

La regulación de la generación hidráulica y nuclear: ¿una advertencia para el futuro?



Juan José Alba

Doctor Ingeniero Industrial
Dirección de Regulación, Endesa



Eduardo Moreda

Ingeniero Industrial
Dirección de Regulación, Endesa



Julián Barquín

Doctor Ingeniero Industrial
Dirección de Regulación, Endesa

Resumen

La descarbonización del sector eléctrico español requiere inversiones en generación intensiva en capital. Por tanto, el principal riesgo que afrontan estas inversiones es el regulatorio. Este artículo revisa la historia de la energía nuclear e hidroeléctrica, intensivas en capital, desde este punto de vista. Se muestra cómo el regulador ha avanzado diversas medidas (como impuestos, tasas y recortes retributivos) para capturar las rentas que estos activos debían ganar a fin de remunerar al capital invertido, llegando a una clara situación de remuneración insuficiente para cubrir los costes. Se concluye que será difícil que se invierta en este tipo de activos si no se establece un marco regulatorio estable.

Palabras clave

Sistema eléctrico, energía nuclear, energía hidroeléctrica, regulación, sobrerretribución hidráulica y nuclear

Abstract

Spanish power sector decarbonization requires investment in capital intensive generation. Therefore the main risk that they face is regulatory in nature. This paper reviews the history of capital intensive nuclear and hydroelectric energy from this viewpoint. It shows that the Regulator has enacted a number of measures (taxes, levies and cuts in regulated remuneration) in order to capture the rents that should have been devoted to remunerate the invested capital, leading to a clear situation of under-remuneration. It concludes that future investments will hardly come unless a stable regulatory framework is established.

Keywords

Power system, Nuclear energy, Hydroelectric energy, Regulation, Windfall profits

Es apropiado que en una revista que se denomina de Obras Públicas se trate con especial atención a la fuente de energía eléctrica que se asocia con más facilidad con la ingeniería civil o, como la denominamos en España, de Caminos, Canales y Puertos. Esta es, por supuesto, la energía hidroeléctrica. Y es también apropiado que venga acompañada de la energía nuclear, puesto que son comunes a ambas numerosas consideraciones de carácter económico y regulativo.

En efecto, en ambos casos se trata de plantas que han requerido de grandes inversiones¹, que presentan bajos costes variables y despreciables emisiones de dióxido de carbono, cuya operación se encuentra muy condicionada por requerimientos ambientales y de seguridad, y cuya regulación no solamente depende de reguladores eléctricos (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerciendo esta función) sino también de reguladores sectoriales específicos (las Confederaciones Hidrográficas y el Consejo de Seguridad Nuclear).

Hay además una segunda razón que aconseja una mirada detenida sobre estas tecnologías. El sistema de generación eléctrica hacia el que Europa ha decidido encaminarse se basa en tecnologías análogas, con emisiones despreciables y altos costes de inversión. Este es el caso de la práctica totalidad de fuentes de energías renovables que generalmente son, de hecho, fuentes de electricidad renovable. Tan solo a la biomasa cabe atribuir costes predominantemente variables, y tan solo la biomasa y la solar para la obtención de calor a baja temperatura proporcionan energía no eléctrica. Pero la energía eólica, solar, de las mareas o de las olas, tienen desde un punto de vista económico y regulatorio mucho en común con la hidroeléctrica o la nuclear. Sin olvidar que las centrales hidroeléctricas y nucleares

seguirán previsiblemente jugando un papel fundamental en el futuro.

El desafío más importante es el de garantizar una remuneración adecuada durante la vida útil de estas instalaciones, que excede con mucho los horizontes temporales e, incluso, la capacidad creíble de compromiso de las autoridades políticas. En otras palabras, el riesgo fundamental de los inversores es el riesgo regulatorio.

Es por ello que nos centraremos en la historia de la remuneración de estas centrales, antes de intentar derivar algunas enseñanzas. Pero antes, permítannos repasar su lugar en el sistema eléctrico español.

Electricidad hidráulica y nuclear en España

Ambas fuentes de energía tienen un papel destacado en el *mix* eléctrico de España. La figura 1 muestra la cobertura de la demanda eléctrica durante el año 2012. La contribución nuclear (61,47 TW-h, o un 22,1 % del total) tiende a permanecer constante de año en año, ya que las centrales nucleares funcionan casi siempre cerca de su potencia máxima, durante el 90 % de las horas del año. Por el contrario, las centrales hidroeléctricas tienen un ciclo más variable, procurando reservar el agua embalsada para las horas de mayor demanda cuando es más necesaria. Además, el agua disponible varía mucho de año en año. Por ejemplo, los 19,46 TW-h representados en la figura fueron 27,57 TW-h durante el año anterior (2011).

En suma, estas dos tecnologías proporcionan del orden del 30 % de nuestra electricidad. Lo hacen sin emitir gases de efecto invernadero, contribuyendo a los objetivos de descarbonización asumidos por España. Además, la dependencia de los aprovisionamientos exteriores es pequeña. Es claramente nula en el caso de la hidroeléctrica. En el caso nuclear es necesario importar el uranio, ya que los yacimientos españoles, aunque importantes, no resultan rentables. No obstante, desde un punto de vista de dependencia energética se considera una fuente de energía autóctona por tres razones: no es necesario un aporte continuo a las centrales, se dispone del combustible con tiempo de antelación suficiente para las recargas y tiene una gran densidad energética (en otras palabras, requiere un volumen reducido de almacenamiento). Actualmente la importación del combustible enriquecido se realiza principalmente de Francia, socio europeo nuestro y país muy estable. El mineral de uranio se obtiene, bajo contratos de largo plazo, de países con regímenes políticos democráticos y estables como Australia, Canadá o Sudáfrica. Además, debido al bajo volumen del combustible necesario, es posible almacenar cantidad suficiente para varios años de operación.

Las centrales hidroeléctricas cuentan con una larga historia en nuestro país. En efecto España, como muchos otros países, inició su electrificación con plantas hidroeléctricas, y solamente inició la construcción masiva de plantas térmicas cuando se comenzó a notar la ausencia de recursos hídricos suficiente. Dicho esto, es preciso tener presente que la

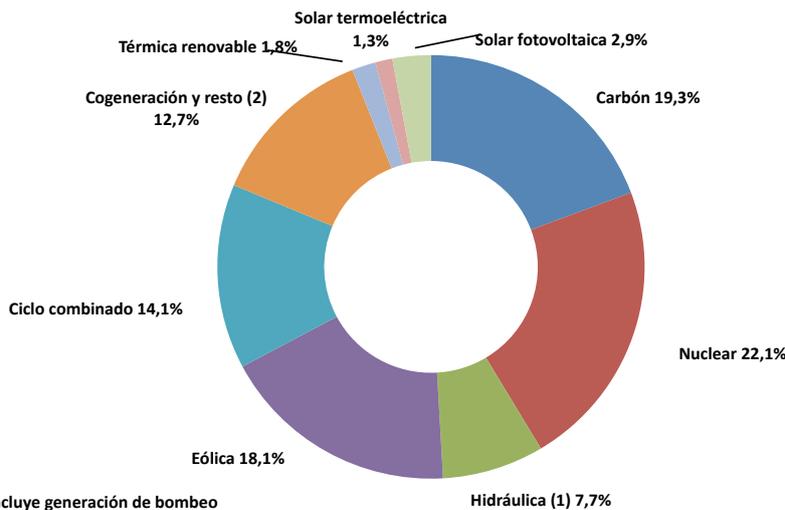


Fig. 1. Cobertura de la demanda en 2012. Fuente: REE

construcción de plantas hidroeléctricas no se ha detenido jamás del todo, y que las grandes son relativamente recientes. La figura 2 muestra la distribución de la edad del parque hidroeléctrico. Aunque es una distribución muy amplia que representa una gama muy variada de circunstancias, con numerosos casos específicos, una edad media de 40 años clasifica a nuestro parque como maduro pero no viejo, todavía lejos de los 65 años que regulativamente se consideran como vida económica útil de estas instalaciones.

Es relevante señalar que, contra lo que a veces se afirma, la construcción de nuevas instalaciones hidroeléctricas no es cosa solamente del pasado, sino que es objeto de consideración también para el futuro. Ahora el interés está en instalaciones de bombeo que permitan integrar al mercado los crecientes niveles de penetración de fuentes renovables no controlables y de producción muy volátil (“intermitentes” en la jerga al uso). Este tipo de centrales de bombeo han sido operadas de antiguo, y están hoy en día perfectamente integradas en el mercado eléctrico, cuya operación facilitan grandemente.

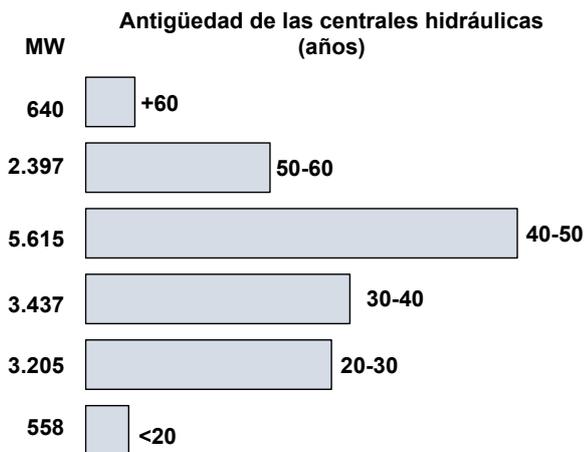


Fig. 2. Distribución de edad del parque hidroeléctrico

La distribución correspondiente para el parque nuclear es muy diferente. También lo fue su desarrollo. Las plantas nucleares que se construyeron durante los años 60 y primeros 70 lo fueron más bajo criterios de desarrollo industrial promovidos por los diversos Estados, que estrictamente económicos: se trata de aprender una tecnología en la que se tenían depositadas grandes esperanzas. En el caso es-

pañol esto se puede aplicar a la pequeña central de 150 MW de José Cabrera, que inició su operación en 1969 y la cesó en 2006.

La crisis de la energía de 1973 cambió radicalmente la situación. Ahora se trataba de minimizar en lo posible la dependencia del petróleo extranjero. El caso más notable es el de Francia, que inició un programa masivo de centrales nucleares que llevó a que un 85 % de su electricidad fuera de origen nuclear, y que todavía hoy destaca como el caso más exitoso de descarbonización de una gran economía². En España se aprobó también un ambicioso programa nuclear³ del que resultó el parque actualmente existente. La estructura de edad de este parque se muestra en la figura 3. Salvo Garoña, que recientemente alcanzó los 40 años, el resto de las plantas se agrupan en un intervalo reducido en torno a los 27 años de edad.

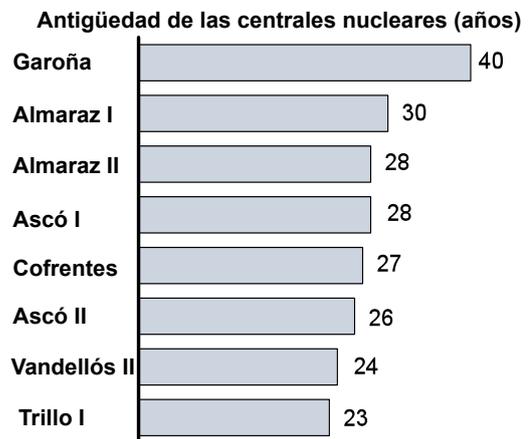


Fig. 3. Distribución de edad del parque nuclear.

Costes y remuneración

Económicamente, estos activos se caracterizan por unos costes fijos elevados que derivan de la necesidad de remunerar al capital invertido en su construcción, y unos costes variables muy reducidos, tal como se muestra en las figuras 4 y 5.

Es claro que los costes de capital son la parte del león de los costes hidráulicos y nucleares. Estos costes se extienden de forma aproximadamente constante a lo largo de la vida de la planta, sujetos a las naturales oscilaciones de los tipos

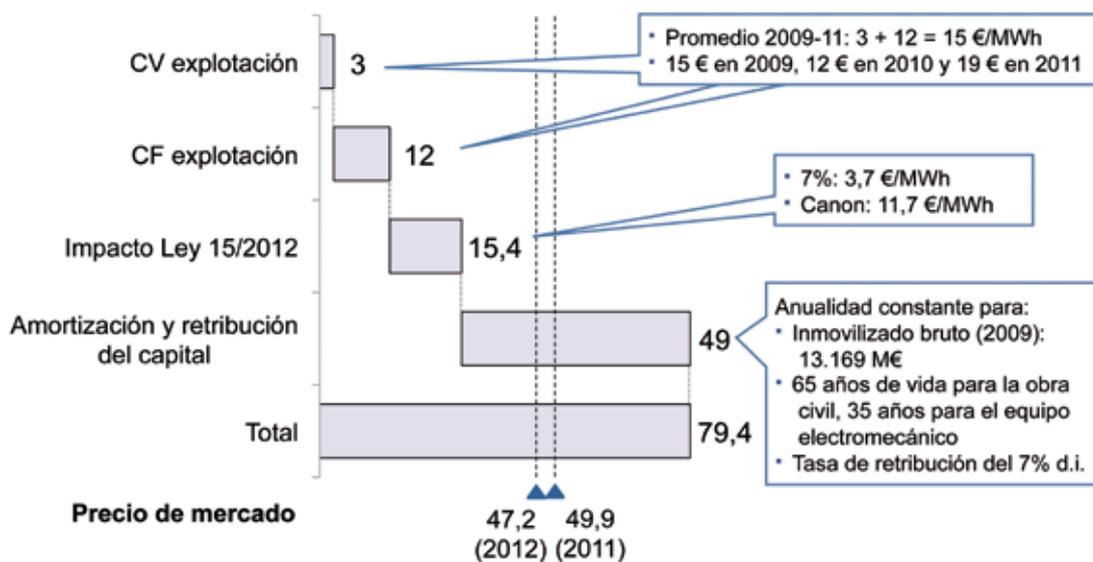


Fig. 4. Costes totales de las centrales hidráulicas (€/MWh).
 CV: coste variable
 CF: coste fijo

de interés. Los otros costes fijos y variables son más bajos. Para las centrales hidroeléctricas incluyen no solamente los costes de operación y mantenimiento, sino también diversas tasas, cánones e impuestos estatales, autonómicos y de las confederaciones hidráulicas. En el caso nuclear hay que añadir al coste del combustible los costes del tratamiento de los residuos nucleares y del desmantelamiento futuro de las centrales, además de diversas tasas e impuestos como en el caso hidroeléctrico.

Mención especial merecen los nuevos impuestos que entraron en vigor este año (2013): uno general sobre el valor de la producción eléctrica y nuevos impuestos para la producción hidráulica y nucleoelectrónica que se justifican por razones ambientales, pero cuya cuantía no deriva de la aplicación de ningún método que se haya hecho público.

La suma de estos costes hace que el coste real medio de la generación hidroeléctrica sea superior a 79 €/MW-h y la de la nuclear de unos 72 €/MW-h. El precio medio de mercado es de unos 50 €/MW-h, menor que el coste medio pero mayor que el coste variable, que es el relevante para decidir el despacho de la planta⁴. El precio medio de mercado es el que resulta relevante para las centrales nucleares, que operan durante la mayor parte del año. La situación es más compleja para las centrales hidráulicas. Aquellas que tengan capacidad de gestión (por ejemplo, un gran embalse) intentarán operar durante las horas de precio alto, y por tanto obtendrán

un precio medio superior al precio medio de mercado. Las que no tengan esta capacidad serán remuneradas con un precio inferior. Los costes de inversión que se efectuaron y la situación económica final son muy dependientes de cada central específica.

En cualquier caso esta figura muestra tan solo la situación actual. En un sistema de mercado cabe esperar que los precios oscilen, y que en una situación de crisis como la actual el precio de la electricidad sea anómalamente bajo. Dicho esto, es también cierto que los ingresos de las plantas nucleares y de una proporción significativa de la hidráulica no han sido particularmente altos. A modo de ejemplo, la figura 6 muestra la evolución de los ingresos de la central nuclear de Vandellòs desde 1988 hasta 2011.

Como se observa en la figura cabe distinguir dos períodos. Durante los diez primeros años estaba en vigor el llamado Marco Legal Estable, un sistema regulado donde se remuneraba la producción de acuerdo a unas fórmulas periódicamente actualizadas por el Ministerio de Industria. La remuneración total y su desglose coinciden aproximadamente con las cifras mostradas arriba para los costes actuales.

A partir de 1998 se estableció el mercado eléctrico que hoy sigue en vigor. La mayor parte de la remuneración procede de las ventas de energía en el mercado diario. Una cantidad menor (y decreciente como consecuencia de cambios regu-

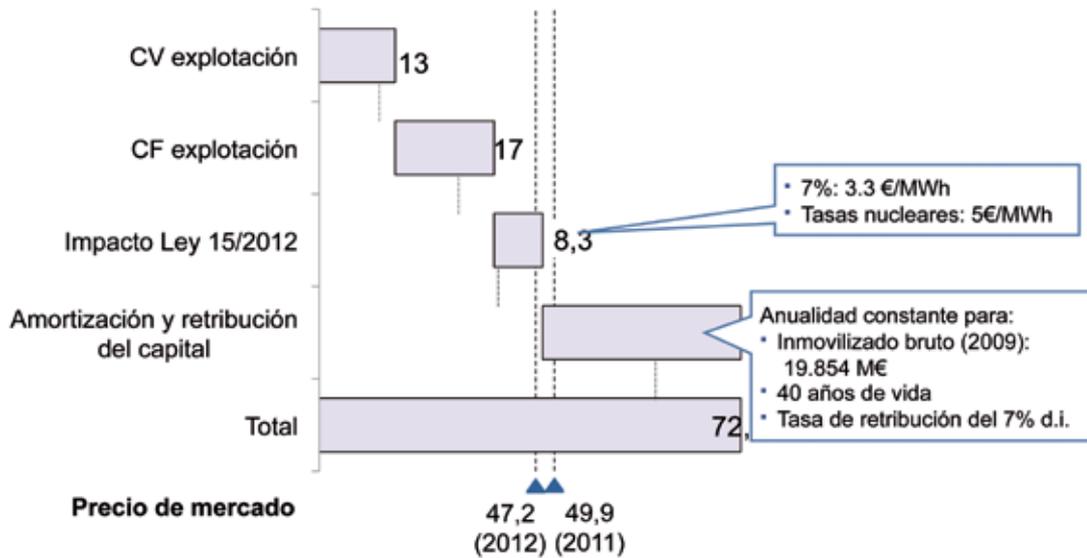


Fig. 5. Costes totales de las centrales nucleares (€/MWh). Este coste compara muy favorablemente con los aproximadamente 108 €/MWh que acaba de acordar el Gobierno británico con los promotores de la nueva central nuclear de Hinkley Point C

lativos) es la llamada “Garantía de potencia”⁵ que remunera el papel de la nuclear (y de las demás tecnologías) como garante de que existe capacidad para suministrar la demanda.

Aunque de importancia económica menor, los llamados Costes de Transición a la Competencia (CTC, la banda salmón de 1998 a 2005) han sido objeto de notable controversia. El objeto de los CTC era compensar a las compañías eléctricas, que de acuerdo al antiguo régimen regulado tenían sus ingresos garantizados, por los menores ingresos que se preveían como consecuencia de la liberalización del mercado y la

esperada bajada del precio de la electricidad. Inicialmente, se estableció la cuantía total de los CTC en 8.664 millones de euros, a cobrar en los años subsiguientes. Sin embargo, se preveía que si el precio medio de la electricidad subía por encima de 36 €/MW-h el exceso de ingreso se detraería de los CTCs pendientes de cobro. Como consecuencia de la no actualización del límite de 36 €/MWh, del exceso de precio en algunos años y de otras medidas de la administración el cobro real ha sido mucho menor que el inicialmente anticipado: 2.098 millones de euros. Los pagos por CTC cesaron en el año 2005.

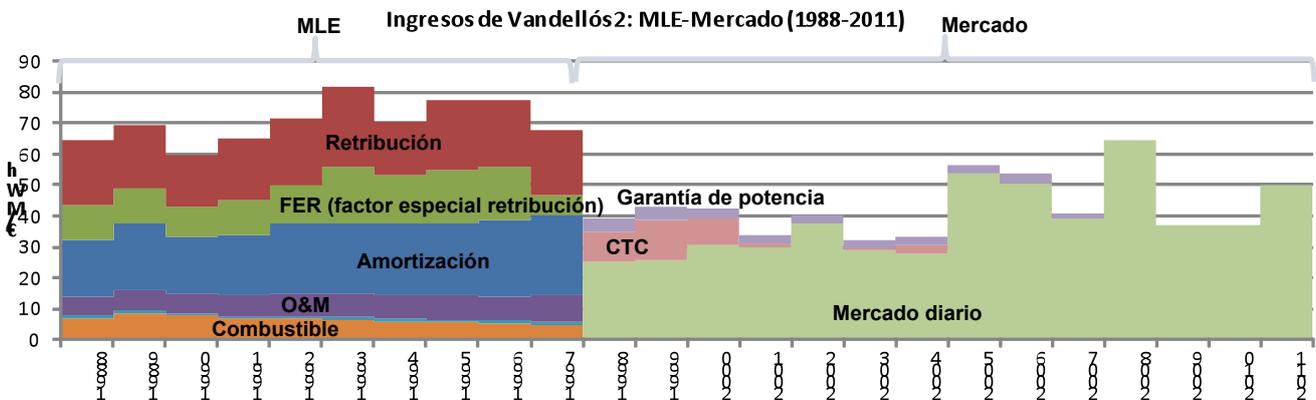


Fig. 6. Evolución de los ingresos de la central nuclear de Vandellós

En repetidas ocasiones se ha escuchado que las centrales nucleares e hidráulicas están ya amortizadas y, por tanto, sus costes de capital son nulos. Esta afirmación carece por completo de fundamento: estos activos no están amortizados.

El inmovilizado neto contable a 31 de diciembre de 2009 de las centrales nucleares asciende a 6.956 M€ y el de las hidráulicas a 6.828 M€, y todavía queda mucha vida útil de estas instalaciones para terminar de amortizar dicho inmovilizado neto. Este saldo se ve incrementado anualmente por las necesarias inversiones recurrentes a que han de hacer frente estas instalaciones. Esta situación es plenamente lógica: tanto las instalaciones nucleares como las hidráulicas están muy por debajo de la vida administrativa, que debe considerarse a efectos de la amortización (respectivamente, 40 y 65 años), como ya se puso de manifiesto en las figuras 2 y 3.

Podría argumentarse que este valor neto contable de las centrales nucleares se debe a una errónea (o interesada) política de amortización de las empresas. Para determinar si esto es así se ha calculado la evolución de la amortización que habrían tenido las centrales de Ascó, Vandellós y Almaraz aplicando unos criterios similares a los del Marco legal Estable, pero teniendo en cuenta los costes de explotación

contables y los ingresos reales de mercado y garantía de potencia (así como otros costes tales como la minoración de los derechos de emisión o las tasas relacionadas con el combustible nuclear). Para ello, año a año se ha realizado el siguiente cálculo: se determina el margen de la central (ingresos menos costes de explotación), y se detrae de él la retribución de la inversión pendiente de amortizar. El sobrante se dedica a amortizar la inversión, y se añaden las inversiones recurrentes del año. De este modo se determina si, con criterios económicos, no contables, los propietarios han recuperado sus inversiones.

Este cálculo llega a la conclusión de que los ingresos de mercado no han sido suficientes para garantizar una retribución adecuada del capital, dado que el inmovilizado neto en lugar de disminuir aumenta, y este inmovilizado neto “económico” (la parte de la inversión que está pendiente de recuperar) resulta superior al contable. Evidentemente, si esto es así, es porque la retribución obtenida por las centrales nucleares en los años de mercado ha sido muy inferior a la que correspondía.

Un ejemplo concreto de esta situación lo proporcionan las cuentas anuales de Nuclenor, sociedad propietaria de la CN de Garoña, que se muestran en la figura 7.



NUCLENOR	Miles de euros		
	2009	2010	2011
Importe neto de la cifra de negocios	130.696	142.106	183.940
Otros ingresos de explotación y TREI	6.113	5.109	5.299
Aprovisionamientos	(14.876)	(17.188)	(19.225)
Gastos de personal	(42.914)	(40.596)	(41.345)
Otros gastos de explotación	(41.812)	(60.155)	(59.449)
Amortización del inmovilizado	(42.400)	(45.880)	(47.389)
Imputación subvenciones	953	18	18
Exceso de provisiones	2.993	759	
Resultado de explotación	(1.247)	(15.827)	21.849
Resultado financiero	(2.384)	(3.486)	(3.025)
Resultado antes de impuestos	(3.631)	(19.313)	18.824
Impuesto sobre beneficios	6.645	6.079	(5.427)
Resultado neto del ejercicio	3.014	(13.234)	13.397
Producción (GWh)	3.566	3.840	3.738
Resultado neto unitario (€/MWh)	0,8	(3,4)	3,6

Fig. 7. Cuenta de resultados de Nuclenor



Y este resultado no incluye el impacto de la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales (y, especialmente, su efecto retroactivo, que hubiera supuesto a Garoña pagar más de 150 M€ de impuestos si hubiera extraído su combustible del reactor en 2013, ¡cuando su resultado no supera los 14 M€!).

Toda esta información, lógicamente, está auditada. La firma Ernst&Young ha calculado las rentabilidades del parque nuclear antes (en la época del Marco Legal Estable) y ahora (en el mercado). Los resultados no pueden ser más clarificadores. La rentabilidad razonable era la que se obtenía antes de 1997. Desde entonces, las rentabilidades obtenidas son del 2 %, muy lejos de valores mínimamente razonables.

En cualquier caso es claro que los ingresos de las nucleares han sido sustancialmente menores bajo el mercado liberalizado que bajo el régimen regulado. La situación para las plantas hidroeléctricas es, como de costumbre, más compleja, debido a la mucha mayor heterogeneidad de las mismas, aunque se puede observar una tendencia similar.

Conclusiones

El repaso de esta historia no es estimulante, en especial si se compara la realidad de los hechos con la percepción popular de los mismos. Las conclusiones a las que queremos llegar no son en absoluto originales, sino que han sido repetidas a menudo:

La primera es que la regulación debe ser estable y predecible. Este requerimiento es cada vez más importante, conforme los costes de combustible pierdan importancia debido a la descarbonización de la economía, y se incrementen los de capital. La única manera de alcanzar este objetivo es que las autoridades políticas “se atenen las propias manos”, establezcan marcos regulatorios estables e impulsen autoridades reguladoras independientes y con medios adecuados. Solamente así se conseguirá que los inversores puedan obtener el capital a tipos de interés bajos y que, por tanto, los consumidores paguen por su electricidad un precio lo más económico posible.

La segunda es que la administración puede inducir, y ha inducido en el pasado, ciclos de abundancia y escasez



(*boom and bust*) tan o más eficazmente que el propio ciclo económico. El último episodio es el fin de la burbuja solar, que fue provocado por una regulación inapropiada que ha supuesto un enorme despilfarro de recursos financieros. Un ejemplo anterior tratado brevemente en este artículo es el plan nuclear en el sistema regulado de los 70, que acabó con otro enorme desperdicio de recursos en centrales construidas, o casi, que no llegaron a operar. De nuevo, no hay más solución que instituciones regulatorias de calidad que cuenten con un amplio respaldo político.

La tercera es enfatizar que la mayor eficiencia se alcanza cuando los riesgos son asumidos por aquellos agentes que están en mejores condiciones de gestionarlos. Los inversores privados pueden gestionar los riesgos debidos a las fluctuaciones de los tipos de interés o de los precios de los combustibles. Pese a ciertas percepciones populares, no pueden gestionar el riesgo de decisiones administrativas discrecionales, ni sería razonable que pudieran. En esta categoría entran subidas constantes de impuestos destinadas a corregir fallos regulativos en otras partes del sistema.

Finalmente, es preciso enfatizar la necesidad creciente de un debate riguroso y bien informado, menos basado en eslóganes y más en hechos y números, incluidos por supuesto los contables. **ROP**

Notas

[1] No se trata en este artículo de las pequeñas plantas hidroeléctricas, en general fluyentes (es decir, sin o con poco control sobre la energía generada) que la regulación ha incentivado en los últimos 25 años bajo esquemas muy similares a los empleados con los generadores eólicos.

[2] Obviamente, el cambio climático no era objeto de consideración cuando se tomaron estas decisiones.

[3] Además de las plantas actualmente existentes habría que mencionar a la central de Lemoniz (2000 MW, construida), Valdecaballeros (2000 MW, en muy avanzado estado de construcción), el segundo grupo de Trillo (1000 MW) y las centrales de Regodola y Sagayo, en diversas fases de construcción, que nunca entraron en operación.

[4] El propietario de la central producirá siempre que el precio de mercado sea superior al coste variable.

[5] Que a menudo se llama también "Pago por capacidad".