origen eólico o hidráulico, cuando dicha potencia esté disponible.

El sistema eléctrico español es el segundo más sensible de Europa a las variaciones de temperatura: una disminución de la temperatura de un grado en invierno corresponde a una subida del consumo de 600 MW y, en verano, un aumento de la temperatura de un grado corresponde a una subida del consumo de 400 MW. En caso de necesidad, la red española podría importar también electricidad desde Francia

Estas prácticas pueden tener lugar a condición de que dichas situaciones climáticas no afecten a los dos países limítrofes de forma simultánea.

En Francia, una fuerte demanda de electricidad puede ser la consecuencia de una ola de frío procedente del norte de Europa. A menudo, dicho frente frío no afecta a la Península Ibérica al mismo tiempo. Existe así una capacidad de generación disponible en España que los demás países no pueden suministrar, ya que sufren igualmente una situación difícil. Al contrario, pueden producirse condiciones extremas de temperatura y, por lo tanto, de demanda eléctrica, en la Península Ibérica y no en Europa Central, debido a la barrera geográfica de los Pirineos. En ese caso, la ayuda para hacer frente a la demanda puede venir de Francia y del resto de Europa hacia España.

Aunque, en condiciones normales, cada país se beneficia de una capacidad instalada que le permite responder a las puntas de demanda, **cuando se producen episodios climáticos excepcionales, las reservas de generación de cada país pueden no ser suficientes para hacer frente al consumo.**

En dichas situaciones extremas, se pueden combinar dos efectos: por un lado, un aumento del consumo habitual (debido a las calefacciones eléctricas en caso de frío o a los aires acondicionados en caso de calor) y, por otro lado, averías materiales en las centrales de generación (debidas a la nieve o a la escarcha en invierno y a problemas de refrigeración en caso de mucho calor). Estas situaciones pueden ser agravadas por una falta de reservas: reservas hidráulicas muy bajas en caso de periodo de sequía o imposibilidad de generar por parte de las eólicas en caso de falta de viento, lo cual sucede a menudo en periodos muy calurosos.

Una nueva interconexión Francia-España aumentará las posibilidades de intercambio, para compensar lo mejor posible estas necesidades adicionales coyunturales en uno u otro de los dos países.

Ejemplo 2: Francia sufrió una ola de frío especialmente prolongada (con una duración de 27 días), del 15 de febrero al 13 de marzo de 2005. Más que la intensidad del frío, fue especialmente la fecha anormal de dicha ola de frío lo que provocó el problema, en particular debido al comienzo de la falta de disponibilidad de las centrales nucleares por mantenimiento o recarga. **Por lo tanto, Francia se vio obligada a realizar importaciones masivas** (hasta 3000 MW en algunos días), haciendo que la **interconexión Francia-España se utilizase, en lo posible, al nivel máximo de 500 MW** (en particular, el 28 de febrero y el 3 de marzo de 2005).

Ejemplo 3: En periodo de ola de calor, el 26 de julio de 2007, RTE envió una orden de “situación crítica” debida a un margen de generación insuficiente con respecto al consumo. Durante este periodo de especial dificultad, **Francia importó entre 100 y 250 MW desde España, según la hora del día, es decir, prácticamente todo lo que permitía la capacidad de interconexión** (250 MW de capacidad de interconexión registrada en importación desde España a las 9h00 el 26/07/2006). Las centrales francesas no podían generar más energía y fue, por lo tanto, España la que permitió a Francia restablecer el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, evitando así un corte del suministro.

Ejemplo 4: Durante el periodo del 27 octubre al 12 noviembre de 2007, se produjo una ola de frío anormal para la época del año, en la que aún subsistían faltas de disponibilidad programadas de las centrales nucleares francesas; **la interconexión con España se solicitó de forma regular a su nivel máximo (limitado a 300 MW) durante todo este periodo.**

Ejemplo 5: En condiciones normales, España posee una capacidad de producción instalada suficiente para poder responder a las puntas de demanda, como sucedió, por ejemplo, el 17 de diciembre de 2007, con un consumo récord de 45430 MW. Ese día, no hubo problemas, a pesar del bajo nivel de las importaciones en la interconexión y de una situación de pico similar en los países vecinos. En efecto, España pudo responder a la demanda, pero sólo **poniendo en marcha centrales de producción muy poco eficientes y, por lo tanto, muy contaminantes**. En particular, en condiciones de punta de invierno, tuvo que utilizar centrales de petróleo y de carbón; la contribución del petróleo para satisfacer el consumo fue de 32.099 GWh (en comparación con una media de aproximadamente 5.500 GWh) y la de las centrales de carbón fue de 209.611 GWh (en comparación con una producción media de 165.000 GWh).

Ejemplo 6: En cambio, el 19 de noviembre de 2007, en España, con una demanda de electricidad menos importante (aproximadamente 40000 MW), la situación fue mucho más difícil de gestionar. La generación hidráulica y la generación eólica eran muy débiles. Adicionalmente, muchas centrales térmicas no estaban disponibles y las posibilidades de importación desde Francia eran bastante débiles (no más de 100 a 400 MW, según la hora del día). Por lo tanto, hubo que actuar sobre el consumo, poniendo en práctica durante varias horas la posibilidad de interrumpir prácticamente todos los contratos de clientes industriales posibles, por un valor de de 15.000 MWh, con el fin de mantener la

frecuencia y la estabilidad del sistema. **Una línea de interconexión adicional habría evitado que el sistema español sufriese dicha situación crítica y los consumidores industriales no habrían tenido que soportar ningún corte del suministro.**

Estos ejemplos muestran que dichos momentos difíciles para el equilibrio oferta – demanda en un país no se producen únicamente durante episodios climáticos de intensidad extrema, sino también durante episodios climáticos cuyas características se salen especialmente de lo habitual en relación con la época del año en la que suceden.

Estas ocasiones constituyen momentos en los que resulta necesario utilizar las interconexiones, de manera que la capacidad de interconexión desempeña un papel esencial para la seguridad del sistema eléctrico que experimenta dificultades.

5.2.2 Refuerzo de la Interconexión – Desde el punto de vista del consumo: mayor capacidad de recuperación (“recovery”) después de condiciones meteorológicas extremas

Cuando se producen tormentas, numerosas líneas se desconectan de la red debido a cortocircuitos provocados por balanceos de conductores, caídas de árboles o, incluso, la caída de apoyos (mucho menos frecuente). Estas averías materiales, numerosas y geográficamente dispersas, ponen en peligro la seguridad del sistema, que, como ya hemos subrayado, se gestiona respetando el criterio N-1. En caso de fallos múltiples de los componentes de la red de transporte o de las centrales de producción, se ponen en marcha los planes de defensa de cada país, lo que obliga a menudo a cortar el suministro de una parte de los usuarios para preservar el sistema de un corte total del suministro.

Durante las tormentas de diciembre de 1999 en Francia, excepcionales por su intensidad y su extensión geográfica, el funcionamiento global del sistema se preservó, a pesar de los cortes. Estos últimos fueron el resultado de averías materiales numerosas y geográficamente dispersas. Conviene subrayar el papel primordial que desempeñó la interconexión Francia-España para mantener la alimentación eléctrica de una parte importante del suroeste de Francia.

Hay que tener en cuenta que estas condiciones meteorológicas extremas son cada vez más frecuentes en estos últimos años, como reconoció internacionalmente el mismo CIGRE, que dedicó la sesión de apertura de la conferencia de 2006 al examen del impacto de los fenómenos naturales sobre la explotación y el proyecto de las redes [19].

La posibilidad de explotar las interconexiones con los países vecinos ayuda a reducir los tiempos de restablecimiento del suministro en la red de transporte²⁶.

Ejemplo 7: la tormenta que azotó la mitad sur de Francia durante la noche del 27 al 28 de diciembre de 1999 provocó la desconexión de decenas de líneas de 400kV de la zona del suroeste; España se encontró en situación de red aislada, es decir, completamente desconectada del resto de la red europea. Sin embargo, España prestó su asistencia a Francia, tomando a su cargo la alimentación del consumo de la zona suroccidental de Francia, alimentada por las subestaciones de Cantegrit, Marsillon y Lannemezan (poblaciones de Mont-de-Marsan, Bayonne, Biarritz y Pau), gracias a las líneas de interconexión que habían permanecido en servicio al oeste de los Pirineos. Por lo tanto, el suroeste de Francia recibió su alimentación eléctrica a través de las líneas de interconexión provenientes de España (Fig. 5-11).

²⁶ Naturalmente, el tiempo total de restablecimiento del suministro para los usuarios de baja y media tensión depende, en gran medida, de las redes de distribución, que, sobre todo en las zonas rurales, quedan fuertemente afectadas por las condiciones meteorológicas. Por el contrario, en las zonas urbanas, que tienen una red de distribución subterránea, resulta importante restablecer lo antes posible las condiciones normales de alimentación en las subestaciones de transformación Muy Alta Tensión-Alta Tensión/Media Tensión.



Fig. 5-11 Redes separadas (en negro sobre el mapa) durante la tormenta de 1999

5.2.3 Refuerzo de la Interconexión – Desde el punto de vista de la generación: mejor aprovechamiento de la complementariedad de las fuentes de energía de ambos países, favoreciendo una reducción de las emisiones de CO₂

Como se ha indicado en el capítulo 4, el parque de generación francés dispone de un alto porcentaje de generación nuclear e hidráulica, mientras que el parque español se caracteriza por un alto desarrollo de las energías renovables y de los ciclos combinados.

Estas diferencias hacen que ambos parques de generación sean complementarios. La asistencia mutua en situaciones climatológicas críticas es posible en parte gracias a esta diversidad en la generación. El fuerte componente hidroeléctrico y eólico del parque de generación español hace que ese país dependa de los azares meteorológicos, como la ausencia de precipitaciones y/o de viento: entre un año seco y un año húmedo, la producción hidráulica puede variar en más de TWh, mientras que la potencia producida por las centrales eólicas puede variar en varios GW de un día al siguiente o en varios cientos de MW de una hora a la siguiente.

La aportación de generación eléctrica francesa y europea permite hacer frente a los azares meteorológicos y reduce así, de manera significativa, los riesgos para España.

En cambio, cuando las centrales eólicas e hidroeléctricas españolas se benefician de una meteorología favorable y de excedentes de producción, existe la posibilidad real de exportar a Francia la electricidad producida por fuentes renovables de energía a menor coste, contribuyendo así a la reducción de las emisiones de CO₂.

En resumen, esta estrategia de utilización de la complementariedad de los tipos de electricidad permite reducir los gastos y las emisiones de CO₂, por lo que representa una ventaja para todos.

La complementariedad de los parques de generación respectivos permite crear estrategias de intercambio de energía (a las cuales los productores ya son sensibles –ver 3.3 y 5.3-) y, por lo tanto, reducir el precio del kWh, a condición de disponer de una capacidad de interconexión suficientemente elevada como para influir en el precio marginal en ambos mercados. Eso

provocará, a su vez, una reducción de los precios de la electricidad a ambos lados de la frontera, especialmente en las horas de punta, cuando los precios son más altos.

5.2.3.1 Una consecuencia inmediata: la reducción de las emisiones de CO₂

Acabamos de ver que la nueva interconexión permitirá favorecer el desarrollo de energías limpias, que no emiten CO₂, lo cual se adecua a los compromisos europeos sobre la disminución de las emisiones de gases con efecto invernadero y del protocolo de Kyoto.

La complementariedad de los recursos energéticos de Francia y España, una mejor gestión de los excedentes nacionales (cuando existan), la utilización más eficaz de las centrales y la posibilidad de evitar la construcción de ciertas centrales para la gestión de las puntas (que, generalmente, son contaminantes y cuya electricidad es costosa) permitirán reducir las emisiones de CO₂. Las energías renovables y, en particular, la energía eólica en España (pero también la energía solar) tienen, pues, un papel fundamental.

Por ejemplo, la distribución de la generación en España en el año 2006, con una aportación del 20 % procedente de energías renovables, provocó una emisión media de 0,44 toneladas de CO₂ por MWh. Con la distribución prevista para el futuro, este valor disminuirá hasta una estimación para 2016 de 0,31 toneladas de CO₂ por MWh (con una aportación del 38% procedente de energías renovables).

En estos últimos años, se ha observado que las exportaciones de España hacia Francia aumentan poco a poco (Fig. 5-12). Las últimas tendencias muestran que, en general, Francia recibe energía de España en situación de punta y España la recibe de Francia en situación de valle. De esta forma, en los próximos años, Francia podrá beneficiarse de importaciones de energías renovables recibidas de España.

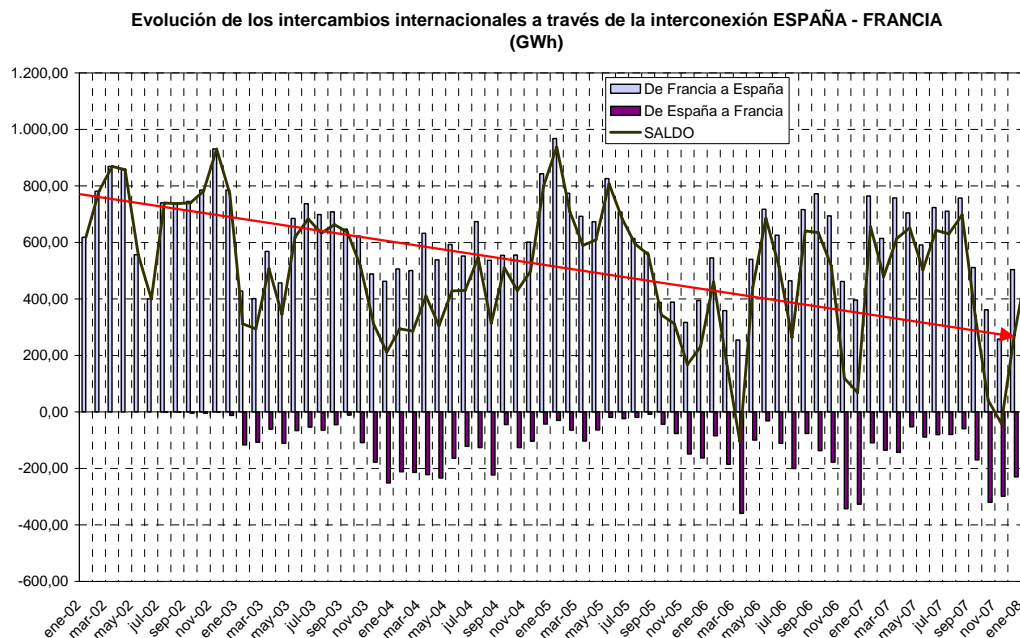


Fig. 5-12 – Evolución de los intercambios entre Francia y España, desde el año 2002 (fuente: REE)

La nueva interconexión permitirá que se lleve a cabo un aumento de la generación eólica de aproximadamente 1800 MW adicionales, en función de las condiciones de explotación (caracterizadas esencialmente por el nivel de la demanda y la composición de las centrales en servicio), lo cual podría

significar una reducción de las emisiones de CO₂ de 1,5 millones de toneladas/año²⁷. Dicha reducción equivale a las emisiones anuales resultantes de la circulación de unos 600.000 vehículos²⁸.

Sin embargo, el elevado volumen previsto de electricidad de origen eólico y sus particularidades (dificultad de previsión, variabilidad del viento, sensibilidad ante los huecos de tensión) obligan a cumplir una serie de condiciones para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

En efecto, es posible llegar a situaciones que obliguen a limitar la generación eólica por problemas de variabilidad de la generación y de capacidad de previsión. Por esta razón, se emitieron órdenes de reducción de la generación eólica los días 4 y 5 de marzo de 2008 en España.

Ejemplo 8:

Los días 4 y 5 de marzo de 2008 se emitieron órdenes de reducción de la generación eólica, mientras España exportaba de 150 a 300 MW hacia Francia y de 800 a 1500 MW hacia Portugal. Una nueva línea de interconexión entre Francia y España habría permitido evitar las órdenes de reducción de la generación eólica. Como esta energía tuvo que ser sustituida por energía térmica tradicional (ciclos combinados), se habría podido evitar la emisión, durante esos dos días, de un total de 900 y 2000 toneladas de CO₂, respectivamente.

A causa de la variabilidad del viento y de las dificultades de previsión, la explotación del sistema obliga, en ciertas situaciones y, sobre todo, en las horas de valle y cuando la generación eólica es elevada, a poner en marcha medios adecuados para aumentar o reducir su producción en caso de necesidad, es decir, que sean capaces de absorber muy rápidamente las variaciones de la producción de energía eólica para asegurar el equilibrio generación/consumo. Sin embargo, la producción de un ciclo combinado en su mínimo técnico es menos eficiente que su generación cuando está en el máximo técnico y esto provoca un aumento del 25 % de las emisiones de CO₂ por MWh producido. Una mayor capacidad de interconexión permitiría una mejor gestión de los servicios de balance y, por lo tanto, se podría evitar una parte de dichas emisiones de CO₂.

Teniendo en cuenta el hecho de que el parque eólico va a pasar de 13.500 MW instalados en la actualidad a 29.000 MW en 2016 y a 40.000 MW en 2030, es evidente que esta situación va a ser más frecuente. Por lo tanto, en ciertos momentos, el país deberá privarse de la energía renovable y barata disponible, para sustituirla por fuentes tradicionales que suelen generar CO₂.

En conclusión, una mayor capacidad de interconexión entre Francia y España permitiría una mejor integración de la energía eólica en el sistema español y, en cierta medida, en el sistema europeo y permitiría también reducir las emisiones de CO₂ asociadas, así como disfrutar de beneficios económicos ligados a la futura imposición que gravará las emisiones de CO₂.

5.3 Ventaja nº 3: el mercado y los intercambios de electricidad

Como hemos visto en el párrafo anterior, la interconexión entre Francia y España debería permitir un mejor aprovechamiento de la complementariedad de las fuentes de energía de ambos países y favorecer así la reducción de las emisiones de CO₂, permitiendo en particular un mayor desarrollo y una mejor utilización de las fuentes de energía renovables.

²⁷ Estimación realizada suponiendo una generación anual equivalente de energía eólica de aproximadamente 2000 horas/año y una emisión media de 0,41 toneladas de CO₂ por MWh para el parque generador tradicional.

²⁸ Hipótesis de emisión de 150-160 g CO₂/km y recorrido de 15.000 km/año.

Para aprovechar esta complementariedad que se revela en función de las condiciones de explotación respectivas en Francia y en España, es necesario identificar estas últimas, en plazos que permitan poner en práctica los intercambios de energía correspondientes, sin dejar de respetar las reglas de seguridad del sistema eléctrico.

Analizando las características respectivas de los parques de generación, se observa que las condiciones de equilibrio oferta-demanda en cada país pueden variar rápidamente de un día al siguiente, lo cual hace que los agentes del mercado deban adaptarse a corto plazo para conseguir una optimización del conjunto.

Los mecanismos de mercado puestos en práctica en el sistema eléctrico europeo y las transacciones autorizadas por dichos mecanismos no son más que los medios puestos a disposición de los agentes para optimizar la utilización de los recursos energéticos en los diferentes países y concretar los beneficios económicos y medioambientales asociados.

Como hemos visto anteriormente, desde la década de los setenta los intercambios de electricidad no han tenido únicamente la finalidad de mejorar la seguridad del sistema eléctrico, sino que también han sido utilizados para optimizar la utilización de los recursos energéticos en los países interconectados. En ese momento y hasta finales de los años noventa, dichos intercambios se llevaban a cabo entre empresas eléctricas verticalmente integradas (EDF en Francia, ENEL en Italia, CEGB en Inglaterra). Se realizaban o bien en el marco de contratos a largo plazo (especialmente en Francia, para aprovechar la capacidad nuclear disponible surgida a mediados de los años ochenta) o bien a un plazo más corto (semanalmente, diariamente o incluso en tiempo real) en función de la disponibilidad identificada por los agentes de generación.

Estos intercambios a corto plazo, denominados “à bien plaisir” ó “a voluntad”, tenían, sin embargo, un alcance limitado, porque se basaban en contratos bilaterales entre vecinos inmediatos; la confrontación entre la disponibilidad y las necesidades se organizaba con medios muy simples: cada operador solicitaba o anunciaba capacidad disponible con el precio asociado y sólo se llevaban a cabo las operaciones con un beneficio “más evidente” a corto plazo (aprovechamiento de excedentes hidráulicos o de capacidad nuclear en horas valle).

En Europa, la primera directiva de apertura del mercado eléctrico se publicó en diciembre de 1996 (Directiva 96/92/CE). Cada país puso en marcha un proceso de apertura progresiva, a diferentes velocidades según los países miembros. Después de la implementación de la segunda directiva europea sobre la apertura del sector eléctrico, publicada en junio de 2003 (Directiva 2003/54/CE), el proceso de apertura del mercado eléctrico experimentó una aceleración y, en julio de 2007, todos los consumidores europeos adquirieron la libertad de opción, es decir, cada uno puede elegir su proveedor de electricidad, tanto dentro del país en el que se encuentre como en el extranjero.

En realidad, la apertura impulsada por la Unión Europea no consistía en la creación de varios mercados nacionales de electricidad, sino de un mercado europeo. Hasta ahora, la integración de los mercados nacionales se ha llevado a cabo en los países escandinavos y en Finlandia, por medio de la creación del “Nordpool”, mientras que, en el resto de Europa, los mercados siguen estando más o menos “fragmentados”, si bien se está produciendo una progresiva integración, mediante la adopción, por ejemplo, de procedimientos como el “market coupling”.

Para permitir un funcionamiento eficaz del mercado eléctrico, la primera evolución consiste en el aumento del número de agentes que intervienen en dicho mercado: los generadores (históricos como

EDF o “nuevos” como Endesa France, Suez, GdF, etc.), los proveedores (como, por ejemplo, Poweo o Direct Energie), los traders, los clientes industriales o los distribuidores.

En la práctica, varios dispositivos coexisten en las distintas escalas temporales:

- *contratos bilaterales* entre agentes, en las diferentes escalas temporales (desde aproximadamente 2 a 3 años hasta en la víspera para el día siguiente),
- *Pools eléctricos (similar a la bolsa)*: permiten que todos los agentes depositen la víspera, para el día siguiente, sus ofertas de venta si tienen capacidad disponible o sus ofertas de compra si tienen necesidades de consumo. La confrontación de las ofertas de venta y de compra provoca transacciones, estableciendo un precio de equilibrio: el precio de mercado para una hora en particular. *La existencia de este lugar único en el que cada uno puede intervenir en función de sus necesidades o de su disponibilidad es mucho más eficaz para llevar a cabo operaciones de optimización energética que los intercambios entre agentes del periodo anterior.*

Para permitir la optimización a escala europea, es necesario que los agentes extranjeros puedan participar en los diferentes mercados nacionales; en este sentido, es necesario que tengan la seguridad de disponer de capacidades de interconexión que les permitan llevar a cabo las importaciones o las exportaciones correspondientes a los contratos bilaterales que puedan firmar o que resulten de la optimización de los intercambios realizados por las bolsas de electricidad. Adicionalmente, esos intercambios deben ser compatibles con una explotación segura de la red.

En realidad, como la capacidad de transporte de electricidad en la frontera es limitada, se divide en “lotes” y se vende a los agentes del mercado eléctrico: generadores y comercializadores. Esta venta se produce en forma de subastas anuales, mensuales, diarias e intra-diarias. Actualmente, debido a la limitación de la capacidad de interconexión, las subastas son muy costosas (ver 3.3)²⁹ y, por consiguiente, el coste de utilizar la interconexión es muy elevado (es el resultado de las congestiones), debido al gran interés por utilizarla que tiene los agentes del mercado.

Los pools (Pownext en Francia y el MIBEL en España) son, por lo tanto, el lugar donde se lleva a cabo la optimización energética a corto plazo. Actualmente, las transacciones se definen la víspera para el día siguiente y reflejan las previsiones de los agentes. Con el desarrollo de la energía eólica en España, pero también en Alemania y pronto en Francia, con su carácter fluctuante, estas previsiones son susceptibles de modificarse a un plazo más corto; en consecuencia, progresivamente se van creando mecanismos que permiten a los agentes modificar sus compromisos a más corto plazo, acercándose al tiempo real, lo cual permite captar la complementariedad que se revela a dichas escalas de tiempo más cortas.

Cuando el conjunto de las transacciones óptimas entre dos mercados no se puede realizar, aparece una separación de precios entre los dos mercados (llamada el “diferencial”). La amplitud de ese diferencial revela el nivel de déficit de optimización y los frenos existentes a una utilización óptima de los recursos.

Uno de los frenos principales consiste en las barreras causadas por una insuficiencia de capacidad a través de la frontera. Este fenómeno es evidente si se analiza la correlación “diferencial de precios entre los mercados OMEL y PowerNext” en relación con los flujos de potencia y, en particular, las congestiones en la frontera entre Francia y España (Fig. 5-13). En el siguiente esquema, se puede observar que cuanto más importante es el diferencial de precios, mayores son los flujos de potencia en la dirección desde el mercado con los precios más bajos hacia aquel que presenta los precios más elevados.

²⁹ En el apartado 3.3.1, ya se mostró que, en el año 2007, se ha producido una tendencia al alza de los precios de las subastas para asignación de capacidad en la frontera, habiendo alcanzado este precio un valor medio un poco por debajo de los 100.000 €/MW.

Los agentes del mercado (traders, generadores, etc.) son, pues, sensibles a la señal constituida por los precios del mercado, pero la posibilidad de comercio transfronterizo está limitada por la insuficiente capacidad de intercambio (líneas rojas intermitentes).

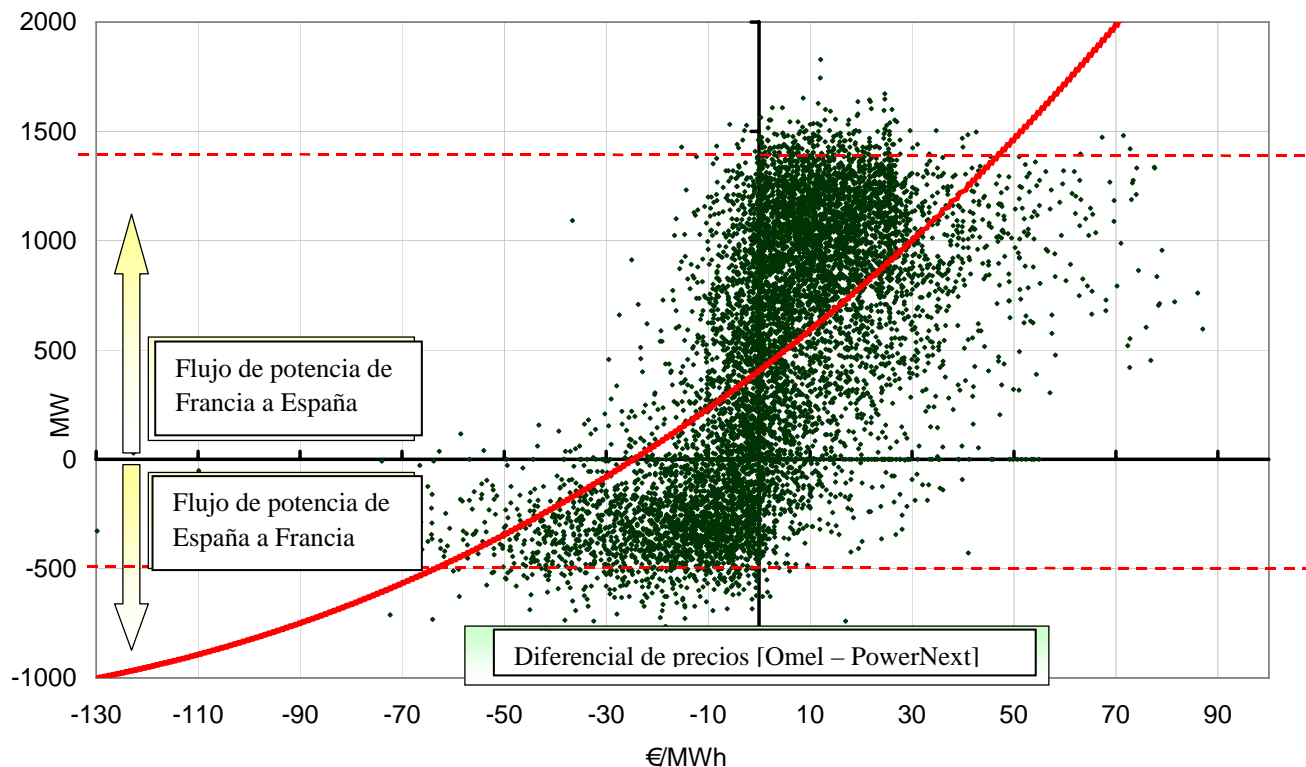


Fig. 5-13 Correlación entre los diferenciales de precios de OMEL y PowerNext y el flujo de potencia en la frontera entre España y Francia (datos referentes al año 2007)

Ejemplo 9: Récord de generación eólica del 4 de marzo de 2008 en España

El 4 de marzo de 2008 se alcanzó un récord, con 10.032 MW de generación eólica, a las 15 h 53. Durante toda la jornada, el nivel de producción eólica siguió siendo elevado (la potencia eólica producida superó los 9000 MW de 12 h a 16 h). Los precios de la electricidad en Francia eran, en ese momento, muy superiores que los precios en España (Fig. 5-14), ya que la generación eólica elevada en España contribuía a bajar los precios. Estos elementos de mercado provocaron la exportación desde España hacia Francia, utilizando prácticamente el máximo de la capacidad de intercambio.

Es un ejemplo del hecho de que **el mercado es útil para aumentar la eficiencia del sistema, pero, para poder aprovechar los beneficios de ésta, la capacidad de interconexión no debe constituir una barrera para las transacciones internacionales.**

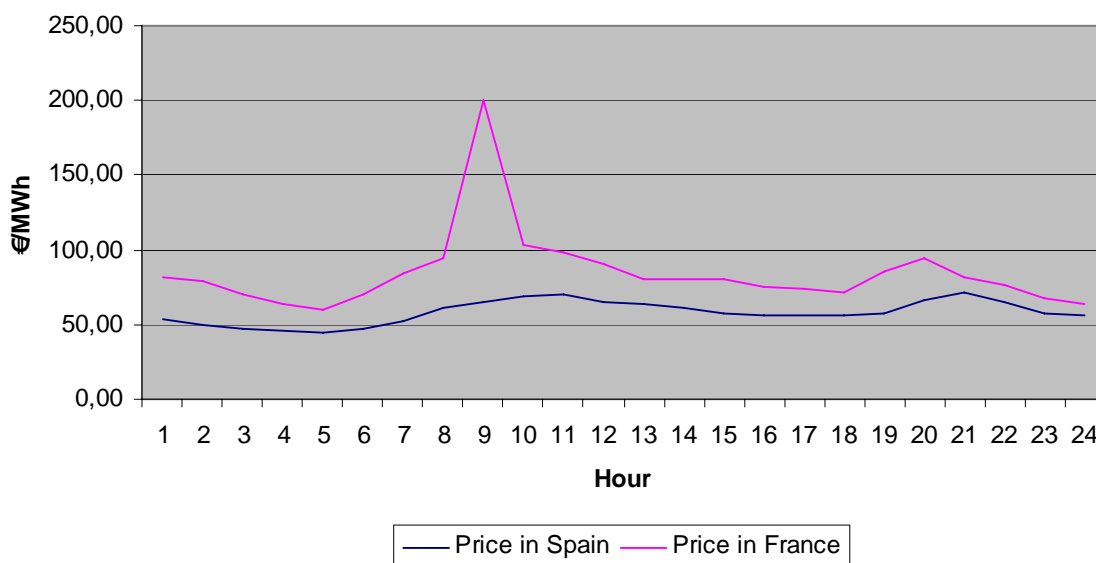


Fig. 5-14 Comparación de los precios de MIBEL (Península Ibérica) y PowerNext (Francia), el 4 de marzo de 2008

Un aumento de la capacidad de transporte entre Francia y España permitiría un acercamiento de los precios hacia un valor global más bajo. Por otro lado, considerando que el diferencial de precios entre OMEL y PowerNext a veces es favorable a España y a veces favorable a Francia, el refuerzo de la interconexión a través de los Pirineos supondría un beneficio tanto para el consumidor español como para el consumidor francés, creando una típica situación en la que todos ganan.

Nota: la disminución del precio medio de la energía ante un refuerzo de la red entre dos regiones débilmente interconectadas es evidente en el caso de Italia, que se caracteriza por un mercado zonal. El refuerzo de las interconexiones entre las zonas del mercado permite reducir las puntas del precio del kWh y también el precio medio de la energía, proporcionando así un beneficio a todos los consumidores [20].

5.4 Ventaja nº 4: Seguridad del suministro de Cataluña y de Pirineos Orientales

En los párrafos anteriores, se han examinado las ventajas proporcionadas a los sistemas de Francia y España por el refuerzo de la interconexión entre los dos países. Sin embargo, más allá de las ventajas que proporciona un nuevo corredor eléctrico a través de los Pirineos para el sistema eléctrico global interconectado y para cada uno de los sistemas eléctricos nacionales que lo componen, también existen ventajas a nivel local.

En caso de que el nuevo corredor estuviese situado a través de la frontera de los Pirineos orientales, podrían conseguirse beneficios para las regiones afectadas, como se muestra a continuación, con base en la información recibida de los gestores de red.

5.4.1 Del lado francés de la frontera: Pirineos Orientales

En el apartado 4.3, hemos visto que el departamento de Pirineos Orientales es marcadamente deficitario; por ejemplo, en el año 2006, frente a un consumo de casi 2,5 TWh la generación fue de menos de 0,3 TWh. Esto significa que la mayor parte de la energía debe obtenerse de las regiones vecinas. Actualmente, la alimentación eléctrica de la región de Perpignan se realiza mediante dos líneas de 400 kV que provienen de Narbonne (líneas Baixas-Gaudière nº1 y 2 -Fig. 5-15-) y una línea de 400

kV proveniente de la subestación española de Vic. Otra línea de 150 kV procedente de los Pirineos participa también en la alimentación eléctrica de la región, pero en una medida mucho menor. En caso de pérdida de una de las líneas Gaudière-Baixas, la alimentación seguiría realizándose, pero de manera precaria, porque un fallo en la línea Gaudière-Baixas restante interrumpiría el suministro en la región, ya que la aportación de las líneas procedentes de Vic y de los Pirineos no son suficientes, en general, para cubrir el consumo.

Una nueva línea de Muy Alta Tensión con España permitiría disponer de un corredor adicional y, por lo tanto, de una alimentación eléctrica con mayores garantías. Además, la construcción de ese nuevo eje desde Baixas podría estar acompañada por la modificación de la estructura de la subestación eléctrica de Baixas, reduciendo así las consecuencias de un fallo en la subestación.

Finalmente, deseamos recordar que la alimentación del tren de alta velocidad en Francia se realiza a través de dos líneas de 225 kV procedentes directamente de la subestación de Baixas, con dos autotransformadores de 400/225 kV. Esta manera de llevar a cabo la alimentación del tren de alta velocidad permite respetar las restricciones técnicas en Francia, sin necesidad de construir una nueva línea de interconexión con España, pero la interconexión participa de la calidad y la fortaleza de la red de 400 kV y, por lo tanto, del escalón de 225 kV que depende directamente de ella.

Ejemplo 10: el 31 de diciembre de 2002, la línea Baixas-Gaudière n°2 se tuvo una falta y, por lo tanto, se desconectó del sistema eléctrico. En ausencia de la línea Baixas-Gaudière n°2, la desconexión de la red de la línea de 400kV Baixas-Gaudière n°1 podría haber provocado una alimentación por parte de la red española de la zona de consumo Baixas-Mas Bruno (incluyendo la aglomeración de Perpignan). Aquel día, los gestores de la red de transporte francesa y española llegaron a un acuerdo para que el consumo de la región de Perpignan fuera trasladado a la subestación española de Vic hasta los 250 MW. Si bien la segunda línea Baixas-Gaudière n°1 finalmente no se desconectó de la red durante dicho periodo crítico para el Rosellón, la red estaba muy débilmente conectada en ese momento y algunos clientes de la zona se quejaron de haber sentido “golpes de tensión” susceptibles de dañar sus dispositivos.



Fig. 5-15 Mapa de la red de Muy Alta Tensión (400kV/225kV) del Rosellón

5.4.2 Del lado español de la frontera: Cataluña

Si bien la región de la Cataluña española no es muy deficitaria en el balance consumo-generación (consumo de 44,5 TWh en 2006, frente a una generación de 40,5 TWh), presenta, sin embargo, algunos aspectos críticos en la provincia de Gerona.

Según las cifras de REE, en estos últimos 5 años, Gerona ha experimentado un aumento importante y sostenido de su consumo. En particular, el aumento del consumo en verano entre 2001 y 2005 se situó en torno al 4,75 %. El año pasado, la demanda de punta, es decir, el consumo máximo instantáneo, se situó por encima de los 900 MW (Fig. 5-16); este nivel de demanda es muy similar en verano y en invierno. Es este valor de punta el que debe ser tenido en cuenta para dimensionar la red eléctrica de la región, es decir, la red debe poder garantizar el suministro para estos valores extremos de consumo, en las mejores condiciones de seguridad. Sin embargo, la región posee únicamente 160 MW de generación hidráulica (generación que está sometida a la incertidumbre de su disponibilidad) y una potencia instalada de cogeneración de aproximadamente 100 MW (sometida también a una disponibilidad variable), lo cual obliga a la región a importar el 75% de su consumo.

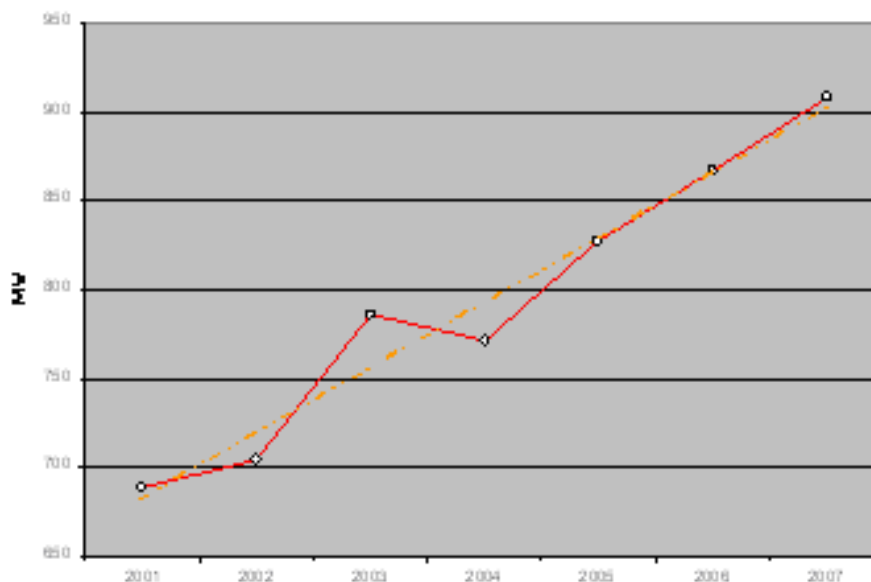


Fig. 5-16 Evolución de la potencia de punta de la región de Gerona (en verano) en los años 2001-2007 (fuente: REE)

Actualmente, el suministro de Gerona depende casi al 50% de una sola línea de doble circuito Vic-Juia a 220 kV (Fig. 5-17). Los demás puntos de inyección en la red están más alejados (Vic, San Celoni y La Roca). En la actualidad, algunas líneas de la zona están cerca de su capacidad máxima, lo que provoca una gran vulnerabilidad de la zona en caso de avería, especialmente en verano.

Adicionalmente, la desconexión de dicha línea de doble circuito Vic-Juia 220 kV debido a un incidente crearía una caída de la tensión y una pérdida total de las subestaciones eléctricas de la zona. Con valores de consumo superiores a 530 MW, los criterios de seguridad de explotación del sistema eléctrico de la zona ya no pueden ser respetados (en particular, el criterio N-1) sin poner en peligro la seguridad de la red. Según la información recibida por REE, esta situación de riesgo potencial aparece durante un 85% del tiempo en verano (prácticamente todos los días). Dicho incidente provocaría el corte del suministro para 350.000 clientes y, posteriormente, después de una serie de maniobras en la red, se recuperaría el suministro para una parte de los mismos, pero dejando sin suministro a 200.000 clientes.

Ejemplo 11: Posible energía no suministrada

En la punta de invierno de 2007 (el 19 de diciembre) la línea de doble circuito Vic-Juia 220 kV soportó el 62,3% de la demanda de la provincia de Gerona. La pérdida de esta línea (con una probabilidad del 0,007% anual) habría provocado la pérdida de 230 MW de consumo. Lo mismo sucedió con la punta de verano de 2007 (26 de julio), en la que esta misma línea soportó el 54% de la demanda de la provincia y la pérdida de dicha línea habría provocado la pérdida de 220 MW de consumo.

Es posible encontrar valores aún mayores, ya que las puntas de la región de Gerona no coinciden necesariamente con las puntas nacionales.

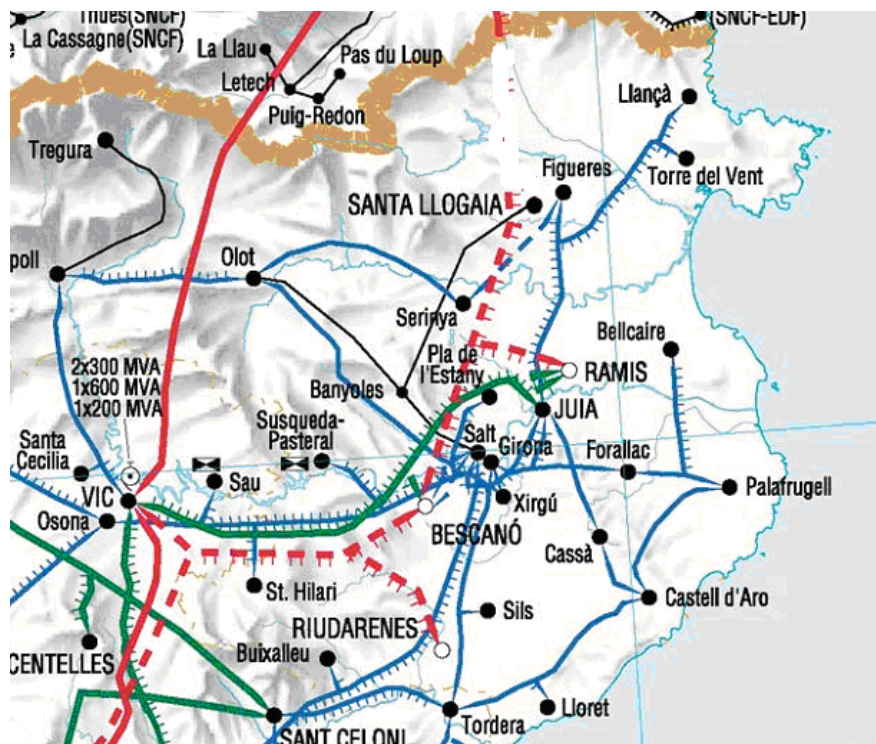


Fig. 5-17 Mapa de la red de la región de Gerona (400kV en rojo, 220kV en verde, 132-110 kV en azul) (fuente: REE)

La debilidad del sistema eléctrico de la zona se traduce en tensiones bajas en la subestación de Vic de 400 kV, un punto esencial para Gerona, ya que suministra 2/3 de la energía consumida. Estas bajas tensiones, debidas al nivel elevado de la potencia requerido por Vic, limitan, a su vez, la propia capacidad de intercambio con Francia.

En definitiva, el suministro de la región de Gerona está en una situación crítica actualmente y esta situación se agravará aún más en el futuro, con la evolución del consumo, si no se realizan los refuerzos adecuados de la red, como indican el “Pla de l’energia de Catalunya 2006 – 2015”, elaborado por el Departament de Treball i Indústria de la Generalitat de Catalunya y los análisis realizados independientemente por la consultora SENER.

De hecho, en la región catalana, REE está desarrollando ya el eje de Sentmenat a Sta. Llogaia y, actualmente, la situación de las obras es la siguiente:

- línea de 400 kV Sentmenat-Bescanó: proyecto declarado de utilidad pública y trabajos comenzados;
- subestación de transformación en Bescanó: proyecto declarado de utilidad pública y trabajos por realizar;
- línea de 400 kV Bescanó-Sta Llogaia: procedimiento de autorización en curso.

Estos refuerzos de la red de transporte permitirán aumentar la fiabilidad del suministro eléctrico en la provincia de Gerona, alimentada actualmente por la línea de 220 kV Vic-Juia.

La continuación de este eje a través de los Pirineos orientales, uniendo Sta. Llogaia a Baixas, permitiría, como es lógico, aumentar la fiabilidad de la zona, proporcionando una posibilidad de alimentación bi-direccional hacia las subestaciones de Sta. Llogaia y Bescanò. Adicionalmente, el cierre del anillo eléctrico Baixas-Vic-Bescanó-Sta.Llogaia-Baixas permitiría hacer frente más adecuadamente al fallo en de una de las líneas (criterio N-1), ya que no habría ninguna subestación de transformación Muy Alta Tensión/Alta Tensión en antena.

Ejemplo 12: incidente de Gerona del verano de 2005

Durante el verano de 2005, se produjeron diversas situaciones de alerta concernientes a la explotación del sistema de la Cataluña española, ya que la falta de disponibilidad de numerosas centrales de generación de la zona llevó al sistema a una situación cercana al colapso de tensión. En concreto, durante este periodo, la central de Vandellós no estaba disponible, los grupos de ciclo combinado de gas de Besos 3 y 4 estaban en situación de parada programada y un incidente técnico acaecido en la central térmica de Foix hizo que quedara desconectada de la red durante una semana.

Ejemplo 10: La tabla siguiente da una idea de la consistencia de la red de transporte de la región de Gerona, comparando con Cataluña y con el resto de España la relación de la longitud de las líneas de Muy Alta Tensión con las puntas de demanda. Se puede observar que, para la región de Gerona, esta relación es muy inferior a la de Cataluña y a la de España, para niveles de consumo similares.

2006	
km / 100 MW de punta en invierno	
España	78
Cataluña	52
Gerona	11
km / 100 MW de punta en verano	
España	84
Cataluña	48
Gerona	11

Tab. 5-3 Relación entre el kilometraje de las líneas de 220 y 400 kV en España / puntas de demanda en invierno y en verano

6 POSIBILIDADES DE REFUERZOS PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO

El capítulo anterior presentaba la necesidad de reforzar la interconexión entre Francia y España. Para aumentar la capacidad neta de intercambio entre esos dos países, se pueden considerar varias soluciones:

- refuerzos de las líneas existentes;
- nuevo eje eléctrico.

Las posibilidades de aumentar la capacidad de intercambio entre ambos países serán analizadas en una próxima etapa del estudio, prevista para el mes de abril de 2008.

Los primeros análisis sobre las diferentes posibilidades de refuerzo de esta interconexión fueron llevados a cabo por CESI durante la primera auditoría, realizada en los años 2002-2003; los resultados se muestran en los informes [22] y [23].

En general, más allá del refuerzo de las líneas existentes, el aumento de la capacidad de intercambio puede obtenerse por medio de nuevos circuitos de corriente continua o corriente alterna. En caso de que se optase por un enlace de corriente alterna, el nivel de tensión deberá elegirse entre aquellos ya adoptados por los gestores de red, es decir, 400 kV, 225 kV o, en España, 110 kV.

La Tab. 6-1 siguiente presenta una comparación de las características de las líneas aéreas a distintos niveles de tensión. Esta comparación se realiza garantizando la misma capacidad de transporte, con un valor de 4000 MVA. Se han considerado parámetros típicos para cada nivel de tensión, sabiendo que hay varios tipos de líneas para cada tensión (sección de los conductores, número de conductores por fase, material del conductor, etc.). Aun así, las conclusiones son generalmente válidas.

Se puede ver claramente que la adopción de un nivel de tensión más bajo implica la construcción de apoyos con una altura y una longitud más limitada y, por lo tanto, un impacto más reducido sobre el paisaje. En cambio, para garantizar la misma capacidad de transporte, hay que construir un número de circuitos y, por lo tanto, de apoyos, cada vez más elevado a medida que disminuye la tensión. Sin embargo, la influencia total a la distancia mínima de los apoyos es mucho mayor si se adopta el nivel de tensión de 225 kV o de 110 kV.

nivel de tensión (kV)	400	225	225	110
número de conductores por fase	3	2	1	1
alcance en potencia (MVA)	2040	765	382,5	187
altura de los apoyos (m)	44	39	39	33
longitud de los apoyos (m)	32	29	29	10
número de ternas para 4000 MVA	2	6	11	22
número de apoyos	1	3	6	11
distancia mínima entre apoyos (m)	32	29	29	10
influencia total a la distancia mínima (m)	32	145	319	210

Tab. 6-1 Comparación de los parámetros principales para circuitos en corriente alterna, con un nivel de tensión diferente

En conclusión, la adopción de líneas de 110 kV o de 225 kV sólo es apropiada para capacidades limitadas de transporte. Estas líneas se utilizan normalmente para el transporte regional de potencia.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] UNFCC, “*Baseline Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plant using Natural Gas*”, metodología básica aprobada AM0029, disponible en : <http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage>
- [2] EC-DG TREN, “*Project EU-TEN-ENERGY INVEST: estimation of the investments needed for the next two decades in the European transmission networks of electricity and gas*”, Bruselas, 2005, disponible en la página web: http://www.ec.europa.eu/ten/energy/studies/index_en.htm.
- [3] ETSO, “*Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC)*”, página web: http://www.etsonet.org/NTC_Info/map/e_default.asp
- [4] EU, “*Règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité*”, Bruselas, junio de 2003
- [5] EU, “*Decision 1364/2006/CE du Parlement Européen et du Conseil du 6 septembre 2006 établissant des orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie et abrogeant la décision 96/391/CE et la décision n° 1229/2003/CE*”, Bruselas, septiembre de 2006
- [6] EC-DG TREN “*Comment consommer mieux avec moins*”, Libro verde sobre la eficiencia energética, 2005, disponible en la página web: http://ec.europa.eu/energy/efficiency/doc/2005_06_green_paper_book_fr.pdf
- [7] UCTE, “*System Adequacy Forecast 2008-2020*”, Bruselas, enero de 2008
- [8] EU, “*Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 Oct. 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants*”, Bruselas, noviembre de 2001
- [9] RTE, “*Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France*”, París, edición de 2007
- [10] UCTE, “*Operational Handbook*”, Bruselas, 2007, disponible en la página web: <http://www.ucte.org/publications/op handbook/>
- [11] UCTE, “*Report on System Disturbance on 4th November 2006*”, Bruselas, enero de 2007
- [12] REE y REN, “*Produccion eólica técnicamente admisible en el sistema eléctrico peninsular Ibérico- Horizonte 2011*”, Madrid, julio de 2006
- [13] MITYC (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), “*Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2007-2016. Desarrollo de las Redes de Transporte–borrador de julio de 2007*”, Madrid 2007
- [14] Deutsche Energie-Agentur GmbH, “*Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020*”, Grupo Director Proyecto DENA, Berlín, marzo de 2005, www.dena.de
- [15] EWIS “*European Wind Integration Study Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids*”, Informe final, enero de 2007
- [16] European Commission, “*European Energy and Transport Trends to 2030*”, DG para la Energía y el Transporte, enero de 2003, disponible en la página web de la Comisión Europea: http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/trends_2030/index_en.htm

-
- [17] European Commission - Directorate General Energy and Transport, “*FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources’ evolution up to 2020*”, Tender n. TREN/D2/10-2002, abril de 2005
- [18] EU, “*Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment*”, Bruselas, febrero de 2006
- [19] CIGRE General Session n° 41, “*Opening panel: impact of natural phenomena on the design and operation of power systems*”, París, agosto de 2006
- [20] P.P.Pericolo, V. Canazza, D. Canever, B. Cova, V.Venturini. P. Marannino, F. Zanellini, “*Use of Zonal and Nodal Market Simulators in Transmission Network Planning: Application To The Italian System*”, estudio presentado en la Sesión General del CIGRE de 2008, París, agosto de 2008, estudio n° C1-104
- [21] B.Cova, M. De Nigris, G. Pirovano, P.Stigliano, “*Etude de faisabilité technico-économique d’alternatives à la réalisation d’une ligne à très haute tension entre la France et l’Espagne*”, CESI, informe A2/038822, Milán, diciembre de 2002
- [22] B.Cova, M. De Nigris, “*Etude de faisabilité technico-économique d’alternatives à la réalisation d’une ligne à très haute tension entre la France et l’Espagne : complément d’étude de réseau sur l’influence de la localisation de la ligne*”, CESI, informe A3/006235, Milán, marzo de 2003
- [23] P. Baioni, B. Cova, M. De Nigris, “*Compléments d’étude d’une ligne THT entre la France et l’Espagne à la suite des “Conférences d’acteurs et des premiers auditions publiques”*”, CESI, informe A3/0145224, Milán, abril de 2003

ANEXO 1 – SOLUCIONES PARA EL AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO

Existen diferentes maneras de aumentar una capacidad de intercambio:

- Mediante la instalación de nuevos transformadores 400/225kV en las subestaciones existentes, lo cual permite únicamente aumentar los flujos eléctricos entre los diferentes niveles de tensión.
- Mediante la instalación de nuevos equipos en las subestaciones (transformadores desfasadores, capacidades serie, etc.) para mejorar la distribución de los flujos entre los diferentes itinerarios eléctricos paralelos y así optimizar la utilización de las líneas, pero esta solución sólo permite aumentos limitados de la capacidad de intercambio.
- Mediante refuerzos de las líneas existentes, volviendo a levantar los apoyos o volviendo a tensar los conductores, lo cual permitiría aumentar los flujos que transitan por dichas líneas.
- Mediante el aumento de la tensión de funcionamiento de una línea (pasando de 220 kV de 400 kV). Esto sólo es posible si la línea también está dimensionada para esta tensión superior, es decir, si los apoyos y los aislantes son compatibles con ese nivel de tensión.
- Mediante la instalación de conductores de alta temperatura en las líneas existentes.
- Mediante la instalación de un segundo circuito en una línea ya existente, siempre que las características de los apoyos lo permitan.
- Mediante la reconstrucción de una línea actual como línea de doble circuito, siguiendo su mismo trazado.
- Mediante la construcción de una nueva línea en un trazado nuevo.

De entre las soluciones citadas, algunas no pueden llevarse a cabo o no tendrían utilidad en el caso particular de la interconexión entre Francia y España. Por ejemplo, las líneas de interconexión de 220 kV actuales (Biescas-Pragnères y Argia-Arkalé) no están dimensionadas para una tensión superior a la correspondiente a su explotación actual. Además, ninguna de las líneas de interconexión actuales está preparada para acoger un segundo circuito.

Por otro lado, la instalación de un transformador desfasador adicional en la interconexión actual no tendría utilidad, porque ya existe uno en Pragnères y sólo hay 4 líneas lo suficientemente cargadas en la actualidad.

En cuanto a las estrategias consistentes en sustituir los conductores existentes con otros de alta temperatura o en reconstruir las líneas existentes, no permitirían obtener un aumento importante de la capacidad de transporte (por ejemplo, en el caso de la interconexión entre Francia y España, no sería posible alcanzar una capacidad neta de intercambio de 2600 MW).

ANEXO 2 – EVALUACIÓN DE LA ADECUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ADOPTADO POR LA UCTE

Para evaluar si las previsiones de generación son adecuadas en relación con la demanda prevista, los gestores de red de la UCTE adoptan un método basado en cuatro etapas.

- a) estimación de la cantidad de generación disponible y fiable en un instante dado, teniendo en cuenta la indisponibilidad prevista de las centrales de generación. Esta cantidad se denomina “Capacidad disponible fiable” (Reliable available capacity) y se calcula como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} & \text{Capacidad Neta de Generación (NGC)} \\ & - \text{Capacidad no utilizable (por mantenimiento, reserva, averías)} \\ \hline & = \text{Capacidad disponible fiable (RAC)} \end{aligned}$$

La estimación de la capacidad no utilizable se realiza considerando las acciones de mantenimiento de larga duración previstas, las tasas de averías, y las condiciones meteorológicas y de explotación más probables.

Por otra parte, todas las evaluaciones del equilibrio oferta-demanda se llevan a cabo en referencia a las condiciones de demanda de punta más críticas, es decir:

- tercer miércoles de enero, a las 11h00;
- tercer miércoles de enero, a las 19h00;
- tercer miércoles de julio, a las 11h00.

- b) estimación de la cantidad de generación sobrante disponible, en relación con la demanda, en las condiciones seleccionadas (ver etapa anterior). Esta cantidad de generación se denomina “Capacidad restante” (Remaining capacity) y se calcula como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} & \text{Capacidad disponible fiable (RAC)} \\ & - \text{Demanda en las condiciones elegidas} + \text{DSM}^{(*)} \\ \hline & = \text{Capacidad restante (RC)} \end{aligned}$$

(*) DSM : Demand Side Management, es decir, el conjunto de las medidas de gestión de la demanda para limitar las puntas y aumentar la eficiencia energética.

- c) Definición de un nivel indicativo mínimo de “capacidad restante” considerada suficiente para el suministro fiable de la demanda, en condiciones de punta. Este nivel se denomina “Margen de referencia de adecuación” (Adequacy reference margin) y se calcula como se indica a continuación :

$$\begin{aligned} & \text{Margen sobre la demanda de punta} \\ & + [5\% \text{ ó } 10\%] \text{ de la capacidad neta de generación de cada país} \\ \hline & = \text{Margen de referencia de adecuación (ARM)} \end{aligned}$$

El margen de adecuación elegido, ARM, corresponde a un riesgo del 1% de no poder hacer frente a la punta de demanda. Para mantenerse por debajo de dicho riesgo, hay que elegir un valor de ARM del 10% para Francia y del 5% para España.

- d) El criterio sintético de adecuación requiere que la “capacidad restante” (RC) sea superior al margen de adecuación (ARM). La situación en la que $RC < ARM$ indica que el sistema debe recurrir a la importación en condiciones de punta de demanda.

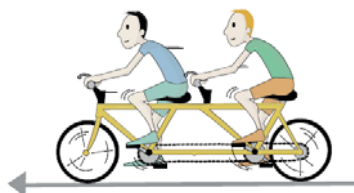
A nivel de la UCTE, la adecuación del sistema de generación-transporte se evalúa adoptando dos escenarios:

- “*conservador*”, en el que sólo se consideran los proyectos de generación con una alta probabilidad de ser realizados;
- “*mejor estimación*”, que considera también las futuras centrales de generación cuya entrada en servicio se estima “razonablemente probable”, según la información de los gestores de red.

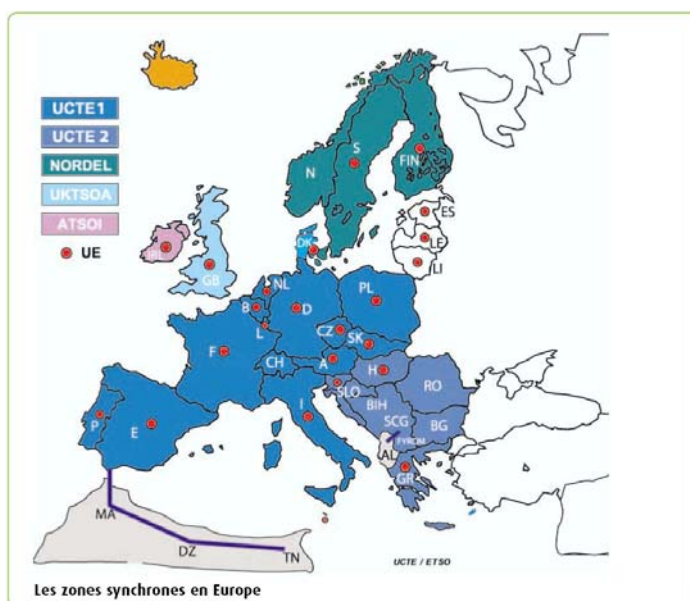
ANEXO 3. EL SINCRONISMO, LA RUPTURA DEL SINCRONISMO Y EL ENLACE SÍNCRONO

¿QUÉ ES EL SINCRONISMO?

Es el **funcionamiento a la misma frecuencia de todas las centrales** interconectadas, en torno a los 50 Hz en Europa. Podemos utilizar el ejemplo de dos ciclistas que pedalean en un tándem, para ilustrar la problemática del mantenimiento del sincronismo. Para que el tándem circule normalmente, es necesario que los dos ciclistas pedaleen con el mismo ritmo. En una red eléctrica, eso equivale a decir que **todas las centrales conectadas deben funcionar con la misma frecuencia: es el sincronismo.**



Los países de Europa se han reunido en **zonas síncronas**, es decir, en zonas en las que la frecuencia de la red es idéntica. La tensión alterna tiene la misma frecuencia en Bulgaria, Dinamarca, Portugal, España, Francia y los países del Magreb. Por lo tanto, cada uno de esos países puede ayudar instantáneamente a uno de los demás en caso de incidente (por ejemplo, la avería de una central) y, de forma habitual, compartir los medios de generación disponibles, lo que hace que la red sea más fuerte.



¿QUÉ ES LA RUPTURA DEL SINCRONISMO?

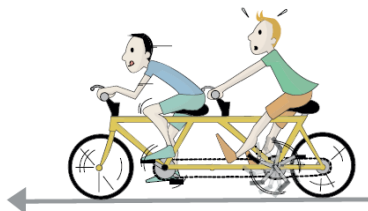
Es el hecho de que **una central** o un grupo de centrales **funcionen durante un cierto tiempo** (algunos segundos) **a una frecuencia diferente de la de las demás centrales** interconectadas en la misma red. Eso sucede en ciertas situaciones, como por ejemplo **después de un cortocircuito.**

A título de ejemplo, las infraestructuras de la red de transporte de RTE sufren unos 10000 a 12000 cortocircuitos al año, debidos en su mayor parte a las condiciones meteorológicas: aproximadamente un 60 % debido a los rayos y algo más de un 20 % debido a la escarcha, la

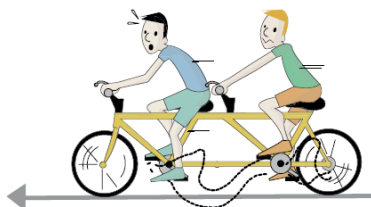
nieve que se adhiere, la lluvia, el viento o la polución salina. Las averías materiales intervienen en un 2 % y el resto se debe a causas diversas (contactos con la vegetación y los animales, incidentes provocados por los usuarios, destrucción intencionada, etc.).

El cortocircuito provoca perturbaciones violentas, experimentadas con más o menos fuerza por los alternadores de las centrales eléctricas en función de su alejamiento del lugar del cortocircuito. En general, las perturbaciones son rápidamente eliminadas por los dispositivos de protección instalados en la red. Pero, **en el caso de las centrales situadas cerca del lugar del cortocircuito**, este último provoca **una aceleración temporal de la velocidad de rotación de los alternadores** y, por lo tanto, de la frecuencia local de la red. En general, los alternadores que sufren oscilaciones se desincronizan ligeramente del resto de la red antes de re-sincronizarse con la frecuencia general de la red. Si el enlace eléctrico (líneas de la red) entre el grupo que sufre la perturbación y el resto de la red no es lo bastante potente y si, a pesar de la acción de los dispositivos de regulación de la central, los alternadores no consiguen volver a la frecuencia de la red general, se produce una ruptura del sincronismo.

En el ejemplo del tándem, si uno de los dos ciclistas se pone a acelerar, el segundo es arrastrado y debe acelerar también para que el tándem circule normalmente.



Sin embargo, si uno de los dos ciclistas frena mientras el otro intenta pedalear, la cadena de la bicicleta podría romperse.



En una red eléctrica, eso equivale a decir que, si una de las centrales interconectadas acelera o ralentiza su frecuencia de manera significativa, desajusta el equilibrio de la red: es la pérdida del sincronismo.

¿QUÉ CONSECUENCIAS TIENE LA RUPTURA DEL SINCRONISMO?

La **tensión** observada en ciertos puntos de la red **comienza a oscilar** (intermitencia de las bombillas en el consumidor, vibraciones y calentamientos de los motores industriales y los aparatos domésticos que puede llegar a provocar su parada...). En las centrales, aparecen restricciones mecánicas en los materiales, en particular vibración y torsión de los ejes de las máquinas, que pueden deteriorar los materiales. Si el fenómeno se prolonga, los automatismos instalados en la red reaccionan y desconectan la red según zonas predeterminadas, para aislar la zona que se encuentra en situación de ruptura del sincronismo. Eso evita la propagación del fenómeno, así como el deterioro de los grupos turboalternadores de las centrales. Si el desequilibrio entre generación y consumo en la zona desconectada es demasiado elevado, existe un riesgo de que los grupos de generación se desconecten de la red, lo que implica **el corte del suministro eléctrico en la zona** (un "blackout" localizado de la zona).

¿QUÉ ES UN ENLACE SÍNCRONO?

El enlace síncrono consiste en **el conjunto del mallado de red que une entre sí los alternadores** de las centrales eléctricas, permitiendo que conserven el sincronismo. El enlace síncrono que une la Península Ibérica al resto de Europa a través de Francia sólo está formado por dos líneas de 400kV y dos líneas de 225kV.

El enlace síncrono se puede comparar con **una goma elástica**. Cuanto más rígida es la goma elástica, mejor es el enlace síncrono. Para comprender la noción de enlace síncrono, podemos retomar la analogía del tándem, sustituyendo la cadena por una goma elástica. Si se pide a los dos ciclistas que pedaleen a la misma velocidad, les costará mucho hacerlo si la goma elástica no está tensa. Añadiendo una segunda goma elástica a la primera, podrán pedalear más fácilmente a la misma velocidad. En una red eléctrica, el enlace síncrono entre las centrales de dos redes depende del número de líneas eléctricas que las una. Aumentando el número de líneas en paralelo, se mejora el enlace síncrono. Es como si se acercasen las centrales francesas a las españolas.

ANEXO 4. SOBRECARGAS EN CASCADA Y REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA

SOBRECARGAS EN CASCADA

Puede suceder que la intensidad que circula por una línea sobrepase su intensidad máxima admisible, en condiciones excepcionales (por ejemplo un nivel de consumo récord en períodos de ola de frío o de calor). Este fenómeno puede suponer un peligro para las personas, ya que puede **dejarse de respetar la distancia de seguridad** (los conductores se calientan por "efecto Jules" cuando son recorridos por una corriente, y se alargan ligeramente acercándose a los obstáculos). Por otro lado, el material corre el riesgo de dañarse. **Un dispositivo de protección** particular, llamado "protección de sobrecarga", entra entonces en acción. Unos minutos, o unos segundos, después de que se rebase la intensidad, el dispositivo **pone la línea sin tensión** (la desconecta) accionando los interruptores situados a cada extremidad. La corriente soportada antes por esta línea va entonces a repartirse por otros caminos eléctricos en función del mallado de la red de transporte, y se corre el riesgo de causar nuevas sobrecargas. Es el posible inicio de **un fenómeno de cascada** (es decir, de una sucesión de desconexiones de líneas), que puede conducir a dejar sin tensión extensas zonas de la red.

Ejemplo A1: Es este fenómeno el que se produjo en las fronteras italianas el 28 de septiembre de 2003. Italia era fuertemente importadora de electricidad en ese momento, por lo tanto las líneas de interconexión estaban muy cargadas. Un cortocircuito en una línea próxima a Italia causó un reparto de la carga de esta conexión entre las otras líneas, que se sobrecargaron. Los sistemas de protección de esas líneas las desconectaron. La producción italiana no pudo hacer frente al consumo y la tensión y la frecuencia se colapsaron, conduciendo a un apagón generalizado. Si la red hubiera estado más mallada (más líneas), la carga se podría haber distribuido mejor y las sobrecargas en cascada no habrían tenido lugar.

Ejemplo A2: El incidente europeo del 4 de noviembre de 2006 fue causado por la puesta fuera de servicio de una línea de la red alemana para permitir el paso de un barco. Esta puesta fuera de servicio de una única línea causó sobrecargas en cascada y desconexiones de numerosas líneas que condujeron a la separación en 3 zonas de la red interconectada europea (véase Anexo 5).

REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA

Las centrales deben **producir continuamente la cantidad de electricidad necesaria para la alimentación del consumo**. Para responder a este imperativo, las centrales de Francia y de Europa están interconectadas gracias al mallado de la red de transporte, y pueden ayudarse mutuamente en caso de avería. Para que la red interconectada funcione, existe **una obligación común** a todas las centrales: sus alternadores deben girar a la misma velocidad eléctrica, con el fin de **producir una frecuencia uniforme** en toda la red europea. Es lo que se llama **sincronismo** de los alternadores.

¿Qué es la frecuencia?

La frecuencia corresponde al número de ciclos que hace la corriente alterna en un segundo. Para un alternador, corresponde al número de vueltas que de el eje de la turbina por segundo, multiplicado por el número de electroimanes situados en el rotor. A diferencia de la tensión, que es un parámetro local (la tensión es diferente en cada punto de la red, depende de la corriente que circula en las líneas próximas al punto en cuestión), la frecuencia es homogénea en toda la red eléctrica cuando la producción y el consumo están en equilibrio.

Mantenimiento de la frecuencia

La frecuencia debe mantenerse en torno al valor nominal de 50 Hz, cualesquiera que sean las variaciones de consumo o producción. En efecto, por una parte, una frecuencia que variara sin cesar haría la electricidad inutilizable para muchos de sus usos, por otra parte, la mayoría de los componentes del sistema eléctrico están diseñados para funcionar en una gama de frecuencia dada, fuera de la cual pueden surgir problemas graves con los equipos.

¿Qué pasa cuando hay variaciones de frecuencia?

Tomemos el ejemplo de variaciones de frecuencia vinculadas a variaciones de consumo. **Cuando el consumo aumenta, la turbina del alternador se ralentiza.** Esta variación de frecuencia **no tiene efecto sobre el consumidor** ya que dura poco muy de tiempo y es muy ligera. Para comprender mejor este fenómeno, tomaremos el ejemplo de un ciclista (que llamamos también "fuerza motriz") que pedalea proporcionando un esfuerzo constante, sobre una carretera (que llamamos también "fuerza de resistencia"). Para esta ilustración, suponemos que la bicicleta no tiene cambios. **Este ciclista representa la central que debe mantener su frecuencia.**

En la situación inicial, **la carretera es plana**, el ciclista pedalea con esfuerzo constante y su velocidad es constante. En una central, eso corresponde a **un consumo exactamente igual a la producción** (situación de equilibrio). El eje de la turbina conserva el ritmo. Se mantiene, pues, la frecuencia.



Si **la carretera sube**, la fuerza de resistencia aumenta. Si el ciclista no pedalea más fuerte, avanzará más lentamente. En una central, esto quiere decir que **si el consumo aumenta** (la fuerza de resistencia aumenta), **el eje de la turbina girará más lentamente**, por lo tanto **la frecuencia** de la corriente producida **va a bajar**.



Si **la carretera desciende**, el ciclista va a aumentar su velocidad, llevado por la pendiente, ya que la fuerza de resistencia disminuye. En una central, esto quiere decir que **si el consumo baja** (la fuerza de resistencia disminuye), **el eje de la turbina se va a acelerar**, por lo tanto la frecuencia de la corriente producida **va a aumentar**.

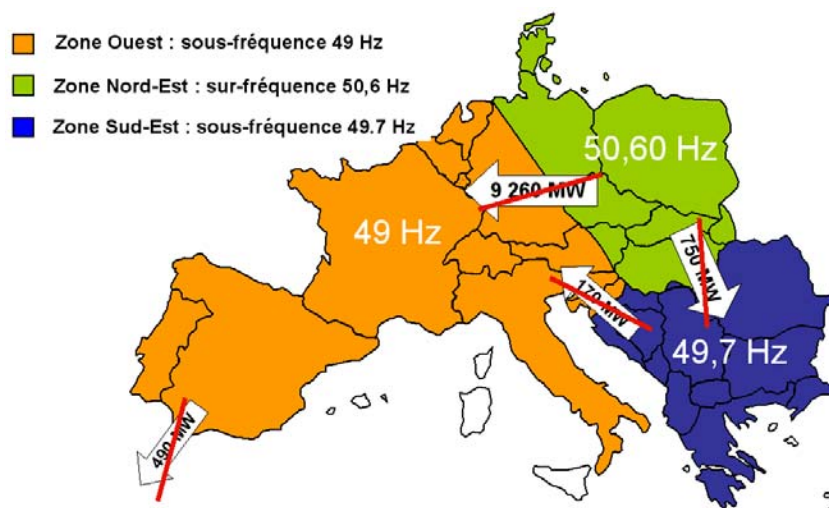


El colapso de la frecuencia

Cuando una red está en una situación delicada respecto al equilibrio producción/consumo, porque el consumo alcanza un nivel excepcional, o debido a que un parque de producción está en parte indisponible, puede producirse una bajada de frecuencia. **Por debajo de un determinado límite mínimo de frecuencia, los grupos de producción se desconectan de la red para evitar ser dañados.** La frecuencia cae entonces un poco más, y nuevos grupos se desconectan de la red, acelerando el desequilibrio entre producción y consumo, por lo tanto la caída de frecuencia: **es el colapso de la frecuencia.** Este fenómeno es muy rápido: se constata una reducción de varios hertzios por segundo. El conjunto de la red interconectada se encuentra entonces en una situación crítica. El único medio para que la frecuencia vuelva a subir es disminuir entonces rápidamente el consumo recurriendo al **deslastre de carga**, es decir, la desconexión controlada de una parte del consumo.

ANEXO 5. EL INCIDENTE DEL 4 DE NOVIEMBRE DE 2006

El incidente europeo del 4 de noviembre de 2006 fue causado por la puesta fuera de servicio de una línea a 400 kV en el norte de Alemania. A raíz de dicha maniobra, en el plazo de una media hora se produjo una serie de disparos de líneas de transporte causando la separación de la red interconectada europea en 3 zonas diferentes. La zona occidental en la cual se encontraban Francia y España, no estaba en condiciones de garantizar un equilibrio generación/consumo, por lo tanto la frecuencia cayó repentinamente a 49 Hz en esta zona. Inicialmente, la reacción del sistema fue el activar el funcionamiento del plan de defensa contra los incidentes de gran amplitud, con deslastre automático de carga según criterios de frecuencia. Así, se deslastraron 17.000 MW de consumo en el oeste de Europa (más de 15 millones de hogares). Luego todos los países de la zona movilizaron sus medios de generación disponibles y arrancaron el volumen de producción necesaria para restablecer el equilibrio oferta-demanda, para recuperar la frecuencia de 50 Hz y para permitir reabastecer el consumo desconectado (reposición del servicio). Se conectaron 16.400 MW de generación en algunos minutos (hidráulica) gracias a la solidaridad europea. La resincronización de toda la red europea pudo completarse alrededor de 40 minutos después de la separación de la red europea en 3 zonas.



Se destaca que este incidente causó, debido a la variación de frecuencia de la zona occidental (paso brusco de 50 a 49 Hz), la pérdida instantánea de 2.800 MW de producción eólica en España (sobre un total de 4.000 MW generados en este momento) (Fig. A5-1). La interconexión pudo, afortunadamente, soportar una variación instantánea de 2.300 MW; el intercambio acababa de cambiar de un valor de 1.400 MW (sentido de Francia hacia España a las 21 h 55) al valor de 300 MW (sentido de España hacia Francia) a las 22 h 10, en el momento del incidente (Fig. A5-2).

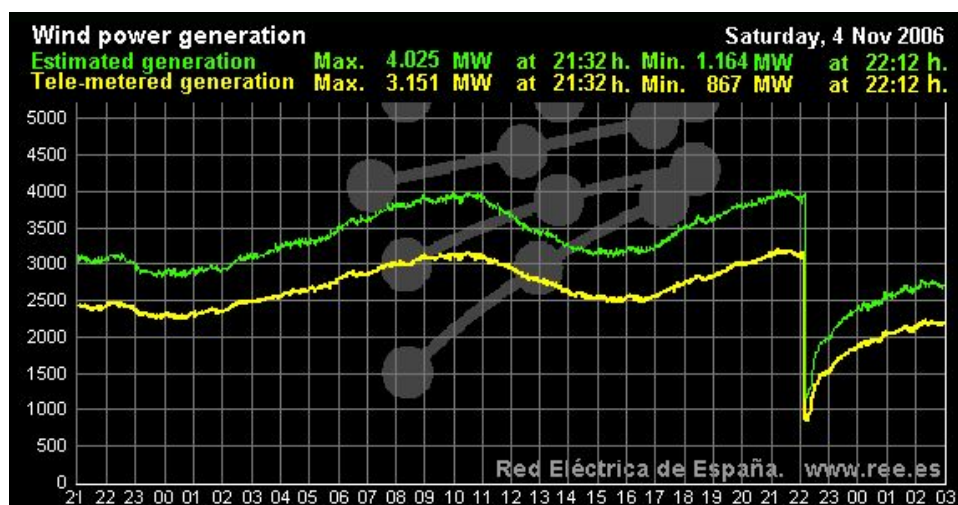


Fig. A5-1 Pérdida de generación eólica en España, con ocasión del incidente del 4 de noviembre de 2006, a las 22 h 12 (fuente: REE)

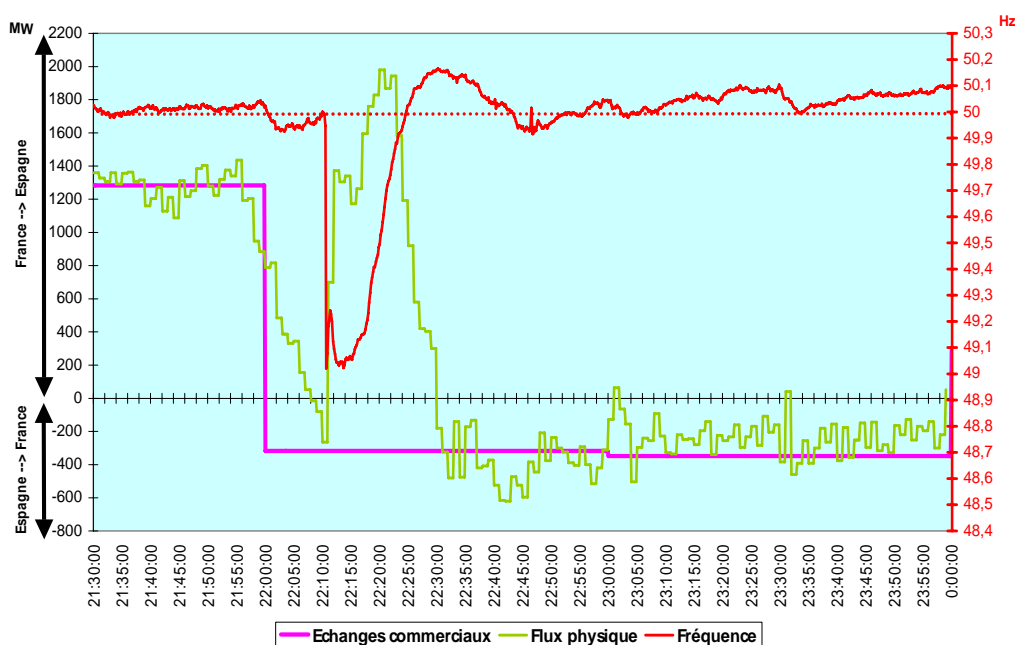


Fig. A5-2 Consecuencia de la pérdida de generación eólica en España durante el incidente del 4 de noviembre de 2006 a las 22 h 12 sobre el intercambio Francia – España (fuente: RTE)

¡Es evidente que, si el incidente se hubiera producido 15 o 20 minutos antes, en el momento en que los intercambios eran aproximadamente de 1200 a 1400 MW en el sentido de Francia hacia España, el excedente de potencia solicitado por España en el momento del incidente habría conducido irremediablemente a una pérdida total de la interconexión, y a muy probablemente a un apagón en toda la Península Ibérica!