



CIUDADANÍA Y VALORES
FUNDACIÓN

DIEZ CLAVES PARA ENTENDER EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Jorge Morales

Director General de GeoAtlanter

Marzo de 2011



La Fundación Ciudadanía y Valores como institución independiente, formada por profesionales de diversas áreas y variados planteamientos ideológicos, pretende a través de su actividad crear un ámbito de investigación y diálogo que contribuya a afrontar los problemas de la sociedad desde un marco de cooperación y concordia que ayude positivamente a la mejora de las personas, la convivencia y el progreso social.

Las opiniones expresadas en las publicaciones pertenecen a sus autores, no representan el pensamiento corporativo de la Fundación.

Sobre el autor

Jorge Morales es emprendedor, ingeniero industrial por la Universidad Politécnica de Madrid y cuenta con más de 10 años de experiencia en varios proyectos desarrollados en el sector eléctrico español.

Actualmente es Director General de GeoAtlantier y miembro de la Junta Directiva de la Sección Fotovoltaica de APPA (Asociación de Productores de Energías Renovables).

Ha promovido y dirigido empresas con presencia en todas las ramas del sector eléctrico: desde la producción hasta la venta al consumidor final pasando por la gestión de redes.

Ha pertenecido a varios órganos consultivos del sector eléctrico tales como el Consejo Consultivo de Electricidad de la Comisión Nacional de Energía, el Comité de Agentes de Mercado de OMEL o el Comité Técnico de Seguimiento de Operación del Sistema Ibérico de Red Eléctrica.

DIEZ CLAVES PARA ENTENDER EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Jorge Morales

Director General de GeoAtlánter

PRESENTACIÓN

En el artículo de referencia, el autor realiza una síntesis de la situación actual del sistema eléctrico en nuestro país, desde una perspectiva económica.

En este sentido, resalta un crecimiento de inversión en centrales tanto de ciclo combinado como de energías renovables, que está totalmente desacoplado con la evolución de la demanda, que lleva estancada desde hace unos años.

En cuanto al mercado, el autor destaca que desde que se liberalizó el mismo en 1998, no se han variado sustancialmente sus reglas de funcionamiento, quedándose un mercado muy alejado de la competencia perfecta en el que solo unas cuantas centrales deciden el precio final de la electricidad.

Asimismo, se analiza la inversión y costes de cada una de las tecnologías relevantes que ofertan energía en el mercado, así como los aspectos más controvertidos de algunas de ellas; tal es el caso de las energías renovables o la recientemente aprobada norma sobre el carbón nacional.

Por último, esboza el problema actual del llamado déficit tarifario así como una de las perversiones existentes en el cálculo de la tarifa de último recurso.

1. Inversión descontrolada en nuevas centrales

La generación de energía mediante gas natural (ciclo combinado) está decayendo mientras que el régimen especial (renovables y cogeneración) sigue creciendo.

Balance eléctrico anual

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	GWh	% 10/09	GWh	% 10/09	GWh	% 10/09
Hidráulica	38.001	59,3	0	-	38.001	59,3
Nuclear	61.944	17,4	-	-	61.944	17,4
Carbón	22.372	-33,9	3.479	0,9	25.851	-30,7
Fuel / gas ⁽¹⁾ (2)	1.847	-11,3	7.777	-2,5	9.624	-4,3
Ciclo combinado	64.913	-17,1	3.916	-1,1	68.828	-16,3
Régimen ordinario	189.076	-0,9	15.171	-1,4	204.247	-1,0
Consumos en generación	-6.670	-6,3	-885	0,3	-7.555	-5,6
Régimen especial	90.462	13,0	1.026	0,6	91.488	12,8
Eólica	42.656	18,5	319	-6,1	42.976	18,3
Solar	6.910	19,6	365	55,9	7.276	21,0
Resto régimen especial	40.896	6,7	341	-23,3	41.237	6,4
Generación neta	272.868	3,4	15.312	-1,3	288.180	3,2
Consumos bombeo	-4.439	18,8	-	-	-4.439	18,8
Intercambios internac. ⁽³⁾	-8.490	4,8	-	-	-8.490	4,8
Demanda	259.940	3,2	15.312	-1,3	275.252	2,9

(1) Incluye GICC (Elcogás). (2) En los sistemas eléctricos de Baleares y Canarias se incluye la generación con grupos auxiliares. (3) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

Ilustración 1 Fuente: Red Eléctrica de España. Avance 2010

Mientras que las eléctricas siguen construyendo centrales de gas a la vez que plantas eólicas y termosolares.

Potencia instalada a 31 de diciembre

	Sistema peninsular		Sistemas extrapeninsulares		Total nacional	
	MW	% 10/09	MW	% 10/09	MW	% 10/09
Hidráulica	16.657	0,0	1	0,0	16.658	0,0
Nuclear	7.716	0,0	-	-	7.716	0,0
Carbón	11.380	0,2	510	0,0	11.890	0,2
Fuel / gas ⁽¹⁾	2.860	-4,9	3.029	2,3	5.889	-1,3
Ciclo combinado	25.220	9,3	1.624	17,0	26.844	9,8
Total régimen ordinario	63.833	3,3	5.164	6,3	68.997	3,5
Eólica	19.813	5,8	146	0,0	19.959	5,8
Solar	4.018	15,5	169	11,1	4.188	15,3
Resto régimen especial	9.783	0,6	160	34,8	9.942	1,0
Total régimen especial	33.614	5,3	475	13,9	34.089	5,4
Total	97.447	4,0	5.639	6,9	103.086	4,1

(1) Incluye GICC (Elcogás).

Ilustración 2 Fuente: Red Eléctrica de España. Avance 2010

De hecho, en los últimos años sólo se han construido centrales de gas...

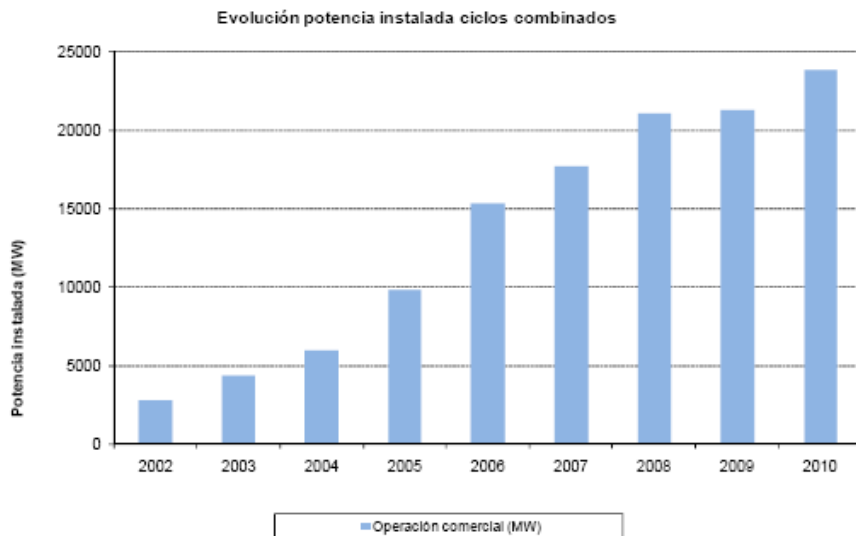


Ilustración 3 Fuente: Red Eléctrica de España. Reunión CTSOI ene-2011

... parques eólicos...

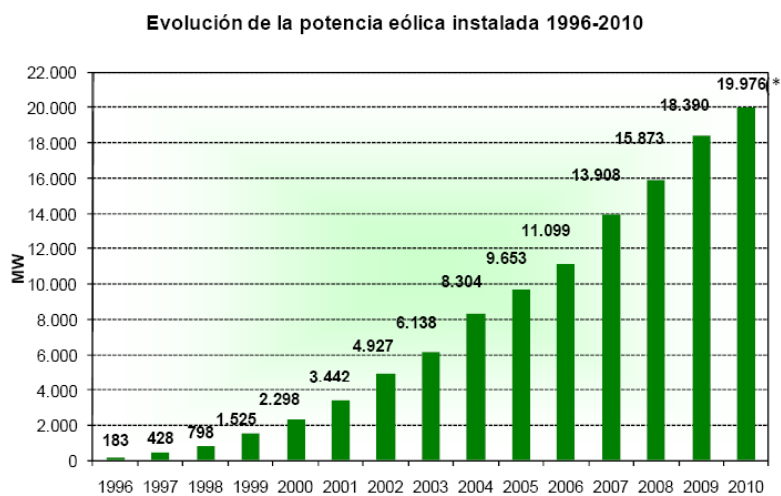


Ilustración 4 Fuente: Red Eléctrica de España. Reunión CTSOI ene-2011

... en 2008 parques fotovoltaicos (nótese el cambio de escala)...

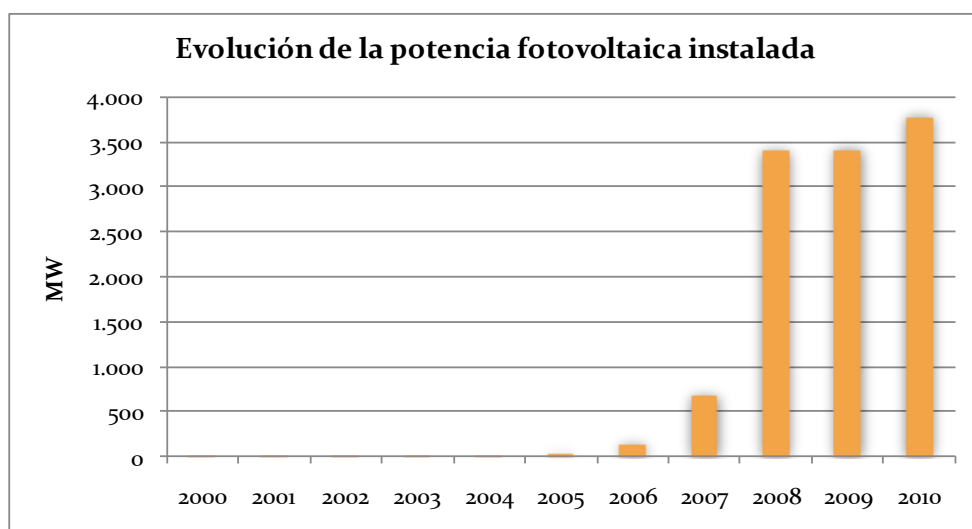


Ilustración 5 Fuente: CNE. Datos a nov-2010

... y desde 2009, grandes plantas termosolares.

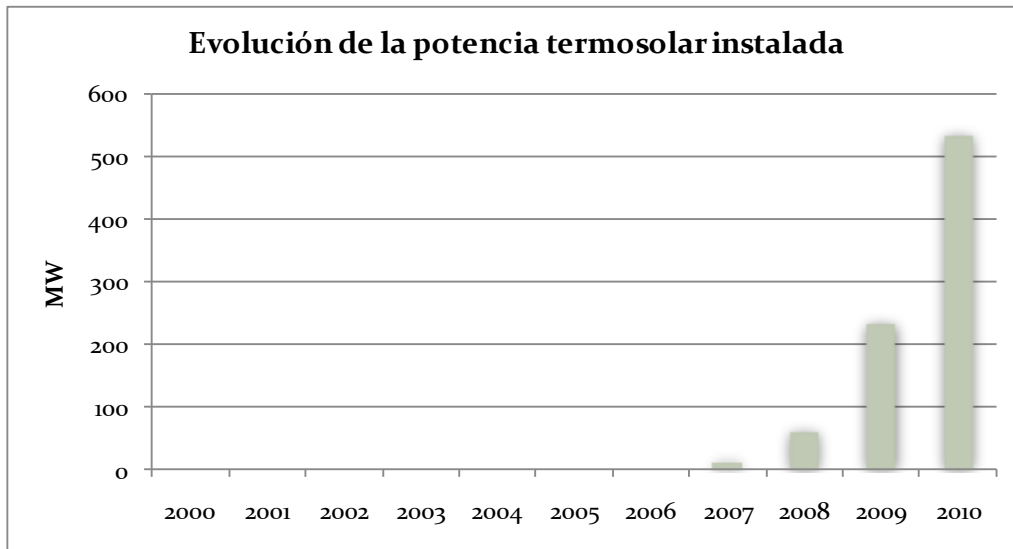


Ilustración 6 Fuente CNE. Datos a nov-2010

Mientras que la punta (máxima demanda) del sistema -que es el parámetro que debe guiar la inversión en nuevas centrales- lleva seis años estancada.

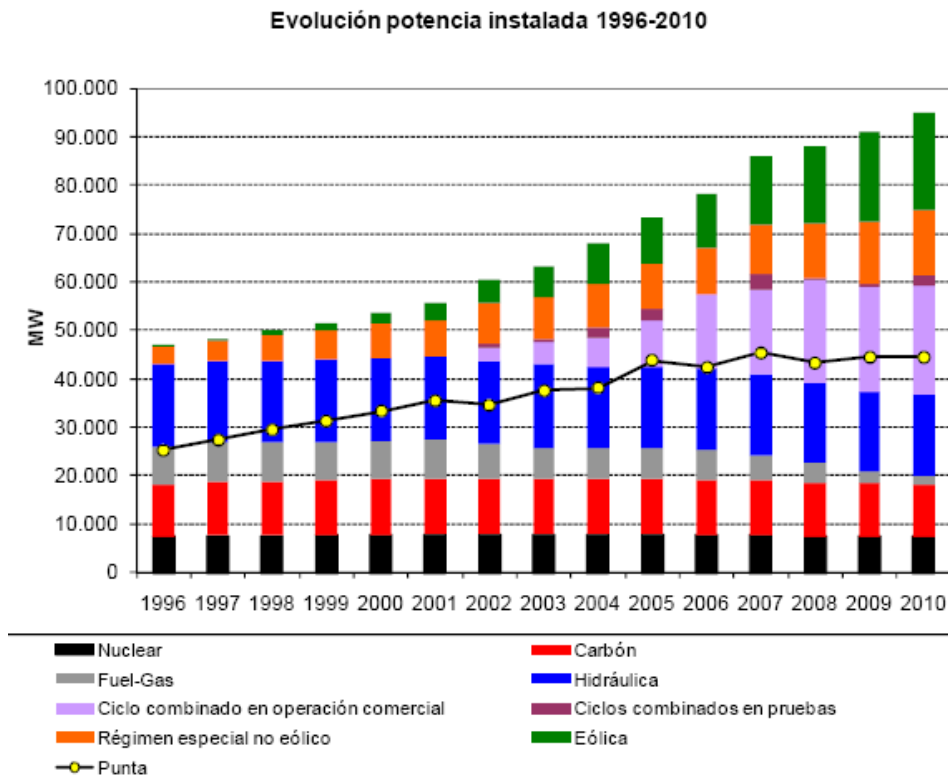


Ilustración 7 Fuente: Red Eléctrica de España. Reunión CTSOI ene-2011

Mercado inadaptado

Desde que comenzara el proceso de liberalización del mercado en 1998, las reglas del mercado mayorista han permanecido invariables en su esencia: la piedra angular es un mercado electrónico, denominado “pool” donde todos los vendedores y todos los compradores acuden a negociar hasta 7 veces al día la energía de cada hora. El operador del mercado (OMEL) agrega las curvas de oferta y demanda y calcula el precio que corresponde a cada hora, que es, para todo el mercado, el de la oferta de venta más cara necesaria para atender la demanda (mercado marginalista).

En la práctica, incluso en las horas de mayor demanda, como la que se muestra a continuación que corresponde a la punta del presente invierno, la mayoría de la energía es precio-aceptante, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda, por lo que unas pocas centrales marcan el precio de todo el mercado.

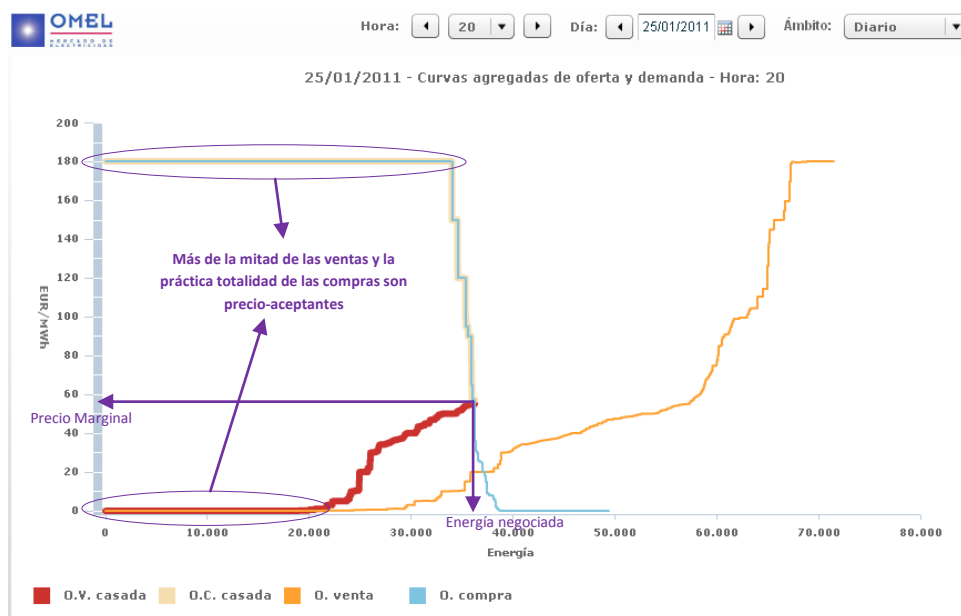


Ilustración 8 Fuente: OMEL

La demanda es precio-aceptante porque es inelástica. La oferta precio-aceptante tiene su origen en centrales nucleares (a las que les resulta más económico producir a cualquier precio que parar) y en plantas de régimen especial, principalmente eólicas, solares y cogeneraciones, que están obligadas a ofertar a precio cero.

La ilustración siguiente muestra la cobertura definitiva de la demanda en la misma hora anterior: sólo en torno al 30% de la generación provenía de centrales de gas, que son en las que los agentes pueden operar con mayor grado de competencia.

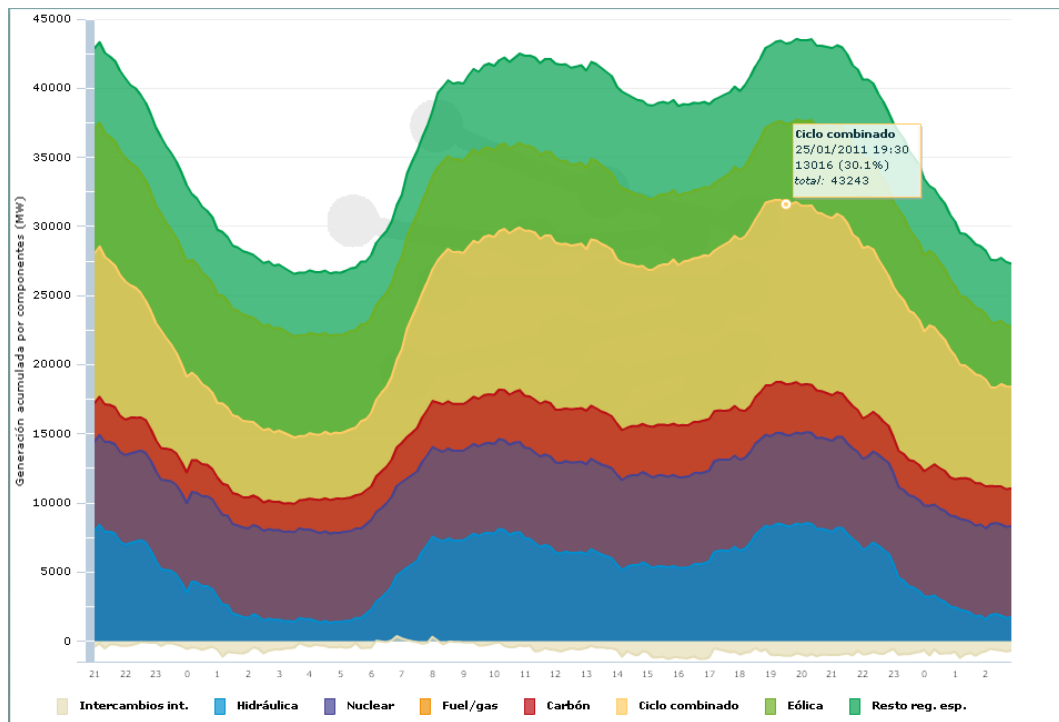


Ilustración 9 Fuente: Red Eléctrica de España. Web pública

Este modelo de mercado tiene varios efectos perversos. El primero es que centrales que se construyeron en un sistema totalmente regulado en el que no había competencia se están beneficiando de precios liberalizados que son muy superiores a los que se les garantizaron cuando se construyeron.

Se trata, principalmente de centrales nucleares y grandes presas hidroeléctricas. La señal de mercado es ineficiente para éstas por la simple razón de que ningún agente puede construir otras similares para competir.

2. Centrales nucleares

Según datos del propio Foro de la Industria Nuclear Española del año 2008: *“en España el coste operativo de generación del kWh nuclear se ha mantenido estable, alcanzando un valor de 12,9 euros por MWh neto, de los que 9,5 euros corresponden a los costes de operación y mantenimiento, y 3,4 euros por MWh al coste del combustible”*.

El precio del pool en España en los últimos años ha estado en torno a 45 €/MWh. Obviando el pago por capacidad que reciben estas centrales, que en 2010 fue de unos 3 €/MWh adicionales y restando de este valor los 12,9 €/MWh de coste obtenemos márgenes de en torno a 35 €/MWh que tendrían como destino la financiación de la inversión.

El gráfico siguiente muestra este cálculo en los seis últimos años. Puede observarse que el margen medio es del orden de 2.000 millones de euros anuales, lo que dividido entre la potencia instalada de origen nuclear nos lleva a un margen anual de en torno a 0,25 M€/MW.

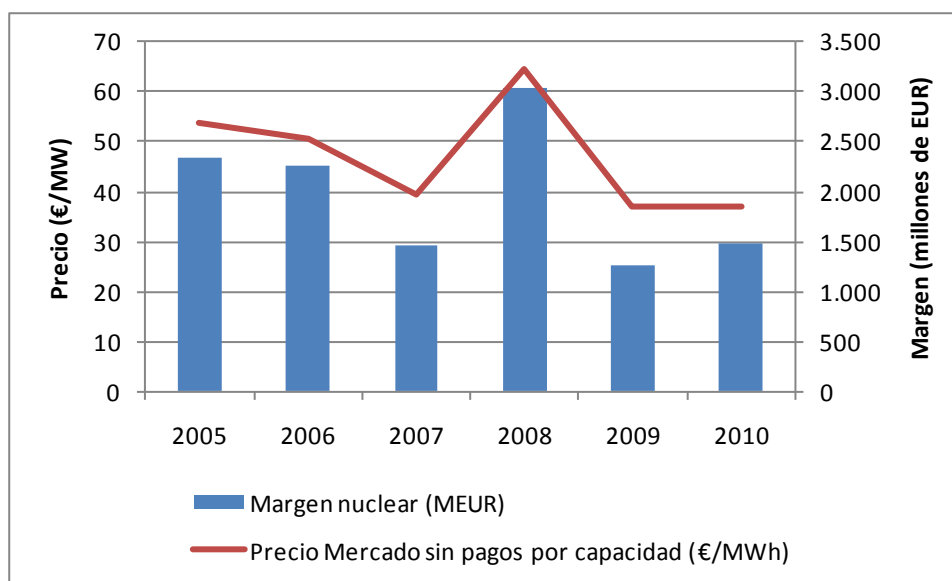


Ilustración 10 Fuente: Elaboración propia a partir de datos OMEL, REE y Foro Nuclear

Según datos del Foro de la Industria Nuclear Española, el coste de inversión de una central nuclear de nueva generación es de unos 3 M€/MW, luego al ritmo actual las centrales estarían amortizadas en un plazo de unos 12 años.

Teniendo en cuenta que el parque nuclear español tiene una vida media de unos 25 años, sorprende que las eléctricas pretendan argumentar que las centrales aún no están amortizadas.

Sin duda, sin perjuicio de las externalidades no consideradas, la construcción de nuevas centrales nucleares bajo el actual modelo de mercado no llevaría a rebajar costes al consumidor, sino a incrementar los beneficios de sus promotores.

3. Grandes centrales hidráulicas

Respecto de las grandes centrales hidráulicas, su uso como el único sistema de almacenamiento de energía a gran escala es crucial para el establecimiento del precio de mercado.

Al estar su propiedad muy concentrada en unas pocas compañías, su poder de mercado es muy alto.

El gráfico siguiente muestra que las reservas del conjunto de los embalses al finalizar el año 2010 estaban muy próximas al máximo estadístico, lo que choca con que la tarifa al cliente final haya tenido que subir cerca de un 10% debido al “incremento en el precio de las materias primas”.

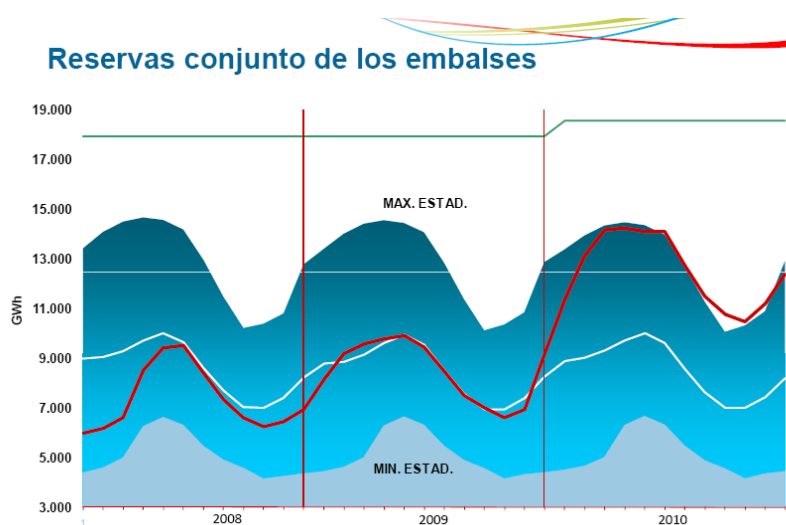


Ilustración 11 Fuente: Red Eléctrica de España. Reunión CTSOI ene-2011

4. Sobrecostes de energías renovables

Además de estos ingresos sobrevenidos (windfall profits en terminología anglosajona), el pool actual tiene un segundo efecto perverso: las energías renovables están favoreciendo bajadas significativas de precios que, paradójicamente, se traducen en un incremento de los sobrecostes que de éstas percibe el cliente final.

En efecto, las energías renovables en España están retribuidas mediante tarifas de inyección a la energía que producen. Coexisten dos modelos diferentes: un precio fijo (lo que se denomina tarifa) o un complemento respecto del precio del mercado (la denominada prima).

Todas las instalaciones, con independencia de su régimen retributivo, venden su energía en el pool (ofertan a precio cero, por lo que son precio-aceptantes) y posteriormente hacen cuentas con la CNE para que, según el modelo retributivo que les corresponda, bien se les pague la diferencia entre la tarifa establecida y lo que han cobrado en el pool (la denominada prima equivalente), o bien se les pague la prima.

Por tanto, cuanto menor es el precio de mercado mayor es el sobrecoste de las renovables (la suma de primas y primas equivalentes) que percibe el mercado.

Mientras el volumen de renovables fue pequeño, su influencia en el precio del pool era mínima; pero la situación en los últimos años es muy diferente.

De hecho, un reciente informe de una consultora internacional de prestigio asegura que de no haber concurrido al pool las energías renovables, el precio del mismo habría aumentando tanto que, de por sí solo se bastaría para compensar el sobrecoste de éstas. De modo que, por ejemplo, el coste de generación en España sin renovables habría sido un 3% mayor de lo que finalmente resultó.

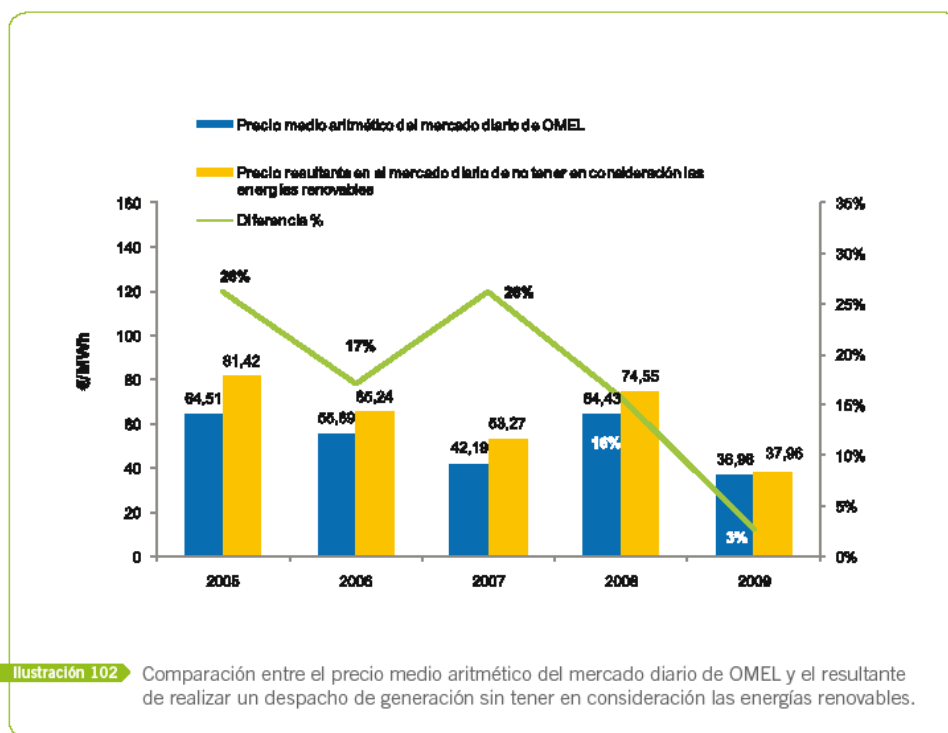


Ilustración 12 Fuente: Deloitte. Estudio de impacto económico de las renovables en España 2009

5. El carbón nacional

Históricamente en España, la industria de extracción de carbón se ha considerado de carácter estratégico y de gran impacto social. En la actualidad emplea a unos 8.800 trabajadores.

Desde hace algo más de un año, a las empresas eléctricas no les está resultando rentable producir energía eléctrica a partir de carbón nacional por el hecho de que les sale más barato hacerlo a partir de gas natural. Como consecuencia inmediata se ha dejado de comprar carbón nacional, lo que ha tenido un fuerte impacto social en las zonas de extracción.

La solución adoptada por el Ministerio de Industria ha consistido en establecer un nuevo concepto en el precio mayorista de electricidad denominado “restricción técnica por garantía de suministro” que es pagado por todos los consumidores.

En la práctica, se ha fijado un precio de venta de energía a cada una de las centrales que operan con carbón nacional de forma que, si el pool no lo alcanza, se les compensa el déficit. La medida ha sido justificada por la necesidad de garantizar un suministro de energía autóctono, lo cual resulta contradictorio con la decisión de extraer el carbón, disminuyendo la reserva estratégica del mismo.

Según el último informe de la CNE sobre tarifas eléctricas, el sobrecoste previsto de este complemento es de unos 536 M€ anuales, que sumados a los 1.078 M€ incluidos en los Presupuestos Generales del Estado en concepto de Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, totalizan cerca de **185.000 € anuales por trabajador**.

6. El sector fotovoltaico

El 29 de septiembre de 2007, tras la constatación de que la instalación de potencia solar fotovoltaica iba a superar el objetivo previsto en el Plan de Energías Renovables para el año 2010, el MITyC dio un plazo de un año a todas las plantas en construcción para su terminación.

En aquel momento comenzaba a existir industria fotovoltaica en el país y suficiente conocimiento tecnológico como para imprimir crecimiento al Sector. La situación financiera acompañaba y las tarifas de inyección permitían rentabilidades razonables, dado que estaban fijadas para el despegue de la tecnología que, tras muchos años de espera, se estaba empezando a producir.

Durante ese año de gracia, se fueron filtrando informaciones que auguraban, por una parte, una nueva regulación con tarifas de inyección fuertemente recortadas y, por otra parte, un control de la potencia a instalar mediante un sistema de cupos.

Sin embargo, la normativa que aplicaría a las instalaciones terminadas con posterioridad al 29 de septiembre de 2008 no fue publicada en el BOE hasta dos días antes del vencimiento del plazo. Es decir, el inversor se encontraba con dos posibilidades: acabar la planta en plazo y tener una retribución razonable o no hacerlo y enfrentarse a un sistema que sólo conocería dos días antes de su aplicación.

Naturalmente la consecuencia inmediata de todo lo anterior fue una carrera para terminar a tiempo que supuso una instalación excesiva de plantas solares fotovoltaicas durante el año 2008. El gráfico siguiente muestra que cerca del 50% de las placas solares instaladas en el mundo fueron a parar a España en el año 2008.

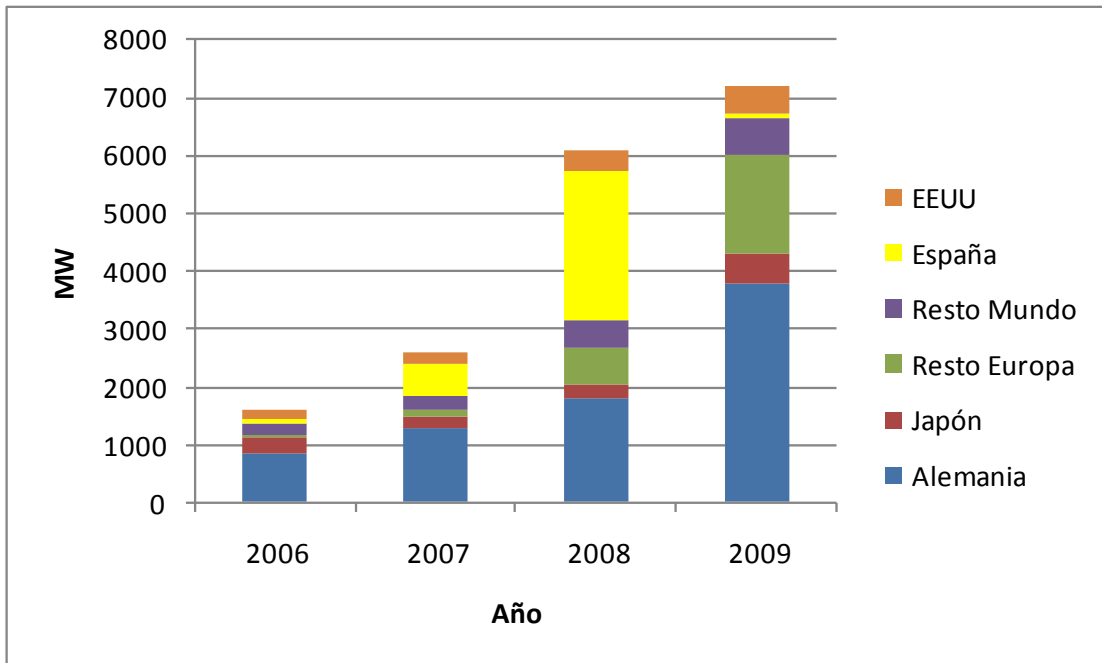


Ilustración 13 Fuente: European Photovoltaic Industry Association Global Market Outlook 2014

Con la publicación del reciente RD-Ley 14/2010, el MITyC ha tratado de enmendar los errores de 2008 imponiendo recortes medios superiores al 25% de sus ingresos a las plantas que se construyeron en aquel año, lo que, debido a que las inversiones se hicieron sin poder prever esta posibilidad está llevando a la quiebra a muchos proyectos.

En paralelo parece ser, a tenor de las actas de inspección levantadas por la CNE de las que dispone el MITyC y que han sido filtradas al diario El Mundo, existen muchas plantas en situación irregular que, a pesar de estar acogidas a la regulación anterior al 29 de septiembre de 2008, realmente no estaban terminadas en aquella fecha.

Con independencia de las plantas construidas en el año 2008 no hay que perder de vista la extraordinaria reducción de costes que está consiguiendo la tecnología solar fotovoltaica, que no tiene parangón con la de ninguna otra tecnología hasta la fecha.

De hecho, las tarifas de inyección en España se han reducido un 70% en los últimos cuatro años y, en la actualidad, los precios de las instalaciones sobre suelo son inferiores a los de la tarifa final del cliente doméstico. Es decir, es más barato autoconsumir la energía producida de tu propia planta fotovoltaica sobre suelo que comprarla a la red eléctrica.

La situación en cubiertas de edificios aún no ha alcanzado la paridad de red; pero de acuerdo con las estimaciones de las organizaciones internacionales, lo hará en los próximos dos años. Se comprende la preocupación de las eléctricas por la reducción en su volumen de negocio que esta tecnología puede conllevar.

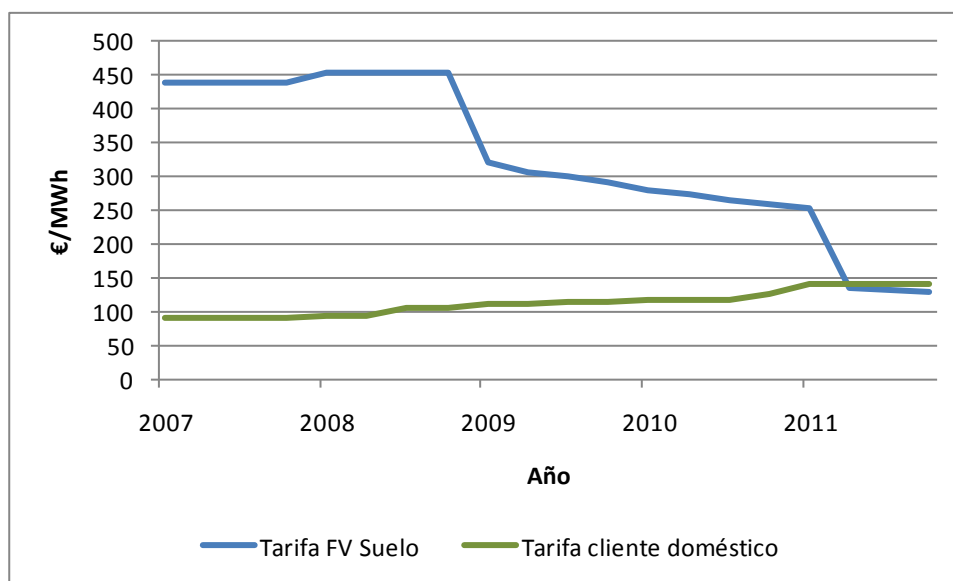


Ilustración 14 Fuente: MITyC Los costes del sistema

Se estima que el volumen de negocio conjunto del sector eléctrico para el año 2011 sea del orden de 32.000 M€, repartido en conceptos según el gráfico siguiente:

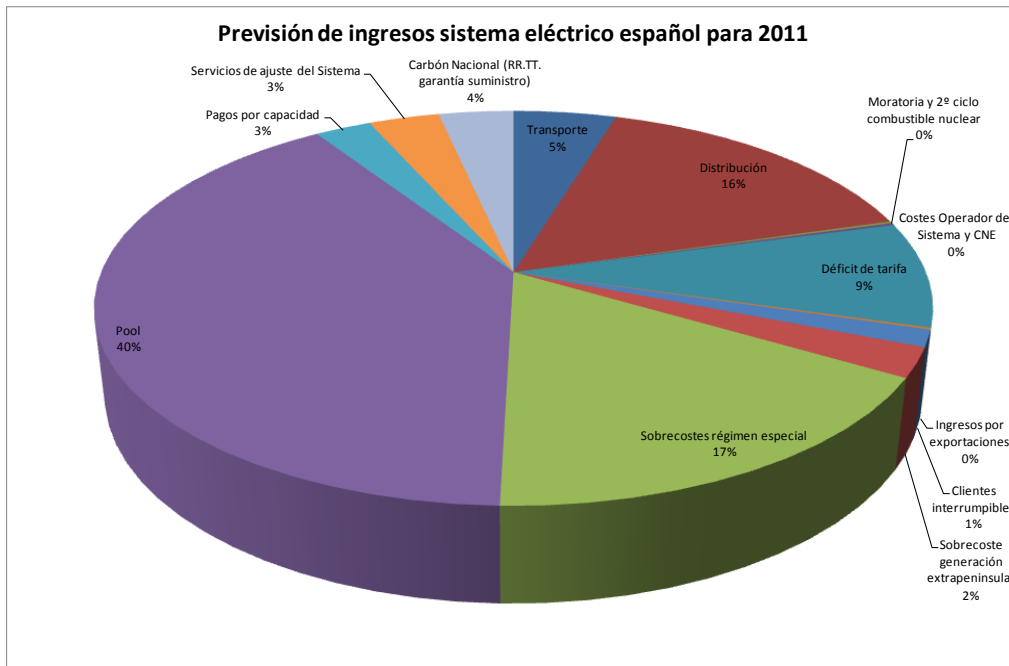


Ilustración 15 Fuente: Elaboración propia a partir de datos MITyC y CNE

Por decisión reglamentaria, el 50% de los ingresos, correspondiente a los conceptos pool, pagos por capacidad, servicios de ajuste del sistema y Carbón Nacional, se encuadran dentro de la parte “liberalizada” del mismo; mientras que el resto pertenecen a la categoría de “costes regulados” que son los utilizados por el Gobierno para fijar semestralmente las tarifas de acceso a redes o peajes.

Dentro de este último grupo destaca por su importe el sobrecoste del régimen especial que, a pesar de ser un coste de generación y al contrario de lo que ocurre con el Carbón Nacional, se incorpora en los costes regulados.

La separación entre los costes liberalizados y los regulados resulta relevante dado que en el ámbito del proceso de liberalización en el que se encuentra el Sector desde 1998, una gran parte de los clientes se encuentran liberalizados, esto es, tienen que negociar con las diferentes compañías eléctricas su precio de energía, que deberán incrementar con los costes regulados para obtener su precio final.

Sólo los clientes con potencias contratadas bajas (menores de 10 kW) pueden permanecer acogidos a las tarifas (denominadas de último recurso) aprobadas por el Gobierno.

7. El déficit de tarifa

Sin duda el principal problema del Sector Eléctrico en la actualidad es el denominado “déficit de tarifa”. Su génesis es muy simple: la inconveniencia política de aplicar los incrementos en los costes del servicio eléctrico a los clientes finales.

En efecto, desde el año 2000, y salvo en dos años, las tarifas eléctricas en España han resultado insuficientes para cubrir los costes regulados del Sector.

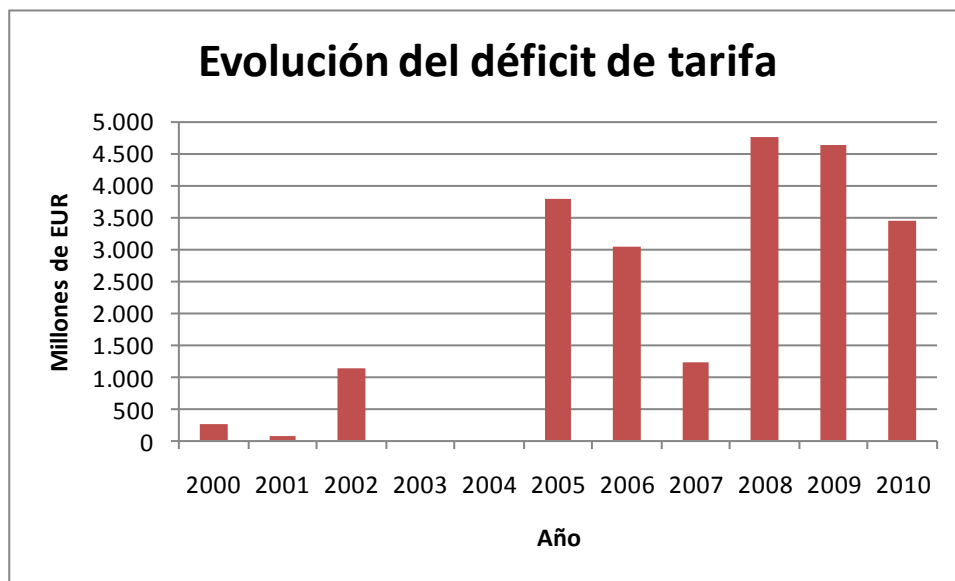


Ilustración 16 Fuente: CNE

Para evitar la quiebra del sistema, la diferencia entre ingresos y costes reconocidos se ha ido financiando a largo plazo (más de 10 años). El efecto, que durante los cinco primeros años se mantuvo en valores asumibles (totalizó algo menos de 1.500 M€ en valor acumulado), se ha disparado desde entonces hasta superar, en la actualidad, los 22.000 M€.

En la práctica esta ingente cifra significa que sería necesario un incremento de los precios a clientes finales del 68% si quisiéramos liquidar el déficit de tarifa en un solo año. Las cuotas para atender la financiación a largo plazo son ya de cerca del 10% de los costes del servicio en España.

El problema se ha agravado durante los últimos años ante las dificultades de financiar el citado déficit en los mercados internacionales, por lo que ha permanecido en el balance de las compañías eléctricas. Ha sido necesario el aval del Estado para poder empezar a realizar colocaciones a principios del presente 2011; después de varios intentos fallidos realizados anteriormente por parte de la CNE.

8. La tarifa de último recurso

Un problema adicional del Sector eléctrico deriva del mecanismo utilizado para fijar la tarifa de último recurso que, como se ha dicho, está pensada para proteger a los clientes con baja potencia contratada.

La principal deficiencia del mecanismo, que ha sido puesta de manifiesto por la CNE en numerosos informes, es que para su cálculo se suman a los costes regulados unos costes de energía que mayoritariamente provienen de unas subastas de energía (denominadas CESUR) que se celebran con periodicidad trimestral y en las que las propias empresas eléctricas gozan de gran poder de mercado.

Como consecuencia de lo anterior, siempre se producen subidas notables en el precio de la energía en los días previos a la subasta, lo que hace que los clientes de la tarifa de último recurso paguen precios de energía superiores a los de mercado.

El gráfico siguiente muestra la evolución de los precios en el entorno de la última subasta celebrada, que dio origen a la subida de la tarifa de cerca de un 10%. Puede observarse que si en lugar de tomar el precio de la subasta, se hubiera tomado el precio de 10 días antes o 10 días después de la misma, éste habría resultado ser más de un 5% inferior, lo que habría conllevado aumentos de tarifas muy inferiores a los finalmente aprobados.

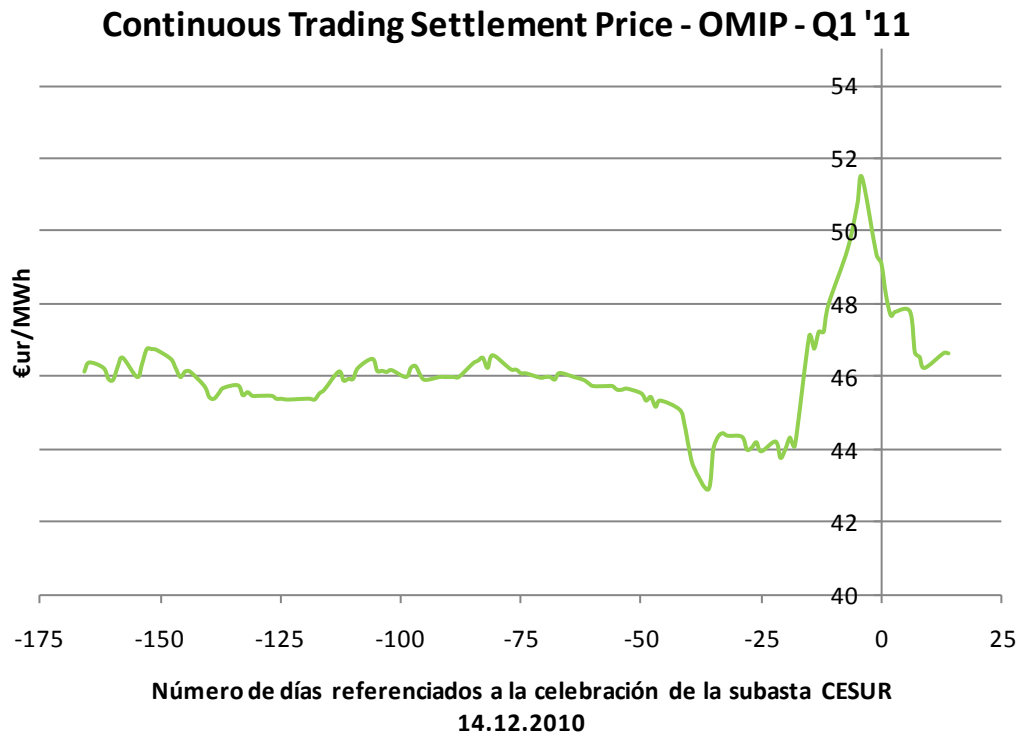


Ilustración 17 Fuente: OMIP