



ESCENARIOS PARA EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Análisis de la evolución de las emisiones de CO₂ para el año 2020

realizado para

WWF/ADENA

Madrid, 25 de Noviembre de 2005

El presente informe ha sido realizado por:

Pedro Linares Llamas

Francisco Javier Santos Pérez

CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	1
1. INTRODUCCIÓN	4
2. DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS CONSIDERADOS	6
2.1 DEMANDA DE ELECTRICIDAD	7
2.2 GENERACIÓN CONVENCIONAL	8
2.3 GENERACIÓN RENOVABLE	8
2.4 INVERSIONES	10
2.5 MERCADO DE DERECHOS DE EMISIÓN	10
2.6 DIRECTIVA SOBRE GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN	12
2.7 RESUMEN DE ESCENARIOS	13
3. EMISIONES PREVISTAS Y EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA	14
3.1 EMISIONES DE CO ₂ DEL SECTOR ELÉCTRICO	14
3.2 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN	16
4. IMPLICACIONES ECONÓMICAS	22
5. RESUMEN DE RESULTADOS	25
6. CONCLUSIONES	26
7. RECOMENDACIONES	29

Resumen ejecutivo

El cambio climático es actualmente una de las principales amenazas para nuestro entorno, según las apreciaciones de la gran mayoría de la comunidad científica. Y también es una opinión científica generalizada que son las emisiones antropogénicas de CO₂ y otros gases de efecto invernadero las principales causantes de este cambio. Para tratar de mitigarlo en lo posible, la gran mayoría de los países del mundo han ratificado el Protocolo de Kioto por el que los países desarrollados se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero con respecto al año 1990.

En particular, España se ha comprometido a no aumentar más de un 15% sus emisiones con respecto a las del año 1990, dentro de un objetivo global de la Unión Europea de reducir el total de emisiones un 8%. Parte de este compromiso se ha articulado dentro de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones 2003/87.

Uno de los principales sectores afectados por la Directiva como emisor de CO₂ es el sector eléctrico, con aproximadamente un 55% de las emisiones totales contempladas por la Directiva, y aproximadamente un 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en España. Por tanto, parece interesante analizar las posibilidades de reducción de emisiones de este sector.

Este estudio pretende desarrollar varios escenarios de evolución del sector eléctrico español para los años 2010 y 2020, con el objetivo último de proporcionar una guía al sector eléctrico español y a los legisladores acerca de los patrones de generación eléctrica y consumo que deben seguirse para permitir a este sector estar libre de carbono hacia el 2050.

El estudio se basa en la simulación de la evolución del sector eléctrico español bajo diferentes hipótesis de funcionamiento, tanto del estado y modo de funcionamiento actual del sector como de las diferentes medidas que podrían ser adoptadas por el gobierno en un futuro próximo y que afectasen al sector. Estas hipótesis se han traducido en cuatro escenarios. El mantenimiento de la situación actual (BAU), en el que se han incluido políticas ya previstas aunque no estén implantadas. Dos escenarios de cambio energético (PS1 y PS2) en los cuales se incorporan políticas adicionales encaminadas a la reducción de emisiones: reducción de demanda, promoción de renovables, y compromisos de reducción de emisiones de CO₂ a escala internacional. Y por último se ha considerado un escenario (PS2n) en el cual se considera una retirada de la mitad de la potencia nuclear actual para el año 2020.

Los resultados son moderadamente optimistas, en cuanto que se muestra cómo es posible reducir las emisiones del sector eléctrico español hasta en un 37% en 2020 sobre las emisiones de 1990 con unos costes asumibles para el sistema.

También es posible lograr reducciones del 17% (de nuevo sobre las emisiones de 1990) bajo un escenario de retirada parcial (del 50%) de la potencia nuclear para el año 2020. Estos porcentajes de reducción serían del 58% y 44% respecto a las emisiones del año 2003. Hay que destacar, que esta reducción sólo es posible bajo los escenarios más ambiciosos, PS2/2n. Bajo el escenario tendencial (business-as-usual) no se consiguen reducciones en las emisiones, y bajo el moderadamente ambicioso (PS1) solo se logra estabilizar las emisiones entre 2010 y 2020 con un resultado final de +23% respecto a 1990. Esto se debe a que en estos dos escenarios el crecimiento de la demanda hace inútiles los cambios tecnológicos en la generación hacia energías con menores emisiones de CO₂.

Parte de estos cambios se deben a la entrada en vigor de la Directiva europea de grandes plantas de combustión, que producirá el cierre de algunas centrales con grandes emisiones de CO₂, y la sustitución de combustibles en otras. La liberalización del mercado también se encarga de promover una mayor participación de ciclos combinados.

En la situación actual, la Directiva Europea de Comercio de Emisiones no tiene una gran repercusión sobre la evolución de las emisiones del sector eléctrico español, debido al bajo precio del permiso de emisión (que es consecuencia directa del número de permisos distribuidos en los PNAs – Planes Nacionales de Asignación – actuales). Serían necesarios PNAs más ambiciosos que elevaran el precio del permiso si se pretende incentivar aún más la evolución hacia fuentes energéticas libres de CO₂.

De hecho, estos elementos por sí solos no bastan para lograr la reducción de emisiones deseada. Los elementos clave para alcanzar dicha reducción son la disminución de la demanda con la toma de medidas adicionales que esto conlleva, y en menor medida, el aumento de la disponibilidad y competitividad (vía primas) de las energías renovables.

Los costes para el consumidor de la reducción de emisiones son significativos pero no prohibitivos: el escenario más ambicioso supone un coste un 22% mayor que el tendencial (sin considerar el coste de las políticas de reducción de demanda). Gran parte de este coste se debe al apoyo a las energías renovables, que compensan incluso la reducción de costes debida a la disminución de demanda. El escenario de retirada parcial de la potencia nuclear no supone costes significativamente mayores que el PS2 para el consumidor, aunque sí para el productor.

Teniendo en cuenta que para el 2020 España ya debería haber alcanzado la media europea de renta per capita (de la UE 15) un aumento del 22% en el coste de la electricidad no debería considerarse como un incremento excesivo, más aún si se compara con otros países europeos como Italia dónde actualmente el coste de la electricidad es un 54% superior que en España u otros países con gran

penetración eólica como Alemania o Dinamarca donde los precios son superiores en un 45% y un 76% respectivamente¹.

Por tanto, las dos conclusiones fundamentales del estudio son:

- es posible reducir las emisiones de CO₂ provenientes del sector eléctrico a un coste razonable, y
- la estrategia fundamental debe ser el control de la demanda, ya que presenta ventajas económicas, al reducir el coste marginal del sistema y por tanto el coste para el consumidor.

¹ Fuente: UNESA, Avance 2004 y Eurostat

1. Introducción

El cambio climático es actualmente una de las principales amenazas para nuestro entorno, según las apreciaciones de la gran mayoría de la comunidad científica. Y también es una opinión científica generalizada que son las emisiones antropogénicas de CO₂ y otros gases de efecto invernadero las principales causantes de este cambio. Para tratar de mitigarlo en lo posible, la gran mayoría de los países del mundo han ratificado el Protocolo de Kioto por el que los países desarrollados se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero con respecto al año 1990.

En particular, España se ha comprometido a no aumentar más de un 15% sus emisiones con respecto a las del año 1990, dentro de un objetivo global de la Unión Europea de reducir el total de emisiones un 8%. Parte de este compromiso se ha articulado dentro de la Directiva Europea de Comercio de Emisiones 2003/87.

Uno de los principales sectores afectados por la Directiva como emisor de CO₂ es el sector eléctrico, con aproximadamente un 55% de las emisiones totales contempladas por la Directiva, y aproximadamente un 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en España. Por tanto, parece interesante analizar las posibilidades de reducción de emisiones de este sector.

WWF, y su oficina española WWF/Adena, están desarrollando la campaña "Power Switch", que en español se denomina ¡Cambia de Energía!. Esta campaña tiene como objetivo conseguir una electricidad libre de emisiones en los países de la OCDE para el 2050, y para ello contempla actuaciones de influencia a los poderes públicos, las empresas y el sector financiero, así como la presión pública para conseguir que el sector eléctrico se encamine a conseguir este objetivo.

Como base para este trabajo, WWF/Adena necesita desarrollar escenarios que muestren las acciones que se necesitan adoptar por los gobiernos, generadores y consumidores, así como los costes y las emisiones asociadas con estas medidas.

Este estudio pretende desarrollar varios escenarios de evolución del sector eléctrico español para los años 2010 y 2020, con el objetivo último de proporcionar una guía al sector eléctrico español y a los legisladores acerca de los patrones de generación eléctrica y consumo que deben seguirse para permitir a este sector estar libre de carbono hacia el 2050.

El estudio se basa en la simulación de la evolución del sector eléctrico español bajo diferentes hipótesis de funcionamiento, tanto del estado y modo de funcionamiento actual del sector como de las diferentes medidas que podrían ser adoptadas por el gobierno en un futuro próximo y que afectasen al sector. Estas hipótesis se han traducido en tres escenarios principales y uno adicional: el

mantenimiento de la situación tendencial (incluyendo políticas ya previstas aunque no estén implantadas), y dos escenarios de cambio energético, en los cuales se incorporan políticas adicionales encaminadas a la reducción de emisiones. El escenario adicional contempla además una retirada del 50% de la potencia nuclear existente para 2020.

Es necesario señalar que los resultados del ejercicio deben ser considerados sólo como una aproximación, ya que existen factores que condicionan la evolución del sector imposibles de ser recogidos por el modelo: estrategias de las empresas distintas de la maximización del beneficio, cambios en las condiciones de contorno (políticas, económicas, financieras), etc.

El presente informe está estructurado como sigue. En la sección 2 del estudio se describen los escenarios y supuestos considerados. En el apartado tercero se muestran los resultados obtenidos de las diversas ejecuciones y se realiza una interpretación de los mismos. El cuarto apartado analiza las implicaciones económicas de los distintos escenarios. En los dos últimos apartados se resumen las conclusiones del estudio y se formulan una serie de recomendaciones. También se han incluido una serie de anexos detallando los datos de entrada, el modelo utilizado y los resultados obtenidos.

2. Descripción de los escenarios considerados

Se han creado y simulado tres escenarios básicos y uno adicional para este estudio:

- Business As Usual o tendencial (BAU): considera la continuación de las políticas actuales o previstas (descritas en las secciones siguientes) y un escenario conservador para el mercado de derechos de emisión.
- Power Switch 1 (PS1): este escenario está caracterizado por la consideración de nuevos objetivos algo más ambiciosos para las políticas actuales, pero sin cambios radicales
- Power Switch 2 (PS2): este escenario considera políticas mucho más ambiciosas en materia de ahorro energético y promoción de renovables, así como un escenario mundial en el que los objetivos de reducción de CO₂ (y por tanto los precios de los derechos de emisión) son mucho más altos.
 - Dentro de este escenario también se ha considerado la posibilidad de reducir la potencia nuclear existente en un 50% para 2020 (PS2n).

En estos escenarios alternativos no se consideran avances tecnológicos significativos o cambios radicales de políticas, sino que se trata de lograr la reducción de emisiones mediante políticas convencionales. A continuación se van a describir brevemente los aspectos generales y las políticas que intervienen en la evolución prevista del sector eléctrico español y que condicionan la definición de escenarios.

En todos los casos, se ha realizado la simulación de la operación e inversión del mercado eléctrico español bajo condiciones oligopolistas. En este análisis se han representado las seis empresas principales que están operando en la actualidad en el sector eléctrico español, una empresa adicional que representa a los nuevos entrantes y por último también se ha considerado una empresa que engloba el régimen especial (productores de energía renovable) que existía en España al inicio del primer año de ejecución.

2.1 Demanda de electricidad

La demanda de electricidad considerada es la suma de la demanda peninsular y extrapeninsular², pero corregida para tener en cuenta los flujos de importación y exportación y los consumos en las propias centrales de generación (dicho de otro modo, es la generación bruta necesaria para satisfacer la demanda total, suponiendo unos determinados consumos en las centrales e intercambios internacionales).

Para las ejecuciones de las diversas simulaciones se han considerado tres escenarios de crecimiento de demanda, para el escenario que se ha considerado como Business As Usual o tendencial (BAU) se ha estimado un crecimiento medio anual del 3% (tal como prevé el Plan de Infraestructuras del Ministerio de Economía para 2011³) y para los escenarios de crecimiento reducido se ha considerado el 2% (escenario PS1) y el 1% (escenarios PS2 y PS2n). Los escenarios de crecimiento reducido pretenden representar la implantación de las posibles medidas de reducción de consumo (gestión de la demanda) y las relacionadas con la eficiencia energética que se deben poner en marcha por parte del gobierno.

En la Tabla 2.1 se muestran los datos de generación necesaria para satisfacer la demanda que han sido considerados para el año 2005 así como los incrementos de generación que se han considerado para la definición de los escenarios. La demanda para el año 2005 se ha tomado del “Informe del sistema eléctrico en 2004” de REE y se ha considerado un incremento del 5% para el año 2005.

Tabla 2.1: Generación necesaria para satisfacer la demanda total.

	BAU	PS1	PS2/2n
Incremento anual (%)	3	2	1
Energía 2005 (TWh)	273	273	273
Energía 2010 (TWh)	316	301	286
Energía 2020 (TWh)	425	367	316

² Aunque la extrapeninsular no se incorpora dentro del modelo de simulación, sino en un post-proceso de los resultados (ver Anexo I), debido a la dificultad de modelar conjuntamente el sistema peninsular y extrapeninsular al grado de detalle requerido.

³ MINER (2002). Planificación de los sectores de electricidad y gas. Ministerio de Economía y Hacienda.

2.2 Generación convencional

Los grupos tecnológicos existentes convencionales que se han considerado pertenecen a la generación nuclear, térmica y gran hidráulica del parque de generación español. Las tecnologías convencionales que se han considerado son: nuclear, hulla nacional, lignito pardo, lignito negro, carbón de importación, fuel-oil, gas natural, ciclos combinados de gas, hidráulica regulable, hidráulica fluyente e hidráulica de bombeo. Para la incorporación de los sistemas extrapeninsulares también se ha considerado la generación diesel.

En relación con la generación hidráulica se ha considerado un año de hidraulicidad media con un total de generación hidráulica (regulable más fluyente) de 30.288 GWh (la energía generada mediante los sistemas de bombeo no puede determinarse a priori ya que dependerá de los precios de la electricidad que resulten del mercado). Dado el largo plazo del estudio se considera un enfoque apropiado, aunque evidentemente una serie hidrológica especialmente seca o húmeda podría modificar los resultados frente a los simulados.

En cuanto a la nuclear, se han considerado dos alternativas:

- para todos los escenarios se considera que el posible cierre de centrales en el período considerado se verá compensado por el aumento de potencia de las restantes, de forma que la energía producida se mantendrá en términos similares a los actuales. No se suponen nuevas inversiones en esta tecnología.
- Además, se incluye un escenario adicional al PS2, consistente en suponer una retirada del 50% de la potencia nuclear existente en 2005 para 2020.

En relación con las nuevas tecnologías convencionales que pueden ser instaladas en un futuro se han considerado: ciclo combinado de gas, carbón supercrítico y centrales de cogeneración. No se ha considerado la instalación de nuevas centrales de carbón convencional, ya que parece difícil de justificar en un entorno de reducción de emisiones de SO_2 , NO_x , partículas y CO_2 , y así parece recogerlo el mercado.

2.3 Generación renovable

Se ha considerado por una parte la generación renovable existente a comienzos del año 2005 así como la capacidad renovable que puede ser instalada en un futuro.

La generación en régimen especial que se ha considerado a inicios del año 2005 ha sido la estimada para finales del 2004 en el “Informe Anual sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial en España: Año 2004” de la CNE. Esto se corresponde con una potencia instalada de 17.138 MW, de los cuales 5.877 MW corresponden a cogeneración. La energía generada por el régimen especial es de

46,3 TWh de los que 19,2 TWh son generados por medio de cogeneración. Las primas consideradas para esa generación renovable existente han sido las que se establecieron en el Real Decreto 1436/2002.

En relación con las nuevas tecnologías renovables que pueden ser instaladas en un futuro se han considerado: tres tipos de biomasa (cultivos energéticos, residuos agrícolas y residuos forestales), mini hidráulica, cuatro tipos de eólica (>2000 horas, entre 1800-2000 horas, <1800 horas y eólica off-shore) y solar termoeléctrica. No se incluye en la simulación la energía solar fotovoltaica, debido a que no se espera que su contribución, aun bajo circunstancias favorables, sea muy grande para el horizonte considerado (se estima que en condiciones favorables podría alcanzar 1000-2000 MW para el 2020, lo cual no representaría más que un 2% de la potencia, y menor porcentaje aún en términos de energía).

Para estas nuevas tecnologías renovables se han considerado las nuevas primas y potencias previstas por la revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables (que aún no han sido aprobadas). En el caso de la biomasa se consideran todos los recursos disponibles (de cultivos energéticos, residuos agrarios y forestales), y no sólo los asignados por el Plan para generación eléctrica (2039 MW), ya que para la simulación tiene más sentido considerar todo el recurso disponible, sin separar de forma artificial los destinados a generación térmica o eléctrica.

Tabla 2.2: Primas y potencia máxima instalable de energías renovables.

	Prima (€/MWh)	Pot. máx. (MW)
Biomasa	44,00	3030
Mini hidráulica	29,32	743
Eólica	29,32	20000
Eólica off-shore	29,32	5000
Solar termoeléctrica	183,26	500

Con el objetivo de poder analizar la influencia de la generación renovable en el conjunto del sistema se ha simulado también un incremento en las primas y en la potencia máxima. Para la ejecución del caso PS1 se ha considerado un incremento de la prima del 25% y un incremento en los límites de potencia máxima a partir del año 2012 del 50%. Para los casos PS2/2n estos valores han sido el 50% y el 100% respectivamente (exceptuando para la cogeneración y la solar termoeléctrica para los que se ha doblado el valor de la prima). A continuación se muestran los valores considerados para las primas así como los límites de potencia máximos posibles de capacidad renovable para el año 2020:

Tabla 2.3: Primas y potencia máxima para los casos PS1 y PS2/2n.

	PS1		PS2/2n	
	Prima (€/MWh)	Pot. máx. (MW)	Prima (€/MWh)	Pot. máx. (MW)
Biomasa	55,00	4546	66,00	6060
Mini hidráulica	36,65	1115	43,98	1486
Eólica	36,65	30000	43,98	40000
Eólica off-shore	36,65	7500	43,98	10000
Solar termoeléctrica	229,08	750	366,56	1000

2.4 Inversiones

En relación con las decisiones de inversión de las empresas, además del coste de inversión de cada tecnología, se han considerado otros datos relevantes como son la tasa de rentabilidad y la inversión máxima.

La rentabilidad equivalente considerada para el cálculo de la tasa de actualización para cada año ha sido del 9%.

La inversión máxima ha sido considerada como un límite a la cantidad de dinero disponible en cada período por cada una de las empresas para la instalación de nuevas plantas de generación.

2.5 Mercado de derechos de emisión

En el modelo se ha considerado el régimen de comercio de emisiones de CO₂ establecido en la Directiva Europea 2003/87. En relación con el mercado de derechos de emisión se ha de considerar el coeficiente específico de emisión por empresa y tecnología, la cantidad de permisos asignados a los distintos sectores en España según el Plan Nacional de Asignación y el precio del permiso de emisión.

Los datos considerados en relación con el mercado de permisos de emisión han sido los siguientes:

Coeficientes de emisión: Se establece un coeficiente de emisión específico (tCO₂/MWh) para cada una de las tecnologías consideradas, este coeficiente se describe en las tablas de datos de las diferentes tecnologías existentes y nuevas que se encuentran en el Anexo I (Datos de Entrada).

Precio del permiso: Se considera que el precio viene determinado por el mercado internacional (y por tanto por la cantidad total de emisiones permitidas en dicho mercado). En esta posibilidad se ha trabajado con diferentes valores de precios del permiso de emisión, que se muestran en la tabla siguiente, y que básicamente comprenden un rango entre 5 y 30 €/tCO₂. Estos valores se han obtenido de estudios realizados previamente⁴ para WWF/Adena y se corresponden con los obtenidos por la gran mayoría de los estudios de simulación del mercado de emisiones.

Tabla 2.4: Precio externo del permiso de emisión.

	Precio BAU (€/t CO ₂)	Precio PS1 (€/t CO ₂)	Precio PS2/2n (€/t CO ₂)
2008-12	5	10	15
2013-17	7,5	15	22,5
2018-20	10	20	30

Asignación de permisos⁵: La asignación anual promedio para 2005-2007 que establece el Plan Nacional de Asignación para el conjunto de sectores que participan en el MDE es de 160,8 Mt CO₂. Por tanto, la asignación para el primer superperiodo, correspondiente a los años 2005-2007 será de 480,84 Mt CO₂. Para el resto de superperiodos formados por bloques de 5 años, es decir 2008-12, 2013-17, y siguientes la cantidad de permisos que se asignarán aún no ha sido determinada. El escenario básico de cumplimiento establece que entre 2008 y 2012 el promedio de las emisiones no deberá sobrepasar un 15% las emisiones del año 1990, cifra resultante del objetivo de limitación del Protocolo de Kioto. Sin embargo, ya existen iniciativas a nivel europeo para aumentar estas reducciones a partir del 2012, hasta llegar a reducciones del 20-30% sobre las emisiones de 1990. Por tanto, se ha supuesto que, si en 1990 las emisiones del conjunto de sectores era de 119,17 Mt CO₂, para el período 2008-2012 los permisos distribuidos corresponderán a unas emisiones un 15% mayores, es decir 137,05 Mt CO₂, y a partir de 2013 el número de permisos tendrá en cuenta a una reducción del 20% sobre 1990, es decir, 95,34 Mt CO₂.

4 Ver informes encargados por WWF/Adena a ILEX Energy Consulting "The environmental effectiveness of the EU ETS: Analysis of caps" y a Öko-Institut "The environmental effectiveness and economic efficiency of the EU ETS: Structural aspects of the allocation".

5 Como en el caso de la demanda, si bien se ha considerado el total de emisiones previstas para el sector eléctrico español, la fracción correspondiente a los sistemas extrapeninsulares han sido calculadas de forma separada, y no mediante el modelo de simulación.

2.6 Directiva sobre grandes instalaciones de combustión

En el modelo se ha considerado el establecimiento de la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. España mediante el Real Decreto 430/2004 incorpora la mencionada Directiva y establece nuevas normas sobre la limitación de emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC).

En este Real Decreto se establece que la reducción no se exigirá individualmente, sino en el marco de un Plan Nacional de Reducción. Las centrales existentes en su conjunto deben respetar los límites de las emisiones anuales totales establecidas por la Administración a partir del año 2008 pudiendo eximirse aquellas instalaciones cuyo titular se comprometa a no hacer funcionar la instalación durante más de 20.000 horas entre el 1 de enero de 2008 y 31 de diciembre de 2015 y a cerrar dicha instalación con fecha no posterior a 31 de diciembre de 2015. Estos límites afectan a las emisiones de tres tipos de contaminantes: SO₂, NO_x y partículas.

Los límites exactos y la metodología de implantación aún no han sido definidos con exactitud, por lo que ha sido necesario hacer una serie de supuestos. En la simulación se ha considerado que todas las centrales de fuel y gas, más 477 MW correspondientes a centrales de hulla y 320 MW correspondientes a la tecnología de lignito negro van a cerrarse antes del fin del 2015 y acogerse al límite de funcionamiento de 20.000 horas entre los años 2008-2015. El resto de centrales existentes se incorporarían dentro del Plan de Reducción de Emisiones. Se han supuesto los siguientes límites para dicho Plan:

Tabla 2.5: Límites de emisión de las centrales existentes.

	SO ₂ (kt)	NO _x (kt)	Partículas (kt)
2008-12	118,65	175,46	11,87
2013-17	118,65	133,87	11,87
2018-20	118,65	48,24	11,87

Para el caso de las centrales nuevas los límites de emisión vendrán establecidos para cada instalación de forma particular y en la simulación se ha considerado que las centrales que van a ser instaladas en el horizonte de la ejecución cumplen con los límites que se han establecido en el Real Decreto.

Debe hacerse notar que la aplicación de esta Directiva tiene una gran influencia en la evolución de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico español, al considerar el cierre de muchas centrales con altas emisiones de CO₂ y cambios en el funcionamiento del resto.

2.7 Resumen de escenarios

Así pues, como hemos visto, los parámetros que varían en los escenarios considerados son: la tasa de crecimiento de la demanda, el precio del permiso de emisión, las primas a las energías renovables, y la capacidad máxima que sería posible instalar de energías renovables. Y en el caso del escenario adicional (PS2n) también varía la potencia instalada de energía nuclear.

En la tabla siguiente se resumen estos parámetros para cada escenario.

Tabla 2.6: Resumen de escenarios.

	Demanda electricidad	Precio CO ₂ (2010-2020)	Promoción Renovables
BAU	Incremento anual 3%	5-10 €/t CO ₂	Primas actuales Potencia máxima a instalar establecida por el Plan de Energías Renovables 2005
PS1	Incremento anual 2%	10-20 €/t CO ₂	Se considera un incremento de las primas actuales (un 25%) y de la potencia máxima a instalar (un 50%)
PS2	Incremento anual 1%	15-30 €/t CO ₂	Se considera un incremento mayor aún de las primas actuales (un 50%) y de la potencia máxima a instalar (un 100%). Además, se doblan las primas a la cogeneración y solar termoeléctrica
PS2n	Incremento anual 1%	15-30 €/t CO ₂	Igual que PS2 y además una reducción del 50% en la potencia instalada en energía nuclear para el año 2020 respecto al valor actual del 2005

3. Emisiones previstas y evolución tecnológica

En este apartado se van a mostrar y analizar los resultados más relevantes que se han obtenido de las diferentes simulaciones que se han realizado de la evolución del sistema eléctrico español.

3.1 Emisiones de CO₂ del sector eléctrico

En primer lugar se van a analizar las emisiones de CO₂. En la Figura 1 se muestran las emisiones resultantes del sector eléctrico español para los diferentes escenarios que se han considerado, comparadas con las de los años 1990 y 2003. También se destaca el valor de emisiones superiores en un 15% a las de 1990, que se ha denominado Kioto.

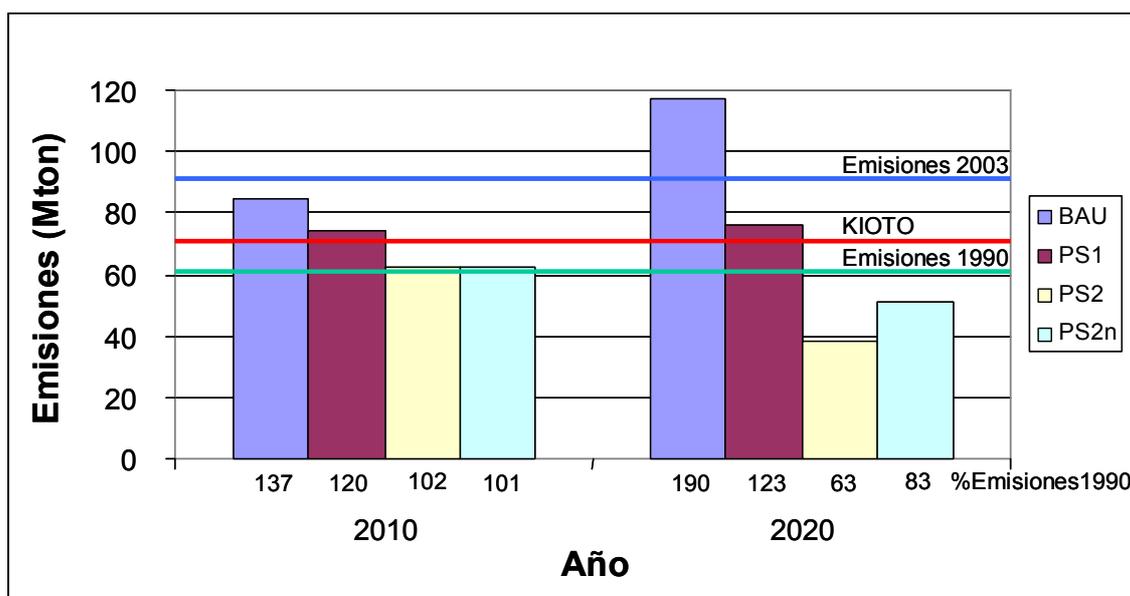


Figura 1. Emisiones de CO₂ del sector eléctrico español

Como se puede observar, bajo el escenario tendencial las emisiones del sector bajo el escenario actual se incrementan, incluso por encima de las de 2003 para 2020. Esto puede explicarse básicamente por el gran aumento supuesto para la demanda, que hace insuficientes tanto las políticas actuales de reducción de emisiones como de fomento de renovables. De hecho, esto se produce incluso a pesar de los cambios estructurales que se están produciendo en el sector (mayor participación de ciclos combinados y retirada progresiva de carbones nacionales inducida por las medidas de reducción de SO₂, NO_x y partículas) y que explican en gran medida la reducción de emisiones en 2010 frente a 2003. Recordemos que este escenario asume un precio del permiso de emisión de CO₂ conservador.

Si se intensificaran las medidas de reducción de emisiones (compromisos de reducción más ambiciosos) el precio aumentaría, y las reducciones serían mayores. Este efecto se observa en los escenarios PS1 y PS2/2n.

Por tanto, una primera observación significativa es que, si bien en un primer momento se puede esperar una ligera reducción sobre las emisiones de 2003 (que no de 1990), a largo plazo el crecimiento de la demanda hace poco efectivas las políticas en curso.

Pero también se puede observar cómo la introducción de políticas más decididas, tanto a nivel nacional (fomento de energías renovables, gestión de la demanda) como internacional (compromisos de reducción de emisiones más elevados, y por tanto mayores precios del permiso de emisión) logra reducciones significativas en las emisiones. Así, el PS1 logra mantenerse más cerca de los objetivos de Kioto para 2010 y 2020 (con reducciones del 17% sobre las emisiones de 2003).

Los escenarios PS2 y PS2n se aproximarían mucho a las emisiones de 1990 en 2010, y en 2020 el PS2 logra una reducción de un tercio sobre las emisiones de 1990, lo cual es ciertamente positivo (cuando se combina el PS2 con la retirada parcial de la potencia nuclear la reducción es menor, pero aún así las emisiones se mantienen por debajo de las de 1990 en un 17%). Las reducciones sobre las emisiones de 2003 de los escenarios PS2 y PS2n son un 58% y un 44% respectivamente.

De hecho, se puede observar cómo para los escenarios BAU y PS1 se puede prever un aumento de emisiones, mientras que para los escenarios PS2 y PS2n la tendencia se invierte.

Es difícil determinar de este gráfico hasta qué punto es la reducción de la demanda, el precio del permiso de emisión o la promoción de las renovables la que logra cambiar la tendencia en las emisiones. Sin embargo, de estudios precedentes realizados con más detalle se concluye que, si bien el fomento de energías renovables permite reducir las emisiones, el elemento fundamental y más aún a largo plazo es la reducción de la demanda. Mientras se mantengan niveles de crecimiento de demanda como los actuales, incluso una promoción de renovables más acentuada o un precio del permiso relativamente alto no sería capaz de reducir las emisiones de CO₂.

Esta situación se explica en parte por la evolución de las tecnologías de generación, que se describe en el siguiente apartado.

3.2 Tecnologías de generación

3.2.1 Potencia instalada

En los dos gráficos siguientes se muestra la nueva potencia instalada y el parque generador resultante hasta el año 2010 y 2020 para cada una de las tecnologías.

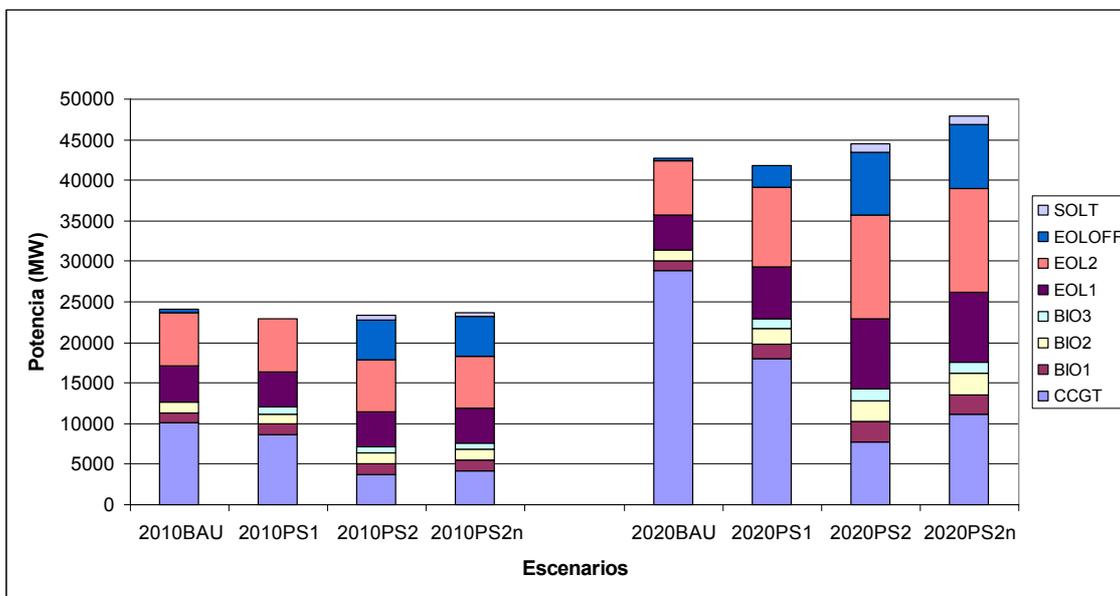


Figura 2. Nueva potencia instalada a partir de 2005 (MW)

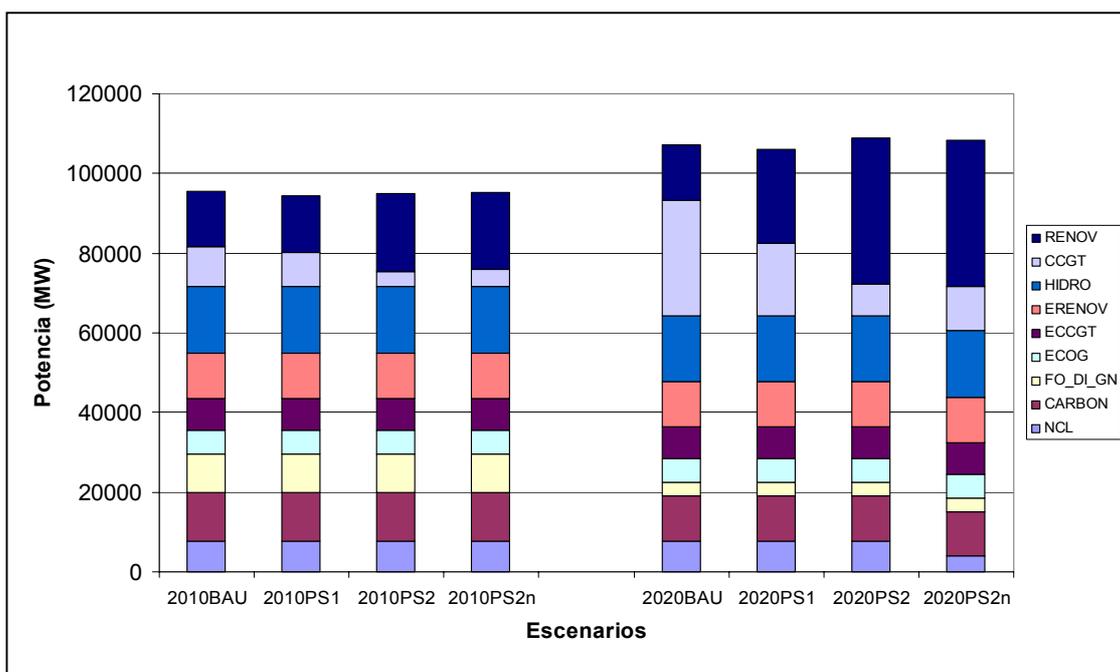


Figura 3. Potencia total instalada (MW)

Como se puede observar en la Figura 2, las nuevas instalaciones comprenden fundamentalmente ciclos combinados, algunos tipos de biomasa y eólica, y en el caso PS2/2n también se instala solar termoeléctrica. Las tecnologías de carbón supercrítico, cogeneración y mini hidráulica no se instalarían bajo los supuestos considerados (ver Anexos). Es interesante señalar algunos efectos que pueden resultar extraños:

Se puede observar cómo hay tecnologías renovables como la eólica offshore que para el año 2010 se instalan en el escenario tendencial pero sin embargo no lo hacen en el PS1 (que es más favorable para las renovables). La razón es que en los escenarios PS1 y PS2/2n la demanda es menor, y por tanto se necesita una menor cantidad de potencia efectiva en el sistema.

Esto parece estar en contradicción con que para 2020 la potencia instalada sea mayor para los escenarios PS1 y PS2/2n, cuando acabamos de decir que es necesaria menos potencia. Esto se debe a que bajo estos escenarios la penetración de las energías renovables es mayor, y la potencia efectiva aportada por estas tecnologías al sistema es menor (en términos de horas equivalentes).

Por último, señalar que el hecho de que las tecnologías renovables más rentables como la eólica 1 (>2000 horas) varíen su contribución en los distintos escenarios (cuando lo esperable sería que, al ser los primeros parques a instalar, si entran en el escenario tendencial lo hagan en el mismo volumen en el resto) se debe a que en estos no sólo cambian las condiciones económicas, sino también el potencial existente, que se ha considerado mayor para PS1 y PS2/2n.

Vemos que, a medida que el escenario es más favorable, se instalan más renovables y menos ciclos combinados (menos en el escenario PS2n en que los ciclos son necesarios para sustituir a la potencia nuclear retirada). Esta menor instalación de ciclos es la que explica el cambio de tendencia en las emisiones de CO₂ que se señaló anteriormente.

Debe tenerse en cuenta en cualquier caso que esta masiva instalación de ciclos combinados en algunos escenarios puede estar condicionada por la disponibilidad de gas en el mercado eléctrico español.

La mayor instalación y producción con energías renovables se debe básicamente a un apoyo de carácter nacional más enérgico para éstas (el efecto del precio del permiso de emisión, para los niveles considerados, es poco significativo, serían necesarios precios mucho más altos del permiso para lograr cambios de relevancia en lo que respecta a las renovables).

3.2.2 *Energía generada*

Para poder realizar una visualización con más claridad de los resultados se ha realizado una agrupación de ciertas tecnologías:

- CN: agrupa a los carbones nacionales: Hulla nacional, lignito pardo y lignito negro.
- ERENOV y RENOV: engloban a las tecnologías renovables existentes en 2005 y nuevas respectivamente, es decir: biomasa, mini hidráulica, eólica y solar termoeléctrica.
- El resto de las claves corresponden a: Nuclear existente (NCL), carbón importado (CI), diesel (DI), ciclos combinados existentes en 2005 (ECCGT), cogeneración existente en 2005 (ECOG), gran hidráulica (GHIDRO), y ciclos combinados nuevos (CCGT).

En la Figura 4 se muestran los valores absolutos de producción por tecnologías en el año 2010 y 2020.

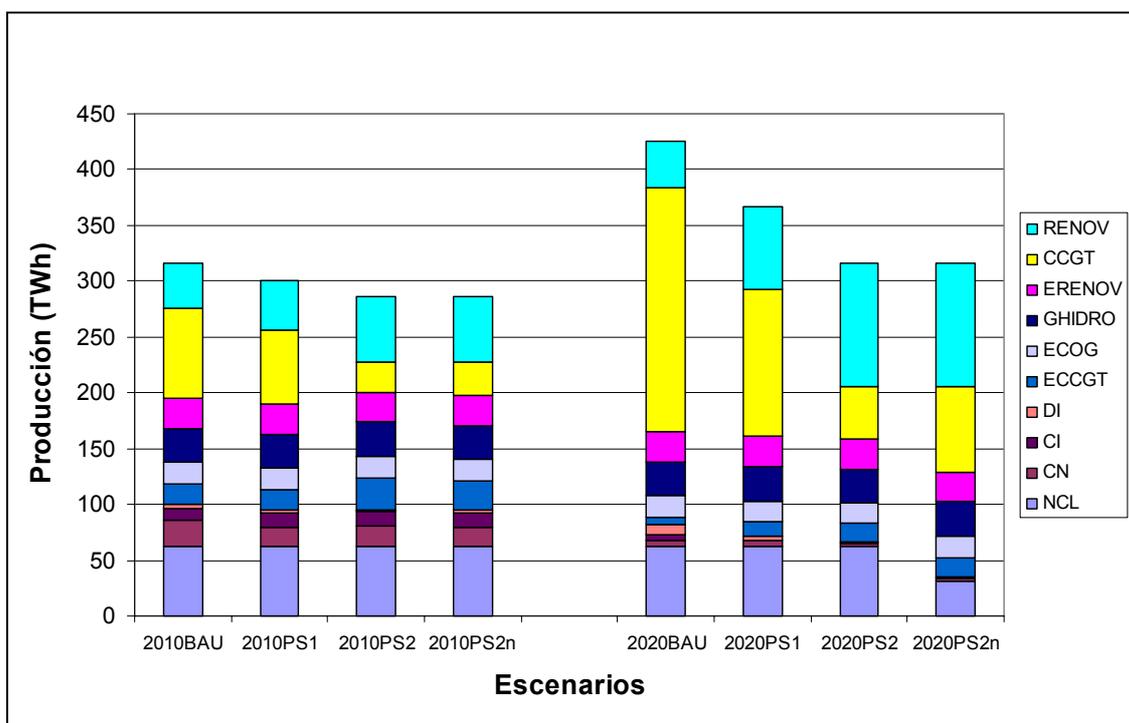


Figura 4. Producción eléctrica (TWh)

En este gráfico ya se puede observar el impacto de considerar reducciones de demanda: vemos que en el año 2020 la energía a producir es muy inferior que en los otros escenarios. De nuevo, en 2010 los cambios son menores debido a que no hay tiempo suficiente para que sean significativos.

Además de esta reducción de energía, también se observa una gran reducción de la producción de los nuevos ciclos combinados (de los que se instala menos potencia como se ha visto anteriormente), que son sustituidos por nuevas energías renovables. Vemos que el resto de las energías mantienen una participación similar, aunque con una sustitución de carbones importados por ciclos combinados a medida que el escenario se hace más optimista (en este caso, la

razón de la sustitución es básicamente el mayor precio del permiso de emisión). También, bajo el escenario PS2n hay un aumento de los ciclos para compensar la reducción impuesta a la nuclear.

Otro efecto que se observa es que los ciclos combinados existentes (ECCGT) reducen su participación en el 2020 respecto al 2010, y también cuando aumenta la inversión en nuevos ciclos. Esto se debe a que los nuevos ciclos tienen mayor eficiencia y por tanto, al resultar más baratos de operar, sustituyen a los existentes (aquí hay que recordar que el criterio de operación depende exclusivamente de los costes variables, independientemente de la amortización o no de las centrales).

Es interesante hacer dos comentarios al respecto de esta nueva estructura de generación. En primer lugar, debería tenerse en cuenta la disponibilidad de gas natural para el sistema eléctrico, que podría estar comprometida a 2020 dada su utilización masiva bajo alguno de los escenarios considerados. Y también es necesario evaluar la factibilidad técnica de una muy alta penetración de energía eólica en el sistema, ya que su carácter intermitente hace necesario disponer de una capacidad de regulación (o de almacenamiento) suficiente.

En cuanto a las energías renovables en detalle, en la

Figura 5 se muestran los porcentajes de producción de las diferentes tecnologías de generación renovable existente y futura en el año 2010 y 2020. Se ha desglosado la producción de las nuevas energías renovables según la clasificación realizada para la simulación. Las tecnologías consideradas, como ya se mencionó anteriormente, han sido:

- tres tipos de biomasa (BIO1: cultivos energéticos, BIO2: residuos agrícolas y BIO3: residuos forestales),
- mini hidráulica (MINH),
- cuatro tipos de eólica (EOL1: >2000 horas, EOL2: entre 1800-2000 horas, EOL3: <1800 horas y EOLOFF: eólica off-shore),
- solar termoeléctrica (SOLT).

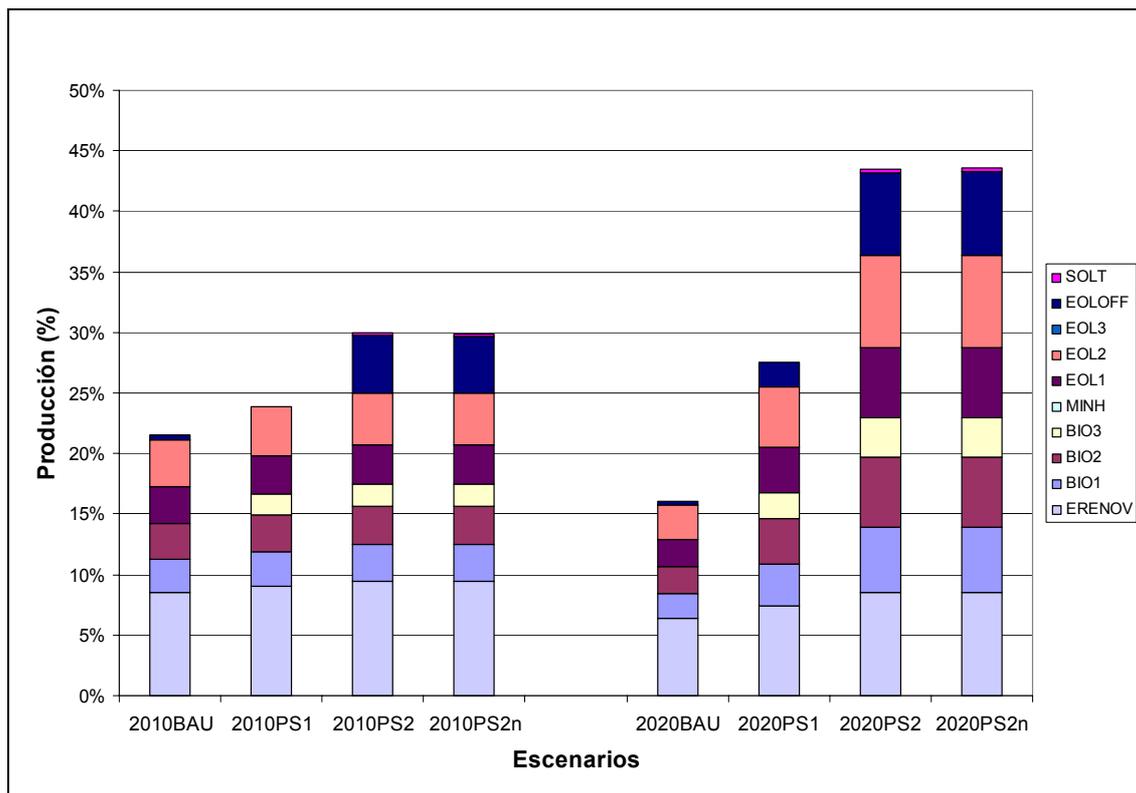


Figura 5. Producción energías renovables

Como ya se comentó para la potencia instalada, la razón fundamental de la mayor producción de renovables es el mayor apoyo vía primas y potencial, ya que el efecto del precio del permiso de emisión, a los niveles considerados, no es significativo. Cuanto mayores son las primas consideradas y el potencial disponible, mayor es su contribución al sistema.

Debe recordarse en primer lugar que los escenarios consideran distintas hipótesis de crecimiento de demanda, y por tanto los porcentajes de penetración recogen tanto el aumento de energía renovable como la disminución de la energía total del sistema. Esta reducción de energía demandada es la que explica por ejemplo que en el año 2010 no se instale eólica offshore en el PS1 y sí se haga en el escenario tendencial (a pesar de las peores condiciones económicas de éste).

En los cuatro escenarios considerados se alcanzan porcentajes de producción con las nuevas tecnologías renovables para el año 2010, excluyendo la gran hidráulica, del 12.9%, 14.9%, 20.5% y 20.4% respectivamente sobre la producción total. En relación con el año 2020 los porcentajes de producción con las nuevas tecnologías renovables son del 9.6%, 20.1%, 35.0% y 35.0%.

Los porcentajes totales de producción con energías renovables (existentes y nuevas) para el año 2010 y 2020 se han calculado bajo dos consideraciones diferentes: sin tener en cuenta la gran hidráulica y si considerándola. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.1: Porcentajes de producción renovables en años 2010 y 2020.

	BAU	PS1	PS2	PS2n
2010	21,5	23,9	30,0	29,9
2020	16,0	27,5	43,6	43,6
2010 + GHIDRO	31,1	34,0	40,5	40,4
2020 + GHIDRO	23,1	35,8	53,1	53,1

La mayor parte de la producción renovable (sin considerar la gran hidráulica) proviene de la energía eólica, básicamente por su proximidad a la competitividad económica en la situación actual de primas. En este sentido hay que recordar de nuevo la necesidad de contrastar estas cifras en función de la capacidad del sistema de regular esta energía de carácter intermitente.

Por detrás de la energía eólica se encuentra la biomasa y más en concreto la que utiliza como combustibles los cultivos energéticos y los residuos agrícolas. La producción con biomasa proveniente de residuos forestales únicamente es factible en los casos en los que se incrementan las primas en un 25% ó 50%. Para las tecnologías mini hidráulica y solar termoeléctrica este incremento aún no es suficiente, en el caso de la solar termoeléctrica si que se instala en los escenarios PS2/2n donde se dobla el valor de la prima para esta tecnología (y para la cogeneración, aunque ésta sigue sin resultar viable a pesar del aumento)⁶.

6 En este sentido es importante recordar que el modelo no es capaz de recoger determinados aspectos de estrategia empresarial o de variabilidad en las subvenciones a la inversión, lo que puede explicar que proyectos que actualmente estén en marcha sean considerados como no rentables por el modelo (es el caso por ejemplo de la solar termoeléctrica).

4. Implicaciones económicas

A continuación se va a realizar un análisis sobre las implicaciones económicas que tienen para los consumidores y productores cada uno de los escenarios analizados. Se van a analizar básicamente los costes acumulados durante el periodo considerado (para poder recoger el coste de inversión).

Como coste para el consumidor se ha considerado el pago asociado a la compra de electricidad en el mercado mayorista más los pagos asociados a las primas de las energías renovables. No se han incluido aquí otros términos incluidos en la tarifa eléctrica como los peajes y términos de acceso, costes del sistema, por lo que los costes de los escenarios sólo se pueden comparar entre sí, y no con los actuales.

Hay que señalar a este respecto que tampoco se han incluido los costes de las posibles políticas a implantar (excepto las primas) y por tanto los costes totales para los escenarios PS1 y PS2/2n pueden considerarse subestimados.

Como coste para el productor se ha considerado la suma del coste de operación y mantenimiento de las centrales existentes y de las nuevas, el coste de inversión en las nuevas centrales y el coste debido al mercado de derechos de emisión.

Es importante señalar que se ha tratado de simular el funcionamiento del mercado eléctrico, sin ningún tipo de mecanismo adicional de transferencia de costes entre consumidores y productores (que podría estar justificado en ocasiones, como se comenta más adelante).

En la siguiente figura se representan los costes comparados con el escenario tendencial:

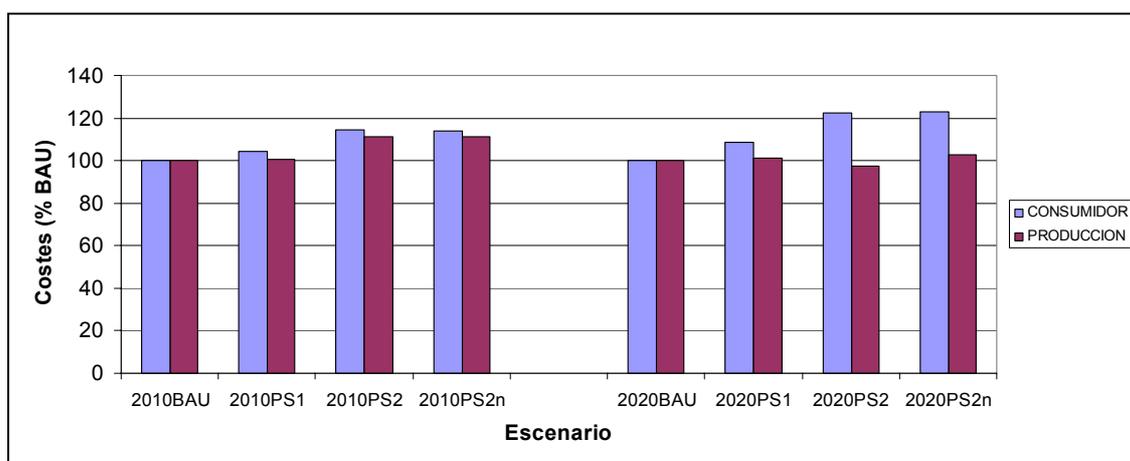


Figura 6. Costes acumulados para el consumidor y productor

Como se puede observar, el lograr reducciones de emisiones de CO₂ tiene un coste significativo para el consumidor (incluso sin considerar el coste de las políticas necesarias). Así, vemos que para el año 2020 el escenario PS1 supone un aumento del 9%, el del PS2 un 22%, y el PS2n un 23%. Y como hemos visto, el PS1 no sería suficiente.

Teniendo en cuenta que para el 2020 España ya debería haber alcanzado la media europea de renta per capita (de la UE 15) un aumento del 22% en el coste de la electricidad para el escenario más ambicioso no debería considerarse como un incremento excesivo, más aún si se compara con otros países europeos como Italia dónde actualmente el coste de la electricidad es un 54% superior que en España u otros países con gran penetración eólica como Alemania o Dinamarca donde los precios son superiores en un 45% y un 76% respectivamente⁷.

Este aumento del coste se debe a varios factores: el precio de la electricidad, el precio del permiso de emisión, y las primas a las renovables. En este sentido, sería recomendable analizar la rentabilidad de estas medidas.

El precio del permiso, en los niveles considerados, tiene un efecto pequeño sobre los costes, y no logra casi ningún efecto sobre las emisiones (si como ya se ha mencionado las reducciones de emisiones globales fueran mayores y el precio internacional del permiso aumentara este efecto podría aumentar). Las primas a las renovables tienen un coste significativo, pero también una contribución algo mayor a la reducción de emisiones. Las primas tienen un mayor peso sobre el coste (al ser su importe específico por kWh mayor que el del permiso), y eso explica que los escenarios con mayor penetración de renovables sean más caros que los otros, aunque en estos últimos haya que comprar más permisos de emisión.

Por el contrario, la reducción de la demanda, que en principio es la que mayores reducciones logra, no tiene por qué suponer mayores costes para el consumidor. Esto se debe a que al reducirse la demanda también disminuye el coste marginal del sistema, que es el que fija el precio. Por tanto, una reducción de la demanda podría traer un doble beneficio a los consumidores (aunque por otra parte habría que tener en cuenta el coste de las medidas necesarias para lograrlo).

Como hemos visto, la combinación de todos los factores produce en general un aumento de costes para el consumidor, ya que los costes de las primas y de los permisos de emisión compensan la reducción de la demanda y la reducción del coste marginal.

El efecto de la retirada del 50% de la potencia nuclear no es muy significativo en precio para el consumidor, aunque sí hay un aumento de costes para los productores (básicamente por sustituir un combustible muy barato como el

⁷ Fuente: UNESA, Avance 2004 y Eurostat.

nuclear por otro bastante caro como el gas, y por tener que realizar inversiones adicionales).

Vemos también cómo los costes de producción no aumentan, e incluso disminuyen en algunos casos: efectivamente, los costes de las tecnologías no aumentan significativamente, y sí la cantidad de energía producida, por lo que el coste total se reduce. Además el aumento de coste de las tecnologías no se traduce a las otras (como sí sucede para los consumidores del mercado marginalista). Otro factor que puede explicar esta reducción de costes (aunque sólo en cierta medida) es que, para altos precios del permiso de emisión de CO₂, las empresas eléctricas reducen sus emisiones y venden los permisos, con lo que sus costes también se reducen (esto dependerá evidentemente de la asignación de permisos).

Es resumen, por una parte aumentan los costes para el consumidor, y por otra los costes de producción no aumentan o incluso disminuyen en algunos casos. Esto se traduce evidentemente en un aumento de los beneficios para los productores de electricidad. De forma aproximada, podemos clasificar estos aumentos bajo tres categorías:

- los debidos a la entrada de tecnologías más caras en el sistema por el aumento de la demanda: estos beneficios son básicamente una señal a largo plazo que incentiva las nuevas inversiones para cubrir la demanda, por lo que se pueden considerar totalmente legítimos,
- los debidos a la entrada de más energías renovables en el sistema, con sus primas correspondientes, que pueden ser excesivas para algunas tecnologías y que por tanto convendría revisar,
- y los debidos a la entrada en vigor de la limitación de emisiones de CO₂: algunos de los cuales se pueden considerar beneficios sobrevenidos por la entrada en vigor de una nueva regulación (la limitación de emisiones de CO₂ en este caso). Como tales, deberían ser objeto de una cierta regulación para evitar un nivel excesivo.

5. Resumen de resultados

En la tabla siguiente se muestran de forma resumida los principales resultados del estudio, asociados a cada uno de los escenarios considerados.

	Demanda electricidad	Precio CO ₂ 2010-2020	Promoción Renovables	Emisiones CO ₂	Energía renovable SIN/CON Hidráulica	Coste acumulado consumidor/productor
BAU	Incremento anual 3%	5-10 €/tCO ₂	Primas actuales Potencia máxima a instalar establecida por el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005	2010: 84,3 Mt 2020: 116,9 Mt	2010: 21,5 / 31,1% 2020: 16,0 / 23,1%	2010: 100 / 100 % 2020: 100 / 100 %
PS1	Incremento anual 2%	10-20 €/tCO ₂	Se considera un incremento de las primas actuales (un 25%) y de la potencia máxima a instalar (un 50%)	2010: 74,1 Mt 2020: 75,8 Mt	2010: 23,9 / 34,0% 2020: 27,5 / 35,8%	2010: 104 / 101 % 2020: 109 / 101 %
PS2	Incremento anual 1%	15-30 €/tCO ₂	Se considera un incremento mayor aún de las primas actuales (un 50%) y de la potencia máxima a instalar (un 100%). Además, se doblan las primas a la cogeneración y solar termoeléctrica	2010: 62,9 Mt 2020: 38,7 Mt	2010: 30,0 / 40,5% 2020: 43,6 / 53,1%	2010: 115 / 111 % 2020: 122 / 97 %
PS2n	Incremento anual 1%	15-30 €/tCO ₂	Igual que PS2 y además se ha considerado una reducción del 50% en la potencia instalada en energía nuclear para el año 2020 respecto al valor actual del 2005	2010: 62,4 Mt 2020: 51,2 Mt	2010: 29,9 / 40,4% 2020: 43,6 / 53,1%	2010: 114 / 111 % 2020: 123 / 103 %

6. Conclusiones

El sector eléctrico español es uno de los principales emisores agregados de CO₂ en España, con aproximadamente un 55% de las emisiones totales contempladas por la Directiva Europea de comercio de emisiones, y un 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en España. Por tanto, parece interesante analizar las posibilidades de reducción de emisiones de este sector con vistas a una reducción global.

En primer lugar, se puede afirmar que es posible lograr reducciones significativas en las emisiones de CO₂ del sector eléctrico, siempre que se emprendan políticas adicionales a las actuales. El nivel de estas actuaciones debe ser elevado, ya que bajo escenarios de actuación moderada como el PS1, aunque se logran reducciones con respecto al escenario tendencial, no se logran alcanzar los objetivos de aumento máximo del 15% respecto a las emisiones de 1990.

Los elementos clave para dicha reducciones son la reducción de la demanda, y en menor medida, el aumento de la disponibilidad y competitividad (vía primas) de las energías renovables.

El precio del permiso de emisión logra una cierta sustitución de carbones por gas natural, pero el porcentaje de participación de los carbones en el sistema eléctrico español, sobre todo una vez implantada la Directiva de topes de emisión de SO₂, NO_x y partículas, es muy reducido. Por tanto, no se observa un efecto de sustitución de combustibles como el que se puede esperar en otros países (como Alemania, por ejemplo).

Para que este precio del permiso fuese significativo en cuanto a lograr reducciones en el sector eléctrico sus niveles deberían ser más elevados. Sin embargo, este precio se determina a nivel europeo (o incluso global, con la entrada en vigor del Protocolo de Kioto). Por tanto, sería necesario que los PNAs fuesen más estrictos, y los compromisos de reducción de todos los países implicados en el sistema de comercio de emisiones fueran mayores.

Bajo las condiciones consideradas, la evolución de las tecnologías de generación sería la siguiente: la gran hidráulica y la nuclear se mantendrían en todos los escenarios (salvo en el escenario adicional al PS2 en que se ha impuesto una retirada del 50% de la potencia existente para 2020), los carbones nacionales se reducirían mucho (fundamentalmente por la aplicación de topes de emisión de SO₂, aunque también por la reducción de la demanda y en menor medida por el precio de los permisos de emisión), y los ciclos combinados experimentarían un aumento significativo, aunque en competencia con las renovables, que entrarían en el sistema en función del apoyo público que recibieran (y no tanto en función

del precio del permiso). Dentro de las renovables, las tecnologías en las que se invertiría fundamentalmente serían eólica y biomasa.

Estas previsiones en cuanto a la tecnología están sujetas a factores no considerados en el análisis, en especial: la participación de los ciclos combinados dependerá en gran medida de la disponibilidad de gas natural y de su precio; y la participación de la eólica a gran escala estará condicionada por la existencia de potencia de regulación suficiente para compensar su carácter intermitente. También, como ya se ha comentado, pueden intervenir otros factores como las distintas estrategias empresariales o la variabilidad de las subvenciones a las energías renovables.

Los costes para el consumidor de la reducción de emisiones son significativos, aunque no prohibitivos: el escenario PS2 supone un coste un 22% mayor que el tendencial (lo cual sigue siendo inferior al diferencial de costes de la electricidad con otros países europeos). Gran parte de este coste se debe al apoyo a las energías renovables, que compensan incluso la reducción de costes por la reducción de demanda, y también aunque en menor medida al aumento del coste marginal del sistema por el precio del permiso de emisión. En cambio, los costes de producción no aumentan, lo que supone un aumento de los beneficios de los productores (una parte debido al efecto del precio del permiso, y otro debido al mayor fomento de las energías renovables). Cabría por tanto preguntarse por la conveniencia de regular este excedente que aparece para los productores (respecto a las primas percibidas por las renovables, lo razonable sería reformular los mecanismos de cálculo de primas, de forma que las primas fueran escalonadas en función de la rentabilidad de las instalaciones).

Por tanto, la conclusión fundamental del estudio es que es posible reducir las emisiones de CO₂ provenientes del sector eléctrico, y que la estrategia fundamental debe ser el control de la demanda, ya que por una parte consigue una gran reducción de emisiones, y por otra presenta ventajas económicas, al reducir el coste marginal del sistema y por tanto el coste para el consumidor. Por supuesto, en primer lugar sería necesario evaluar el coste de las medidas necesarias para este control, para analizar el impacto final sobre la sociedad. Pero en cualquier caso, es imprescindible que la gestión de la demanda acompañe a la promoción de las energías renovables, que aunque consigue también reducir las emisiones, tiene un coste mayor para el sistema.

Por último, es necesario señalar que estas conclusiones podrían verse modificadas si el precio del permiso de emisión no es independiente de las medidas de política energética adoptada (como pueden pensarse en la actualidad que sucede). En efecto, si todos los países sujetos al comercio de emisiones adoptaran políticas energéticas similares, el precio del permiso sí podría verse condicionado por ellas, y con ello la reducción de emisiones, el mix de tecnologías, o los costes. Los efectos principales que se observan en este tipo de situaciones son los siguientes:

- la reducción de la demanda y el aumento del apoyo a las energías renovables, al facilitar el alcanzar los límites de emisión de CO₂ previstos, producen a su vez una disminución en el precio del permiso y en el precio de la electricidad,
- esta reducción de precio, dependiendo del diferencial de coste entre el gas y el carbón, a su vez hace que se desplacen menos los carbones más contaminantes, por lo que las emisiones de CO₂ podrían disminuir menos de lo previsto.

Bajo este supuesto, las simulaciones efectuadas muestran que la reducción de demanda y la promoción de renovables tienen un efecto mucho menor sobre la reducción de emisiones, siendo en cambio el factor crítico el límite impuesto a las emisiones de CO₂. Por lo tanto, quizá fuera necesario realizar estos análisis de forma integrada, al nivel del mercado de emisiones, con el fin de capturar los efectos reales que puedan producirse, ya que, como hemos visto, puede haber diferencias significativas con el supuesto de independencia entre política energética y mercados de emisiones.

7. Recomendaciones

A la vista de los resultados del análisis, y con el objetivo de alcanzar una elevada reducción de emisiones de CO₂ en el sector eléctrico español de la forma menos costosa posible, se pueden formular una serie de recomendaciones:

- En primer lugar, es imprescindible actuar sobre el crecimiento de la demanda eléctrica: las medidas de reducción de demanda son las que más repercusión tienen sobre las emisiones del sector eléctrico, y además son las que menos costes implican para el sistema. La estrategia española de ahorro y eficiencia energética debería reforzarse, estableciendo objetivos más ambiciosos y aportando las medidas presupuestarias y fiscales para su cumplimiento
- En segundo lugar, parece también recomendable reforzar la promoción de las energías renovables, tanto en términos de primas a la producción de electricidad como de disponibilidad de potencial. Las primas actuales, como se puede observar en el estudio, no bastan para lograr una contribución significativa de estas energías, por lo que deberían incrementarse. Ahora bien, este incremento debería hacerse de forma que los costes del sistema no se incrementen mucho, por ejemplo mediante primas escalonadas.
- Como complemento a esta mayor promoción de las energías renovables, deben establecerse las condiciones de contorno adecuadas: en el caso de la energía eólica en especial, deben establecerse condiciones adecuadas de acceso a la red eléctrica, facilitarse en lo posible los aspectos administrativos, y además analizar cuidadosamente la posibilidad de regular o almacenar esta energía de carácter intermitente para poder ajustarla a la demanda del sistema.
- La energía de la biomasa también requiere actuaciones decididas para lograr una mayor participación en el sistema: un incremento de las primas tal como propone el Plan de Energías Renovables 2005 parece esencial, al igual que actuaciones de demostración coordinadas entre el sector eléctrico y agrario/forestal que permitan validar la capacidad de cultivos energéticos o residuos forestales para convertirse en combustibles de interés, esfuerzos de diseminación de la biomasa en el medio rural, o políticas agrarias o forestales específicamente dirigidas al sector de la biomasa (por ejemplo, consideración más favorable de la biomasa dentro de la Política Agraria Comunitaria, exigencia de recogida de residuos forestales en montes, etc.).
- También es una medida recomendable el tratar de establecer compromisos de reducción de emisiones de CO₂ más ambiciosos. Sin embargo, esto debe realizarse al menos a escala europea para que tenga efecto sobre las emisiones: una actuación unilateral no tiene efectos sobre el precio del

permiso (y por tanto sobre las emisiones) y sin embargo puede suponer transferencias de renta entre países no deseadas.

- Por último, sería recomendable revisar la posible percepción de beneficios sobrevenidos por parte de los productores, ya que en función de los casos podría ser necesario neutralizarlos.

Como se ha expresado anteriormente, es posible lograr una reducción significativa (37%) de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico, hasta situarse en un nivel del 63% de las emisiones de 1990 (o, visto de otro modo, una reducción del 58% sobre las emisiones del año 2003). Esto requiere una serie de actuaciones decididas en materia principalmente de política energética. Actuaciones que ya existen, y que se trataría únicamente de reforzar para lograr los objetivos deseados. El coste de estas actuaciones, si se realizan adecuadamente, no parece insoportable. Por tanto, parece conveniente avanzar en esta dirección.