

Position Paper

El mix eléctrico español:
situación actual y análisis de
la evolución

Mayo 2015



AmChamSpain
Cámara de Comercio de EE. UU. en España

Índice de contenidos

Sobre AmChamSpain.....	3
1. Alcance	4
2. Evolución del “mix” de 2000-2014	5
3. Papel de las energías renovables y convencionales en el “mix”	9
3.1. Renovables de nueva generación	9
3.2. Hidráulica.....	10
3.3. Nuclear	10
3.4. Carbón.....	11
3.5. Ciclos Combinados	13
3.6. Fuel/Gas	13
3.7. Cogeneración y otros	14
4. Criterios clave para el “mix” futuro.....	16
4.1. Capacidades de las diferentes tecnologías	20
4.2. Prospectiva a 2020	22
4.3. Posibles escenarios de contribución del “mix” energético futuro	24
4.3.1. Escenario A.....	24
4.3.2. Escenario B.....	25
4.3.3. Cambios disruptivos	26
5. Conclusiones	28

SOBRE AMCHAMSPAIN

La Cámara de Comercio de EE.UU. en España (*AmChamSpain*) es una institución apolítica sin ánimo de lucro fundada en 1917. Nuestras más de 300 empresas asociadas tienen una facturación agregada de 248.000 millones de euros en España, aproximadamente el 24% del PIB, y generan más de un millón de empleos. Entre los socios de *AmChamSpain* se encuentran la mayoría de las grandes empresas estadounidenses establecidas en España, la casi totalidad de las empresas del índice IBEX-35, así como un importante número de pymes de ambos países.

AmChamSpain forma parte de la red de AmChams repartidas en más de 120 países, que a su vez forma parte de la US Chamber of Commerce, la patronal estadounidense, que con más de 3 millones de empresas asociadas voluntariamente es la primera organización empresarial de EE.UU.. *AmChamSpain* tiene cuatro objetivos básicos: (i) trabajar para la mejora de la competitividad, productividad e internacionalización de España, (ii) atraer, retener y proteger la inversión directa de origen estadounidense, (iii) apoyar a las empresas españolas en EE.UU. y (iv) favorecer la transferencia tecnológica y científica entre ambos países.



1. ALCANCE

La definición del “mix” de generación eléctrica futuro viene condicionada por los tres grandes ejes definidos por la Comisión Europea: competitividad económica; seguridad y calidad de suministro; y sostenibilidad. Los óptimos parciales en cada uno de estos tres ejes no se mueven en la misma dirección, pudiendo de hecho ser incluso contrapuestos. Por tanto, es necesario buscar soluciones de equilibrio para conseguir que los tres ejes sean satisfechos razonablemente.

Si bien la legislación comunitaria de la Unión Europea deja en manos de los Estados Miembros la definición del “mix” energético, a nivel europeo se establecen líneas generales y objetivos específicos. Así, el “mix” energético de cada Estado Miembro viene en gran medida condicionado por los objetivos de la política energética europea.

La actual política energética europea se concreta en el conocido “20-20-20” – reducción de emisiones, penetración de renovables y ganancias de eficiencia energética. Consecuencia de estos objetivos y de la política energética de los últimos 10 años se ha producido un cambio muy significativo en el “mix” eléctrico nacional, con una situación actual de gran capacidad de potencia instalada frente a los picos de demanda existentes y una de las más altas penetraciones de energías renovables a nivel mundial (en España en 2013 representaron el 42,5% de la energía eléctrica generada). En este contexto es necesaria una reflexión sobre el papel de las energías convencionales en el futuro “mix” energético. Pero antes, es preciso que aclaremos los términos energía convencional y “mix” energético.

Por energía convencional vamos a entender aquella de origen fósil (gas, fuel o carbón), gran hidroeléctrica y nuclear.

Por “mix” energético y a efectos de este documento, nos vamos a centrar en el de la generación eléctrica.

Para poder evaluar el papel futuro de cada una de las actuales tecnologías de generación en el “mix”, partiremos de su evolución histórica, de la situación actual (baja demanda y alta penetración de energías renovables) y por último de las previsiones a medio-largo plazo.

En el intento de buscar un equilibrio razonable entre los tres ejes y, desde el punto de vista de este documento, dada la actual coyuntura económica del país, priorizaremos sobre la variable de competitividad económica. Por tanto, se buscará un “mix” que mejore la competitividad del sector energético español, sobre el principio de la energía limpia asegurando la seguridad y calidad de suministro.

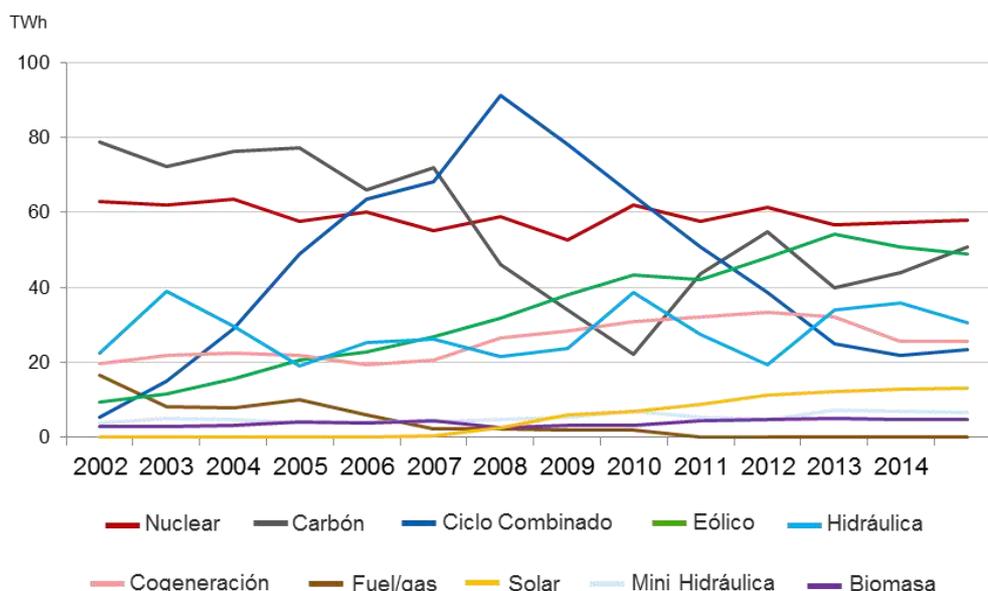
2. EVOLUCIÓN DEL “MIX” DE 2000-2014

La potencia instalada peninsular se ha ido incrementando a lo largo de este periodo, de tal forma que en diciembre de 2014 era de 102.259 MW (REE avance del informe del sistema eléctrico español 2014). Por el contrario, la demanda de energía anual se ha ido reduciendo desde el año 2008 (265.206 GWh) como consecuencia principal de la menor actividad económica causada por la crisis, siendo en el año 2014 un 1,2% inferior con respecto a 2013 (0,2% corregida por laboralidad y temperatura), con una demanda energética de 243.486 GWh.

En 2014 los máximos anuales de demanda instantánea, horaria y diaria correspondientes al sistema peninsular se situaron un año más por debajo de los máximos históricos registrados en el año 2007. La potencia máxima instantánea alcanzó los 38.948 MW el 4 de febrero a las 20.20 horas (un 3,3 % inferior al máximo del año anterior y un 14,3 % inferior al récord de 45.450 MW alcanzado el 17 de diciembre de 2007). Ese mismo día, entre las 20 y las 21 horas, se obtuvo la demanda máxima horaria con 38.666 MWh, un 13,8 % inferior al máximo histórico obtenido en el 2007 y un 7,1 % menor que el valor registrado en 2012. Por su parte, el máximo anual de energía diaria se produjo el 23 de enero con 808 GWh, un 10,8 % inferior al récord histórico alcanzado igualmente en el año 2007.

Evolución de la energía generada/consumida en España (incluye extra-peninsulares):

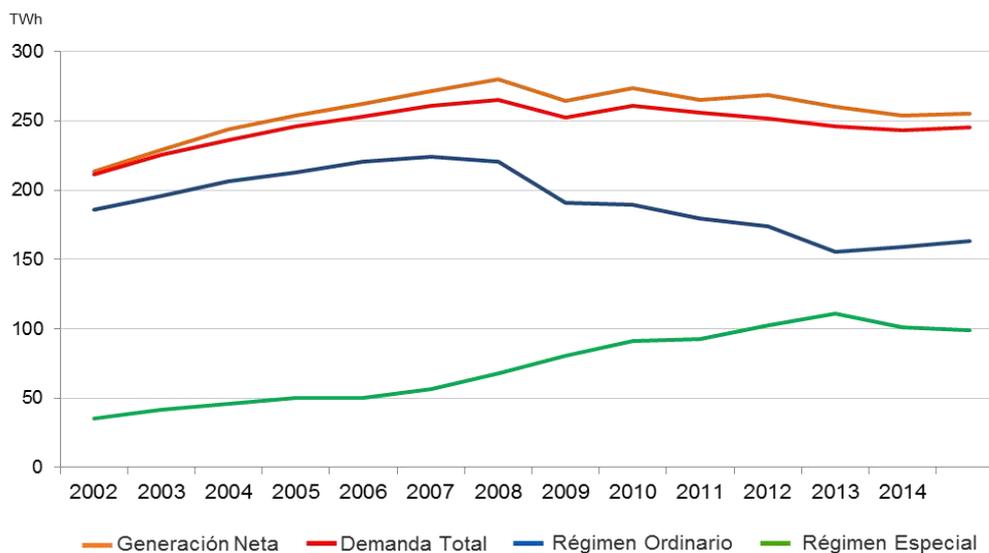
Generación de Electricidad Peninsular



Fuente: REE - elaboración propia

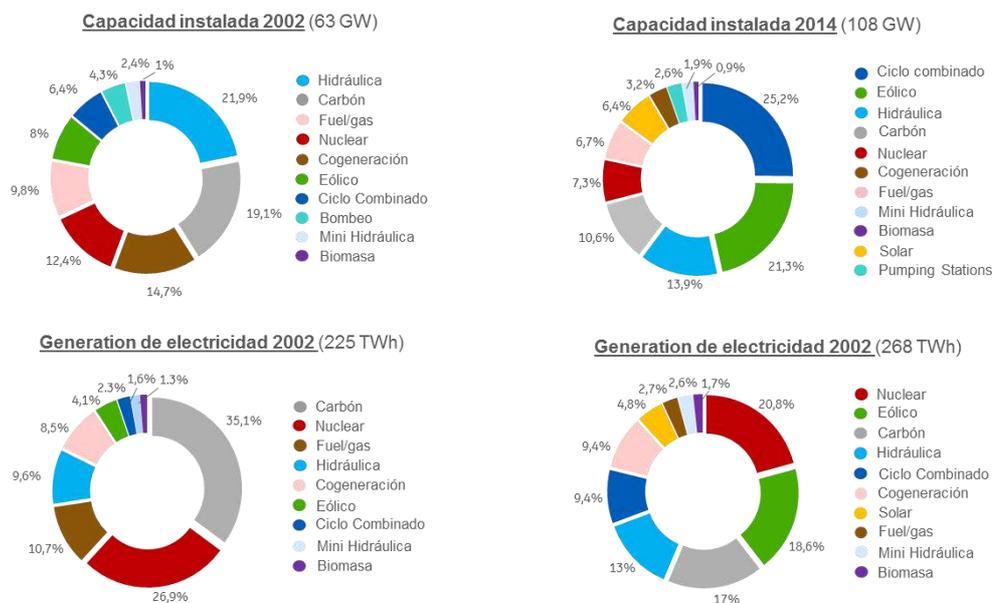
Evolución de la energía generada/consumida convencional vs incentivada (antiguo régimen especial) en España (incluye extra-peninsulares):

Generación de Electricidad Peninsular



Fuente: REE - elaboración propia

Evolución de la Potencia Instalada y de la Energía Generada (2002-2014) en España (incluye extra-peninsulares):



Fuente: REE - elaboración propia

La evolución del “mix” en el período 2002-2014 se puede resumir en:

- Fuerte desarrollo de nueva capacidad de energías renovables de nueva generación (eólica, solar) consecuencia de los objetivos de la política energética europea.
- Fuerte desarrollo de nueva capacidad de ciclos combinados, entre otros motivos por unos fuertes crecimientos de demanda esperados, la obsolescencia de las centrales de fuel y basada en unas estimaciones de precios de gas que no han sido corroborados por los mercados.
- Mantenimiento de las capacidades del resto de tecnologías de generación, salvo el caso del fuel (clara disminución por finalización de su vida útil).
- Tras el año 2008 se ha producido una significativa reducción de las horas de utilización de las tecnologías de producción térmicas convencionales y en particular de los ciclos combinados debido fundamentalmente a:
 - Elevada penetración de renovables de nueva generación (con costes variables muy bajos y prioridad de despacho).
 - Introducción en la tarifa de incentivos y sobrecostes de las políticas medioambientales y sociales (p.ej., primas a las renovables y el mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro, por el que se da prioridad a las centrales de producción doméstica), que han afectado a la demanda de electricidad (a través de la elasticidad al precio).
 - Costes variables de la generación eléctrica con gas natural superiores a los costes variables de la generación con carbón de importación.
 - Fuerte caída de demanda experimentada desde 2009 debida a la crisis económica.
 - El incremento de la fiscalidad (p.ej., incremento del IVA o nuevos impuestos de la Ley 15/2012) ha provocado una reducción adicional de la demanda.

Al mismo tiempo, durante la última década se han producido en España desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico, apareciendo el déficit de tarifa. Según previsiones de Fitch el déficit de tarifa cerrará 2014 en 26.800 millones de euros acumulados, lo que supondrá el primer descenso en diez años.

Los factores de política energética europea que han condicionado la evolución del “mix” energético en la última década, es más que probable que continúen actuando en el futuro. Baste considerar las propuestas de objetivos europeos que se están acordando para 2030 (se vuelven a establecer tres objetivos vinculantes: 40% reducción de emisiones, 27% penetración de renovables sobre energía final y 27% ganancias de

eficiencia energética), o la visión a 2050, así como las nuevas medidas de eficiencia energética (de inmediata aplicación).

En cualquier caso, la situación actual evidencia un exceso de capacidad de generación.

3. PAPEL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y CONVENCIONALES EN EL “MIX”

El peso de las energías convencionales es determinante en todos los sistemas eléctricos, incluso en el caso español o danés, que presentan la mayor penetración de energías renovables (excluyendo la gran hidráulica), ya que los mercados responden al coste variable de la tecnología marginal para atender la demanda. Hasta el momento, las tecnologías convencionales mantienen su ventaja competitiva sobre las energías renovables en términos de costes totales, por lo que no es posible el desplazamiento económico de ellas a largo plazo, pero tienen un menor coste variable que las hacen prioritarias en el despacho a corto plazo.

Analicemos el papel actual de cada una de las tecnologías (los porcentajes de participación corresponden a los datos publicados por REE en el “Avance del Sistema Eléctrico Español de 2014” para el conjunto del sistema eléctrico español, sin considerar las pérdidas de generación.

3.1. Renovables de nueva generación

Entendemos por renovables de nueva generación fundamentalmente la energía eólica y la solar.

Su contribución al “mix”, al excluir la hidráulica por no considerarla renovable de nueva generación sino convencional, ha pasado del 4,1% (2002) al 23,4% (2014), fundamentalmente eólico (18,6%) y solar (4,8%). Es una tecnología libre de emisiones y que está condicionada por la intermitencia derivada de las condiciones meteorológicas. Su desarrollo ha estado muy ligado al establecimiento de un objetivo de penetración de energías renovables en el “mix” energético (20% en 2020), el cual ha sido traducido por el gobierno español en un objetivo de penetración en el “mix” eléctrico en torno a 40% en 2020 (incluyendo todas las renovables). En la medida en la que estas renovables de nueva generación no son, hasta la fecha, competitivas (coste mayor que el precio del mercado), para asegurar su entrada (y el cumplimiento del objetivo) es necesario darles pagos adicionales (primas).

A medio plazo, el mayor reto al que se enfrentan es la evolución en costes, ya que sería este uno de los dos factores que determinaría el grado de penetración eficiente de las renovables. Los costes, al igual que en el resto de las energías, deben incluir también los correspondientes a sus desvíos y a la conexión a las redes. La inversión en I+D ha de jugar un papel fundamental en la consecución de ahorros de costes así como para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, muy ligados a este tipo de generación.

El segundo factor crítico para la penetración eficiente de renovables hay que situarlo en su vertiente de generación distribuida destinada al autoconsumo, pero que también vierte energía de la red (la que la producción puede ser mayor que el consumo) y toma energía de la red (la generación es de origen renovable y no provee por sí misma la firmeza requerida por el consumidor). Como ocurre con todas las tecnologías de producción, su penetración será

eficiente en la medida en la que contribuya a minimizar el coste total del sistema y, en este sentido, habrá que tener en cuenta factores como la estructura de los peajes, los cargos por costes de políticas energéticas, impuestos y los ligados a la seguridad del sistema.

Desde el punto de vista regulatorio, las normativas que más puedan afectarles son:

- Medidas Europeas en relación a los objetivos del 2030.
- Posible desarrollo de la energía renovable en las islas.
- ETS y precios del CO2.

3.2. Hidráulica

Su contribución al “mix” ha pasado del 9,6% (2002) al 13% (2014). Es una tecnología libre de emisiones y que está condicionada por las reservas hídricas y la pluviosidad del año. Actualmente, las centrales reversibles/bombeo son la única alternativa factible para poder realizar un almacenamiento de energía de cierto volumen.

A medio plazo el papel de esta tecnología estaría en la aportación al sistema de energía libre de emisiones (fluyente), firmeza (grandes embalses) y flexibilidad (regulable y bombeos). Luego parece que esta tecnología está llamada a jugar un papel muy relevante en el “mix” futuro.

Por otra parte, la energía hidráulica por sus bajos costes variables tiene acceso al mercado, incluso, en otros mercados de máxima penetración (Noruega) no existe dificultad para incorporar toda ella al mercado.

3.3. Nuclear

Su contribución al “mix” ha pasado del 26,9% (2002) al 20,8% (2014). Su papel en el “mix” es aportar energía firme y libre de emisiones. Tiene bajos costes variables pero cuenta con la problemática de los residuos y de los posibles riesgos de seguridad.

A medio plazo, su papel en el “mix” no es probable que cambie siendo éste la aportación de energía firme y libre de emisiones a un precio medio reducido. Si bien existe la problemática de los residuos, a la vista de la magnitud del reto de la des-carbonización ninguna opción es a priori descartable.

- En relación a la capacidad ya existente, tiene pleno sentido económico prorrogar lo posible la vida de las instalaciones siempre que se cumplan los requerimientos de seguridad, ya que el coste asociado a las prórrogas (inversiones adicionales en seguridad, reemplazo de equipos, etc.) es menor que el de una nueva capacidad que hubiera de sustituirla y que sea a la vez firme y libre de emisiones.

- Respecto a nueva capacidad los costes de nuevas construcciones (superiores a 100 euros/MWh en UK según los últimos datos disponibles) penalizan su desarrollo.

Desde el punto de vista regulatorio, las normativas que más puedan afectarles son:

- Posibilidad de la extensión de su vida útil.
- Exigencia de nuevas inversiones por medidas de seguridad tras Fukushima.
- Fiscalidad adicional (nacional y autonómica) a la actividad de generación nuclear.

3.4. Carbón

Su contribución al “mix” ha pasado del 35,1% (2002) al 9,2% (2010), 17,2% (2011), 21,6% (2012), 15,1% (2013) y 17% (2014). Su papel en el “mix” es aportar energía firme, y actualmente tiene costes variables inferiores al gas natural y mayores emisiones contaminantes. El motivo fundamental de su aumento en los años 2011 y 2012 frente al descenso paulatino hasta el año 2010, es la normativa del despacho prioritario de las centrales de carbón nacional (mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro creado mediante el RD 134/2011). Este mecanismo asegura el despacho de una cantidad máxima de producción eléctrica anual a partir de carbón nacional y ofrece, a las centrales que la realizan, un pago regulado que complementa al precio del mercado recibido hasta un cierto nivel total establecido (al ser financiado por el sistema implica un sobre coste para el precio final de electricidad). No obstante, todas las centrales que operan con carbón de importación mantienen un alto grado de utilización cuando la generación renovable es baja.

Las centrales que usan carbón nacional son alrededor de 4.400 MW, aportando en los años 2010-2014, periodo en el que ha estado en vigor el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, aproximadamente 20.000 GWh/año.

Por parte de Europa, la Decisión del Consejo (2010/787/UE) permite la ayuda a la minería del carbón hasta Dic-2018 en aquellas minas en proceso de cierre. Esta ayuda puede hacerse a través de compensación de costes en su utilización para producir electricidad. Aquella minería que resulte viable sin ayudas en Dic-2018, podrá seguir operando siempre que devuelva todas las ayudas recibidas en el periodo 2011-2018.

La evolución de la producción de carbón nacional señala que, para el año 2018, será posiblemente un 15% inferior. Previsiblemente, una vez alcanzado 2018 se reducirá sensiblemente este valor por lo que el peso del carbón nacional en el mix no será en el medio plazo significativo. No obstante, el carbón nacional a cielo abierto podría ser competitivo en algunos casos y contribuir a la seguridad de suministro.

La generación con carbón de importación es una tecnología hoy en día competitiva por el precio del CO₂, que a medio plazo podrá seguir funcionando en base mientras las restricciones a las emisiones de CO₂ no eleven su precio. El desarrollo del gas no convencional (*shale-gas*) explica en gran medida los bajos precios observados del carbón (*shock* sobre su demanda). En este sentido, habrá que ver el impacto sobre los precios del carbón importado derivado de factores de oferta (*shale gas*) y demanda (países emergentes).

Existen fuertes incertidumbres respecto a requerimientos medioambientales adicionales futuros (el precio del CO₂ actual podría no ser coherente con los objetivos de des-carbonización a largo plazo, si bien ha reducido más de lo previsto las emisiones hasta la fecha). De hecho, bajo un previsible objetivo de emisiones muy restrictivo (especialmente en las economías desarrolladas) no está claro que el carbón pueda llegar a jugar papel alguno sin almacenamiento y captura de carbono. En este sentido, el almacenamiento y captura de carbono aparentemente impone ciertas limitaciones a la flexibilidad de la operación, restringiendo así el potencial papel del carbón a la aportación de energía firme de respaldo a las renovables. Hay que considerar además que, en todo caso, la captura permite reducir las emisiones hasta en un 90%. Sin embargo, el alto coste que se estaría previendo para el almacenamiento y captura de carbono podría poner en desventaja al carbón respecto a otras alternativas de generación igual de firmes y menores emisiones de CO₂, como podrían ser la nuclear o los ciclos combinados.

En cualquier caso, también hay que tener en cuenta la posible limitación geográfica para el almacenamiento de CO₂, así como el rechazo social que este tipo de emplazamientos podría llevar asociado.

Desde el punto de vista regulatorio, las normativas que más puedan afectarles son:

- Los objetivos europeos del 2030
- Decisiones europeas relativas al ETS (mercado de emisiones).
- Las relativas al carbón limpio y almacenamiento y captura de carbono.
- La directiva Europea de Emisiones Industriales (IED, 2010/75/EC) que reduce los límites de emisiones de SO₂, NO_x y partículas, obligando a hacer inversiones importantes en desulfuración / desnitrificación o acogerse al cierre planificado, lo que podría reducir el parque instalado si no todas las plantas realizarán las inversiones requeridas.
- La finalización en 2014 del mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro, por el que se da prioridad a las centrales con uso de carbón nacional.
- La Decisión de la UE sobre las ayudas al sector del carbón, que exige a partir de Ene-2019 su cierre o devolución de las ayudas a la producción recibidas desde 2011.

3.5. Ciclos Combinados

Su contribución al “mix” ha pasado del 2,3% (2002) al 31,8% (2008 – máximo histórico), 19,1% (2011), 14,6% (2012), 10,2% (2013) y 9,4% (2014). Su papel previsto era suministrar energía de forma competitiva y proveer al sistema de firmeza y flexibilidad con menores emisiones contaminantes. La realidad de los últimos años es que su producción total se ha reducido notablemente, debido a su pérdida de competitividad respecto al carbón de importación y a la penetración de renovables bajo un objetivo a nivel de la UE y con esquemas de apoyo. Esto es debido a la depresión del precio, tanto del carbón como de los derechos de emisión. En el resto del mundo, donde el gas natural dispone de un precio competitivo como puede ser Estados Unidos, Canadá y Oriente Medio, la generación con ciclo combinado es más relevante que en Europa.

Avanzando en la tendencia ya patente, a medio plazo su papel principal será la de respaldo/ modulación de la intermitencia de las renovables de nueva generación, proporcionando firmeza y flexibilidad, con un coste variable que será relativamente elevado al estar ligado a los precios internacionales del GNL y al desarrollo del mercado de emisiones. Los contratos de suministro de gas a Europa serán la clave que marcará su utilización.

Desde el punto de vista regulatorio, las normativas que más puedan afectarles son:

- Los objetivos europeos del 2030.
- Decisiones europeas relativas al ETS (mercado de emisiones).
- La directiva Europea de Emisiones Industriales (IED, 2010/75/EC).
- La finalización en 2014 del mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro, por el que se da prioridad a las centrales con uso de carbón nacional.
- La Decisión de la UE sobre las ayudas al sector del carbón, que exige a partir de Ene-2019 su cierre o devolución de las ayudas a la producción recibidas desde 2011.

A fecha de hoy su funcionamiento está por debajo de los umbrales de rentabilidad, por lo que habrá que establecer los mecanismos que permitan su parada de manera prolongada.

3.6. Fuel/Gas

Su contribución al “mix” ha pasado del 10,7% (2002) al 2,7% (2014) (0% en la península). Su papel en el “mix” es aportar energía firme. Tiene altos costes variables y emisiones altamente contaminantes. Actualmente su contribución al “mix” nacional es muy pequeña, aunque sí es muy relevante en los sistemas extra-peninsulares (en Baleares cubrió 21,5% de la demanda en 2013 y en Canarias representó en 53,4% en el mismo periodo). La tendencia es al cierre de estas plantas que fueron instaladas hace muchos años.

Desde el punto de vista regulatorio, las normativas que más puedan afectarles son:

- Los objetivos europeos del 2030
- Decisiones europeas relativas al ETS (mercado de emisiones).
- Directiva Europea de Emisiones Industriales (IED, 2010/75/EC).

3.7. Cogeneración y otros

Su contribución al “mix” ha pasado del 8,5% (2002) al 11,6% (2012 – máximo histórico) y 9,4% (2014). Aun no siendo una de las fuentes convencionales, actualmente representa un 8,3% de potencia instalada y un 10% de energía generada. Se trata de una energía que utiliza un combustible fósil (gas natural o fuel) u otro combustible como biogás, gas de vertedero, gas de depuradora, gas de madera, es decir, gas de proveniencia no fósil obtenido por fermentación o gasificación de material orgánico.

La cogeneración es eminentemente industrial y está ligada a procesos productivos con demanda térmica (papel, automoción, industria alimentaria...). Es muy eficiente en la relación conversión de fuente primaria en electricidad, por tecnología y porque el vapor que se utiliza es un sub-producto del proceso producido, que de otra manera se desaprovecharía. En este sentido, si se produjera un incremento del peso de la industria en nuestro PIB tendría sentido el aumento de la cogeneración. Actualmente la industria representa el 12.3% del PIB muy alejado del media europea y más aún del objetivo europeo que la industria represente el 20 % del PIB como media europea para 2020.

Su mayor desarrollo en Europa viene motivado por las bajas temperaturas ambientales en gran parte del año, que hace posible la utilización del calor residual en sistemas comunitarios de calefacción (District Heating). En España al no existir esa utilización su potencial es inferior, aunque no están desarrolladas suficientemente las capacidades de producción de calor/frío no solo en el sector industrial, sino en el terciario (residencial) para ayudar a cumplir la directiva de Eficiencia Energética, en la que España está peor posicionada respecto a los objetivos marcados.

Al estar basados en su mayoría en gas natural y destilados petrolíferos, sus costes de instalación y operación no les permiten ser competitivos frente a la generación convencional en la situación actual de los mercados de combustible. En esta situación y solo en algunos casos, precisaría de ayudas públicas en función de sus ventajas medioambientales, reducción de la dependencia energética y de ahorros de energía primaria como consecuencia de ser una energía distribuida. Para ello es fundamental la realización de un Mapa de Calor que dé valor añadido a esta forma eficiente de utilización de la energía primaria.

Tras la última revisión regulatoria se ha reducido el número de cogeneradores que contribuyen al mix, ya que en esos casos su funcionamiento está por debajo de los umbrales de rentabilidad. Las estimaciones previstas al cierre de

2014 muestran un 20% de reducción de energía eléctrica aportada al sistema, con plantas cerradas de forma definitiva.

Desde el punto de vista regulatorio, las normativas que más puedan afectarles son:

- Los objetivos europeos del 2030
- Política de Re-industrialización europea.
- Directiva Europea de Cogeneración.
- Plan de mejora sustancial de plantas existentes (Plan Renove) de Cogeneración.

4. CRITERIOS CLAVE PARA EL “MIX” FUTURO

Los criterios fundamentales definidos anteriormente son:

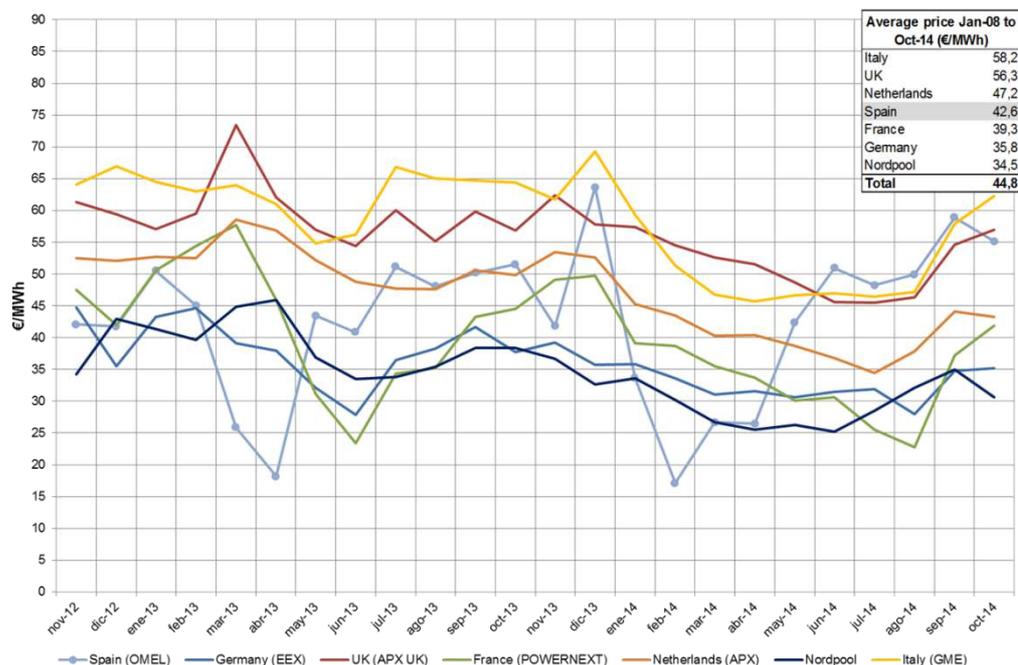
- Competitividad económica
- Seguridad y Calidad de suministro
- Sostenibilidad

Aunque los factores que influyen en cada uno de los criterios son múltiples, nos centraremos en aquellos que sean más relevantes.

Competitividad Económica:

Aunque la competitividad económica se puede medir por el concepto de Intensidad Energética, que es el indicador que relaciona el consumo de energía necesario para producir una misma unidad de PIB, en este documento utilizaremos el precio de la electricidad. De esta manera eliminaremos la influencia de otros factores, estructurales o coyunturales, que podrían afectar a la Intensidad Energética.

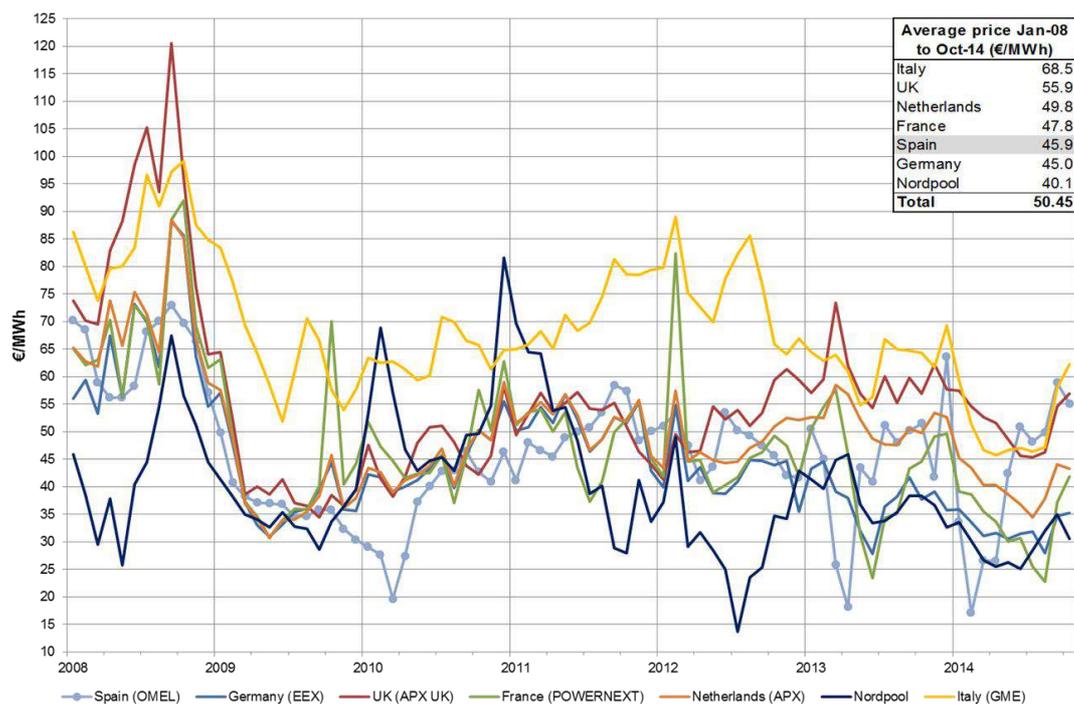
Aunque el precio de la electricidad está influenciado por la evolución en los mercados de las materias primas, el coste de producción y otros factores exógenos, el análisis de los precios del mercado en España y otros países, presentan en los últimos 24 meses la siguiente evolución.



Fuente Datos: OMEL, APX, Powernext, GME, NordPool, APX UK

Las diferencias de precios en los mercados son debidos fundamentalmente a las características del mix de cada país. Así actualmente en Alemania los precios no son elevados debido a la decisión de utilización del carbón, los precios del mercado francés vienen marcados por la acusada utilización de la tecnología nuclear, y en Reino Unido, los precios son elevados debido a la escasez en la que actualmente están inmersos. Otra variable que influye en los precios de los distintos mercados, es el precio del CO2 en ese determinado momento.

Como referencia también podemos ver los datos del periodo 2008-2014:



Fuente Datos: OMEL, APX, Powernext, GME, NordPool, APX UK

Igualmente las diferencias en los mercados a plazo son significativas, así el precio de la energía en España para 2015 (48 €/MWh) es un 33% superior al precio de Alemania (36 €/MWh) y un 12% superior a la de Francia (42.8 €/MWh). En el resto de Europa los precios se sitúan entre las dos principales economías europeas. Únicamente Reino Unido e Italia tienen para 2015 unos precios superiores a España (UK 65€/MWh e Italia 53 €/MWh), precios que contrastan con los próximos a 30 €/MWh que disponen los países nórdicos. Estos precios se derivan fundamentalmente del actual precio del CO2 y de los precios de las materias primas (gas y carbón).



Fuente Datos: Fortia 2014

La situación actual de los precios de los mercados a futuro puede tener un impacto negativo para el mercado español, puesto que el hecho de tener un precio más elevado que en los países vecinos, implica la pérdida de competitividad para los agentes que acuden a comprar en él, lo que puede suponer también una barrera de entrada a nuevas inversiones industriales. Por otra parte, la mayor influencia de la energía de origen renovable y los apoyos regulados a la producción con carbón, hacen que los precios finales, siendo más volátiles, no diverjan mucho de la media europea.

Otro aspecto resaltable es que el precio del mercado diario español se aproxima al resto de mercados europeos, sobre la base de la reducción de precios en los momentos de condiciones meteorológicas favorables. Es decir, la masiva incorporación de energía eólica hace posible una significativa reducción del precio del mercado diario. En los momentos que esta energía no está disponible, los precios del mercado se sitúan en los más altos de Europa junto a Italia.

Adicionalmente, toda la red eléctrica tiene pérdidas entre el punto de generación y el del consumo. Actualmente las pérdidas del sistema, medidas como la diferencia entre lo generado y lo efectivamente consumido son del orden del 9% (en el año 2012 fueron 22.900 GWh, que es el equivalente a toda la producción hidroeléctrica del año 2012). Existe por tanto, un campo de desarrollo para la reducción de estas pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, que previa validación mediante un análisis económico, permita adoptar medidas en relación con la generación distribuida (siempre que se consuma en la proximidad del punto de generación) y en el uso de las redes inteligentes (smartgrids).

Finalmente, otro factor cada vez más importante en el coste de la energía es el coste de capital de las inversiones. En este sentido, la inversión en infraestructuras se basa en una regulación estable y predecible, ya que se trata de activos con una vida media muy larga, que requieren una gran inversión que se recupera en períodos de tiempo también muy largos. Este enfoque de largo

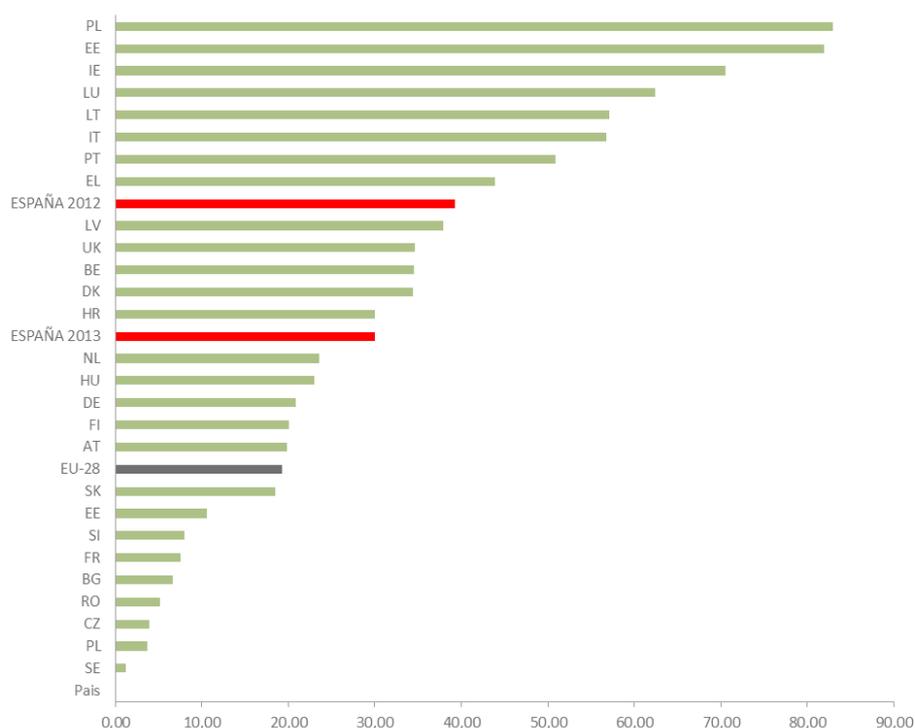
plazo permite obtener menores costes para los usuarios finales de las infraestructuras, ya sean de energía, transporte o de cualquier otro tipo. Las autoridades pueden atraer inversión a un menor coste garantizando la predictibilidad de los flujos dotando de estabilidad a la regulación aplicable.

Seguridad y Calidad de Suministro:

Se incluyen dentro de estos conceptos la fiabilidad de suministro, el autoabastecimiento, la seguridad de las infraestructuras, la estabilidad y la diversidad de los proveedores.

Merece la pena recordar la dependencia energética de España, en cuanto a generación eléctrica, que aparece reflejada en el siguiente gráfico.

Dependencia energética 2012 – Generación Eléctrica



Fuente Datos España: CORES, CNMC (España 2013).

Fuentes otros datos: Corresponden a 2012, según datos European energy security strategy , Commission Staff Working document, julio 2014.

Si bien es cierto que se ha producido una mejora en los últimos años, ya que hemos pasado de una dependencia de aproximadamente el 39% en 2012 a un 30% en 2013 (fundamentalmente derivado de la mayor penetración de las renovables), la realidad es que aún estamos más de 10 puntos por encima de la media de EU-28 (19% en 2012), ya que este dato es consecuencia de la disponibilidad de recursos energéticos como en Reino Unido (gas y petróleo), Finlandia (turba) o Francia (nuclear).

Asimismo es necesario señalar que aunque la situación actual es de sobrecapacidad, existe un conjunto de centrales que, en el régimen actual de funcionamiento, no son económicamente viables (por ejemplo, algunos ciclos combinados). Ante esta problemática, Eurelectric con la visión de un mercado integrado europeo está trabajando en organizar una propuesta común para que pudieran existir desarrollos homogéneos de pagos por capacidad, como una posible solución para atraer en el medio plazo inversiones en generación convencional.

Sostenibilidad:

El aumento del CO₂ y otros gases, resultantes de las actividades del hombre como CH₄, N₂O, CHC-11, CF₄ y O₃, son las principales causas del efecto invernadero.

El efecto invernadero constituye uno de los principales motivos del calentamiento global (cambio climático) y puede tener un elevado impacto económico. Según el panel intergubernamental de las naciones unidas contra el cambio el cambio climático, podría tener un impacto estimado del 20% sobre el PIB de la economía mundial.

La sostenibilidad está influenciada por:

- Emisiones de CO₂
- Otras emisiones: NO_x, SO₂ y gases de efecto invernadero
- Mercado de derechos de emisiones

Los factores de política energética europea que han condicionado la evolución del “mix” energético en la última década, es más que probable que continúen actuando en el futuro. De hecho, las nuevas propuestas de los objetivos europeos para 2030 han vuelto a establecer tres objetivos de renovables, emisiones y eficiencia energética.

El desarrollo de los objetivos 2030 y en particular su influencia sobre el mercado de CO₂, probablemente afectará al mix de generación y por tanto a la evolución de precios.

4.1. Capacidades de las diferentes tecnologías

Cada tecnología de generación tiene una aportación propia y diferente a los tres ejes que constituyen la política energética (competitividad económica, seguridad de suministro y sostenibilidad medioambiental). De forma general, y haciendo referencia a la situación actual, en la siguiente tabla se resumirían las respectivas aportaciones:

	Competitividad	Seguridad de suministro			Sostenibilidad medioambiental
		Firmeza ⁽¹⁾	Flexibilidad ⁽²⁾	Independencia ⁽³⁾	
Renovables de nueva generación (eólica, solar)	✗ La mayoría de las existentes (requieren retribuciones adicionales al precio del mercado) Las de nueva generación podrían ser competitivas en algunas circunstancias.	✗ (Por disponibilidad del recurso primario)	✗ (Por disponibilidad del recurso primario)	✓	✓
Nuclear	✓ En aquellas ya en funcionamiento. No en la nueva generación. (reduce el precio del mercado y su volatilidad)	✓	✗	✓	✓ (Por emisiones. No por residuos)
Hidráulica fluyente	✓ (Reduce el precio del mercado)	✗	✗	✓	✓
Hidráulica regulable	✓ (En las instalaciones existentes)	✓	✓	✓	✓
Carbón	Neutro (*)	✓	✗ (Muy limitada por el tiempo de arranque / parada)	✗ (A menos que se utilice carbón autóctono con sobrecoste)	✗ (Tecnología con el mayor factor de emisión)
Ciclo combinado	Neutro (*)	✓	✓	✗	✗ (Aunque menor factor de emisión que el del carbón)
Almacenamiento	✗ (No al coste actual, solo el bombeo hidráulico es competitivo)	✓ (Dependiendo de la capacidad de almacenamiento)	✓	✓ (En la medida en la que evitan vertidos de recursos autóctonos)	✓ (En la medida que no se produzcan daños ambientales con la construcción de instalaciones)
Cogeneración	✗ No al precio actual del gas natural. Solo puede ser competitiva en bornas del consumidor.	✓ Sí en su conjunto (más de 1.000 plantas, muy difícil un fallo masivo)	✓ Parcialmente, (limitada por proceso productivo y demanda de calor)	✓ (En la medida reduce los consumo de energía primaria)	✗ Pero reduce las emisiones de CO2 por eficiencia y reducción de pérdidas de transporte
Residuos y tratamiento de residuos	✗ (Requieren retribuciones adicionales al precio del mercado)	✓ (Recurso primario está generalmente siempre disponible)	✓ Parcialmente (almacenamiento de biogás)	✓	✓ Neutro en CO2 en el caso de biogás agroindustrial y biomasa. Sí al evitar la emisión de metano

(1) Se ha de entender como la seguridad de estar disponible para producir en los momentos de mayor necesidad de capacidad en el sistema.

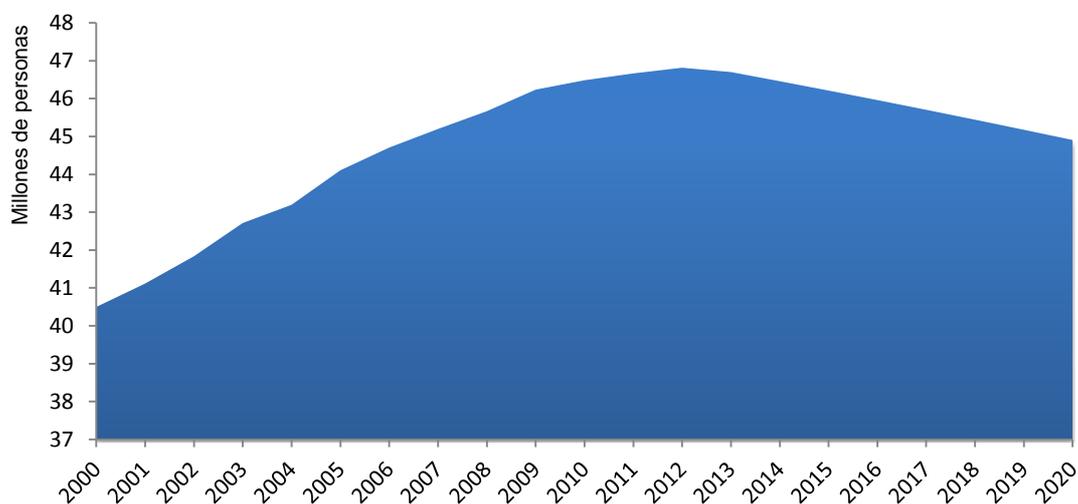
- (2) Se ha de entender como la capacidad de modular la producción de forma voluntaria y suficientemente rápida (incluyendo el arranque o parada de la unidad en su caso) de forma que sea posible asegurar en todo momento el equilibrio entre la demanda y la oferta de electricidad.
 - (3) Se ha de entender como menor la necesidad de importar combustibles fósiles.
- (*) Neutro: Según el valor del mercado de CO2 y el precio de mercado del gas y del carbón.

4.2. Prospectiva a 2020

Crecimiento de la población:

En octubre de 2011 el INE publicó su Proyección de Población de España a Corto Plazo, acotado prudentemente a 2020 y es significativo que aparezcan algunos cambios respecto a la proyección a largo plazo. Para empezar, el crecimiento negativo empezaría ya en 2012 y no en 2020 como preveía el estudio anterior. La pérdida poblacional en los próximos 10 años sería de más de medio millón de habitantes reduciéndose en 2021 hasta 45.585.574.

Población española 2000-2020

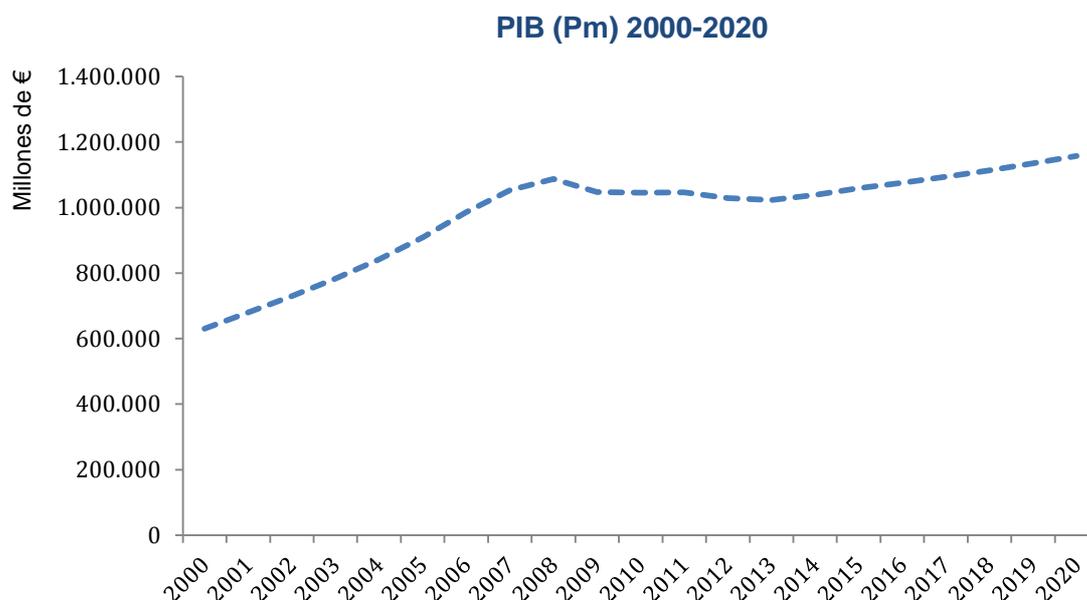


Fuente: INE

Como se puede comprobar en la gráfica, las previsiones para 2020 son de un equivalente poblacional al año 2007 y con tendencia decreciente para los siguientes años.

Crecimiento de la economía española

Las previsiones de crecimiento son realmente variadas según las fuentes que utilizemos. Los datos que se presentan a continuación reflejan la evolución del PIB desde el año 2000 hasta 2013 y las previsiones del FMI hasta 2020, con incrementos moderados inferiores al 2% (del 1,2% en 2014 al 2% en 2019). Hasta el año 2017 no se espera que el PIB sea ligeramente superior al máximo alcanzado en 2008 y para el año 2020 el crecimiento esperado será del 6% con respecto a valores del 2008.



Demanda de energía primaria y Eficiencia energética

Aunque se pueda estimar un leve crecimiento de la demanda de energía primaria, consecuencia de la actividad económica por el crecimiento del PIB, lo cierto es que las medidas de eficiencia energética afectarán la demanda de energía final, por lo que es razonable asumir que el efecto del crecimiento económico es compensando por los avances en ahorro y eficiencia energética.

Podemos concluir que teniendo en cuenta que la población estará a niveles del 2007 y que la economía tendrá un repunte, esto se debe traducir en un incremento de la demanda de energía primaria y de energía final. No obstante, parece razonable que las medidas de eficiencia energética hagan que, en términos prácticos, podamos suponer que la demanda de energía final será similar a la que pudiera haber el año 2008/2009.

4.3. Posibles escenarios de contribución del “mix” energético futuro

A continuación se presentarán dos escenarios basados en una evolución esperada razonable de la situación actual, con las premisas del capítulo anterior para poder suponer una demanda energética. Para finalizar, describiremos los elementos que a medio plazo podrían crear una disrupción tal, que provocara un cambio significativo en el “mix”.

4.3.1. Escenario A

Las premisas de este escenario son:

- Demanda de energía similar al nivel del año 2009.
- Finalización del mecanismo del despacho preferente del carbón nacional.
- Incremento significativo del precio de los derechos de emisión de CO₂, consecuencia de la política europea (2030).
- Sin una fuerte variación de los precios del gas natural y del carbón.

En este escenario no haría falta aumentar la capacidad de generación del parque existente y se trataría más de optimizar la competitividad con el parque actual y no de invertir en nueva generación.

Renovables: En este escenario, podemos asumir que las renovables siguen teniendo el mismo peso que a fecha de hoy.

Hidráulica: Aportación al sistema de energía libre de emisiones, firmeza y flexibilidad. Se puede suponer que su contribución aumentará algo, pues algunos bombeos ya estarán operativos.

Nuclear: Aportación de energía firme y libre de emisiones a un precio medio reducido. Su contribución se mantendría en términos absolutos.

Carbón: Debido a la directiva IED, 2010/75/EC es probable que se produzca el cierre de algunas plantas. Su contribución dependerá del precio del gas natural frente al carbón, la evolución de estos y el mercado de emisiones que establecerá el equilibrio entre ambos.

Ciclo Combinado: El posible hueco dejado por el carbón, siendo necesaria potencia firme y flexible, sería cubierto en su mayoría por los ciclos combinados (menor impacto ambiental que el carbón). Su contribución dependerá del precio del gas natural frente al carbón, la evolución de estos y el mercado de emisiones que establecerá el equilibrio entre ambos.

Fuel: Minoritario.

Conclusión Escenario A: No sería necesaria nueva capacidad de generación, sino una optimización y un uso más eficiente del actual parque. Será precisa una regulación que, teniendo en cuenta la capacidad instalada existente pueda reducir el precio final de la electricidad, manteniendo en equilibrio razonable los otros dos ejes a optimizar (seguridad, calidad de suministro y sostenibilidad).

4.3.2. Escenario B

Las premisas de este escenario son:

- a) Aumento de demanda de energía a niveles del 2009 + 10%.
- b) Cierta forma de despacho preferente del carbón nacional.
- c) Incremento significativo del precio de los derechos de emisión de CO₂, consecuencia de la política europea (2030).
- d) Sin una fuerte variación de los precios del gas natural y el carbón.

Si bien la finalización del mecanismo de Restricciones por Garantía de Suministro (RGS) está prevista para 2014, en el “*Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras en el Período 2013-2018*”, suscrito por la SEE, CARBUNIÓN y sindicatos en octubre 2013, se establece que:

“REE está trabajando para establecer un procedimiento que permita, a partir de 1 de enero de 2015 y sin costes adicionales para el Sistema Eléctrico, mantener un hueco térmico suficiente para el carbón [nacional] dado su carácter de único combustible autóctono capaz de contribuir a la seguridad de suministro en casos excepcionales.”

Renovables: En este escenario, podemos asumir que las renovables siguen teniendo el mismo peso, o mayor, que a fecha de hoy, por lo que en términos absolutos la producción de energía renovable aumentaría.

Hidráulica: Aportación al sistema de energía libre de emisiones, firmeza y flexibilidad. Se puede suponer que su contribución aumentará algo, pues algunos bombeos ya estarán operativos.

Nuclear: Aportación de energía firme y libre de emisiones a un precio medio reducido. Su contribución se mantendría en términos absolutos, y por tanto se reduciría en términos relativos.

Carbón: El carbón nacional no sufriría gran variación y se mantendría aproximadamente en los mismos GWh, ya que habría dos factores opuestos: la posibilidad de un mecanismo de despacho preferente del carbón nacional que lo promoverían y el funcionamiento del mercado de emisiones, que le restarían competitividad. Su contribución dependerá del precio del gas natural frente al carbón, la evolución de estos y el mercado de emisiones que establecerá el equilibrio entre ambos. No podemos olvidar que, debido a la directiva IED, 2010/75/EC, es probable que se produzca el cierre de algunas plantas.

Ciclo Combinado: El aumento de producción sería cubierto en su mayoría por renovable de nueva generación (eólica, solar). Al mantener el carbón nacional el mismo valor absoluto y siendo necesaria potencia firme y flexible habría un ligero aumento de la producción por los ciclos, ya que no es previsible el desarrollo de nuevas centrales de carbón. Su contribución dependerá del precio del gas natural frente al carbón, la evolución de estos y el mercado de emisiones que establecerá el equilibrio entre ambos.

Fuel: Minoritario.

Conclusión Escenario B: Dado que el aumento de la demanda sería aportada por energías renovables de última generación, la necesidad de firmeza y flexibilidad sería proporcionada en su mayoría por los ciclos combinados. Será precisa una regulación que, sin olvidarse del objetivo de reducir el precio final de la electricidad, tenga en cuenta la capacidad instalada existente y el aumento de las fuentes renovables de nueva generación, para establecer los mecanismos de firmeza y flexibilidad necesarios.

4.3.3. Cambios disruptivos

El tercer escenario procedería del análisis de algún cambio disruptivo en el panorama energético. Al ser difícil de saber cuál podría ser, nos limitaremos a enumerar algunos de los posibles cambios con potencial de ser disruptivos:

- Costes de generación con energía renovable acompañados de almacenamiento masivo de energía (en términos económicamente competitivos). Actualmente el almacenamiento solo está disponible en forma de bombeos hidráulicos, por lo que la inversión en I+D ha de jugar un papel fundamental en este campo.
- Shale gas: España cuenta con unos recursos prospectivos de shale gas de 2.000 BCMs, equivalentes al consumo de gas durante más de 60 años, (estudio de Gessal¹ 2013). En la actualidad hay en España más de una decena de permisos de exploración, todos ellos en fase muy preliminar y si se confirma la existencia de shale-gas en cantidades razonables, el impacto en la economía podría ser muy significativo, tanto por la reducción de la dependencia energética, como por la inversión directa y el efecto multiplicador (empleo, aportación al PIB y balanza comercial: fuente Deloitte², 2014). En cuanto a la opinión pública asociada al impacto medio-ambiental, el Gobierno ha modificado la Ley de Evaluación Ambiental, para introducir el control medioambiental de los proyectos más

¹ Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España (Gessal, Marzo, 2013)

² Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española. (Deloitte, Febrero, 2014)

restrictivo de los países de nuestro entorno (adicionalmente ha anunciado un nuevo impuesto a la producción, que se repartirá entre ayuntamientos, comunidades autónomas y propietarios de los terrenos).

- Mayor interconexión (significativamente) de redes eléctricas: Partiendo de la premisa de ser una medida positiva para España y para Europa, la realidad es que los tiempos necesarios para su ejecución, hacen prácticamente imposible que ocurra en el marco temporal analizado en este documento.
- Vehículo eléctrico: Una gran penetración y desarrollo del vehículo eléctrico podría provocar un aumento de la generación. Aunque en principio no sería necesario un aumento de capacidad de generación, pues se espera que el vehículo eléctrico se recargue en tarifa nocturna, un uso diferente del mismo podría provocar una necesidad de mayor generación.

Si bien en el marco temporal de este documento algunos de los posibles cambios disruptivos no tendrían impacto, si es importante destacar que algunos de ellos tendrían un impacto claro en un horizonte de 2030, por lo que obviarlos y aparcarlos serían un error estratégico en la planificación energética de nuestro país.

5. CONCLUSIONES

Parece claro que en el “mix” deben convivir varias tecnologías con diferentes aportaciones, de forma que la suma de todas ellas permita satisfacer los tres objetivos (competitividad económica; seguridad y calidad de suministro; y sostenibilidad) de acuerdo al equilibrio que entre ellos se fije en la correspondiente política energética. Así, un “mix” sólo renovable no sería competitivo ni aportaría la requerida seguridad (ni firmeza, ni flexibilidad); un “mix” sólo térmico, en base a los compromisos actuales de emisiones, no ofrecería las garantías suficientes de sostenibilidad medioambiental; un “mix” sólo nuclear no tendría la requerida flexibilidad ni tampoco tendría encaje desde la perspectiva de apoyo social, etc.

En el intento de buscar un equilibrio razonable entre los tres ejes y, desde el punto de vista de este documento, dada la actual coyuntura económica del país, para la definición del “mix” se ha priorizado sobre la variable de competitividad económica, tratando de garantizar unos niveles aceptables de seguridad y calidad de suministro. Por tanto, se busca un “mix” que mejore la competitividad del sector energético español y con ello, de toda la economía española, partiendo del principio de des-carbonización.

Actualmente los análisis coinciden en que existe en España capacidad instalada suficiente, incluso una teórica sobre-capacidad, para afrontar la demanda energética de los próximos años, por lo que está razonablemente justificada la necesidad de optimizar el mix existente para poder afrontar próximos escenarios y desarrollos subsecuentes.

No obstante, hemos de ser conscientes de que parte de la capacidad convencional existente se reducirá a medio plazo por normativa europea (carbón) y otra, en base a la normativa vigente y al régimen actual de funcionamiento resultante (ciclos combinados), no es económicamente viable.

En base a todo lo anterior, puede afirmarse que, actualmente falta definir una visión de cual deber ser nuestro “mix” energético a largo plazo. Una Visión que deberá dar respuesta, al menos, a las siguientes preguntas:

1.- ¿Cómo priorizar las diferentes palancas para minimizar el coste energético nacional?:

- Medidas en la generación eléctrica.
- Medidas en la eficiencia energética.
- Medidas en redes inteligentes – reducción de pérdidas.
- Medidas en generación distribuida.
- Medidas de aumento de las interconexiones eléctricas.

2.- El incremento (sostenido) de las energías renovables de última generación:

- ¿En qué marco temporal se espera que sean competitivas?
- En el *ínterin*, ¿qué mecanismos se definen para su participación en el “mix” de acuerdo al nivel de madurez?

- ¿Con cargo a qué fondos se articulan los posibles mecanismos?

3.- Energías convencionales:

- ¿Qué mecanismos se definen para que el sistema cuente con la firmeza y flexibilidad necesarias para que haya un aumento de energías renovables y alcanzar los objetivos europeos?
- Qué medidas de seguridad habría que tomar para el posible alargamiento de la vida útil de las nucleares existentes y por cuánto tiempo?
- Con cargo a qué fondos se articulan los posibles mecanismos?

4.- Para mejorar la competitividad de la industria, es la cogeneración un vehículo que incremente la eficiencia en el uso de la energía primaria, aumentando la eficiencia energética?

Aunque las preguntas aún son muchas, afortunadamente contamos con un “mix” suficientemente diverso que nos permitirá llegar al punto final deseado; pero el primer paso es, precisamente, definir ese punto final.

En el momento de hacer planteamientos estratégicos en materia de política energética, debemos tener muy en cuenta que las decisiones llevan tiempo en implementarse y que sus consecuencias impactan en el medio y largo plazo. Por lo tanto, no resulta prematuro aventurar que ya es urgente que todos los actores que forman parte del sistema energético español (gobierno, partidos políticos, empresas del sector, reguladores, legisladores y consumidores) busquen el máximo consenso posible para trazar la ruta de una política energética que, partiendo del acuerdo acerca de la definición de un “mix” limpio, contribuya a incrementar notablemente la competitividad de la economía española de manera sostenida, y sostenible, en el largo plazo.



AmChamSpain
Cámara de Comercio de EE. UU. en España

Pl. Francesc Macià 5, 1º 1ª
08021 BARCELONA
Tel: +34 93 415 99 63
Fax: +34 93 415 11 98

Felipe IV, 3, 3º Izq.
28014 MADRID
Tel: +34 91 737 47 48

www.amchamspain.com

Travel partner:



Impreso con tecnología:

