

Se hace constar que el texto remitido a los Consejeros para la formulación de los Votos Particulares en relación con la “Propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008” no contenía, por error técnico, la supresión del apartado 8 (Resumen del efecto de las palancas existentes sobre las tarifas de acceso y tarifas integrales), supresión que resulta necesaria por razones de coherencia al tratarse de información relacionada con el contenido del apartado 7 (Otras consideraciones). El contenido de este apartado séptimo fue debatido por el Consejo de Administración en su sesión de fecha 20 de mayo de 2008, y dio lugar la decisión de su supresión por el voto mayoritario.

**VOTO PARTICULAR DEL CONSEJERO D. JAVIER PEON EN RELACION
CON LA DENOMINADA “PROPUESTA DE REVISION DE LA TARIFA
ELECTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2008”, APROBADA POR EL
CONSEJO EN SU SESION DE 13 DE MAYO.**

El Consejero que suscribe formula el Voto Particular al que se refiere le encabezamiento con fundamento en las siguientes Consideraciones.

**CONSIDERACION PRIMERA.- SOBRE EL OBJETO Y NATURALEZA DE LA
RESOLUCION APOYADA POR EL VOTO MAORITARIO.**

La Resolución aprobada por el Voto Mayoritario, a pesar de autodenominarse “Propuesta de Revisión de la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de Julio de 2008” no es realmente una Propuesta de la Tarifa eléctrica. La tramitación del expediente se ha producido con naturaleza de consulta (función primera de la CNE) en cumplimiento del mandato contenido en la Disposición Adicional Séptima del Real Decreto 871/2007, sin participación alguna del Consejo Consultivo de Electricidad de esta CNE (tal y como hubiera sido preceptivo legalmente si nos encontráramos ante una auténtica Propuesta tarifaria) y con escasa participación real (aunque si formal) de la Dirección Eléctrica y de la Dirección de Mercados Derivados de Energía

El propio Informe apoyado por el Voto Mayoritario es consciente de esta falta de virtualidad práctica de las opiniones y valoraciones contenidas en el Informe cuando en el Capítulo de Conclusiones se afirma, en la última de ellas, lo siguiente:

“Undécima.- Se considera importante señalar que el presente informe no¹ (emitida por la CNE conforme lo establecido en la disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007) no sustituye en ningún caso el Informe preceptivo de la CNE dentro del proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas. Tal Informe habrá de ser emitido en su momento, en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional undécima tercero. 1. función cuarta de la Ley 34/1998, en relación con cada una de las disposiciones normativas en ue puedan concretarse las propuestas que ahora se aportan”

Tampoco el Consejo ha podido deliberar con una mínima profundidad sobre las cuestiones objeto de debate, dada la premura con la que se han facilitado los Informes correspondientes. Y a pesar de todo ello, el Voto Mayoritario ha insistido en rechazar la petición, formulada por varios Consejeros, de que un nuevo Informe más elaborado pudiera ser debatido y votado en el próximo Consejo previsto para siete días después.

Lo anterior resulta aún más incomprensible si se tiene en cuenta que el Voto Mayoritario acordó que las valoraciones y consideraciones de mayor calado relativas a los costes reales de la generación eléctrica en España, cuestiones que se suscitaron profusamente durante el debate (y que debían haber sido el auténtico objeto del Informe) se trasladan a un Informe distinto, que será deliberado y votado en la sesión del próximo Martes 20 de Mayo. En este sentido, en el capítulo de Conclusiones, se señala:

“Tercera.- Esta Comisión considera que podría ser necesaria una revisión del marco regulatorio actual de los mercados mayoristas eléctricos que los actualice y tenga en consideración la experiencia acumulada y cambios importantes que se han producido, que han afectado a partes

¹ El tachado de un “no” es nuestro dada la evidente errata gramatical del texto literal del Informe al repetir doce veces la negación.

fundamentales de su diseño, y que han podido afectar a su eficiencia (modificación del mecanismo de garantía de potencia y sustitución por el sistema de pagos por capacidad, introducción de los derechos de emisión de CO2, etc). Esta revisión podría afectar no tanto al nivel marginal de precio que los consumidores verán (en este sentido no afectaría a lo descrito en los párrafos anteriores), sino a la brecha cada vez mayor que el nuevo escenario ha abierto entre los márgenes de las tecnologías marginales e infra-marginales (fundamentalmente hidráulica y nuclear). En esta línea, esta Comisión, en la próxima reunión de su Consejo, tomará en consideración una aproximación a una cuantificación de la brecha existente entre los precios del mercado y el coste del mix energético que completará la presente propuesta con objeto de que pueda ser adecuadamente ponderada por el Ministerio.”

Además de lo anterior, el Informe si entra a analizar otras cuestiones, que no eran objeto del mandato, relativas a la tarifa de acceso. En este sentido, el Voto Mayoritario suprime la propuesta de la Dirección de Regulación y Competencia sobre dicha cuestión, que se contenía en el Capítulo 7, estableciendo en su lugar una escueta, ambigua y genérica mención en el Capítulo 7 “OTRAS CONSIDERACIONES”, del siguiente tenor:

“La problemática en relación con la revisión metodológica para el establecimiento de tarifas de acceso a redes, los impuestos sobre el consumo eléctrico y la minoración de derechos de emisión de CO2 será objeto de estudio por esta Comisión.”

Sin embargo, el Voto mayoritario mantiene en el Informe final un Capítulo 8 “RESUMEN DEL EFECTO DE LAS PALANCAS EXISTENTES SOBRE LAS TARIFAS DE ACCESO Y TARIFAS INEGRALES” (página 69) que mantiene las conclusiones de dicha “problemática” que el Voto Mayoritario reconoce que “...será objeto de estudio por esta Comisión”.

En definitiva, la Resolución que ahora se aprueba no entra a analizar los parámetros y variables que están determinando los costes reales de generación en España frente a los costes previstos en la Orden ITC/3860/2007, -revisión de costes de adquisición de la energía que constituye el auténtico objeto del mandato recibido para evacuar el presente Informe de consulta- y en su lugar, por un lado, se limita a considerar escenarios de precio teóricos muy alejados de la realidad y, por otro lado, se aventura en una serie de valoraciones y opiniones sobre las partidas de coste que deben constituir la tarifa de acceso, que ni eran objeto del mandato, ni se han madurado ni debatido con suficiente profundidad.

CONSIDERACION SEGUNDA.- LA RESOLUCIÓN APROBADA CONSIDERA UN ESCENARIO QUE SOBREALORA EL COSTE DE ADQUISICION DE LA ENERGIA PREVISTO PARA EL TERCER TRIMESTRE DEL EJERCICIO 2008.

La Resolución aprobada por el Voto Mayoritario, después de analizar la evolución al alza del precio en los mercados internacionales del petróleo, el gas y el carbón, señala:

“Debe notarse que durante el primer trimestre del 2008 todos los mercados, a excepción del español y el italiano, experimentaron una moderación de los precios sobre los registrados en el cuarto trimestre de 2007. En el caso del precio italiano, el incremento también se moderó en gran medida”. (Página 16)

En definitiva, el único mercado europeo que subió espectacularmente sus precios durante el primer trimestre del año 2.008 fue el mercado peninsular integrado por el mercado español y portugués. La subida del precio de la energía en el mercado de generación durante el primer trimestre de 2008 respecto a los precios registrados en el último trimestre de 2008 fue nada más

y nada menos que del 35,9% en términos agregados. En el resto de los mercados europeos, los precios bajaron o se mantuvieron.

Por lo tanto, la evolución de las variables del coste de las materias primas (petróleo, gas, carbón), que son similares para todos los mercados europeos no pueden ser la causa de tan dispar evolución entre unos mercados y otros. ¿Qué está pasando en el mercado español?. El Voto Mayoritario no realiza el más mínimo análisis sobre ello.

Sin embargo, se dice en el Informe que “...*los indicadores presentados...*”, - es decir, los indicadores relativos al coste de las materias primas que, sin embargo, han permitido bajadas en todos los mercados eléctricos-, “...*sugieren que durante el tercer trimestre del año 2008 se va a registrar un coste de energía eléctrica similar al registrado durante el primer trimestre de 2008, no existiendo expectativa de caídas en el coste de la energía.*”

El Consejero que suscribe no puede estar de acuerdo con dicha afirmación, ya que no sólo si existen expectativas de caída del coste de la energía respecto al primer trimestre del año 2008 (coste anormalmente alto), sino que las caídas ya vienen produciéndose desde el mes de febrero de 2008.

El máximo coyuntural del primer trimestre se obtuvo en la semana del 26 de enero al 1 de febrero, en la que se llegó a marcar un precio medio semanal de 75,69 €/MWh:

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máxima diaria (MWh)	848.656	01/02/2008
Demanda máxima horaria (MW)	41.139	30/01/2008 (21 h)
Demanda mínima horaria (MW)	22.625	27/01/2008 (8 h)
Demanda máxima histórica (MW)	44.876	17/12/2007 (18 h)

RESUMEN PRECIOS

€/MWh	España	Portugal
Precio máximo	103,15	103,15
Precio mínimo	49,00	53,20
Máxima diferencia		+30,49
% horas con precio inferior	41,67	
Precio medio semanal	75,69	78,00
Diferencia precio semana anterior	+7,07	+6,94
Precio medio desde 01/01/2008	70,20	74,46
Precio medio desde 01/07/2007	46,34	55,47

Semana 26 enero a 1 de febrero. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

Se observa que en esa fecha el precio medio, considerado desde el 1 de enero de 2008 ascendía a 70,20 €/MWh, y el precio medio considerado desde el 1 de julio 2007, era considerablemente menor (46,34 €/MWh), dados los bajos precios de la energía que se observaron en el segundo semestre del ejercicio 2007²

Sin embargo, durante el segundo trimestre de 2008, el coste de adquisición de la energía en el mercado de generación ha comenzado una senda descendente e ininterrumpida, siempre por debajo de los 60 €/MWh:

² El precio de la Tm CO2 próximo a cero, por la finalización de la vigencia de los derechos de emisión asignados y por el exceso de asignación sobre la demanda final real, fue uno de los factores, entre otros, que influyeron en esa situación.

Demanda máx. diaria (MWh)	628,852	06/03/2008
Demanda máx. horaria (MW)	41,322	6/3/2008 (21 h)
Demanda mín. horaria (MW)	21,322	2/3/2008 (9 h)
Demanda máx. histórica (MW)	44,876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Preços máximos	81,69	81,69
Preços mínimos	30,07	51,20
Máxima diferencia		+21,68
% horas con precio inferior	46,24	
Preço medio semanal	60,40	63,17
Diferencia preço semana anterior	-5,01	-7,58
Preço medio desde 01/01/2008	68,46	72,56
Preço medio desde 01/07/2007	49,20	57,61

Semana del 1 al 7 de marzo. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (España)

Demanda máx. diaria (MWh)	608,287	10/03/2008
Demanda máx. horaria (MW)	40,300	10/3/2008 (21 h)
Demanda mín. horaria (MW)	21,379	9/3/2008 (8 h)
Demanda máx. histórica (MW)	44,876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Preços máximos	90	95,65
Preços mínimos	30,00	51,24
Máxima diferencia		+23,43
% horas con precio inferior	52,38	
Preço medio semanal	61,53	65,61
Diferencia preço semana anterior	-1,12	+2,44
Preço medio desde 01/01/2008	67,81	71,90
Preço medio desde 01/07/2007	49,54	57,63

Semana del 8 al 14 de marzo. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máxima diaria (MWh)	732.214	18/03/2008
Demanda máxima horaria (MW)	35.351	18/03/2008 (21 h)
Demanda mínima horaria (MW)	20.691	21/3/2008 (8 h)
Demanda máxima histórica (MW)	44.876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precio máximo	95	97,3
Precio mínimo	34,21	51,50
Máxima diferencia		+28,14
% horas con precio inferior	77,98	
Precio medio semana	56,85	65,89
Diferencia precio semana anterior	-2,68	+0,28
Precio medio desde 01/01/2008	67,03	71,38
Precio medio desde 01/07/2007	49,79	58,04

Semana del 15 al 21 de marzo. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máxima diaria (MWh)	797.677	27/03/2008
Demanda máxima horaria (MW)	38.992	28/3/2008 (21 h)
Demanda mínima horaria (MW)	20.354	23/3/2008 (8 h)
Demanda máxima histórica (MW)	44.876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precio máximo	90	90
Precio mínimo	29,50	50,38
Máxima diferencia		+27,19
% horas con precio inferior	88,69	
Precio medio semana	56,39	65,04
Diferencia precio semana anterior	-2,46	+0,15
Precio medio desde 01/01/2008	65,19	70,96
Precio medio desde 01/07/2007	49,96	58,25

Semana del 22 al 28 de marzo. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máxima diaria (MWh)	778,915	01/04/2008
Demanda máxima horaria (MW)	37,740	01/04/2008 (22 h)
Demanda máxima horaria (MW)	21,029	30/03/2008 (8 h)
Demanda máxima histórica (MW)	44,876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precio máximo	77,2	99,45
Precio mínimo	39,54	50,11
Máxima diferencia		+44,98
% horas con precio inferior	86,31	
Precio medio semanal	58,36	70,11
Diferencia precio semana anterior	+1,97	+4,07
Precio medio desde 01/01/2008	65,61	70,90
Precio medio desde 01/07/2007	50,16	58,54

Semana del 29 de marzo al 4 de abril. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máxima diaria (MWh)	763,726	05/04/2008
Demanda máxima horaria (MW)	37,980	04/04/2008 (22 h)
Demanda máxima horaria (MW)	20,569	04/04/2008 (9 h)
Demanda máxima histórica (MW)	44,876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precio máximo	80	81,71
Precio mínimo	27,50	53,39
Máxima diferencia		+50,19
% horas con precio inferior	89,88	
Precio medio semanal	55,97	66,24
Diferencia precio semana anterior	-2,39	-3,87
Precio medio desde 01/01/2008	64,95	70,58
Precio medio desde 01/07/2007	50,31	58,73

Semana del 5 al 11 de abril. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

Demanda máxima (MWh)	761.058	17/04/2008
Demanda máx. horaria (MW)	37.024	17/4/2008 (22 h)
Demanda mín. horaria (MW)	20.914	13/4/2008 (9 h)
Demanda máx. histórica (MW)	44.876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precios máximos	82,64	82,64
Precios mínimos	37,19	53,11
Máxima diferencia		+19,94
% horas con precio inferior	80,95	
Precio medio semanal	55,18	62,41
Diferencia precio semana anterior	+0,21	-3,84
Precio medio desde 01/01/2008	64,85	70,50
Precio medio desde 01/07/2007	50,32	58,75

Semana 12 a 18 abril. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máxima (MWh)	752.007	22/04/2008
Demanda máx. horaria (MW)	36.443	21/4/2008 (22 h)
Demanda mín. horaria (MW)	20.962	20/4/2008 (9 h)
Demanda máx. histórica (MW)	44.876	17/12/2007 (19 h)

RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precios máximos	83,82	83,82
Precios mínimos	40,99	42,00
Máxima diferencia		+12
% horas con precio inferior	34,52	
Precio medio semanal	55,77	57,28
Diferencia precio semana anterior	-0,40	-5,12
Precio medio desde 01/01/2008	63,87	69,28
Precio medio desde 01/07/2007	50,57	58,78

Semana 19 abril a 25 abril. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

RESUMEN DEMANDA (ESPAÑA)

Demanda máx. diaria (MWh)	717.085	29/04/2008
Demanda máx. horaria (MW)	34.766	28/04/2008 (22 h)
Demanda mín. horaria (MW)	19.105	1/5/2008 (8 h)
Demanda máx. histórica (MW)	44.876	17/12/2007 (19 h)

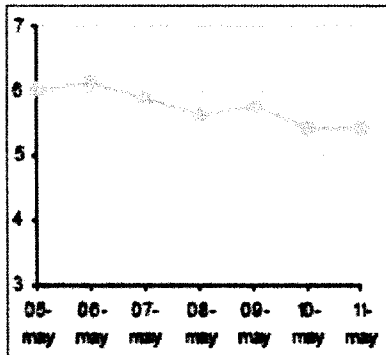
RESUMEN PRECIOS

(€/MWh)	España	Portugal
Precio máximo	68,89	68,89
Precio mínimo	36,23	50,00
Máxima diferencia		+21,52
% horas con precio inferior	52,98	
Precio medio central	54,21	57,08
Diferencia precio semana anterior	-1,58	+0,39
Precio medio desde 01/01/2008	63,32	68,62
Precio medio desde 01/07/2007	50,65	58,76

Semana 25 abril a 2 de Mayo. Fuente: Boletín Semanal Dirección Energía Eléctrica CNE.

Precios Medios Ponderados

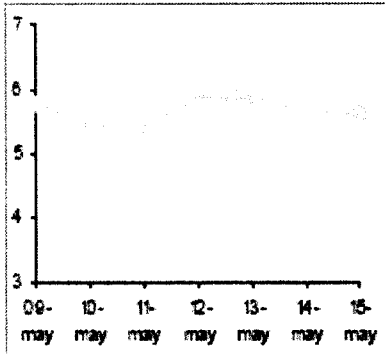
Mercado Diario c€/kWh



Semana 5 a 11 de mayo. Fuente: Boletín Diario Operador del Sistema.

Precios Medios Ponderados

Mercado Diario c€/kWh



Jueves 15 de mayo. Fuente: Boletín Diario Operador del Sistema.

En concreto, el precio medio semanal en el mercado mayorista ha ido descendiendo durante el segundo trimestre con arreglo a los siguientes valores €/MWh; 60,40; 61,53, 58,85; 58,36; 55,97; 56,18; 55,77; 54,21.

En definitiva la senda de precio es claramente descendente y el último dato disponible marca un precio de 54,21 €/MWh. Como puede observarse, se trata de unos precios muy alejados de los observados en el primer trimestre. Tal es así que el precio medio desde el 1 de enero de 2008 se sitúa ahora en 63,32 €/MWh, frente a los 70,20 €/MWh de la semana del 26 de enero a 1 de febrero. Así mismo, el precio medio desde el 1 de julio de 2007, se sitúa ahora en 50,65 €/MWh. ¿Por qué se produce esta caída de precios?. ¿Por qué el Voto Mayoritario no menciona esta caída de precios ni hace ninguna valoración sobre ella? ¿Por qué no tiene en cuenta el Voto Mayoritario esa evolución a la baja para realizar sus previsiones para el próximo trimestre? ¿Cuáles son los factores que están incidiendo en esa evolución de los costes de adquisición de la energía en el mercado español?. Nada se dice en el Informe sobre esta caída de precios ni sobre sus causas ni se realiza pronóstico alguno sobre su carácter coyuntural o estructural, ni se contrasta con las previsiones contenidas en la Orden ITC/3860/2007.

Además de lo anterior, hay que llamar la atención sobre la circunstancia de que **históricamente, dada la curva de carga característica del tercer trimestre, los precios siempre han sido inferiores a los experimentados en los dos primeros trimestres del año.** Nada de esto se tiene en cuenta ni se analiza en el Informe aprobado por el Voto Mayoritario.

El Voto Mayoritario, desconociendo la evolución real del mercado mayorista español, se acoge el precio máximo marcado de manera coyuntural en los primeras semanas del año y recurre a indicadores teóricos (mercados a plazo) para establecer sus previsiones de que ese precio anormalmente alto no va a variar en el tercer trimestre (cuando realmente ya comenzó a bajar desde finales de febrero).

En este sentido, también hay que recordar que los indicadores de los mercados a plazo no pueden reaccionar a coyunturas que se producen con posterioridad al momento en que se toma la decisión inversora. La alta pluviosidad del último mes y el incremento de generación eólica (record histórico el 18 de abril de 2008) introducen factores que minoran los precios del mercado mayorista, y que los inversores no pudieron tener en cuenta cuando aventuraron los precios de futuro. Por ello, no parece tener demasiado sentido recurrir a indicadores de mercados a plazo que resultan contradichos por la propia realidad.

Las matizaciones de la Dirección de Mercados Derivados a la propuesta de la Dirección de Regulación y Competencia son también especialmente oportunas. El Voto Mayoritario ha hecho suyas las tesis de la Dirección de Regulación y Competencia que se contenían en la propuesta elevado al Consejo para su debate. Pero la Dirección de Mercados Derivados ponía de relieve en su informe que ese escenario estaba sobrevalorando algunos de los parámetros escogidos. Los cálculos correctos, partiendo del escenario de costes considerado por el Voto Mayoritario (66,14€/MWh o 61,10 €/MWh), debieron ser los que se detallan a continuación:

1. Escenario con coste 66,14 €/MWh.

- OMIP incluye la parte correspondiente al tercer trimestre de 08, de las subastas del contrato anual y de 2 (de las 4) subastas del contrato trimestral. Se podría incluir la tercera subasta del Q3-08 que fue el pasado miércoles 14 de mayo.
- 4ª CESUR
- Resto: OMEL+5ª Cesur+omip pendiente

Mercado	Energía (GWh)		Precio medio €/MWh	Coste Miles €
OMIP	1.484,00	5%	58,66	87.051,44
4ª CESUR	6.800,64	21%	63,73	433.404,79
OMEL(*)	23.498,36	74%	67,31	1.581.671,39

Factor apuntamiento PRECIO

OMEL/64,83

1,038251782

(precio previsto base utilizado: 64,83 €/MWh)

En este ejercicio el factor de apuntamiento se obtiene como resultado entre el precio previsto base utilizado y el precio "OMEL", para que dé la previsión de 66,14 €/MWh del escenario del informe de tarifas.

2. Escenario con coste 61,10 €/MWh

Teniendo en cuenta lo anterior y con el mismo factor de apuntamiento (3,82) que en el escenario anterior, el valor sobre el que se calcula la previsión "OMEL" debe ser 58,26€/MWh y no el valor de 62,81 €/MWh que se contenía en el Informe elevado a Consejo.

Mercado	Energía (GWh)	%	Precio medio €/MWh	Coste Miles €
OMIP	1.484,00	5%	58,66	87.051,44
4ª CESUR	6.800,64	21%	63,73	433.404,79
OMEL (*)	23.498,36	74%	60,49	1.421.485,07

(*) Se aplica 3,82% de apuntamiento sobre precio previsto base de :

58,26 MWh

3. Precio medio base sobre el que se calcula la previsión "OMEL" en el escenario de 66,14 €/MWh

El precio esperado "OMEL sobre el que se aplica el apuntamiento en escenario 1 se indica en informe que corresponde con FTB Q3-08 durante marzo. No se obtiene dicho valor de media del mes de marzo de cotizaciones, ni tampoco ponderando por negociación.

De lo anterior se desprende que, aunque los indicadores de los mercados de derivados pueden ser válidos para la determinación del coste de la energía cuya adquisición por los distribuidores ha sido ya comprometida mediante los mecanismos de subasta CESUR y OMIP (un 26% aproximadamente)³, lo que es indudable es que, aún admitiendo el factor de apuntamiento de un 3,8% sobre el precio previsto en base (aunque no se justifica), el precio OMEL que debería producirse en el trimestre es de 64,83 €/MWh en el escenario 1 (coste 66,14 €/MWh) y 58,26 €/MWh en el escenario 2 (coste 61,10 MWh). Es decir, en ambos casos **muy lejos de los precios reales que esta marcando en la actualidad OMEL y de la tendencia previsiblemente descendente de dichos precios por el factor estacional del tercer trimestre.**

Por todo ello, entiende el Consejero que suscribe que la subida de tarifas propuesta por el Voto Mayoritario se basa en un escenario de precio anormalmente alto, considerando un escenario de coste de adquisición de la energía en el mercado de generación de 66,14 €/MWh, para “...asegurar que no se genere déficit adicional al reconocido ex ante”. (Conclusión Segunda del Informe).

Sin embargo, pareciera que la finalidad parece ser realmente la inversa: realizar una previsión teórica sobrevalorada para, con el exceso de recaudación, amortizar parte del déficit “ex ante” generado por los costes reconocido en la Orden ITC/3860/2007.

Obsérvese que el propio Informe considera como posible un escenario inferior, al señalar que “...si bien se considera que el escenario planteado es el más adecuado habida cuenta de la no revisión del componente de la energía en el 2º trimestre del 2.008, se plantea un escenario de coste de generación más

³ No obstante lo anterior, aun no se conoce la cantidad de energía a subastar en la 5ª subasta CESUR, ni la cantidad de energía a adquirir en OMIP en el tercer trimestre, (ni, lógicamente, su precio), pero puede estimarse razonablemente que puede llegar a suponer un 10-12% del total de energía del trimestre que demandarán las distribuidoras.

moderado teniendo en cuenta una posible tendencia a la baja del precio por efecto estacional”.

En concreto, se llega a considerar un coste de adquisición de la energía en el mercado de generación de 61,10 €MWh. Ese valor todavía es superior en un 14% al valor tenido en cuenta en la Orden OTC/3860/2007 para todo el ejercicio 2008, y tiene una repercusión en la tarifa integral que se concretaría en una elevación del 5,5% (Cuadro 22 del Informe, página 56), en lugar del 11,3% recomendado por el Voto Mayoritario

Pero es que además, como el propio Informe reconoce, dicho incremento se calcula a partir de una hipótesis que, a juicio del Consejero que suscribe, vulnera la actual legalidad vigente, ya que no está teniendo en cuenta la minoración de costes para el sistema que debe producirse como consecuencia de la devolución de ingresos obtenidos como consecuencia de la asignación gratuita de los derechos de emisión de CO₂. Así se afirma taxativamente en el Informe aprobado por el Voto Mayoritario lo siguiente:

“En el Cuadro 22 se presenta el mismo ejercicio para el segundo escenario de precios de mercado (61,10 €MWh). En este escenario de precios el aumento necesario, en términos de facturación media anual, para que las tarifas integrales cubrieran la totalidad del coste de la energía, sin considerar la minoración por los derechos de CO₂, asciende al 5,5%...” (Página 55). El subrayado es nuestro.

¿Por qué no se está aplicando la legalidad vigente? ¿Qué efecto tendría la aplicación de esa legalidad a la revisión de las tarifas?. Lo vemos con más detalle en el siguiente apartado.

CONSIDERACION TERCERA.- NO SE HAN COMPUTADO EN LOS CALCULOS REALIZADOS POR EL VOTO MAYORITARIO PARA PROPONER UNA SUBIDA DEL 11,3%, LOS INGRESOS DEL SISTEMA COMO CONSECUENCIA DE LA MINORACIÓN DE DERECHOS DE EMISION DE CO2. SEGÚN EL ESCENARIO DE PRECIO CONSIDERADO POR EL VOTO MAYORITARIO, EL COMPUTO DE DICHS INGRESOS HABRÍA REDUCIDO EL INCREMENTO DE UN 11,3% A UN 5,5%.

Incluso aunque llegara admitirse la previsión del escenario de precio escogido por el Voto Mayoritario (66,14 MWh), la subida recomendada es excesiva porque los cálculos realizados para determinarla no están teniendo en cuenta los ingresos para el Sistema derivados de la aplicación del Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, que amplía la minoración de los derechos de emisión de CO2 para el ejercicio 2008.

La Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, desarrollaba el Real Decreto-Ley 3/2006 estableciendo el procedimiento de cálculo de la minoración, para el año 2006, de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica por un importe equivalente al valor de los derechos de emisión de dióxido de carbono asignados gratuitamente a esta actividad. Asimismo, en la citada Orden se señalaba que dicho importe se dedicará a reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2006.

En relación con lo anterior es preciso señalar que el Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, amplía la minoración de los derechos de emisión para el ejercicio 2008, estableciendo que dicha minoración se aplicará exclusivamente a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen ordinario del sistema peninsular, cualquiera que sea su tecnología. Asimismo, establece que las citadas cantidades minoradas tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Por último, es preciso señalar que la Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que la minoración de la retribución de la actividad de producción derivada de la asignación gratuita de derechos de emisión correspondiente al ejercicio 2007, se calculará de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/3315/2007.

Si atendemos al cálculo que se contiene en el Informe sobre el efecto del cómputo de los ingresos correspondientes a esa minoración de ingresos por efecto de la asignación gratuita de derechos de emisión, puede observarse que **la tarifa integral experimentaría una minoración de un 5,8%**. Así se señala en el Informe aprobado por el Voto Mayoritario lo siguiente:

“La minoración de los derechos de emisión de CO2 supondría, como primera aproximación, un aumento de los ingresos del sistema de aproximadamente 1.300 millones de euros, lo que supone una reducción del 5,8% respecto de la tarifa media a la que los consumidores deberían hacer frente para cubrir la totalidad de los costes considerados” (Página 69). El subrayado es nuestro.

En definitiva, **considerando que en un escenario de coste de adquisición de la energía de 61,10 €/MWh** el incremento tarifario sería del 5,5%, pero que la disminución tarifaria por efecto de la devolución de los ingresos de los agentes que recibieron asignación gratuitas de derechos de CO2, -prevista en el RDL 11/2007 citado- es de un 5,8%, **la conclusión evidente es que lo que procede en dicho escenario de precio (61,14 €/MWh) es una disminución tarifaria de un 0,3%**.

Y **considerando que en el escenario de coste de adquisición de la energía de 66,14 €/MWh finalmente escogido por el Voto Mayoritario**, el incremento tarifario sería del 11,3%, pero que la disminución tarifaria por efecto de la devolución de los ingresos de los agentes que recibieron asignación gratuitas de derechos de CO2, -prevista en el RD 11/2007- es de un 5,8%, **la conclusión evidente es que**

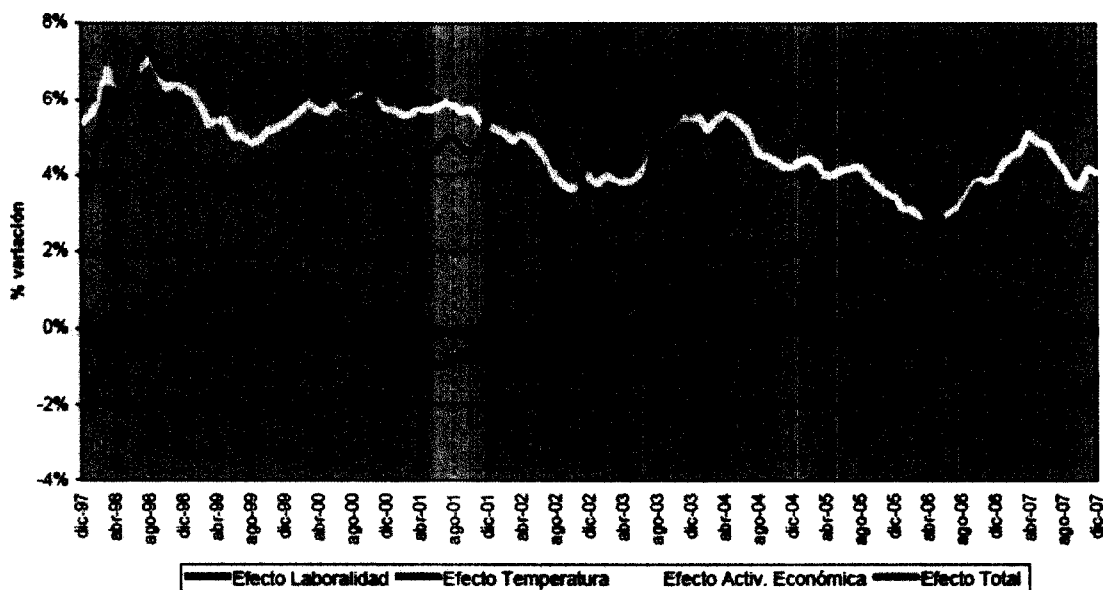
lo que en dicho escenario de precio (66,14 €/MWh) es un incremento tarifario mucho menor al propuesto por el Voto Mayoritario. En concreto un aumento del 5,5%.

Recuérdese que se parte de un precio previsto en OMEL de 64,83 €/MWh en el escenario 1 (coste 66,14 €/MWh) y 58,26 €/MWh en el escenario 2 (coste 61,10 MWh). Y que OMEL está marcando un precio actualmente de 54 €/MWh, (entre un 9% y un 15% menor al considerado en los escenarios valorados por el Voto Mayoritario) y con una previsión de descenso en el tercer trimestre por el efecto estacional.

Además de lo anterior, se da por buena la estimación de la demanda contenida en la Orden ITC/3860/2007, a pesar de que la crisis económica apunta síntomas de una evidente desaceleración y que vendría a sumarse al efecto estacional previsto. En el gráfico siguiente se aprecia claramente la correlación entre disminución del crecimiento del PIB, el efecto estacional y la demanda eléctrica.

1. Demanda en barras de central

**% Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central peninsular :
Descomposición del crecimiento**



Fuente: REE (Boletín Mensual. Diciembre 2007) y REE

En definitiva, parece que se trata de dotar de un exceso de retribución sobre el coste de la adquisición real de la energía para sugerir al Gobierno que se desande el camino andado con la Orden ITC aludida y que, en lugar de diferir los costes reconocidos para su pago en 15 años (mecanismo de déficit ex ante), se adelante el pago de gran parte de ellos a este concreto ejercicio.

El Voto Mayoritario parece pretender cambiar ahora esa distribución decidida por el Gobierno de los costes reconocidos para el ejercicio 2008, imputando una mayor partida a la subida nominal para diferir una menor partida para próximos ejercicios. Pero ese intento ya se contenía en el Informe que esta CNE realizó sobre la referida Orden ITC/3860/2007 y fue desestimado por el Gobierno. Que esta es la auténtica y principal finalidad de las valoraciones que se contienen en el Informe parece deducirse con claridad de la circunstancia de que ocupan el privilegiado lugar de **“CONCLUSION Primera”**, en el Capítulo 9 de **“CONCLUSIONES”** del Informe. También en la Conclusión Segunda se viene a reconocer por el Voto Mayoritario que *“...Sin embargo, si el precio considerado resultase ligeramente superior respecto a la realidad final, el exceso de ingresos se podría utilizar para compensar parte del déficit que se acumula por el déficit ex ante reconocido en las tarifas de acceso.”* (El subrayado es nuestro)

Es posible que, atendiendo a que el actual Gobierno es distinto al anterior, tras las elecciones generales de 9 de marzo de 2.008, el Voto Mayoritario albergue la esperanza de que se corrijan anteriores decisiones erróneas, pero no parecía ser éste trámite de revisión del coste real de la adquisición de la energía en el mercado mayorista el cauce más adecuado para formular una reconsideración del pernicioso mecanismo del “déficit ex ante”, ya que no es este el objeto del mandato que ha dado lugar al presente Informe de consulta mal llamado “Propuesta de revisión” por el Voto Mayoritario.

La CNE debió proceder a una revisión de los costes de adquisición de la energía atendiendo a su evolución real y no atendiendo a la conveniencia de



obtener un superávit que permita compensar el déficit decidido por el Gobierno para su financiación en 15 años. En cualquier caso, si lo que se pretende es realmente lograr dicha corrección, debió articularse como una propuesta normativa, con participación del Consejo Consultivo, tal y como se hizo con el propio Informe de la CNE a la Orden ITC/3860/2007.

CONSIDERACION CUARTA.- LAS VALORACIONES QUE SE CONTIENEN SOBRE LA TARIFA DE ACCESO SON IMPROCEDENTES EN RELACION CON EL OBJETO DE LA CONSULTA Y REALIZAN UNA DESCRIPCIÓN INCOMPLETA, SUPERFICIAL Y SESGADA DE LA ACTUAL SITUACION DEL MODELO ELECTRICO ESPAÑOL.

Como en el propio Informe se reconoce por el Voto Mayoritario no era objeto del mandato a que da lugar el Informe hacer valoración alguna sobre las tarifas de acceso ni sobre las partidas que la integran. Así se llega a decir en el Informe lo siguiente:

“Según la normativa vigente, únicamente son objeto de revisión el próximo 1 de julio las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras. Las tarifas de acceso, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 871/2007, se revisarán en diciembre.”
(Pag. 4)

Sin embargo, incumpliendo la normativa vigente que dar lugar al Informe, y sin razones de urgencia ni de que plazos que lo justifiquen (la revisión de las tarifas de acceso no debe producirse hasta Diciembre de 2008, como se reconoce en el Informe), el Voto Mayoritario entra a realizar una serie de consideraciones sobre las tarifas de acceso argumentado lo siguiente:

“No obstante, para transmitir una idea fiable de la situación real del sistema tarifario, cabe señalar que también se han analizado las variaciones necesarias en las tarifas integrales y las tarifas de acceso

nominales actuales para cumplir con los principios de suficiencia y aditividad de acuerdo con la metodología CNE-2001-revisada de forma que no generen déficit. También se tratan aspectos asociados a los costes regulados. Esto es debido a que algunas de las medidas que se proponen a este respecto implican a varios Ministerios y pueden requerir desarrollos reglamentarios previos, que deberían llevarse a cabo antes de la propuesta final de las tarifas de acceso en diciembre”.

Cabe señalar ya desde ahora que las valoraciones que se contienen en el Informe sobre la situación real del sistema tarifario distan mucho de transmitir una “idea fiable” de lo que está realmente ocurriendo. Más bien la contrario, se limita a reiterar lo ya expuesto en Informes tarifarios anteriores en relación con unos “costes reconocidos” con una metodología que va ser modificada precisamente porque con la vigente actualmente no permite concluir que los “costes reconocidos” son realmente los costes reales. De hecho, algunos de los Consejeros firmantes del Voto Mayoritario llegaron a calificar de “axiomáticos” a dichos “costes reconocidos” porque hay razones para intuir que se están reconociendo algunos costes con unos valores por encima de su coste real. Ese cambio de metodología permitirá a esta CNE realizar una Propuesta tarifaria aplicable a partir de Diciembre de 2008, con fundamento en costes reales y no “axiomáticos” como hasta ahora. Entonces si esto es así, ¿por qué empeñarse ahora en cálculos “axiomáticos”? Pues sorprendentemente la respuesta la da el propio Voto Mayoritario en el Informe cuando se afirma lo siguiente:

“La propuesta de diciembre de tarifas de acceso se realizará con la versión actualizada de la metodología asignativa de la CNE, pero convendría que el MITYC ya hubiera informado a esta Comisión su posicionamiento sobre lo que este informe indica en relación con los costes regulados, con objeto de que ésta lo tuviera en cuenta en su propuesta final de metodología”

Da la impresión de que ésta CNE no es capaz de desprenderse de la tutela del MITYC para la fijación de la propuesta de tarifas que habrá de realizar en Diciembre de 2.008 y le adelanta posibles criterios para obtener el previo consentimiento del Gobierno. Sin embargo, la Directiva Comunitaria 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece un procedimiento que pretende reforzar la independencia del regulador al determinar que el organismo regulador independiente deberá fijar la tarifa o, al menos, formular la propuesta de tarifas y, si el Gobierno decide apartarse de dicha propuesta, deberá motivar las razones que lo justifican, publicándose tanto la propuesta como la decisión final, con su motivación. La farragosa descripción de esta nueva función que se contiene en la página 33 del Informe no permite despejar las dudas sobre si realmente el Gobierno y ésta CNE han llegado a interiorizar el nuevo reparto de papeles que en la determinación de las tarifas eléctricas corresponde a cada uno de ellos.

Por otro lado, entrando ya en el fondo de la cuestión, las valoraciones sobre las modificaciones que se proponían en la propuesta de Informe elevada a Consejo para su debate eran especialmente desafortunadas en algunos aspectos, tales como por ejemplo, las relativas a la retribución del Régimen Especial. El Voto Mayoritario suprime la propuesta de la Dirección sobre dicha cuestión, estableciendo en su lugar una escueta, ambigua y genérica mención en el Capítulo 7 "OTRAS CONSIDERACIONES", del siguiente tenor:

"La problemática en relación con la revisión metodológica para el establecimiento de tarifas de acceso a redes, los impuestos sobre el consumo eléctrico y la minoración de derechos de emisión de CO2 será objeto de estudio por esta Comisión."

Sin embargo, se mantiene un Capítulo 8 "RESUMEN DEL EFECTO DE LAS PALANCAS EXISTENTES SOBRE LAS TARIFAS DE ACCESO Y TARIFAS INEGRALES" (página 69) que mantiene las conclusiones de una problemática

que el Voto Mayoritario reconoce que “...será objeto de estudio por esta Comisión”.

Por ello se hacen imprescindibles unos mínimos comentarios sobre el desacierto de enfoque de unas conclusiones obtenidas sobre la base de unos datos, valoraciones, y opiniones que se contenían en el capítulo 7 del Informe de la Dirección, todas ellas suprimidas del Informe final por el Voto Mayoritario.

CONSIDERACION QUINTA.- LA SUPRESION DE LA FINANCIACION POR LA TARIFA DE LAS PRIMAS DE REGIMEN ESPECIAL Y LAS ALTERNATIVAS QUE PARECE PROPONER EL VOTO MAYORITARIO.

Se afirma en el Informe que “...la financiación de las primas del régimen especial con cargo a los consumidores de energía en su conjunto, supone reducir los costes de acceso en 1.864 millones de euros, lo que implica una reducción de los costes a sufragar por los consumidores de baja tensión del 8,3% respecto al escenario de partida.”

Tan crítica afirmación se encontraba argumentada en el Capítulo 7 contenido en la Propuesta de Informe elaborada por la Dirección de Regulación y Competencia de ésta CNE, en el sentido siguiente:

“En relación con el sobrecoste de las primas del régimen especial cabe señalar que, si bien hasta la fecha se han asignado anualmente a la tarifa de acceso, se plantea una redefinición de los costes que corresponde asignar a los consumidores de energía no renovable en su conjunto en primera instancia (i. e. qué proporción correspondería imputar a Presupuestos Generales del Estado o a otros sectores industriales), y posteriormente el cálculo de la cantidad con la que se debe gravar a cada uno de los vectores energéticos no renovables (i. e. carbón, productos petrolíferos, gas y electricidad). De este último cálculo se deriva la cantidad que se debe asignar a la tarifa de acceso a las redes.”



En concreto, la nueva metodología toma como punto de partida la “Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía de procedente de fuentes renovables” y toma en consideración que, tal y como explicita la propia Directiva, la explotación de las energías renovables “contribuye a mitigar el cambio climático gracias a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al desarrollo sostenible, a la seguridad del abastecimiento y al desarrollo de una industria basada en el conocimiento, generadora de empleo, crecimiento económico, competitividad y desarrollo regional y rural”. Por tanto, se pueden distinguir con claridad dos objetivos diferenciados que justifican los sobrecostes que suponen estos incentivos regulados (primas y exenciones fiscales de los biocarburantes): desarrollo socio-económico por un lado (empleo, crecimiento económico, competitividad y desarrollo regional y rural) y desarrollo sostenible (reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y seguridad del abastecimiento).

Cabe señalar que, mientras que la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento beneficiarían principalmente a los consumidores de energía (no sólo de electricidad, sino también de gas, petróleo y carbón), el desarrollo del empleo, el crecimiento económico, la competitividad y el desarrollo regional y global beneficiarían a toda la sociedad en su conjunto.

Por lo tanto, como fase previa a la asignación de los sobrecostes derivados del fomento del uso de energía de procedente de fuentes renovables, el Gobierno debería decidir, en primer lugar, qué parte de estos costes contribuyen a la reducción de gases de efecto invernadero, el desarrollo sostenible y la seguridad de suministro y, por tanto, deberían asignarse a los consumidores de energía, y qué parte de dichos costes se corresponden con objetivos de desarrollo económico y deberían, en

consecuencia, financiarse con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

En segundo lugar, una vez determinada la parte de los sobrecostes derivados del fomento del uso de energía de procedente de fuentes renovables que se destina a la reducción de los gases de efecto invernadero y a mejorar la seguridad de suministro, ésta se asignaría entre los consumidores de energía según la contribución de cada fuente energética (electricidad, gas, petróleo y carbón) en el consumo de energía total.”

Pues bien, el Consejero que suscribe ya ha argumentado en otras ocasiones que sería un grave error alterar un marco de fomento de las energías renovables que ha sido eficaz y eficiente para alcanzar los objetivos que se habían marcado y que ha sido calificado de éxito por la propia Comisión Europea. Pero lo que resulta increíble es que esa “innovación” que ahora se propone, delimitando que parte de la retribución del Régimen Especial, debe pasar a ser sufragada vía impuestos a través de los Presupuestos Generales del Estado, llegue a cuantificarse. Así en la propuesta de la Dirección se seguía argumentando lo siguiente.

“Si bien la propuesta de nueva metodología de la Comisión incorporará una estimación de detalle del impacto que sobre la tarifa de acceso puede tener este nuevo enfoque, se plantea a continuación una aproximación inicial del orden de magnitud del cambio.

Para un hipotético ejercicio 2008 la cantidad que correspondería sufragar a la tarifa de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica siguiendo la metodología vigente sería del orden de 2.300 millones de euros. Sin embargo, en el caso de aplicarse la metodología que se considera proponer, la cantidad estimada sería en el mayor de los

casos (suponiendo que se descartase socializar parte alguna del monto atendiendo a las razones expuestas) del orden de 650 millones de euros⁴.

En este ejercicio, como aproximación, dado que se desconoce la parte del coste que se debe a desarrollo socio-económico, se ha considerado que todas las primas del régimen especial serán financiadas con cargo a los consumidores de energía. En consecuencia, teniendo en cuenta que el consumo final de electricidad representa aproximadamente el 21% del consumo de energía final, se supone que aproximadamente 492 Millones de euros serían financiados con cargo a los consumidores eléctricos, esto es, el 21% de las primas del régimen especial sería soportado por los consumidores eléctricos y la diferencia (1.864 Millones de euros) por el resto de los consumidores energéticos.”

Pues bien, esta hipótesis, totalmente arbitraria, desaparece de lo Informe final aprobado por el Voto Mayoritario, y se mantiene como conclusión o resumen en el Capítulo, pero sin advertir que se trata de un cálculo basado en una mera hipótesis arbitraria.

Como quedó puesto de relieve durante las deliberaciones del Consejo, dicha argumentación y dicha hipótesis, que pretende delimitar que parte del coste de promoción de las energías renovables puede llegar a ser imputable a todos los españoles mediante impuestos y que parte debe ser sufragada por los consumidores eléctricos, es poco sostenible. Y es poco sostenible por un lado, por la propia dificultad de la delimitación de que cuantía imputar a cada uno de los ámbitos de detracción y, por otro lado, porque el fomento de las energías renovables en España se ha basado hasta ahora en el actual modelo que ha sido calificado de exitoso por la propia Unión Europea, por eficaz y eficiente.

⁴ Esta estimación consideraría la asignación no sólo de las primas del régimen especial, sino también las exenciones fiscales de los biocarburantes, dado su carácter de incentivo destinado también al fomento del uso de energía de procedente de fuentes renovables.

De acuerdo con la Comunicación de la Comisión de la UE al Parlamento Europeo, de 7 de diciembre de 2005, la mayoría de los países han elegido el sistema de promoción denominado “Feed-in Tariff” o de tarifa regulada, en el que el regulador fija la tarifa para la retribución de la energía eléctrica procedente de las fuentes renovables y el mercado determina la cantidad de energía eléctrica generada con estas fuentes. De acuerdo con dicha Comunicación, el sistema de “Feed-in Tariff”, o de tarifa regulada, es el que se muestra globalmente como más efectivo y más eficiente, dados los elevados precios y la escasa implantación de nuevas instalaciones en el resto de sistemas de promoción.

En particular, la propia Comisión de la UE destacaba al sistema regulatorio español vigente en aquellas fechas, con los precios y potencias instaladas hasta el año 2004, como uno de los más efectivos y, al mismo tiempo, más eficientes, junto al de Alemania y al de Dinamarca.

En el Voto Particular de fecha 20 de Diciembre de 2007 a la resolución que informaba sobre la propuesta de RD de modificación del RD 661/2007 en lo relativo a la generación fotovoltaica, ya desarrollábamos las razones por las cuales el marco de fomento de las energías renovables no debe basarse en principios distintos que han demostrado tener éxito hasta el presente.

Ya en la página 8 del Informe de la Subdirección de Régimen Especial que dió lugar a aquel debate, comentando los cuatro principios que informan la regulación española sobre Régimen Especial (y que en el año 2005 fue considerada exitosa, por eficaz y eficiente, por la propia Comisión Europea) se comentaba lo siguiente:

*“b).- **Minimizar la incertidumbre regulatoria.** La CNE entiende que la estabilidad (seguridad jurídica) y la predictibilidad en el futuro de los incentivos económicos reducen la incertidumbre regulatoria, lo que incentiva las inversiones en nueva capacidad y minimiza el coste de*

financiación de los proyectos, reduciéndose el coste final para el consumidor. La regulación ha de establecer garantías suficientes para conseguir que los incentivos económicos sean estables y predecibles durante toda la vida de la instalación, fijando en su caso, tanto mecanismos transparentes de actualización anual, asociados a la evolución de índices robustos (como el IPC, los bonos a diez años, etc.), como revisiones periódicas, por ejemplo, cada cuatro años, que únicamente afecten a las nuevas instalaciones, en cuanto a los costes de inversión, pudiendo afectar la reducción de los costes de operación también a las instalaciones existentes.

Esta estabilidad regulatoria queda plasmada en el principio de no retroactividad, con el objeto de conservar los principios de seguridad jurídica y de protección de la confianza legítima. Bien es cierto que nos e teata de petrificar las normas, pero los cambios en las mismas se deben justificar y, al mismo tiempo, se deben establecer un periodo transitorio o una compensación suficiente para resarcir a los invasores de la afectación que les puede provocar la nueva normativa”

También señalaba el Informe de la Subdirección, a propósito del comentario sobre los cuatro principios básicos que deben inspirar toda regulación de Régimen especial que pretenda ser eficaz y eficiente, lo siguiente:

*“a) **Alcanzar los objetivos de planificación.** El objetivo actual de planificación establecido en la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 es que las energías renovables cubran como mínimo el 12 por 100 de la energía primaria total en el año 2.010. De acuerdo con la Directiva 2001/77/CE y con el Plan de Fomento de las Energías Renovables el objetivo anterior equivale para el sector eléctrico a suministrar con energías renovables el 29,4% de la demanda de electricidad en 2.010. Según el Consejo de Primavera de 2007, el nuevo objetivo para el conjunto de la Unión Europea es alcanzar con renovables*

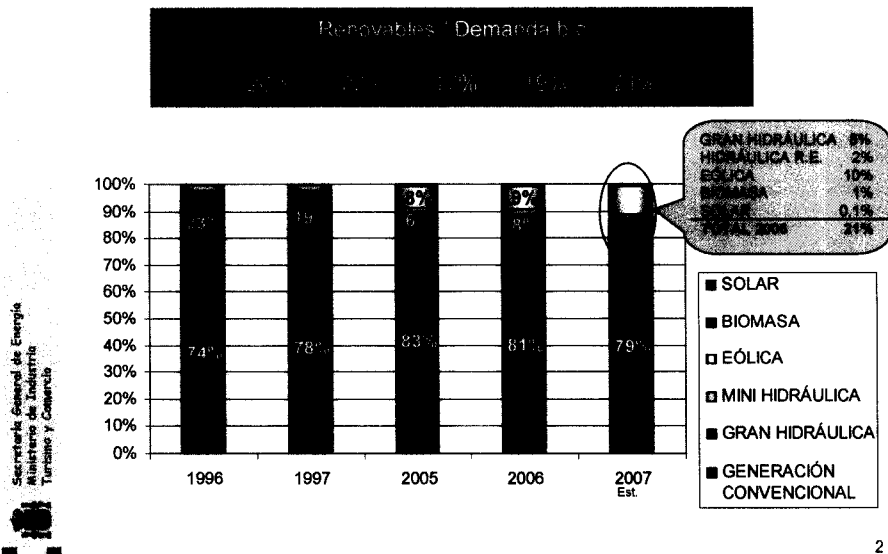
el 20% de la demanda de energía primaria en 2.020, lo que supondría para España un incremento del consumo de energía primaria renovable de ocho puntos en diez años. Se considera que los incentivos económicos son fundamentales para el fomento de las distintas tecnologías, siempre que éstos sean suficientes para el desarrollo de las inversiones, y para que se puedan alcanzar los objetivos establecidos en la planificación. Dichos incentivos económicos, en un marco regulatorio liberalizado como el que corresponde a la actividad de producción de electricidad, constituyen un importante instrumento de política energética y ambiental.”
(Paginas 7 y 8). El subrayado es nuestro.

Y el Consejero firmante ya expresaba entonces su preocupación por la circunstancia de que parecía que se quería señalar injustamente a la retribución del Régimen Especial como responsable del creciente déficit tarifario reconocido por el Gobierno.

Recordamos sucintamente ahora aquí que ya entonces manteníamos que La principal respuesta a la pregunta de por qué el Gobierno fija unos objetivos tan pobres para la energía solar fotovoltaica en España hay que encontrarla en la preocupación del Gobierno, con una visión excesivamente cortoplazista, sobre la supuesta evolución del volumen de recursos que estima serán necesarios para fomentar dicho escenario

La evolución de las energías renovables en los últimos años se describe en el Cuadro siguiente:

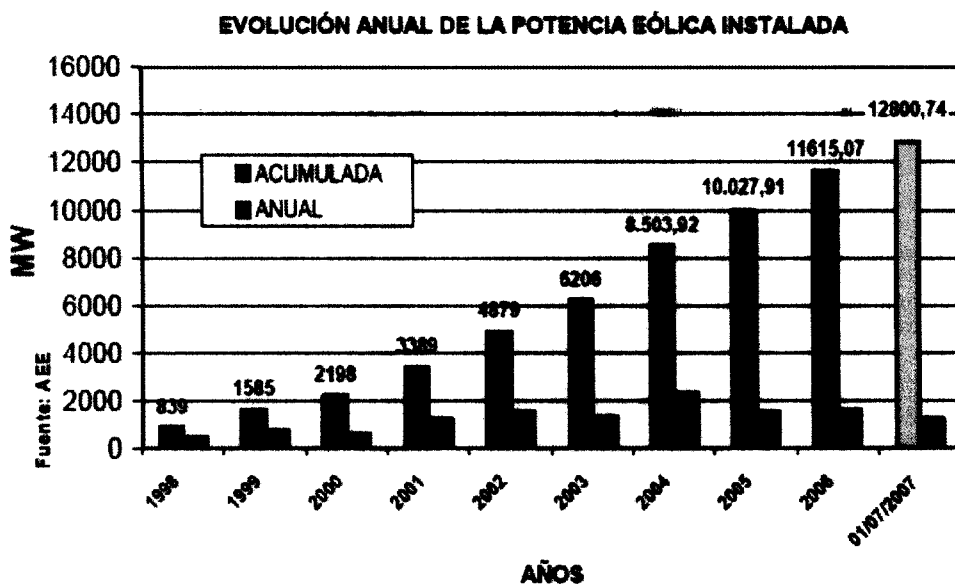
Evolución de la participación de las energías renovables sobre la demanda eléctrica en España



2

Fuente: Presentación Secretario General de Energía. Jornadas CNE.

Como puede apreciarse, la energía eólica ha venido adquiriendo un protagonismo especial, que se observa con mayor detalle en el siguiente Cuadro:

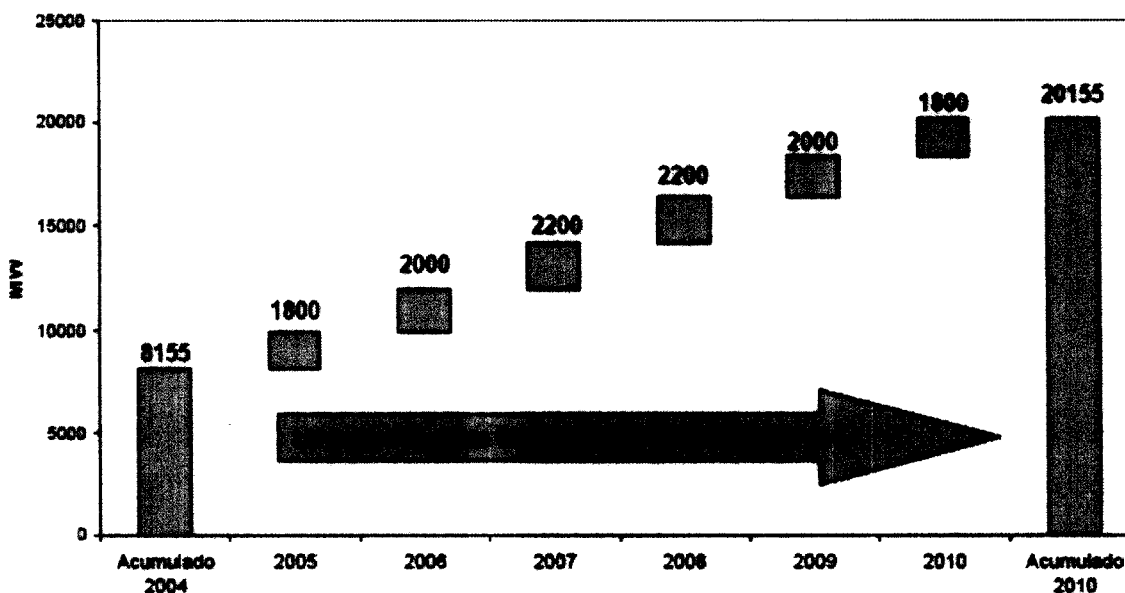


Fuente: Presentación AEE en Jornada de 11 de Diciembre de 2007 de IIREspaña.

Puede observarse que después de un repunte en la inversión en instalación de capacidad eólica en el año 2004 (vigente el RD 436/2004), se aprecia una ralentización del ritmo de inversión en nueva capacidad. Hay que recordar que ya desde el año 2004 el Gobierno anunció la reforma del RD 436/2004, que finalmente se produjo en julio de este año 2007 mediante el RD 661/2007.

Esta disminución del ritmo inversor ha supuesto que se corra el riesgo de no alcanzar los últimos objetivos de planificación previstos para el periodo 2.005-2.010, que se cifraban en 20.000 MW eólicos para el año 2.010 y un 12% del total de energía primaria mediante energía renovable.

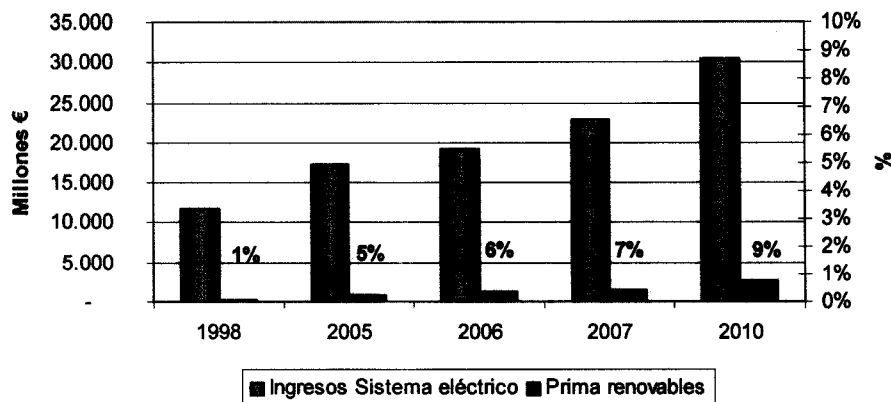
Evolución potencia eólica instalada según PER 2005-2010



Fuente: Presentación AEE en Jornada de 11 de Diciembre de 2007 de IIREspaña.

El volumen de recursos empleados en el fomento de la energía renovable, y su proyección hasta 2.010, según las previsiones del Gobierno, es el siguiente:

Valor de la prima de las energías renovables sobre la tarifa eléctrica



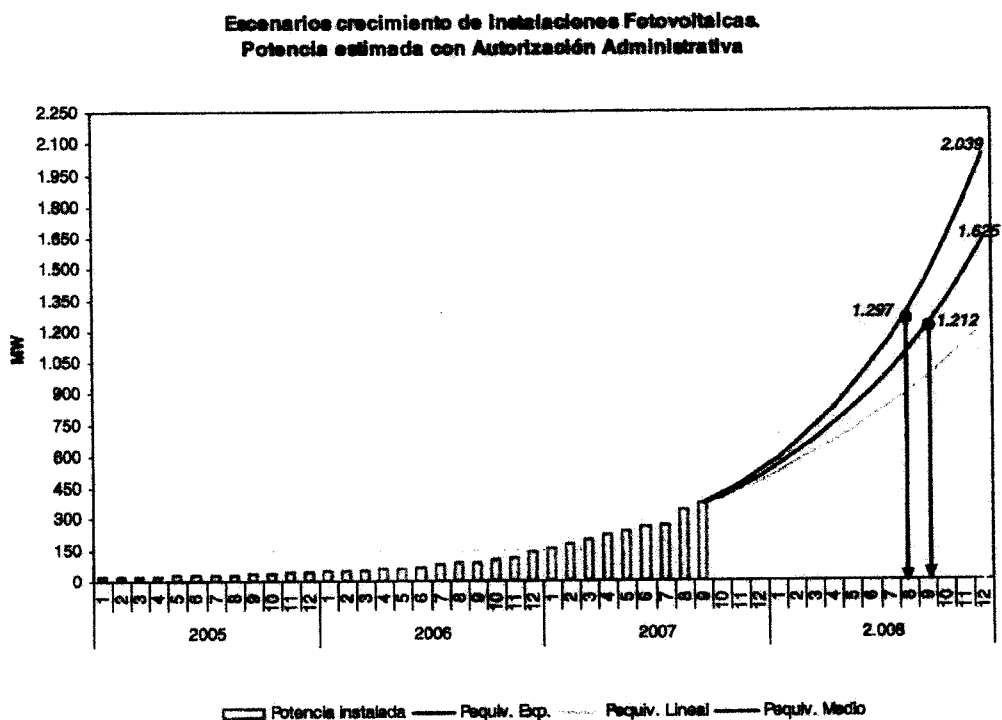
Fuente: Presentación Secretaria General de Energía Jornada CNE.

Puede observarse, afinando mucho la vista respecto a dicho Cuadro, que desde el Ministerio se calcula un volumen de recursos para la retribución de Régimen Especial que superarían los 1.600 millones en 2.007 (un 7%) de la tarifa, y algo más de millones en 2.300 en 2008 (un 9%) de la tarifa estimada. Ya adelantamos desde ahora que dicho cuadro puede inducir a error, ya que **puede dar la impresión de que si se rebajara la prima, se rebajaría la tarifa en un porcentaje equivalente, lo cual no es en absoluto cierto: la generación mediante energía renovable contribuye a minorar el precio de la energía vendida en el mercado diario mayorista de electricidad.** Dicho precio en el mercado mayorista resulta un parámetro esencial para la fijación de la tarifa. Sin energía renovable, el precio del mercado diario hubiera sido significativamente más alto, con el consiguiente efecto de incremento de la tarifa a los consumidores (y mayores beneficios para la tecnología de generación convencional).

Por otro lado, en relación con la cuantía de la retribución de la energía fotovoltaica, en el Informe de la Subdirección de esta CNE se señalaba lo siguiente:

“7.3.- Coste para el consumidor.

En el gráfico siguiente se muestra una previsión de la evolución de la potencia instalada a finales de 2.008, siguiendo tres escenarios según se consideren tres tipos de evoluciones: lineal, exponencial o media entre las dos anteriores; Este análisis está más desarrollado en el Anexo III:



Teniendo en cuenta la previsión de evolución de la potencia instalada en los tres escenarios, se ha procedido a realizar un cálculo del coste con cargo a la tarifa eléctrica de la energía vendida por las instalaciones fotovoltaicas existentes y nuevas, teniendo en cuenta la tarifa vigente (actualizada a 2.008) que correspondería a todas las instalaciones

puestas en marcha antes de octubre de 2.008, y considerando un tarifa de 31,6678 c€/kWh para las puestas en marcha a partir de ésta fecha para las instalaciones en suelo. La prima equivalente que tendía que soportar la tarifa eléctrica de 2.008 oscila entre los 347,1 y los 559 millones de euros, lo que supone respectivamente, un sobrecoste entre el 1,3% y el 2,1% de la misma. A efectos comparativos, el sobre coste en 2.006 de la prima equivalente pagada a la tecnología eólica fue del 3,9%, mientras que a la tecnología minihidráulica fue del 0,7% y en conjunto de todo el régimen especial, se imputó en tarifa en dicho año, un sobre coste del 7,8%” (paginas 20 y 21). El subrayado es nuestro.

Ya hemos visto anteriormente porque, en opinión del Consjero que suscribe, no es correcto el calificativo de “sobrecoste” que se asigna a dicha

retribución, pero interesa ya resaltar aquí que en los cálculos realizados por esta CNE a propósito del Informe sobre tarifas y en la propia Orden Ministerial de tarifas se han tenido en cuenta previsiones de retribución superiores a dicha cifras (dando así la impresión de que el supuesto “sobrecoste” es aún mayor).

Existen estimaciones realizadas por el propio sector que tratan de cuantificar el ahorro producido con este efecto de minoración de los precios de mercado, como consecuencia de la contribución de la energía renovable:

UN SECTOR POSITIVO PARA LA SOCIEDAD

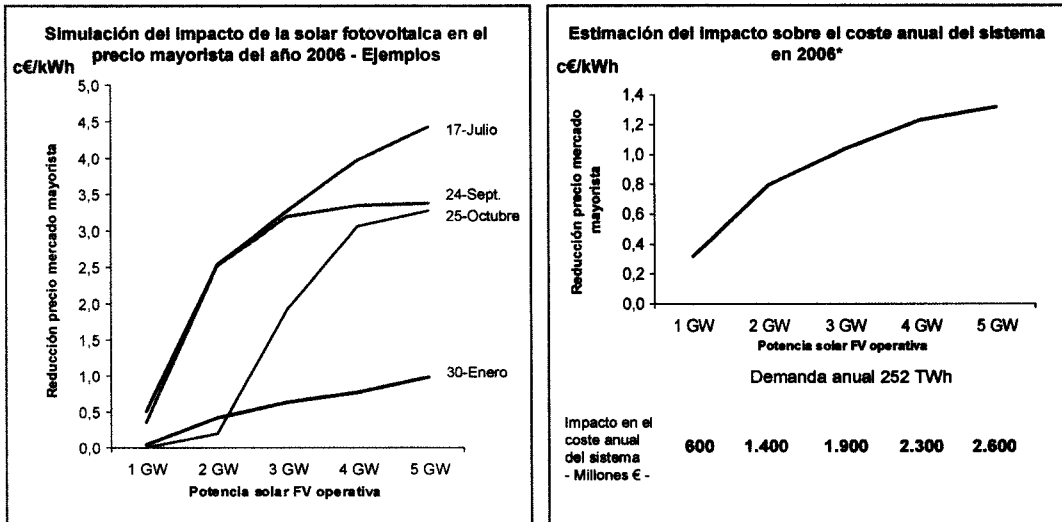
AHORRO DE LA EÓLICA		
Retribución real promedio 2005	8.54	cent€/kWh
Tarifa reconocida a la eólica 2005	6.96	cent€/kWh
Producción eólica 2005	20236	GWh
Coste real de la eólica 2005	1728.15	MME
Coste reconocido a la eólica 2005	1408.43	MME
Diferencia Real - Reconocido: Déficit imputable a la eólica	319.73	MME
Ahorro por la reducción del precio	1200-1800	MME
Ahorro por la reducción del precio - Déficit imputable a la eólica	880-1480	MME

Fuente: Presentación AEE en Jornada Renovable CNE.

El sector fotovoltaico también ha realizado sus propias estimaciones en relación con dicho efecto de ahorro:

Ahorro en la reducción de costes de generación ordinaria

En el corto plazo la inclusión de una potencia significativa de solar fotovoltaica resultaría en una reducción de los precios en el mercado mayorista, reduciendo el coste total del sistema

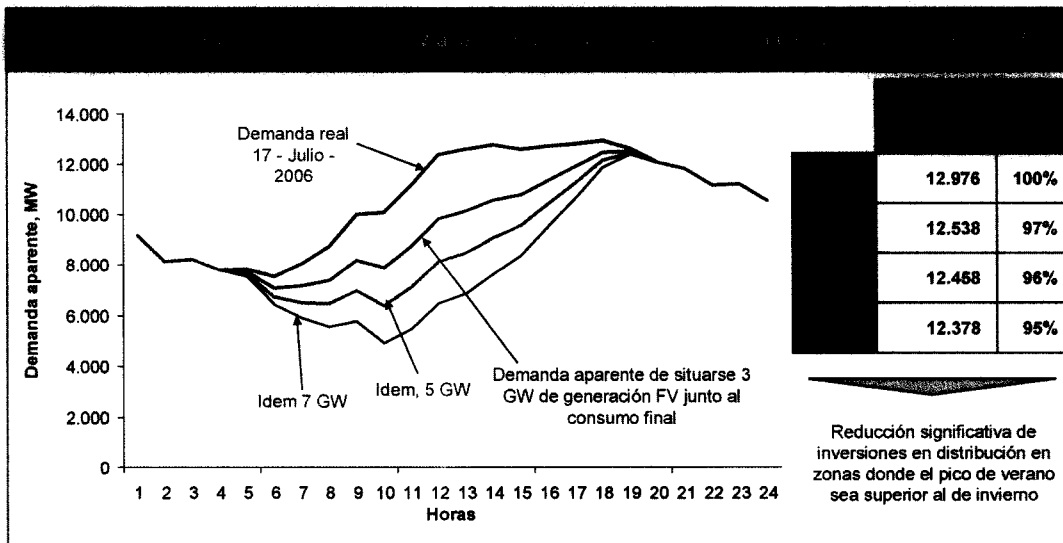


*Asumiendo la existencia de un mercado perfecto

Fuente: análisis Arthur D. Little

Página 30

La generación solar fotovoltaica podría contribuir a la cobertura del pico de verano, reduciendo la demanda aparente en hasta el 5% para 7 GW (mercado diario).



Fuente: análisis Arthur D. Little

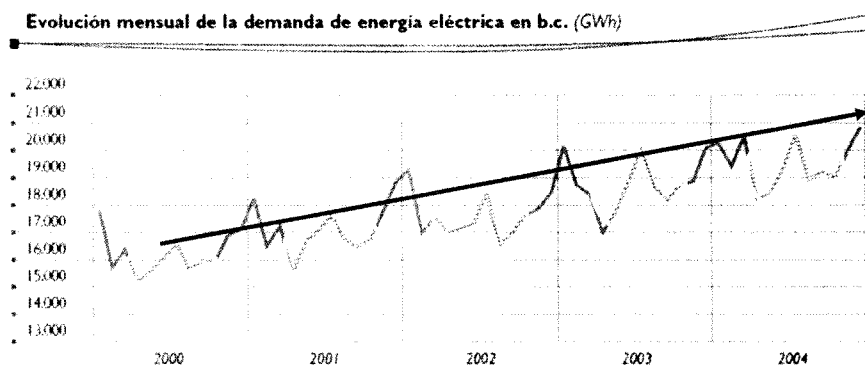
Página 31

Fuente: Presentación ASIF en Jornada CNE.

Debe llamarse la atención sobre la circunstancia de que dicha disminución aparente de la curva de demanda hasta en un 5% puede llegar a tener un

efecto muy significativo en la minoración de precios del mercado mayorista, ya que es la franja que está marcando el incremento de precios como consecuencia de la entrada de tecnología marginal de precio más caro, ahora y previsiblemente en el futuro, tal y como puede comprobarse en los Cuadros siguientes:

Crecimiento de la Demanda Pico en España 2000-2004



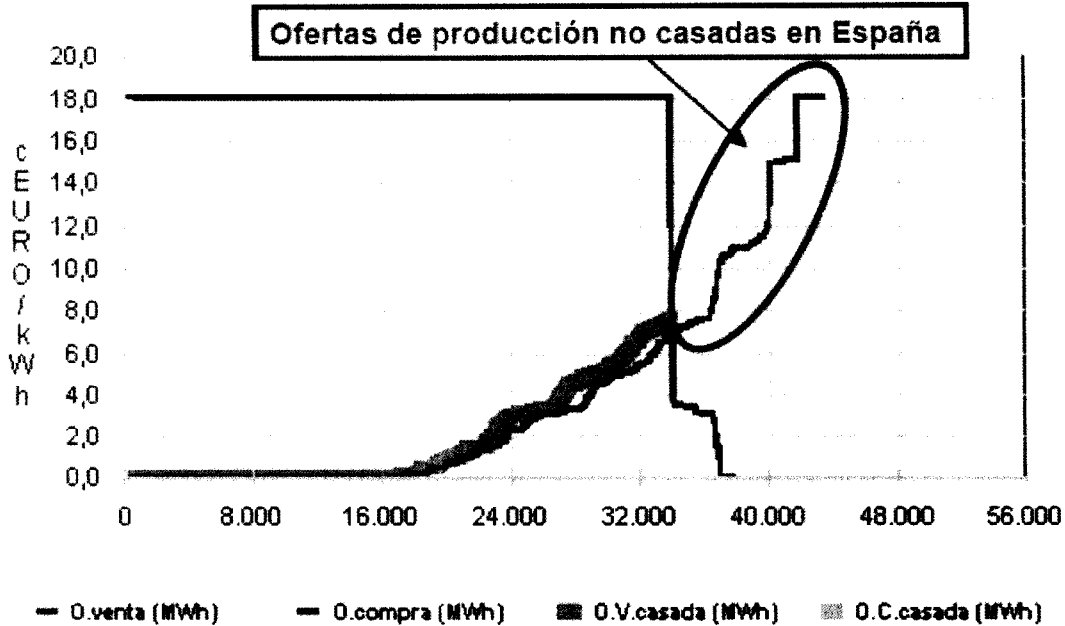
La demanda Pico en Verano es cada vez más relevante

Slide 12

Fuente: Presentación de CIEMAT en Jornada CNE

El efecto tiene una influencia muy significativa en el potencial de minoración de precio, si se tienen en cuenta los datos de la franja de la curva de demanda que fija los precios de casación en el mercado diario:

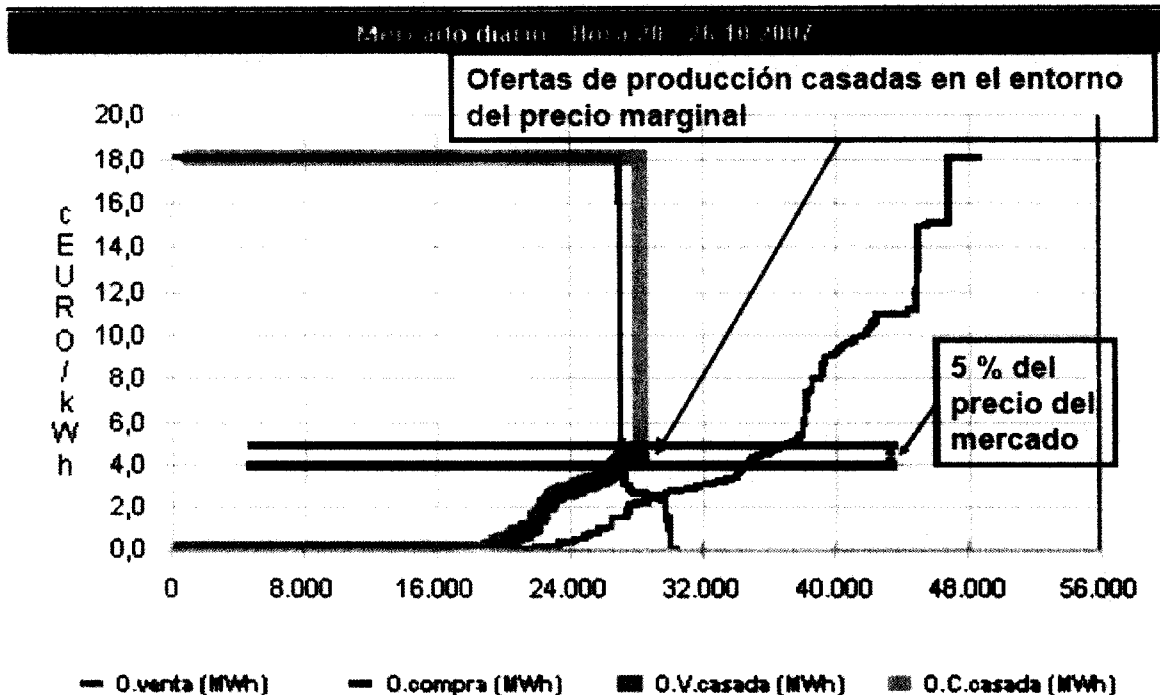
Mercado diario - Hora 20 - 28/11/2007



Fuente: OMEL. Presentación en Jornada Renovables CNE.



Fuente: OMEL. Presentación en Jornada Renovables CNE.



En definitiva ese efecto de minoración aparente de la curva de demanda en un 5% puede hacer variar significativamente el precio de la tecnología marginal que da lugar a la casación.

Además existen otros beneficios para el Sistema de difícil cuantificación. Por ejemplo, las empresas eléctricas tradicionales sólo poseen un 50% del negocio eólico (es posible que el porcentaje sea, incluso, mucho menos significativo en el caso de la solar fotovoltaica), por lo que energía eólica, la solar y en general las energías renovables, abren mayores posibilidades a la comercialización independiente, posibilidades que se ven potenciadas con los mercados a plazo y el sistema de garantías de origen recientemente aprobado.

Faltan análisis y estudios más profundos sobre el efecto y saldo final para el sistema, positivo o negativo, de esos dos factores de signo contrario: por un lado, el ahorro que producen al conjunto del modelo (a los consumidores) las

energías renovables al reducir el precio del mercado mayorista diario considerado anualmente; por otro lado, el gasto que supone el volumen de las primas. No obstante, los estudios realizados por los agentes y asociaciones del sector llegan a la conclusión de que las primas se compensan con los beneficios o ahorros inducidos (que cuantifican económicamente).

Así mismo, desde la perspectiva de la retribución prevista para los próximos ejercicios para la generación fotovoltaica, deben tenerse en cuenta factores como la previsible reducción de costes de la tecnología, según se ha comentado en apartados precedentes. Las implicaciones económicas de esta reducción de costes de la tecnología que se derivan para el Sistema y para la fijación de objetivos realistas para la tecnología fotovoltaica se analizarán con detalle en un apartado posterior.

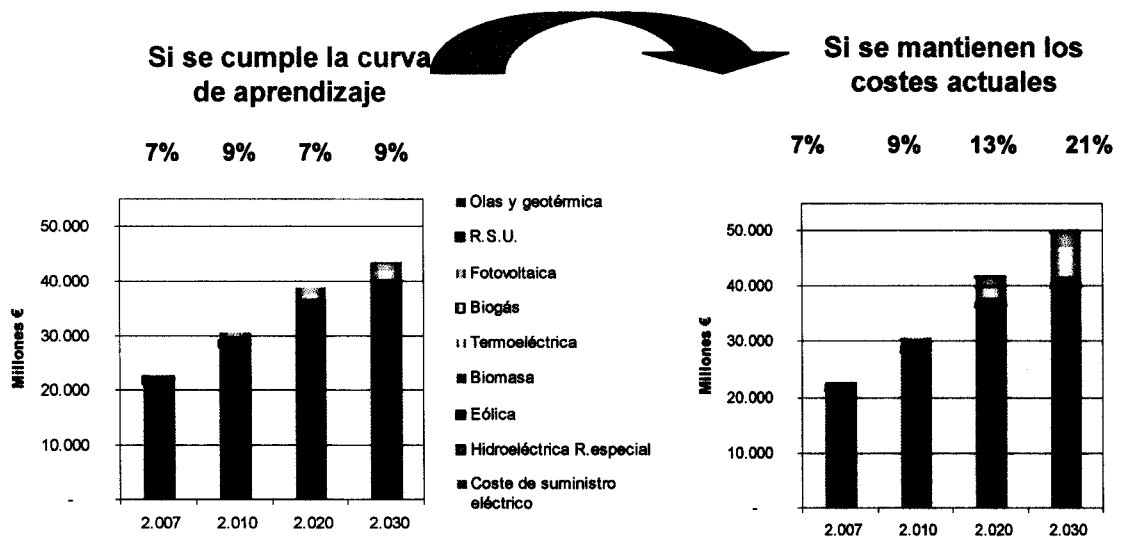
También deben considerarse, para la cuantificación de la participación porcentual en el conjunto de la tarifa eléctrica, los efectos de los distintos escenarios de precios de variables que influyen en el coste de generación de la tecnología convencional, como el petróleo, el gas, el carbón y los derechos de emisión de CO₂.

Por todo ello, en este punto nos limitaremos a resaltar que el Gobierno realiza en el Cuadro que venimos comentando, una estimación muy sesgada de la supuesta participación porcentual de la retribución del Régimen Especial respecto al conjunto de la tarifa eléctrica y, en particular, está sobrevalorando la necesidad de recursos para el fomento de la energía solar fotovoltaica para los próximos años, imputándole el concepto de “coste porcentual” sobre la tarifa total, pero no está considerando sus ahorros y beneficios para el conjunto de los consumidores y el efecto de minoración del precio de la tarifa. Pudiera darse el caso, de que con una retribución mayor para el Régimen Especial y un porcentaje mayor sobre el total de la tarifa, el consumidor llegara a pagar menos de lo que está pagando sin Régimen Especial. Ejemplo paradigmático de esta afirmación se encuentra en los cálculos que se contienen en el ya

citado Informe de GreenPeace España, que contempla un escenario 100% renovable, con costes inferiores a los actuales.

Este sesgo que presentan las valoraciones del Gobierno se aprecia también con claridad en la estimación del propio valor porcentual que el Ministerio prevé para el Régimen especial en el escenario de 2.020 y 2.030:

Renovables en 2030 – Prima renovable si se mantienen los costes actuales



Nota: Se ha considerado la aplicación del RD 661/07, con la opción de mercado y aplicación del cap. Para la fotovoltaica se ha considerado la nueva propuesta de Real Decreto, sin reducción anual del 5%.

Fuente: Presentación Secretaría General de Energía en Jornada CNE.

Llama la atención que en la estimación del Gobierno, según se aclara en la "Nota" a pie de pagina del Cuadro, se está considerando la máxima retribución posible ("cap" o techo de precio máximo obtenido en mercado en todas las tecnologías renovables y retribución fotovoltaica sin descuento anual del 5%).

El escenario considerado es irreal, como lo es también el que considera que no se reduzcan costes por avances tecnológicos. Es tan irreal que desconoce la propia realidad del ejercicio 2.007, que vamos a comentar a continuación.

Ya adelantamos, que en la previsión del cierre del ejercicio de 2.007, considerando una potencia instalada "solar" (comprensiva de la fotovoltaica y de la termoeléctrica) de 409 MW y una producción de 429 GWh, el coste total, descontado el precio de mercado, ascendería a 186 millones de euros. Esta cantidad supone un 0,7% aproximadamente del importe total de las tarifas en 2.007.

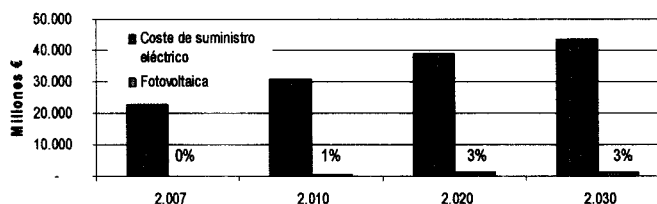
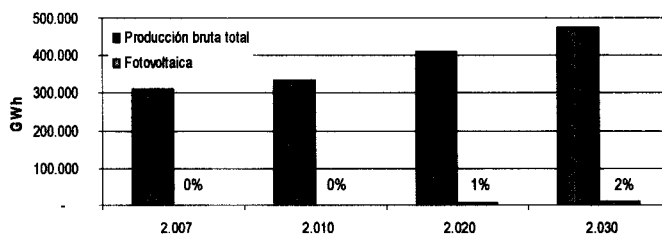
Parece, por tanto, como si existiera un empeño por parte del Gobierno en exagerar las cifras que integran el plan de fomento de las energías renovables en general, y de la energía fotovoltaica en particular. Lamentablemente pareciera que existe idéntico empeño en el Voto Mayoritario si atendemos a algunas de las valoraciones que se han realizado a propósito del Informe de esta CNE de 20 de Diciembre de 2007 sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2.008 (en adelante "Informe CNE sobre tarifas").

Por todo ello y dada la absoluta falta de planificación para la energía fotovoltaica más allá del 30 de septiembre de 2.008, es difícil saber en qué precisiones se basa el Gobierno cuando presenta en otro Cuadro las previsiones del volumen de la prima respecto al total de la tarifa de la energía fotovoltaica:

Expectativas futuras en España – Solar Fotovoltaica

Cobertura de la demanda y valor de la prima sobre el coste de suministro

Secretaría General de Energía
 Ministerio de Industria,
 Turismo y Comercio



16

Fuente: Presentación Secretaria General de Energía en Jornada CNE.

En definitiva, decíamos entonces en Diciembre de 2007 que parecía bastante explícita la intención del Gobierno de realizar previsiones de coste del régimen especial que contemplan escenarios sobredimensionados e irreales, que aparecen desmentidos por la realidad del ejercicio 2.007 y por sus propios escenarios de expectativas hasta el horizonte 2.020 y 2.030. A continuación vamos a analizar la realidad del ejercicio 2.007 y los costes reales previsibles para los próximos ejercicios. Señalábamos:

“El coste real del Régimen Especial para el Sistema.”

Vamos a analizar en este apartado tanto el coste real de la retribución del régimen especial, como su comparación con otras partidas de costes que también integran la estructura tarifaria, a fin de valorar la potencial aportación de cada una de ellas al problema del déficit tarifario.

El coste real del Régimen Especial.

El cálculo más actualizado que existe en este momento sobre el coste real del Régimen Especial se contiene en el Informe realizado por esta CNE con fecha 20 de Diciembre de 2.007, a propósito de la propuesta de Orden Ministerial sobre tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2.008.

En dicho se Informe se valora que el coste de generación de régimen especial incluido en la propuesta de Orden para el ejercicio 2008 asciende a 6.169 Millones de euros, lo que supera en 891 Millones de euros al coste considerado en 2007 (Informe CNE tarifas 2008):

	2007			2008			2008 (propuesta)		
	Coste	Coste	Coste	Coste	Coste	Coste	%	%	%
Sistema Peninsular	264.001	64,28	16.969	275.853	67,60	18.647	4,5%	5,2%	9,9%
Régimen Ordinario	202.541	57,72	11.691	210.956	59,15	12.478	4,2%	2,5%	6,7%
Energía	202.541	52,97	10.729	210.956	53,67	11.323	4,2%	1,3%	5,5%
Pagos por capacidad (PC) (1)			685			811			-10,7%
Servicios Complementarios (SSCC)		1,37	277		2,58	544		88,2%	98,0%
Régimen Especial	61.460	85,88	5.278	64.897	95,06	6.169	5,6%	10,7%	16,9%
Energía + PC + SS.CC	61.460	57,72	3.748	64.897	59,15	3.839	5,6%	2,5%	2,5%
Prima R.E. (2)		24,93	1.532		35,91	2.331		44,0%	52,1%
Sistemas Extrapeninsulares (1)	16.377	133,56	2.187	16.693	133,14	2.223	1,9%	-0,3%	1,6%
Régimen Ordinario	15.547	136,14	2.117	15.712	136,14	2.139	1,1%	0,0%	1,1%
Energía + PC + SS.CC	15.547	57,72	907	15.712	59,15	929	1,1%	2,5%	2,5%
Compensación extrapeninsular (3)		78,42	1.210		76,99	1.210		-1,8%	0,0%
Régimen Especial	830	85,20	71	981	85,20	84	18,2%	0,0%	18,2%
Energía + PC + SS.CC	830	57,72	566.258	981	59,15	58	18,2%	2,5%	-100,0%
Prima R.E. (2)		16,98	14		26,05	26		53,4%	81,4%
Contrato REE - EDF y otros Intercambios	-807	47,83	-39	-2.396	43,23	-104	196,9%	-9,6%	168,4%
Incentivo al consumo del carbón autóctono			80			93			16,7%
Servicios gestión demanda consumidores			0			380			n.e.
Coste de Generación	279.871	65,07	18.199	292.160	75,00	21.824	5,1%	6,8%	16,9%

Fuente: Informe Tarifas 2008 CNE. MITYC – Información que acompaña a la propuesta de RD 2007 y Orden 2008

- (1) El pago por capacidad se considera que es por la energía producida por los generadores peninsulares en Régimen Ordinario
- (2) La Prima del Régimen Especial se calcula como diferencia entre el coste medio de generación del régimen ordinario y el coste medio previsto para la producción de Régimen Especial.
- (3) La compensación extrapeninsular se obtiene como diferencia entre el coste medio de generación del peninsular en régimen ordinario y el coste medio previsto para la generación de los sistemas extrapeninsulares.

Así se señala que según la información que acompaña a la propuesta de Orden de tarifa eléctrica, el coste de producción supera en 2.041 Millones de euros, al considerado en la propuesta de Real Decreto 2007. Este aumento del coste de generación se debe fundamentalmente, según el Informe, al incremento en 810 Millones de euros de las primas del régimen especial, a la incorporación de 380 Millones de euros por servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado, al incremento de 594 Millones de euros del coste de la energía y al incremento en 267 Millones de euros del coste de los servicios complementarios.

Sin embargo, según los datos manejados por la propia CNE los datos son ligeramente distintos. A continuación, se muestra la previsión de energía y potencia del régimen especial (e instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según el artículo 45 del RD 661/2007) correspondiente al sistema español (peninsular y extrapeninsular) y su retribución total en un escenario medio en 2008, y el cierre previsto de 2007, según el Informe de la CNE:

		Previsión de Cierre 2007			Previsión 2008		
		Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R. Especial (Miles €)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R. Especial (Miles €)
Ventas a tarifa a través de distribuidora	Cogeneración	4.801	1.778	398.485	5.225	1.935	433.684
	Solar	429	409	185.888	1060	700	467.341
	Eólica	774	492	51.462	20	200	5.482
	Hidráulica	2.122	965	154.225	774	492	52.362
	Biomasa	796	265	62.987	2122	965	156.960
	Residuos	1.009	246	55.476	1.346	449	108.440
	Trat. Residuos	2.785	480	257.679	1.009	246	55.454
Total distribuidora		12.716	4.635	1.166.202	3.769	650	348.750
Participación en Mercado de ofertas	Cogeneración	12.565	4.654	839.248	15.325	5.637	1.628.473
	Eólica	25.802	12.796	2.021.192	13.675	5.065	1.117.718
	Hidráulica	2.277	1.035	179.062	29.935	14.488	2.864.373
	Biomasa	1.899	633	149.334	2.278	1035	216.601
	Residuos	1.452	354	92.161	3.214	1071	309.236
	Trat. Residuos	839	145	54.455	1451	354	116.438
Total mercado		44.834	19.617	3.335.452	50.553	22.013	4.624.366
Total		57.550	24.252	4.501.654	64.322	27.663	5.012.639

Según dicho Cuadro pareciera que la retribución del Régimen Especial se incrementa desde los 4.501 millones de 2.007 a 6.252 millones para 2.008, es decir, un supuesto incremento de 1.700 millones de euros. Sin embargo, **dichos cálculos no constituyen realmente el coste del Régimen Especial para el Sistema.** Como en el mismo Informe se aclara, las previsiones anteriores se han realizado siguiendo unos criterios que “inflan” los costes.”

Y también decíamos entonces en nuestro Voto particular lo siguiente:

“Pero, además de todo lo anterior, lo que puede inducir a mayor confusión para alguien no experto es que en el referido cómputo de costes que venimos comentando, se está incluyendo una partida que no es un coste para el Sistema: el precio obtenido en el mercado mayorista de electricidad por la energía producida en Régimen Especial .

En el propio Informe que venimos comentando se añade un Cuadro denominado “Previsión de la prima equivalente”, que no se explica, pero que aclara la cuestión para los especialistas en el sector:

Previsión de la prima equivalente:

	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado €/kWh	Importe de la Prima Equivalente (M€)
tarifa 2008 Escenario Central	65.878	6.253	59,15	2.356



Es decir, lo que realmente se prevé abonar al Régimen Especial (con todas las salvedades descritas anteriormente) en el ejercicio 2.008 con cargo a la tarifa que abonan los consumidores es la cantidad de 2.356 millones de euros, ya que el resto se obtiene de los precios abonados por los compradores en el mercado diario mayorista de electricidad. Y por la misma razón, al cantidad que debe considerarse como retribución del Régimen Especial en el ejercicio 2.007 es de 1.660 millones de euros.

Por eso, en el mismo Informe aclara la cuantificación del coste real en el ejercicio 2.007 y previsión 2.008 del conjunto de Régimen Especial (insistimos que con todas las salvedades que ya han quedado comentadas anteriormente) en 1.660 millones de euros y previsión para el ejercicio 2.008, de 2.356 millones de euros⁵:

⁵ Debe insistirse en que dicho concepto retributivo está condicionado por muchas variables que ya han sido comentadas anteriormente y que sobrevaloran la retribución realmente percibida por las tecnologías renovables, al tiempo que infravaloran los beneficios que aportan al sistema.

Cuadro 1. Escandallo de costes de acceso para 2007 y 2008

Coste en euros	2007 (RD 1634/2006 y RD 871/2007)		2008		Diferencias	
	Miles €	% Total Acceso	Miles €	% Total Acceso	Miles €	%
Transporte (1)	1.072.473	11,68%	1.168.844	10,23%	96.371	9,0%
Distribución (2)	4.121.235	44,90%	4.549.887	39,82%	428.652	10,4%
Gestión Comercial (3)	61.204	0,67%	62.428	0,55%	1.224	2,0%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	1.732.684	18,88%	2.814.152	24,63%	1.081.468	62,4%
Moratoria Nuclear (4)	1.836	0,02%	2.285	0,02%	449	24,5%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	51.636	0,56%	60.920	0,53%	9.284	18,0%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	0,16%	14.800	0,13%	-	0,0%
Servicio de interrumpibilidad en mercado	-	0,00%	380.000	3,33%	380.000	n.a.
Prima del Régimen Especial (5)	1.664.412	18,13%	2.356.146	20,62%	691.735	41,6%
Costes permanentes	2.191.984	23,88%	2.737.378	23,96%	545.394	24,9%
Compensación extrapeninsulares (6)	1.197.513	13,05%	1.151.620	10,08%	45.893	-3,8%
Operador del Sistema	34.793	0,38%	36.781	0,32%	1.988	5,7%
Operador del Mercado	10.242	0,11%	10.753	0,09%	511	5,0%
CNE	14.236	0,16%	15.540	0,14%	1.304	9,2%
ELCOGÁS (7)	25.000	0,27%	75.561	0,66%	50.561	202,2%
Déficit hasta 31/12/2002 (8)	231.456	2,52%	220.760	1,93%	10.696	-4,6%
Déficit extrapeninsular hasta 2005	80.653	0,88%	97.337	0,85%	16.684	20,7%
Déficit 2005	345.169	3,76%	379.461	3,32%	34.292	9,9%
Déficit 2006	173.122	1,89%	208.930	1,83%	35.808	20,7%
Déficit 2007	-	0,00%	94.077	0,82%	94.077	n.a.
Déficit 2008	-	0,00%	446.558	3,91%	446.558	n.a.
Incentivo al consumo de carbón autóctono	79.800	0,87%	93.089	0,81%	13.289	16,7%
Total Acceso	9.179.580	100,00%	11.425.777	100,00%	2.246.197	24,5%

Fuentes: MITC, empresas distribuidoras y CNE

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones
- (2) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley.
- (3) Se imputa únicamente el 20% del Coste de Gestión Comercial.
- (4) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (5) La Prima R.E. se calcula como la diferencia entre el coste del RE y el precio final del mercado.
- (6) Estimación del coste del Plan de viabilidad de ELCOGÁS
En 2007 incluye la revisión del coste de generación extrapeninsular.
- (7) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones
- (8) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley.
- (9) Se imputa únicamente el 20% del Coste de Gestión Comercial.
- (10) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (11) La Prima R.E. se calcula como la diferencia entre el coste del RE y el precio final del mercado.
- (12) Estimación del coste del Plan de viabilidad de ELCOGÁS
- (13) En 2007 incluye la revisión del coste de generación extrapeninsular.

Debe aclararse en relación con dicho Cuadro algo que resulta obvio para cualquier experto del sector, pero no lo es para el conjunto de los consumidores: el porcentaje que se asigna al coste del R. Especial sobre el total de la tarifa de acceso (más de un 20%), no debe confundirse con la tarifa integral que paga el consumidor (porcentaje calculado en un 7% y 9%, para el año 2007 y 2.008 por el propio Gobierno), y en cualquier caso, ni el cálculo porcentual previsto en relación con la tarifa de acceso ni el previsto en relación con la tarifa integral, están considerando los ahorros producidos por la minoración del precio del mercado diario mayorista, variable que contribuye a la fijación de la tarifa integral en mucho mayor porcentaje que la retribución del R. Especial.

Pero lo que si vale de dicho Cuadro es que identifica con claridad la retribución que, sobre el precio que obtiene en el mercado, recibe adicionalmente el Régimen Especial del conjunto del sistema (“Prima Régimen Especial”): 1.664 millones de euros en 2007 y previsión de 2.356 millones de euros en 2.008.

En definitiva, el Informe de la CNE sobre tarifas y la Orden Ministerial, al calcular el coste de la primas de Régimen Especial para el ejercicio 2.008, en 6.169 millones de euros, está dando una impresión que triplica, como mínimo, el coste real para el Sistema de dichas primas y tarifas⁶. La explicación es sencilla, como hemos visto, si se acude, una vez más, a la letra pequeña de los Cuadros, pero puede resultar confusa para los no expertos, en un momento en que el debate sobre las energías renovables se encuentra instalado en la sociedad.”

Pues bien, viene al caso la larga cita de lo que entonces decíamos en nuestro Voto particular, porque ahora el Informe aprobado por el Voto mayoritario si

⁶ Lo mismo cabe decir respecto al cálculo realizado con dichos criterios para el ejercicio 2007.

aclara perfectamente todas estas cuestiones y cuantifica con toda claridad el denominado “sobrecoste” de la retribución del Régimen Especial. Lo lamentable es que vuelva a introducir una innecesaria confusión con el injustificado cálculo que se contiene en el Capítulo sobre un hipotético ahorro sobre la tarifa integral que ya estamos viendo que no sería tal.

No olvidemos tampoco que el efecto beneficioso de las energías renovables sobre los precios y costes del sistema eléctrico, no se limitan a disminuir el apuntamiento del mercado diario, sino que también pueden producir ahorros en el transporte y al distribución. Hay que recordar que el Informe de Tarifas seguía señalando también que los valores unitarios de inversión de las líneas eléctricas aéreas de 400 kV se encuentran sobrevalorados respecto al coste real de estas instalaciones. A su vez, los valores unitarios de inversión de las líneas aéreas de 220 kV están infravalorados respecto al coste real de las mismas. Respecto a los costes unitarios de inversión de los cables subterráneos de tensión igual a 220 kV, los mismos están sobrevalorados respecto a sus costes reales, así como los valores unitarios de inversión de las posiciones tanto convencionales como blindadas. Por su parte, también se encuentran sobrevalorados los valores unitarios de inversión de los transformadores.

Por ello, en el Informe de Tarifas se señalaba como conclusión, que la regulación económica de la actividad de transporte que se establece en el Real Decreto 2819/1998, tiene como resultado un exceso retributivo de dicha actividad, por cuanto se reconocen los costes de las nuevas inversiones de manera sobrevalorada, y no se tiene en cuenta el cierre de instalaciones o la existencia de instalaciones que siguen en funcionamiento aunque hayan superado la vida útil.

Estimaciones del sector fotovoltaico han cuantificado los ahorros que produciría para el Sistema la generación distribuida, en términos de evitación de pérdidas de fluido eléctrico en el proceso de transporte (9%):

La potencia solar fotovoltaica propuesta, permitiría reducir las pérdidas en transporte y distribución en 2.677 GWh ó 271 millones de euros anualmente



Fuente: análisis Arthur D. Little

Página 32

Fuente: Presentación ASIF Jornada CNE

Resultaría de indudable interés que esta CNE confirmará dichas estimaciones e incluso que considerara también el efecto de menor inversión que se precisaría en nuevas infraestructuras de transporte, atendiendo a los ratios económicos que han quedado expuestos en apartados precedentes.

CONSIDERACION FINAL.- LAS RAZONES QUE EXPLICAN EL ENCARECIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA ESPAÑOL Y SOBRE LAS QUE EL VOTO MAYORITARIO NO REALIZA CALCULO NI PROYECCION DE COSTE NI PREVISION ALGUNA QUE PERMITA PONER REMEDIO A LA SITUACIÓN.

El problema del supuesto déficit tarifario de nuestro modelo eléctrico hay que buscarlo en el crecimiento encarecimiento de los costes de adquisición de la energía en el mercado mayorista de generación.

Ese encarecimiento, más que a la evolución de los precios de las materias primas o al supuesto “sobrecoste” de financiación del Régimen Especial, obedece a las desacertadas reformas legislativas realizadas en los últimos años en aspectos básicos del modelo, y que venían constituyendo hasta entonces barreras que frenaban o aminoraban posibles incentivos para el ejercicio de abuso de posición dominante de los agentes, atendiendo a la estructura del sector en España.

En particular, cinco son las cuestiones esenciales que han variado sustancialmente en relación con los mecanismos de contención de precios que contenía el anterior modelo:

- La derogación del marco de retribución de la garantía de potencia y su sustitución por un ineficiente e indefinido sistema de Pagos por capacidad, que incentiva el intento de maximización de beneficios de las instalaciones más ineficientes, cuando el sistema se ve obligado a recurrir a ellas para alcanzar la cobertura de la demanda.
- La derogación del mecanismo de los “Costes de Transición a la Competencia” o CTC’s, por causas aún no explicadas, precisamente en el momento en que el Sistema debía empezar a percibir ingresos por ese concepto.⁷
- La instauración de un modelo de reconocimiento de deficit “ex ante”, con carácter anual, que no incentiva la contención de costes, ya que todos ellos se reconocen con carácter previo, en función del precio que marque el mercado de generación, sea cual sea el mismo.

⁷ Determinadas informaciones periodísticas se hacen eco de la supuesta existencia de un informe de Abogacía del Estado que entiende legítima la reclamación de 2.500 millones de euros. (Diario El País. Domingo 4 de Mayo de 2008). La cantidad real que hubiera podido devengarse de haberse mantenido vigente los CTCs hasta el cumplimiento de su periodo de vigencia y liquidación final y definitiva puede ser en realidad muy superior a dicha cifra.

- La asignación de derechos de emisión de CO₂ y el modelo escogido para su internalización, que da lugar a unos beneficios “adicionales” para determinadas tecnologías, que encarecen innecesariamente los costes del sistema.
- El desarrollo institucional del MIBEL, con pérdida de competencias de la propia CNE, sin presionar para la realización de reformas estructurales en el mercado portugués que hubieran permitido una bajada de precios antes de alcanzar una efectiva integración de los mercados portugués y español, lo que está incentivando una igualación de precios al alza entre el mercado español y el portugués.

Por otro lado, junto con los incentivos creados para ejercer abuso de posición de dominio en el mercado mayorista de generación, sigue sin abordarse la necesaria reforma del diseño regulatorio del “pool” español.

Finalmente, se confunde a la opinión pública señalando a la retribución del Régimen Especial como causante del déficit, cuando la realidad es que la contribución de las energías renovables ha permitido abaratar muy significativamente los precios en el pool eléctrico, y por tanto los costes totales del sistema sobre los que marca señala de precio. Es significativo observar que cuando no hay agua o no sopla el viento, los precios en el pool se incrementan intensamente.

Los altos precios benefician sobre todo las tecnologías de Régimen Ordinario inframarginales, y especialmente a la tecnología nuclear. Durante el debate quedó puesto de relieve que los beneficios del trimestre para la tecnología nuclear pueden oscilar entre los 700 y 1400 millones de euros. Parece conveniente que se adopten reformas regulatorias que incentiven la contratación bilateral en determinado tipo de tecnologías, máxime si se tiene en cuenta que para determinado tipo de consumidores desaparecerá su derecho a acogerse a tarifa a partir de julio de éste año.

Por el contrario ni la retribución, ni mucho menos el beneficio, de la tecnologías basadas en energías renovables permiten concluir que se necesiten reformas regulatorias del modelo retributivo. El propio Informe de la Subdirección que ya se ha citado abundantemente señala que “...las rentabilidades calculadas para las tarifas reguladas de las tecnologías que se habían desarrollado en los últimos años superaban en general el 7% (se calcularon tasas internas de rentabilidad de entre un 7,6 y un 8%, para instalaciones fijas y con seguimiento, respectivamente)”. Es decir, no parecen rentabilidades exageradas.

Mas recientemente esta CNE ha obtenido una muestra significativa de los costes de inversión y operación de las instalaciones fotovoltaicas con fecha de puesta en marcha correspondiente al segundo semestre de 2.006 y primer semestre de 2007, tanto de tecnología fija como con seguimiento solar.⁸ Así, con la nueva información, el Informe de la Subdirección mantiene lo siguiente:

“La rentabilidad obtenida teniendo en cuenta los costes actuales y la tarifa vigente en el RD 661/2007, oscilan entre el 8% para la tecnología fija y el 10% para las instalaciones con seguimiento solar. Para la tarifa regulada de 31 c€/KWh propuesta en el RD, las rentabilidades obtenidas varían entre el 4,5% y el 6%, respectivamente”.

No parece, por tanto, ser el problema del déficit de la tarifa.

En Madrid, a 16 de mayo de 2.008

Fdo. Javier Peón
Consejero

⁸ Circular 3/2005, de 10 de Diciembre, sobre petición de información de inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las instalaciones de producción de electricidad en Régimen Especial.