



¿Podría bajar el precio de la electricidad en España?

Septiembre 2014

Resumen

Hay mecanismos para mejorar la competitividad del sistema productivo español más allá de la devaluación interna vía salarios. Esta vía ha sido la dominante y ya no tiene más recorrido en opinión de expertos y de organismos internacionales como la OCDE. Una de las vías es actuar sobre el precio de la electricidad, un factor productivo crítico, que en España es de los más caros de Europa.

En este documento, partiendo de los precios de la electricidad en 2013, realizamos un ejercicio de simulación para obtener los precios que resultarían de aplicarse algunas medidas de política energética. El ejercicio se traduce en cinco escenarios distintos, obteniéndose en todos ellos reducciones considerables. Los escenarios descansan en un coste de capital idéntico para todas las tecnologías, unos plazos de amortización prefijados y conocidos, sustitución del carbón por ciclos combinados, y otros supuestos relativos a las tecnologías nuclear e hidráulica.

Los costes de generación resultantes bajan entre un 10 i un 27%, según el escenario. El precio final de la electricidad (una vez añadidos los conceptos de transporte, distribución, moratoria nuclear, insularidad, bono social, etcétera) se podría reducir entre un 8% y un 18%. Si de los conceptos que se añaden a la factura de electricidad de empresas y familias se le excluyesen algunos que entendemos que no deberían cargarse en la factura eléctrica sino que tendrían que ir a los presupuestos del Estado, la reducción de precios, en función del escenario va del 22% al 33%. Una oportunidad para ganar competitividad y para modificar algunos aspectos de la regulación del mercado eléctrico, que son manifiestamente mejorables.

0. Introducción

Una de las consecuencias más claras que ha comportado la crisis económica en España ha sido la devaluación interna vía salarios, un mecanismo de reducción de costes para ganar competitividad. El ajuste por esta vía ha sido tan notable que organizaciones como la OCDE han advertido recientemente que su recorrido ya es limitado: la reducción de salarios ha tocado fondo y continuarla podría ser contraproducente en un contexto caracterizado por una inflación nula y una recuperación extremadamente débil. O sea, hemos conseguido mejorar pues la competitividad, pero la vía salarial parece agotada.

En paralelo, en Europa hay cada vez más consciencia acerca de la importancia de frenar la desindustrialización y de hacer descansar el futuro crecimiento también en la actividad industrial. Para tener más empresas industriales competitivas es necesario que los inputs básicos que éstas utilizan sean competitivos, y uno de ellos es la electricidad.

PIMEC viene prestando su atención a diversas cuestiones en torno a la energía eléctrica (véanse distintos INFORMES PIMEC)¹. Con este documento damos un paso más en el mismo sentido y pretendemos realizar propuestas sobre la regulación y el funcionamiento del mercado que permitirían reducir los costes de producción y los precios finales de la electricidad en España. Para hacerlo tomamos como referencia el coste estimado que se dio en 2013, con su *mix* de tecnologías, y sobre éste aplicamos un conjunto de supuestos y construimos cinco escenarios diferentes con los costes i precios resultantes.

El contenido del documento se estructura en cinco puntos: en primer lugar se identifican los componentes del precio final medio de la electricidad; a continuación presentamos los que entendemos que son los principales problemas del mercado eléctrico español, que están en la base de los altos precios de la electricidad; en tercer lugar se exponen dos grandes supuestos de base de determinación de la rentabilidad en el sector (tipo de interés y plazos de amortización), los cuales se aplican a cinco escenarios diferentes. En cuarto lugar se presentan los costes de electricidad obtenidos en estos escenarios y, finalmente, los precios finales que les corresponderían.

¹ INFORMES PIMEC 10/2013 "Comparación de precios de la energía eléctrica con Europa" e INFORMES PIMEC 5/2014 "Actividad y resultados del sector eléctrico español. 2000-2012".

1. Costes y precio de la electricidad en España en 2013

En el conjunto del Estado español la generación de energía eléctrica en 2013 se cifró en 265.700GWh. Por tecnologías, los pesos se repartieron de acuerdo con los porcentajes que figuran al cuadro 1.² Tal como se puede observar, la energía nuclear es la que más electricidad aportó al sistema, seguida de cerca por la eólica, ambas con porcentajes cercanos al 20%. Las siguieron en importancia el carbón y la hidráulica. El resto de tecnologías registraron aportaciones inferiores.

Cuadro 1. Producción de energía eléctrica por tecnologías. 2013

	Producción
Nuclear	21,6%
Hidráulica	12,8%
Ciclo combinado	9,4%
Carbón	14,9%
Eólica	20,3%
Solar fotovoltaica	3,0%
Solar termoeléctrica	1,7%
Cogeneración	9,5%
Minihidráulica	2,5%
Residuos	2,6%
Biomasa	1,7%
TOTAL	100,0%

Fuente: Red Eléctrica de España (2013).

El precio final de la electricidad es el resultado de sumar diferentes componentes:

- El precio de la energía que se negocia diariamente en la lonja, el valor de la cual en 2013 fue de 47,51€/MWh.
- El coste de las primas a las energías alternativas, que en 2013 fue de 27,03€/MWh. La suma de los dos conceptos anteriores es el coste de generación resultante por parte del sistema eléctrico español, es decir, 74,54€/MWh.
- Un conjunto de conceptos que se cargan sobre el coste anterior, que son el transporte, la distribución, la moratoria nuclear, la insularidad,

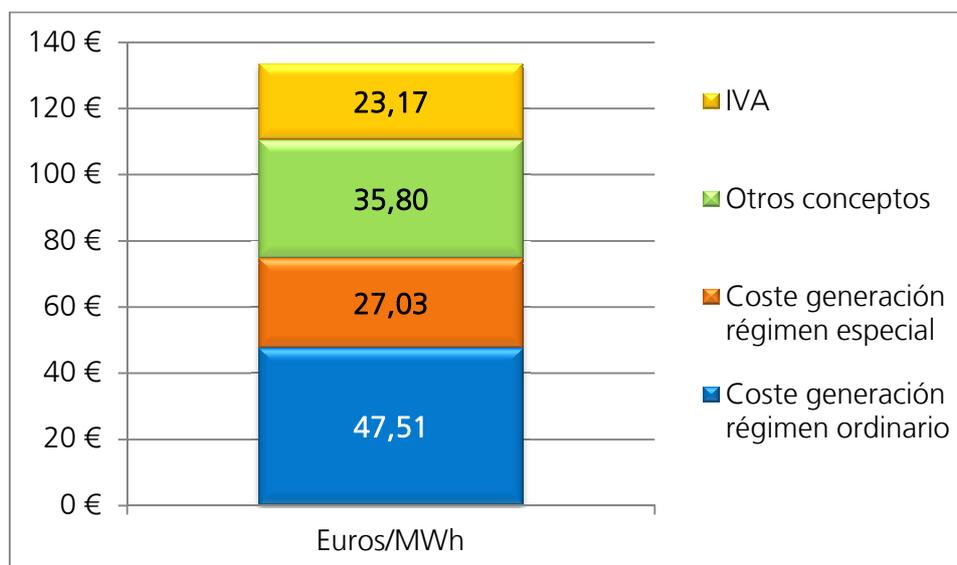
² Dada la potencia instalada la composición del *mix* de producción varía en función de elementos meteorológicos (la pluviometría del año, el viento, horas de sol,...), tecnológicos (mantenimiento y recarga en centrales nucleares,...) y de las prioridades en entrada en producción que fija el regulador para los diferentes tipos de tecnología.

el bono social, el coste de la comisión reguladora y el déficit tarifario. Estos componentes sumaron en 2013 la cantidad de 35,8€/MWh. No los consideraremos más que de manera tangencial al final del documento, porque nuestro interés recae en los costes de producción de la electricidad.

- El IVA, del 21%, que se carga sobre la suma de conceptos anteriores y que, como es sabido, no representa un coste para la empresa pero sí para los hogares. Este impuesto sumó 23,17€/MWh en 2013.

En total, pues, el precio que pagaron, de media, las empresas por la electricidad en España en 2013 fue de 110,3€/MWh, y los hogares, de 133,5€/MWh.

Gráfico 1. Estructura del precio final de la energía eléctrica en España. 2013



Fuente: Elaboración propia.

2. ¿Por qué tenemos la electricidad cara?

Este no es un documento que tenga por objeto debatir temas de la envergadura de la justificación de los altos precios de la electricidad en España y de la alta rentabilidad de las grandes empresas, dos características estrechamente relacionadas. En este proceso las razones históricas y las estructurales se mezclan con la circunstancia que estamos ante un sector regulado. No entraremos. Pero no podemos estarnos de identificar, aunque sea con carácter casi enumerativo, lo que consideramos los cuatro problemas principales actuales del sector. Están interrelacionados entre ellos.

a) *Mala calidad de regulación del mercado.* El regulador del mercado tiene establecidos múltiples mecanismos de intervención que responden a la política energética de los gobiernos. Esta política en España nunca ha sido clara:

- 1) No ha habido una planificación seria ni estrategias diseñadas pensando en el largo plazo. No se han creado nunca grandes consensos en una materia competitiva tan crítica.
- 2) Relacionado con el anterior, los cambios de gobiernos han comportado sistemáticamente cambios en las políticas y problemas recurrentes de inseguridad jurídica y de imprevisibilidad, factores clave en un sector en que las inversiones que se comprometen son tan altas.
- 3) No ha habido transparencia en la relación que trae implícita un mercado regulado como el eléctrico, donde confluyen intereses privados (de las empresas operadoras) y el interés público. La poca transparencia informativa por parte del sector ha hecho siempre difícil el cálculo de los costes de generación, y esto es impropio de un sector regulado. Este problema llega hasta el punto que el órgano regulador a nivel español, actualmente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y anteriormente la Comisión Nacional de la Energía (CNE), se han quejado históricamente de la dificultad de disponer de información fiel y completa.

b) *Exceso de capacidad productiva.* La potencia total del sistema eléctrico que hay instalada en España era en 2013 de 85.595MW. Dado que las energías renovables (régimen especial) no pueden trabajar el 100% del tiempo, hay que homogeneizar la cifra en términos de potencia equivalente de la generación de régimen especial, de lo cual resulta una potencia en régimen especial de 12.314MW. Si estos se suman a la potencia instalada en régimen ordinario, la capacidad de generación en la España peninsular es de 64.781MW. ¿Cómo se compara con el consumo de 2013? Pues la punta de consumo del sistema fue de 43.000MW, es decir, en relación con su punto de consumo máximo, España cuenta con una capacidad excedente un poco superior al 50%. Probablemente, el exponente más claro del exceso de capacidad lo tenemos en una tecnología específica que se ha sobre equipado a lo largo de los

últimos años: las plantas de ciclo combinado, que suman una potencia superior a 25.000MW y que en 2013 trabajaron 907 horas de las 8.760 que tiene el año.

- c) *Mal funcionamiento del mercado eléctrico.* En un sistema productivo en que conviven tecnologías tan diferentes (con costes de obtención de electricidad diferentes), resulta que todas ellas entran en criterios de igualdad en el sistema de subastas donde se fijan los precios. A la vez, el regulador establece prioridades y otras condiciones en la entrada a generar electricidad. Por ejemplo, tienen prioridad absoluta las centrales nucleares; la energía hidráulica tiene asignado un papel de comodín del sistema; el carbón de origen nacional está subvencionado; las energías renovables reciben primas, entre otras. En relación a las renovables, por ejemplo, hay que destacar que hasta 2014, cuanto más electricidad generaban, más bajo era el precio de mercado y mayor era el tramo de la prima; así, se daba la paradoja que el sistema, para ahorrarse dinero en primas, podía llegar a desear que no hiciese ni viento ni sol, porque cuanto más energía alternativa se producía, más déficit se generaba.
- d) *Falsa competencia entre operadores y tecnologías.* Los grandes operadores del mercado eléctrico español producen a partir de múltiples tecnologías. Su estrategia de rentabilidad consiste en compensar la pérdida de sus centrales ociosas con las centrales que sí que participan en el mercado. No pueden amortizar las centrales de ciclo combinado (ver apartado a), con lo cual tienen que obtener sus ingresos con otras tecnologías. Así, por ejemplo, las ganancias que obtienen de las centrales nucleares, de las centrales hidráulicas amortizadas o de las centrales de carbón también amortizadas, sirven para cubrir las pérdidas de las centrales de ciclo combinado, en el que se puede considerar un sistema de vasos comunicantes de la rentabilidad entre tecnologías.

3. El precio de la electricidad en 2013 bajo supuestos y escenarios diferentes

El ejercicio que hemos efectuado parte del *mix* de producción de energía eléctrica que se registró en 2013. Hemos supuesto que las diferentes tecnologías hacen la misma aportación que aquel año, y que el que varía son dos grupos de parámetros, el general y los escenarios.

3.1. Supuestos generales

Se supone que todas las tecnologías operan con el mismo coste de capital, el mismo tipo de interés que se aplica a su inversión y, lógicamente, a su amortización. En concreto, hacemos el supuesto que en 2013 se hubiera aplicado el tipo del 7,3%, tal como ha propuesto en 2014 el Ministerio de Industria.

En cuanto a los periodos de amortización de la inversión también se han tomado en consideración los que indica el Ministerio y se han aplicado al *mix* de tecnologías de 2013. Concretamente se han usado estos plazos:

- Nuclear	40 años
- Hidráulica	50 años
- Ciclo combinado	30 años
- Carbón	30 años
- Eólica	20 años
- Solar fotovoltaica	30 años
- Solar termoeléctrica	25 años
- Cogeneración	25 años
- Minihidráulica	25 años
- Residuos	25 años
- Biomasa	25 años

Para cada tecnología se ha supuesto, a precios de 2013:

- su coste de inversión inicial medio, específico para cada tecnología;
- los años de amortización de la inversión, ya indicados;
- un coste del capital, el 7,3% citado, que representa que la retribución de la inversión haya sido financiada con recursos propios o con recursos ajenos;
- unos costes fijos, independientes del nivel de producción;
- los costes unitarios del combustible, cuando se utiliza; y
- los costes variables unitarios.

3.2. Los escenarios

El ejercicio consiste en conocer a qué coste habría resultado la energía producida en 2013 en estos diferentes escenarios:

- Escenario 1: un coste del capital del 7,3%, el mismo para todas las tecnologías.
- Escenario 2: construido sobre el escenario anterior (coste de capital idéntico para todas las tecnologías), se prescinde del carbón³ por la grave problemática de contaminación que plantea y por el alto coste público que supone sostener la minería española. Su producción la absorben íntegramente las plantas de ciclo combinado, que tienen una gran capacidad excedentaria.
- Escenario 3: construido sobre el escenario 2, consiste en alargar la vida útil de las centrales hidráulicas y nucleares 20 años más, sin necesidad de efectuar, por eso, inversiones significativas.
- Escenario 4: construido sobre el 2, consiste en considerar las centrales hidráulicas y nucleares amortizadas, y requiere una inversión de actualización equivalente al 10% del capital inicial, la cual se amortiza en 20 años.
- Escenario 5: construido sobre el 2, consiste a considerar las centrales hidráulicas y nucleares completamente amortizadas y que siguen operando como hasta ahora.

Los supuestos relativos a la energía hidráulica y nuclear descansan en los siguientes aspectos: en ambas tecnologías la instalación de puntos de generación está claramente apoyada y regulada por los poderes públicos; los costes operativos (fijos y variables) de la fuerte inversión inicial son relativamente bajos, y, en tercer lugar, dada la antigüedad del parque eléctrico, no parece muy arriesgado suponer que se podría tratar en la mayoría de casos de instalaciones amortizadas.

4. Resultados obtenidos

Los costes resultantes en los diferentes escenarios son los que figuran en el cuadro 2. Como se puede observar, en función de los diferentes supuestos asumidos en cada escenario el coste de producción podría reducirse entre un 9,7% y un 26,7%.

³ Incluida la que se obtiene con carbón importado.

Cuadro 2. Costes medios de la energía eléctrica en 2013 en diferentes escenarios

	Coste MWh	Reducción (en %)
Coste 2013	74,5€	-
<u>Escenario 1</u> . Coste de capital idéntico, del 7,3%, para todas las tecnologías	67,3€	-9,7%
<u>Escenario 2</u> = Escenario 1 + sustitución del carbón por ciclo combinado	63,4€	-14,9%
<u>Escenario 3</u> = Escenario 2 + nucleares e hidráulicas a 60 años	63,2€	-15,2%
<u>Escenario 4</u> = Escenario 2 + nucleares e hidráulicas amortizadas e inversión de prolongación de vida 20 años más	55,8€	-25,2%
Escenario 5. Escenario 2 + nucleares e hidráulicas completamente amortizadas	54,7€	-26,7%

Fuente: Elaboración propia.

5. Impacto sobre el precio final de la electricidad

¿Qué precios finales habría habido en 2013 si, al coste de la electricidad visto hasta ahora, añadimos el resto de conceptos de coste y el IVA?

Consideramos dos variantes: la primera, manteniendo la misma estructura de conceptos que hay actualmente; y la segunda, excluyendo algunos conceptos que es discutible que tengan que figurar en la factura.

5.1. Precios finales con la estructura actual

Si en los cinco diferentes escenarios planteados para 2013 añadimos los costes de distribución, transporte, moratoria nuclear, insularidad, etcétera, que se cargaron (35,8€/MWh) y el 21% de IVA, los precios habrían sido los que se presentan en el cuadro 3.

Como se puede observar, los precios finales habrían estado entre un 7,6% y un 18% inferiores, según los escenarios.

Cuadro 3. Precio final de la energía eléctrica en 2013 en diferentes escenarios, manteniendo la estructura de factura

	Precio MWh (sin IVA)	Precio MWh (con IVA)	Reducción (en %)
Coste 2013	110,3€	133,5€	-
<u>Escenario 1</u> . Coste de capital idéntico, del 7,3%, para todas las tecnologías	103,1€	124,7€	-7,6%
<u>Escenario 2</u> = Escenario 1 + sustitución del carbón por ciclo combinado	99,2€	120,1€	-10,1%
<u>Escenario 3</u> = Escenario 2 + nucleares e hidráulicas a 60 años	99,0€	119,8€	-10,3%
<u>Escenario 4</u> = Escenario 2 + nucleares e hidráulicas amortizadas e inversión de prolongación de vida 20 años más	91,6€	110,8€	-17,0%
Escenario 5. Escenario 2 + nucleares e hidráulicas completamente amortizadas	90,5€	109,5€	-18,0%

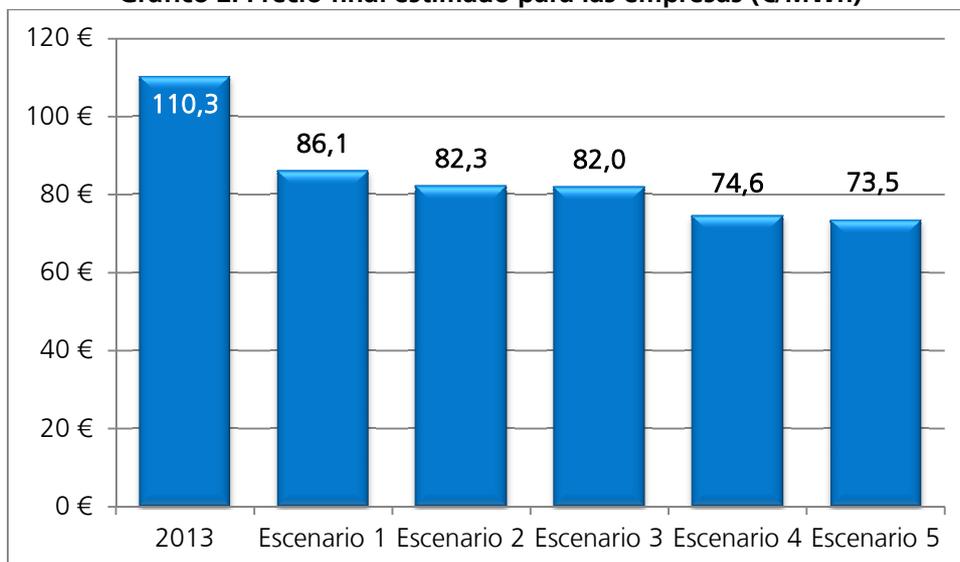
Fuente: Elaboración propia.

5.2. Precios con la exclusión de algunos conceptos de factura

Finalmente, si de la factura se excluyera el cargo que se hace relativo al régimen insular, al bono social, la moratoria nuclear y el déficit tarifario, conceptos que se podría considerar que se tendrían que incluir en los presupuestos del Estado como políticas redistributivas (entre territorios y personas) y políticas energéticas, los precios para las empresas y para los hogares habrían sido los que figuran en los gráficos 2 y 3 respectivamente.

Los precios para las empresas habrían pasado de 110,3€/MWh de media en 2013, a 86,1€/MWh en el escenario de aplicar un 7,3% de interés (reducción del precio en un 22%), o a 73,5€/MWh en el escenario de considerar las nucleares y las hidráulicas amortizadas (reducción de un 33,4% del precio (ver gráfico 2).

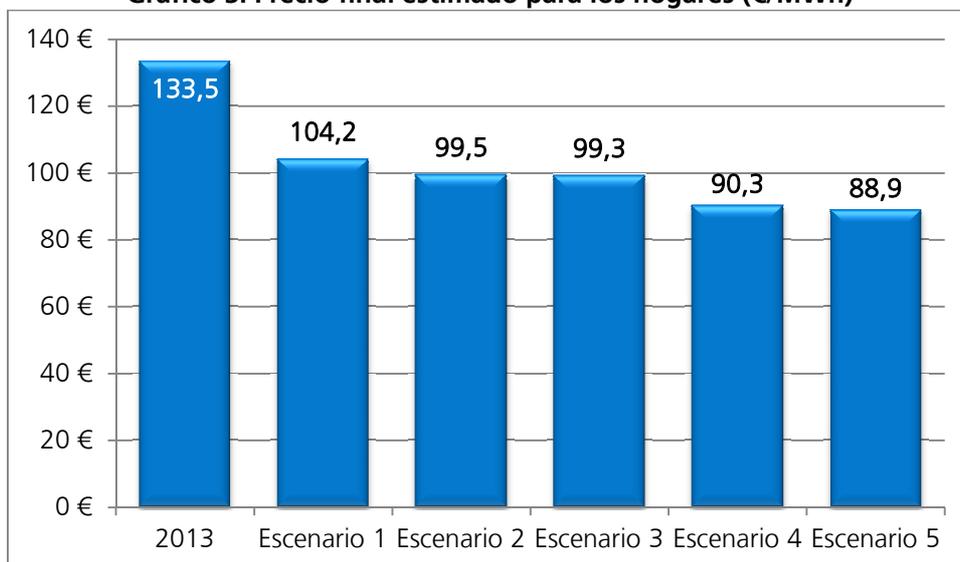
Gráfico 2. Precio final estimado para las empresas (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia.

Los precios para los consumidores habrían pasado de 133,5€/MWh de media en 2013, a 104,2€/MWh en el escenario de aplicar un 7,3% de interés (reducción del precio en un 22%), o a 88,9€/MWh en el escenario de considerar las nucleares y las hidráulicas amortizadas (reducción de un 33,4% del precio (ver gráfico 3).

Gráfico 3. Precio final estimado para los hogares (€/MWh)



Fuente: Elaboración propia.