



Economicwatch

14 de diciembre de 2004

Impacto de Kioto sobre el sector eléctrico: reflexiones en el corto y largo plazo.

- El coste de Kioto se traducirá en un aumento del precio eléctrico, aunque existen varios factores de mercado y regulatorios que podrían moderar el incremento.
- En el futuro se prevé una mayor inversión en ciclos combinados en detrimento del carbón y fuel. Las eléctricas menos contaminantes podrían ganar cuota de mercado y conseguir una mayor rentabilidad.

La economía española se enfrenta a un gran reto económico y medioambiental con la llegada de Kioto y la Directiva Europea de Emisiones. Las empresas tendrán cuotas máximas de emisión y deberán pagar multas cuantiosas si emiten por encima de sus derechos acumulados.¹ Para facilitar su cumplimiento, se ha creado un mercado europeo de derechos de emisión y a partir de 2008 se podrá recurrir a otros mecanismos flexibles.²

Esta nota analiza las principales implicaciones del nuevo marco regulatorio para el sector eléctrico español, responsable del 20% de los gases de efecto invernadero (GEI) emitidos en nuestro país. Como se verá, la internalización del coste asociado a la contaminación se traducirá en un aumento del coste operativo de las centrales de generación mediante combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), lo cual afectará al precio eléctrico y tendrá implicaciones directas sobre la operación de las plantas y los incentivos futuros a la inversión.

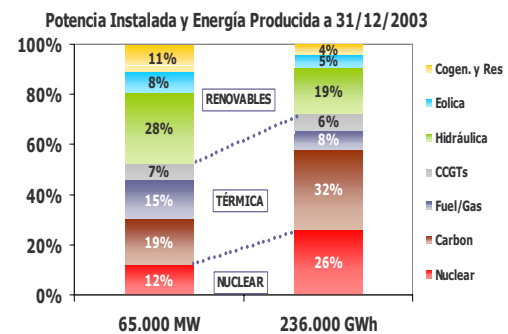
En un entorno de información imperfecta, resulta muy complejo predecir la evolución del precio eléctrico. La magnitud de las variables implicadas (hidraulicidad, costes variables, cuotas futuras, etc.) está sujeta a una gran incertidumbre. Por ello, se ha adoptado un enfoque de análisis cualitativo que conduzca a conclusiones coherentes con la información disponible.

¹ Un derecho de emisión permitirá emitir una tonelada de CO₂ equivalente. Las multas pasarán de 40€/TCO₂ en 2005-2007 a 100€/TCO₂ en 2008-2012.

² Véase LatinWatch trimestral de Diciembre 2004 y nota del Servicio de Estudios "Aspectos Principales del Protocolo de Kioto", 8/9/2004.

Autor: Tatiana Alonso Gispert
e.mail:tatiana.alonso@grupobbva.com

Gráfico 1:



Fuente: REE y elaboración propia

Impacto Sobre el Precio Eléctrico

El Plan Nacional 2005-2007 fija un techo de emisión de 86,4 MTCO₂e/año para el sector eléctrico,³ lo cual se traducirá en una dotación similar de derechos gratuitos. Dicha asignación cubre el 94% de las emisiones previstas para este periodo, con lo que las eléctricas deberán comprar el 6% de los derechos necesarios (6 millones por año).

Considerando un precio de referencia de 11€/TCO₂e,⁴ el coste directo asociado a la compra de derechos alcanzaría los 66M€ anuales. Con una demanda media estimada de 220.000 GWh, se tiene un coste por MWh de 0.3€, un 1% por encima de los 30€/MWh registrados de media en 2003. Dado que los costes de la energía casada en el mercado diario representan, grosso modo, un 40% de la tarifa eléctrica, el aumento tarifario ocasionado por el CO₂ se limitaría al 0.4%.

No obstante, la carga asociada puede ser mayor si se tiene en cuenta el coste de oportunidad de no vender los derechos utilizados en la generación de electricidad. En efecto, las térmicas ofertarán su energía al coste variable de funcionamiento (combustible+Operación y Mantenimiento) más el coste de oportunidad de los derechos. Siempre que estas centrales marquen el precio marginal (lo hacen entorno al 45-55% de las veces), el incremento en el precio debido al CO₂ se hará extensivo a todas las unidades despachadas, incluso las generadas por centrales hidráulicas o nucleares.⁵

³ El reparto por empresas es: 44% para Endesa, 19% para Gas Natural, 12% para Iberdrola y UF y 7% para HC.

⁴ "An analysis of the consequences of the Carbon Trading Directive and the permit assignment methods on the Spanish electricity sector". IIT, UPC 2004.

⁵ En el pool español todas las unidades se remuneran al coste variable del último kWh necesario para atender la demanda. El orden general de entrada de las centrales viene determinado, en orden creciente, por los costes variables de funcionamiento. Primero entran las hidráulicas y las nucleares, seguidas de las plantas de generación de carbón y las de bombeo. En último lugar entran los ciclos combinados, las de fuel y las reconvertidas de gas. Las centrales del régimen especial (renovables y cogeneración) no están obligadas a ofertar al mercado.

Cuadro 1: Efectos de la traslación del coste del CO₂ al precio eléctrico

	Coste Op. Variable (€/MWh)	Precio derecho (EUR/tCO ₂)	Ratio de Emisión (tCO ₂ /MWh)	Coste emisión (€/MWh)	Oferta al pool (EUR/MWh)	% fijación precio	Precio medio mercado diario (EUR/MWh)	Incremento frente a 30€/kWh	Aumento tarifa
Carbón	18	11	0,94	10	28,36	20%			
Fuel	36	11	0,70	8	43,70	3%			
CCGT	28	11	0,37	4	32,02	25%	30,59	1,96%	0,8%
Resto	-	-	-	-	30,00	52%			
Carbón	18	15	0,94	14	32,13	20%			
Fuel									
CCGT	28	15	0,37	5	33,48	28%	31,40	5%	1,9%
Resto	-	-	-	-	30,00	52%			
Carbón	18	20	0,94	19	36,84	20%			
Fuel									
CCGT	28	20	0,37	7	35,30	28%	32,85	10%	3,8%
Resto	-	-	-	-	30,00	52%			
Carbón	18	25	0,94	24	41,55	20%			
Fuel									
CCGT	28	25	0,37	9	37,13	28%	34,31	14%	5,7%
Resto	-	-	-	-	30,00	52%			

Fuente: AIE y elaboración propia

El cuadro 1 resume los incrementos que se registrarían en el precio del mercado diario y la tarifa eléctrica para distintos escenarios de precios del CO₂. Los cuatro escenarios considerados responden a distintos precios del CO₂ hallados en estudios de referencia, tales como el ya citado del IIT (11€/MWh para 2005-2007 y 15€/MWh para 2008-2012), la AIE (20€/MWh en 2008-2012)⁶ y McKinsey (25€/MWh)⁷.

Los supuestos sobre costes variables de funcionamiento de las centrales provienen de la AIE. Los ratios de eficiencia son los utilizados por el Gobierno en el cálculo de la asignación individual de derechos, y los porcentajes de horas en que cada tecnología marca el marginal se han estimado a partir de datos de OMEL y suponiendo la sustitución total de las centrales de fuel por gas a partir de 2008.

Para llegar al precio medio del mercado diario, se ha partido del coste variable de funcionamiento por tipología de central, al que se ha añadido el coste de emisión, calculado como producto entre el precio del derecho y el ratio de emisiones específico de cada tecnología y suponiendo una traslación del 100% de este coste al precio ofertado.

A continuación, el precio del mercado se ha aproximado mediante una media de las ofertas,⁸ ponderada por el porcentaje de horas en que cada tecnología marca precio. El resultado se ha comparado con los 30€/MWh de referencia para obtener el incremento derivado de la incorporación de los costes del CO₂. El aumento tarifario se aproxima multiplicando el incremento del precio por 40%, porcentaje de la tarifa correspondiente a las compras de energía al pool.

Los resultados indican que, durante 2005-2007, el incremento de precio no implicará aumentos de la tarifa superiores al 2% máximo marcado por la metodología tarifaria. No obstante, sí podrían aflorar tensiones a partir de 2008 con precios del CO₂ superiores a los 15€/TCO₂, en cuyo caso el precio eléctrico aumentaría más del 5% presionando a la tarifa más allá del 2%.

No obstante, el impacto que finalmente tenga el coste medioambiental sobre la tarifa ha de evaluarse en un contexto más amplio, ya que, existen factores regulatorios y de mercado que podrían moderar el resultado obtenido.

En primer lugar, el gobierno podría intervenir prohibiendo la recuperación del coste de oportunidad de los derechos. Para ello podría implementar medidas que prohibieran a las empresas la fijación de un determinado nivel de *pass-through* en sus ofertas o que permitieran expropiar parte de los ingresos de mercado de éstas para asegurar que los consumidores soportan únicamente el coste asociado al déficit de derechos.

Si bien esta alternativa parece razonable a primera vista, cabe tener presente que su implementación podría distorsionar gravemente los incentivos de las empresas a disminuir sus emisiones. Aunque el gobierno regalase los derechos, al no reconocer el coste de oportunidad de éstos, estaría anulando la única señal de mercado que reciben las empresas a favor de la inversión en tecnologías limpias.

⁶ "Emissions Trading and its possible impacts on investment decisions in the power sector". Agencia Internacional de la Energía, 2003.

⁷ "Climate change for Europe's Utilities". The McKinsey Quarterly Number 1, 2003.

⁸ 30 €/MWh para las tecnologías marginales no térmicas.

En segundo lugar, las propias fuerzas del mercado podrían limitar los incrementos de precio, si bien esto no parece probable por el lado de la demanda, marcadamente inelástica y poco reactiva a incrementos de precio.⁹

Sin embargo, por el lado de la oferta las restricciones podrían ser mayores. Si existen tensiones de capacidad en el mercado (p.ej., debido a niveles bajos en los embalses, o a paradas de alguna nuclear) el precio del MWh aumentaría en consonancia con el coste medioambiental. Sin embargo, con capacidad de sobra para atender la demanda, las plantas térmicas tendrán más dificultades para trasladar el coste del CO₂ debido a la mayor competencia en el mercado (p. ej, las centrales a carbón podrían decidir no trasladar sus costes medioambientales para evitar ser desplazadas en la orden de mérito por los ciclos).

Por otra parte, dada la estructura oligopolista del sector eléctrico español, se podría pensar que las empresas tendrán incentivos a limitar la traslación del coste del CO₂ para hacer menos atractiva la entrada de potenciales entrantes.

Finalmente, el esquema de recuperación de CTCs, vigente hasta 2010, podría distorsionar las estrategias de oferta de las empresas ya que cualquier precio por encima de 30€/MWh incidirá negativamente en la cifra de costes de transición pendientes de recuperar.¹⁰ Aunque el incentivo no es idéntico entre empresas,¹¹ las presiones competitivas pueden hacer que el precio eléctrico se mantenga en torno a los 30€.

Impacto sobre la Inversión en el LP

Los gráficos 1 y 2 muestran el reparto por tecnologías de la potencia instalada y electricidad generada en España durante 2003, año de elevada hidraulicidad, así como el peso de cada tecnología en la cartera de generación de las distintas empresas.

Las previsiones a futuro apuntan al predominio de los ciclos combinados de gas natural (CCGTs), el aumento del peso de las energías renovables (manteniéndose la hidráulica), una disminución de la nuclear y el carbón y una desaparición del fuel. La introducción de las restricciones medioambientales viene a reforzar la presencia de energías renovables y centrales de ciclo combinado en el futuro "mix" de generación español.

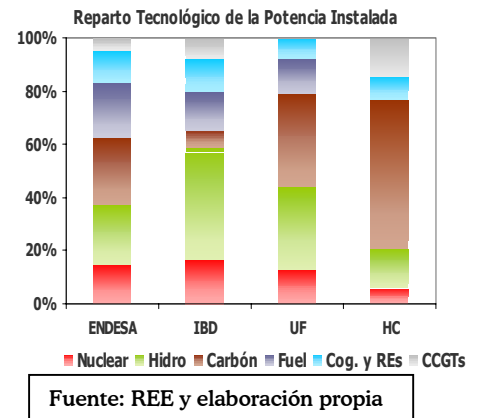
Dado que el coste medioambiental de las centrales a carbón es mucho mayor que el de las CCGTs, si el precio del CO₂ sube lo suficiente, en concreto por encima de los 16,5€/TCO₂, estas últimas serán más competitivas que las primeras y entrarán a producir antes.

⁹ Las estimaciones halladas en la literatura apuntan hacia una elasticidad entorno al -0,5.

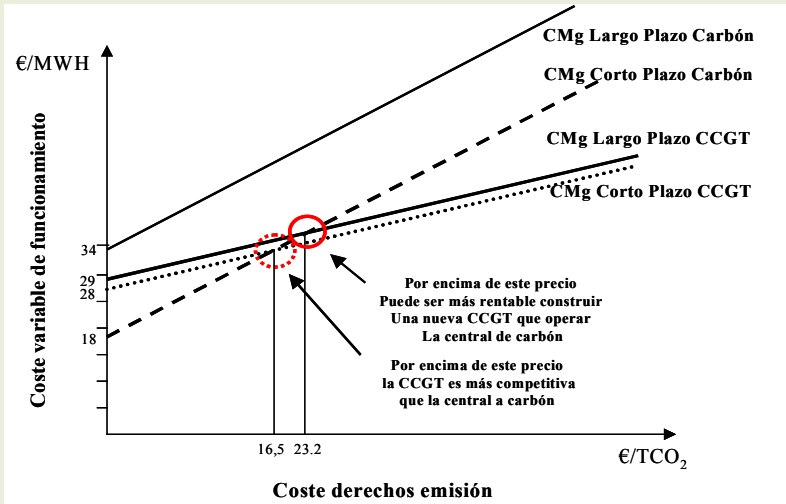
¹⁰ Añadiendo 4€/MWh por garantía de potencia y 2€/MWh por ajustes del intradiario y servicios complementarios y resolución de restricciones, se obtienen los 36€/MWh de referencia en el cálculo de los CTCs.

¹¹ En comparación con Iberdrola, Endesa tiene derecho a un mayor porcentaje de CTCs que cuota de mercado en generación. Parece lógico esperar, por tanto, que se muestre menos propensa que Iberdrola a aumentar sus ofertas. Esto, unido a que tiene un parque mayoritariamente térmico, explicaría que el precio observado fuera menor del esperado, obligando a Iberdrola a competir en precios para conservar su cuota de mercado.

Gráfico 2:



El gráfico siguiente ilustra esta idea.



Fuente: AIE y elaboración propia

En cuanto a los incentivos de largo plazo, la inversión en nueva capacidad depende del coste marginal de generación a largo plazo (que incluye, además del coste variable, el fijo de funcionamiento y los costes de capital). La AIE estima dicho coste en 34€/MWh para las centrales a carbón frente a 29€/MWh para los ciclos. Por tanto, incluso en ausencia de Kioto, resulta más rentable invertir en nuevas CCGTs que en centrales a carbón. Más aún, con precios del CO₂ por encima de los 23,2€/T, resultaría más rentable cerrar las plantas viejas de carbón y reemplazarlas por nuevos ciclos combinados.¹²

La principal conclusión de este análisis es que las empresas con una mayor inversión en generación térmica clásica saldrán perjudicadas con la nueva Directiva de Emisiones en relación al resto de competidoras. En el corto plazo, las consecuencias negativas se limitarán a menores márgenes operativos. En el largo plazo, la potencial pérdida de cuota de mercado constituirá una amenaza real si el precio de los derechos sobrepasa los 15-20€/CO₂.

¹² En línea con la AIE, se ha asumido un coste del gas natural a largo de 26€/MWh, y unos ratios de eficiencia futuros del 40% y del 55% para el carbón y el gas respectivamente. Naturalmente, aumentos del precio del gas o aumentos en la eficiencia (o disminuciones en el ratio de emisión) asumidos para el carbón jugarían en contra de este resultado.