

EL DÉFICIT TARIFARIO

Juan Ignacio Unda

**Consejero
Comisión Nacional de Energía
20 de junio de 2002**

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA QUE SUSCITA EL DÉFICIT TARIFARIO

(La presente nota es un análisis personal y no conforma la posición de la CNE)

1.- El problema principal: La existencia de déficit

Nos encontramos ante un tema de enorme trascendencia para el sector eléctrico. Ejercicio tras ejercicio, en los informes referentes a la propuesta de Real Decreto sobre tarifas, se presenta la duda de si los ingresos podrán cubrir la totalidad de la retribución a los diferentes conceptos. Por lo tanto entenderíamos por déficit, si los ingresos sujetos a liquidación (obtenidos por tarifas integrales y por tarifas de acceso) no son suficientes para cubrir los costes de transporte, distribución, gestión comercial a tarifa, sobrecoste del régimen especial, prima por consumo de carbón autóctono, costes con cargo a cuotas, CTC y coste de generación de clientes a tarifa integral. Definición que iría en sintonía con la definición “más amplia” de déficit tarifario que cita el informe de regulación y competencia.

Es evidente, y así corresponde reconocerlo, que la existencia de los déficits tarifarios no se ha solucionado sino que se ha agravado con el paso del tiempo. Se trata por lo tanto de un problema que tiene una gran influencia en el sector y sobre todo genera unas distorsiones en la gestión de las empresas eléctricas y en el proceso de liquidación. Por todo ello, podríamos decir que si en un principio nace como un problema de carácter coyuntural, con el paso del tiempo presenta un cariz totalmente estructural. En sintonía con esta apreciación podríamos citar lo mencionado por la Comisión Nacional de Energía, en su informe 12/2000 “Sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se establece la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas” (aprobado por el Consejo de Administración de 26 de septiembre de 2000), que se cita a continuación:

“La Comisión considera que, una vez que se ha decidido financiar el déficit de las actividades reguladas, esta forma de financiación resulta la más adecuada, con independencia de ¹que el conjunto de la regulación debería garantizar que no se produjesen déficits en las liquidaciones de las actividades reguladas o que, en todo caso, éstos tuvieran carácter coyuntural”.

Queda clara la posición del regulador en esta cita, ya que si por un lado considera que de alguna manera se debe atajar el problema suscitado con el déficit tarifario, también matiza que el sector necesita un cambio para que este fenómeno no ocurra, o que por lo menos rara vez ocurra. Pero como vemos en las últimas liquidaciones que han sido aprobadas por el Consejo de Administración, correspondientes a los primeros meses del 2002, el problema del déficit no sólo persiste sino que se está acrecentando.

¹ El subrayado no aparece en el texto original.

Entre otras cuestiones debemos de mencionar el procedimiento seguido actualmente para establecer tarifas como precursor del problema. Podemos afirmar que el actual procedimiento tarifario no esta preparado para afrontar déficits substanciales, es decir, que las previsiones de costes sean inferiores en relación a los reales, y por tanto se produzca una insuficiencia en los ingresos para cubrir los mismos. A no ser que se lleven a cabo revisiones de las tarifas con carácter no anual (Art. 17 de la Ley 54/1997), o que existan procedimientos de ajuste tarifario en subsiguientes ejercicios. En este sentido señalar que existen experiencias internacionales, como por ejemplo en Portugal y en el sector del gas en España.

En este sentido en la Propuesta de metodología de tarifas de acceso realizada por la Comisión Nacional de Energía se pone de manifiesto la necesidad de establecer mecanismos correctores ante los posibles desvíos, se cita textualmente,

“Por lo tanto, a pesar de que el periodo establecido para la retribución del transporte y la distribución es de cuatro años, la incertidumbre sobre las variables de entrada y la falta de información sobre algunos parámetros (elasticidades, curvas de carga de clientes, etc.) motiva que, de forma más frecuente y con el fin de evitar distorsiones en la recuperación de los costes de las actividades reguladas,² se establezca un ajuste de los desvíos en los costes retribuidos con cargo a tarifas de acceso.”

Si nos remitimos al informe realizado por la Dirección de Regulación y Competencia, bajo el título *“Real Decreto 1483/2001, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002: Principales modificaciones respecto a la Propuesta de Real Decreto”*, se dice,

“Se Considera, por tanto que la carencia de metodología de asignación de costes para establecer tarifas y las discrepancias entre la evolución registrada y prevista inicialmente en el ejercicio tarifario del consumo y composición del mismo por grupos tarifarios, de la generación del régimen especial y del coste de generación de clientes a tarifa, explican la posible insuficiencia de los ingresos liquidados para cubrir los costes regulados del sector, y que alertan sobre cuáles son los aspectos que podrían replantearse en el futuro, para proporcionar estabilidad y transparencia en el establecimiento del nivel y de la estructura tarifaria.”

En el informe 14/2001 *“Sobre la propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2002”*, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE, en su punto 2.5 se realiza una estimación numérica, que dice:

“Estos aspectos considerados por la CNE suponen unos mayores costes respecto a los previstos por el ministerio para el año 2002, de 253 M€ (42.038 MPTA), lo que de no introducir variaciones tarifarias añadidas a las de las propuestas de RD supondría que la previsión inicial del Ministerio de los CTC tecnológicos por diferencias de 360 M€ (59.838 MPTA), quedaría reducida en 106 M€ (17.686 MPTA). Es decir, todos estos

² El subrayado no aparece en el texto original.

factores considerados por la CNE explican la falta de ingresos inicialmente para llegar a compensar los CTC máximos previstos en las propuesta de RD.

Según la previsión de consumos de la CNE, los ingresos regulados ascendería a 11.199 M€, lo que supone 138 M€ menos que los ingresos previstos por el Ministerio para el año 2002. En resumen, según la previsión de la CNE sobre ingresos a facturar por las tarifas integrales y de acceso de la propuesta- cifra inferior a la prevista por el Ministerio para el año 2002- y corrigiendo los costes regulados por los factores mencionados anteriormente, los CTC tecnológicos por diferencias podrían ascender a – 32 M€ (-5.287 MPTA).”

Esto nos traslada a la tan recurrida afirmación de la CNE, en la que se menciona que tras la estructura tarifaria debería, y es necesario que así lo sea, existir un fiel reflejo de los costes en los que se incurre. Pero no menos importante es el hecho de que sea suficiente para cubrir los diferentes costes y retribuciones, es decir, que se ajuste al principio de suficiencia considerado en la metodología de tarifas de acceso aprobado por la Comisión. Vemos claramente que el sistema tarifario actual no cumple este requisito, debido a la falta de metodología para establecer tarifas.

Respecto a las previsiones realizadas en el expediente de tarifas, cabe señalar por una parte, la consideración del precio de referencia de las 6 PTA/kWh, mientras que en el expediente de tarifas la referencia se establece en 5,9 PTA/kWh. Ante esta situación podría darse el caso de que se genere un déficit sin que se sobrepasen las 6 PTA/kWh y empresas que obtienen ingresos medios de 6 Ptas no se les impute el déficit.

Por otra parte, otro de los posibles escenarios contemplaría que con precios inferiores al de referencia, se produzca un déficit porque el sobrecoste de la partida destinada al régimen especial exceda a la contemplada por el Real Decreto de tarifas.

Las circunstancias mencionadas crean en las empresas generadoras, que soportan el déficit, una incertidumbre considerable debido a que suponen distorsiones en su gestión. Todo ello incide de manera directa en los planes e inversiones futuras ya que aparece una variable adicional a considerar en los diferentes procesos de decisión. Claramente esta circunstancia redundará de manera negativa en la evolución del sector eléctrico. Podríamos incluso hablar de la existencia de un riesgo regulatorio, que actúa en muchas ocasiones como freno hacia nuevos proyectos de inversión.

Por otra parte todo ello incide de manera negativa en el proceso de liberalización del sector que se inició con la Ley 54/1997, ya que por un lado se desincentiva a los comercializadores, ya que si unimos la evolución de los precios con unos contratos cerrados (para un determinado horizonte temporal) de suministro a consumidores cualificados u otros comercializadores, los márgenes de las comercializadoras se reducen o en algunos casos

desaparecen. También se desincentiva el trasvase de agentes al mercado. En resumidas cuentas, se entorpece el camino hacia la liberalización.

2.- El marco establecido ante el déficit tarifario: Financiación del déficit.

Una vez constatado que los ingresos no son suficientes para cubrir los costes y como respuesta al problema nace la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 sobre la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones, que daba una salida al déficit.

La citada Orden Ministerial trae consigo el nacimiento de una nueva fuente de financiación que la Ley no preveía, ya que mediante esta nueva norma se posibilita sufragar aquellos costes que la administración infravalora a la hora de realizar el correspondiente Real Decreto por el cual se establecen las tarifas eléctricas. Esta idea se refuerza por la inexistencia de una metodología clara para el establecimiento de las tarifas.

Por el contrario la Ley si establece mecanismos de salvaguarda (price-cap), que incentivan a las empresas generadoras a no aumentar los precios por encima del precio de referencia, que en el sistema vigente se establece en las 6 PTA/kWh. La razón radica en que precios superiores al precio de referencia implican para las empresas una disminución en el límite máximo establecido para los Costes de Transición a la Competencia. Corresponde aclarar que la Ley no arremete contra los excesos en relación al precio de referencia, ni establece un precio máximo igual a las 6 PTA/kWh. Pero lo que es cierto, es que el “price cap” funciona siempre que existan CTC’s a repartir, situación que no se da en la actualidad.

Otro de los mecanismos que emana del marco normativo vigente es que las empresas con precios superiores a las 6 PTA/kWh ven modificado el porcentaje que les corresponde de los Costes de Transición a la Competencia.

Si tras el análisis de los diferentes mecanismos que se derivan de la legislación vigente existieran indicios de que se están “manipulando” los precios de generación se da la posibilidad de recurrir a las instancias que cuidan de la “salud” de la competencia, es decir, en primer lugar la CNE y posteriormente el Tribunal de Defensa de la Competencia. Por lo tanto podemos apreciar que existen caminos, mecanismos, instituciones,... que puedan controlar o cuidar la el funcionamiento del mercado, y nacen del sistema vigente.

Con la mencionada Orden Ministerial se pretende en un primer momento paliar el déficit, que cuando surgió no suponía un montante económico exagerado y además, los agentes lo consideraban como algo excepcional, coyuntural,... pero que el tiempo ha demostrado que se trata de algo estructural. Además de buscar una salida , a base de crear una interrelación “artificial” entre los

beneficiarios de los CTC's y el déficit tarifario, penaliza doblemente a las primeras. Ya que por una parte los precios superiores al precio de referencia disminuyen su límite máximo de CTC's para el futuro y además, el porcentaje de aportación a paliar el déficit aumenta, a consecuencia de la fórmula establecida en la citada Orden Ministerial.

Si analizamos la estructura actual de repercusión del déficit que se deriva de la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000, podemos presentar las siguientes reflexiones. Por una parte, las empresas generadoras, beneficiarias de los CTC's, aportan en el momento "n" y la legislación reconoce esa aportación para el recálculo del límite de Costes de Transición a la Competencia que se establecerá para el futuro (n+1,...). Es decir, que esa aportación se "recuperará" en el futuro, y en el supuesto que las condiciones de mercado lo posibiliten, por lo tanto *a priori* no se asegura la recuperación para las empresas aportantes.

Por otro lado, debemos considerar que el horizonte temporal de los CTC's es limitado, ya que así lo establece la legislación. Podría ocurrir que finalizara el periodo de vigencia de los CTC's, y las empresas ni siquiera recuperarían las cantidades aportadas al déficit. Cantidades que las empresas deberían de haber cobrado, según el sistema vigente.

Por último, y no menos importante, está el grave perjuicio financiero que se provoca a las empresas que soportan el déficit. Como hemos mencionado las empresas aportan en un ejercicio "n", y la legislación "prevé" que lo recuperen en ejercicios posteriores, n+1, n+2, ..., si los diferentes condicionantes así lo posibilitan. Pero vemos en la legislación un vacío en cuanto a la repercusión de este mecanismo en las compañías. Aspecto que en otros casos ha sido considerado, como se cita a continuación,

"Las liquidaciones "a cuenta", no previstas expresamente en el texto legal, se establecen en el Real Decreto 2017/1997 (artículo 8, apartado 3) como un mecanismo de pagos anticipados y "a cuenta" de la liquidación del ejercicio, para evitar el coste financiero que se generaría si los pagos a que da lugar la liquidación anual hubieran de demorarse hasta el momento en que, completos todos los datos, y efectuados todos los cálculos, es aprobada la Resolución definitiva para el ejercicio completo correspondiente." (Resolución del Ministerio de Economía, Ref: 200200390)

Vemos que si bien la legislación muestra preocupación en algunos casos ante la distorsión que se crea para las empresas y para su gestión, no es considerado en el caso del déficit tarifario que se viene manifestando desde el año 2000. El carácter estructural de dicho problema, que supone con el paso del tiempo una cuantía económica mayor, multiplica notablemente este efecto económico-financiero sobre las empresas generadoras.

A todo lo anterior hay que añadir que se trata de una actividad eléctrica liberalizada, la que sufre el perjuicio, la distorsión y repercusión del déficit tarifario.

3.- Comentarios en relación al epígrafe tercero titulado “Efectos del déficit tarifario

Ante lo mencionado, creo conveniente realizar las siguientes reflexiones relacionadas con el informe que se traslada al Consejo de Administración:

- En primer lugar señalar que conceptualmente, los grupos empresariales tienen el precio medio que resulta de la media ponderada de los precios horarios y de la energía que aporta en cada periodo.

En este punto procede insistir en que todos los generadores reciben cada hora o periodo el mismo precio, por lo tanto las diferencias a final de año en relación al precio medio de cada empresas se explican mayormente por la energía aportada en cada periodo.

Podríamos decir por lo tanto que las empresas que tienen el precio medio más alto es porque su aporte de energía se realiza en períodos de mayor precio, frente a los que obtienen un precio medio inferior que es consecuencia de su aporte en horas de precios más bajos y normalmente con horas de funcionamiento superiores a las empresas propietarias de las centrales cuya producción se destina a las horas de máxima demanda.

Cuando una empresa entrega el exceso de 6 PTA/kWh por la energía producida, está devolviendo parte de su facturación por haber generado en horas de mayor precio.

El límite de las 6 PTA/kWh está imputando a la empresa que se exceda de dicho límite un precio de producción forzosamente más bajo que el que le ha resultado en el mercado de producción. Al ser comparado con las 6 PTA/kWh el precio medio ponderado anual en las distintas horas del año, aquellas empresas que hayan generado más energía en las horas de precios más elevados tendrán un precio medio ponderado anual superior y previsiblemente serán las que tendrán el ajuste adicional del exceso en relación al precio de referencia. Por otro lado el resto de empresas generadoras que hayan producido menos energía en las horas de precios elevados, y por lo tanto con precios medios ponderados inferiores, se habrán beneficiado de los precios de producción resultantes en horas de mayores precios, sin ningún ajuste en los mismos.

Por tanto, todas las empresas deberán devolver estas mismas reducciones de precio de las energías aportadas al pool, independientemente de que su precio medio ponderado sea superior o no a las 6 PTA/kWh.

En caso contrario se estaría discriminando a unas empresas respecto a otras, al percibir distintos precios horarios del sistema.

Ejemplo:

	Punta	Valle	Total
Empresa 1			
Precio (Ptas/kWh)	8	5	6,88
Energía (GWh)	50	30	80
Ingresos	400	150	550
Empresa 2			
Precio (Ptas/kWh)	8	5	5,75
Energía (GWh)	20	60	80
Ingresos	160	300	460

Si las empresa 1 tiene que entregar el exceso de 6 Ptas, eso significaría una reducción de los precios, por ejemplo, en Punta 7,2 Ptas y Valle 4 Ptas.

	Punta	Valle	Total
Empresa 1			
Precio (Ptas/kWh)	7,2	4	6
Energía (GWh)	50	30	80
Ingresos	360	120	480
Empresa 2			
Precio (Ptas/kWh)	7,2	4	4,8
Energía (GWh)	20	60	80
Ingresos	144	240	384

La empresa 2 debería restituir, la diferencia de ingresos, al margen de que el precio medio inicial sea inferior 6 PTA/kWh

$$460 - 384 = 76$$

Vemos en este caso la diferencia en el resultado, que se deriva de la hipótesis considerada, y por ello es un error conceptual la forma de considerar, como hace el informe propuesto, la comparación entre las liquidaciones y como hubiesen sido sin exceso de precio sobre las 6 PTA/kWh.

- Adicionalmente el problema necesita de un estudio global en el que se analicen las diferentes variables que de alguna manera inciden en la gestación del déficit, ya que existen varios causantes del mismo. Entre otras cuestiones señalaríamos:
 - Mayores ingresos de generación por excesos de precio, con la referencia de las 6 PTA/kWh.
 - Incremento del Déficit Tarifario y aportación al mismo. Idoneidad de la OM de 21 de noviembre de 2000 sobre la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones.
 - La reducción de los CTC's Tecnológicos y efectos en las partidas que son atendidas por los mismos: Stock del Carbón, Prima de Carbón y Asignación General y Específica.
 - La cantidad límite de CTC's y la variación de coeficientes a aplicar en el futuro.
 - La consideración del incremento de costes para la comercialización que no pueden ser trasladados a los clientes. A esto se le uniría la posición excedentaria o deficitaria de las empresas con relación al mercado que es atendido por las mismas.
 - Consideración de los costes variables que lleva aparejado el incremento de precios en el mercado, la situación de tipo de año en el que nos encontramos; cobertura de la demanda por el equipo generador existente (exceso o no de oferta de generación),... etc.

- Analizar la posible doble penalización que podrían estar padeciendo las empresas con precio superiores a las 6 PTA/kWh. Por un lado los excesos disminuyen las cantidades a recuperar, y por otro lado, se les repercute el déficit tarifario según el porcentaje establecido.

- El mecanismo de cobertura del déficit sitúa a las empresas beneficiarias de los CTC's como sujetos que deben aportar los recursos necesarios. Pero en torno a esta idea se debería considerar que existen otros agentes que perciben la totalidad de los ingresos del mercado al precio establecido para todos sin que tengan que aportar a paliar el déficit. Este

hecho podría suponer un foco de distorsión dentro de una actividad que la ley considera como libre, discriminando a unas empresas en relación a las otras.

- Resultaría conveniente la consideración de los costes y su evolución, para reflejar de manera más estricta, la variación de los ingresos para las empresas con una situación de precios superiores al precio de referencia.
- En el segundo apartado, realiza una comparación de los CTC's previstos en los expedientes de tarifa y los realmente percibidos, incluyendo en dicho concepto los excesos sobre las 6 PTA/kWh. Deberíamos considerar que la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, especifica claramente en su Disposición Transitoria sexta que,

“3. Si el coste medio de generación a que se refiere el artículo 16.1 de la presente Ley de cada una de las sociedades titulares de instalaciones de generación resultara anualmente superior a 6 pesetas por kWh, este exceso se deducirá del citado valor actual, ...”

Por lo tanto podemos decir que los excesos de las 6 Ptas se deducen de la cuantía pendiente y por tanto no se consideran CTC's percibidos.

En este punto sería conveniente considerar los incrementos de costes variables de los grupos empresariales, que en una parte importante justificarían y serían atendidos por los excesos de la 6 Ptas percibidos en el mercado de generación.

A continuación se realizan los cálculos presentados en tercer punto del informe con las consideraciones realizadas previamente:

- Datos Correspondientes al ejercicio 1998:

Precios Medios de venta de las empresas generadoras 1998							
	GWh	Ptas/kWh real	Ingreso real	Sobrecoste	Ptas/kWh ajustado	Ingreso ajustado	Reducción Ingresos
Grupo Endesa	75737	5,640	427183		5,373	406905	20277
Sevillana	10696	6,299	67374		6,000	64176	3198
Viesgo	1621	7,259	11767		6,914	11208	559
Endesa	47056	5,254	247232		5,005	235497	11736
ERZ	843	6,256	5274		5,959	5023	250
Fecsa	11172	5,732	64038		5,460	60998	3040
Enher-Hecsa	4349	7,243	31498		6,899	30003	1495
Hidrocantabrico	8207	5,617	46099		5,350	43911	2188
Iberdrola	47065	6,144	289167		5,852	275441	13726
Unión Fenosa	19602	5,747	112653		5,474	107305	5347
Elcogás	656	5,901	3871		5,621	3687	184
Viesgo					0,000		
TOTAL	151267	5,811	878973		5,535	837250	41723

CONCEPTO	
DATO	
Ahorro de Coste de Energía	41723
Energía de distribuidores sobre total %	98%
Mayores ingresos para CTC's	40888
Déficit de liquidaciones	0
Prima carbón 2000	0
CTC's por diferencias	40888

	Ingresos Variación	CTC's		Prima Carbón 2000	Déficit		TOTAL
		%	Importe		%	Aportación	
Grupo Endesa	20277	51,20%	-20935	0	0%	0	-657
Hidrocantabrico	2188	5,70%	-2331	0	0%	0	-142
Iberdrola	13726	27,10%	-11081	0	0%	0	2645
Unión Fenosa	5347	12,90%	-5275	0	0%	0	73
Elcogás	184	3,10%	-1268	0	0%	0	-1084
Viesgo	0	0	0	0	0%	0	0
TOTAL	41723	0%	-40888	0	0%	0	834

- Datos correspondientes al ejercicio 1999

Precios Medios de venta de las empresas generadoras 1999							
	GWh	Ptas/kWh real	Ingreso real	Sobrecoste	Ptas/kWh ajustado	Ingreso ajustado	Reducción Ingresos
Grupo Endesa	78374	5,721	448365		4,920	385635	62730
Sevillana	8451	6,630	56030		5,702	48191	7839
Viesgo	1488	6,948	10339		5,976	8892	1446
Endesa	55174	5,254	289884		4,519	249327	40557
ERZ	745	6,444	4801		5,542	4129	672
Fecsa-Enher	12516	6,976	87312		6,000	75096	12216
Hidrocantabrico	11279	5,321	60016		4,577	51619	8397
Iberdrola	45551	6,299	286926		5,418	246782	40143
Unión Fenosa	21228	5,797	123059		4,986	105842	17217
Elcogás	1018	5,193	5286		4,466	4547	740
Viesgo			0			0	0
TOTAL	157450	5,866	923652		5,046	794425	129227

CONCEPTO	DATO
Ahorro de Coste de Energía	129227
Energía de distribuidores sobre total %	83%
Mayores ingresos para CTC's	107258
Déficit de liquidaciones	0
Prima carbón 2000	0
CTC's por diferencias	107258

	Ingresos Variación	CTC's		Prima Carbón 2000	Déficit		TOTAL
		%	Importe		%	Aportación	
Grupo Endesa	62730	51,20%	-54916	0	0%	0	7814
Hidrocantabrico	8397	5,70%	-6114	0	0%	0	2283
Iberdrola	40143	27,10%	-29067	0	0%	0	11076
Unión Fenosa	17217	12,90%	-13836	0	0%	0	3381
Elcogás	740	3,10%	-3325	0	0%	0	-2585
Viesgo	0	0	0	0	0%	0	0
TOTAL	129227	100%	-107258	0	0%	0	21969

- Datos correspondientes al ejercicio 2000

Precios Medios de venta de las empresas generadoras 2000							
	GWh	Ptas/kWh real	Ingreso real	Sobrecoste	Ptas/kWh ajustado	Ingreso ajustado	Reducción Ingresos
Grupo Endesa	81904	6,400	524186		5,472	448213	75972
Hidrocantabrico	13314	5,929	78939		5,070	67498	11441
Iberdrola	49133	7,017	344766		6,000	294798	49968
Unión Fenosa	23143	6,54	151355		5,592	129419	21936
Elcogás	1374	5,992	8233		5,124	7040	1193
Viesgo			0		0,000	0	0
TOTAL	168868	6,558	1107479		5,608	946968	160511

CONCEPTO	DATO
Ahorro de Coste de Energía	160511
Energía de distribuidores sobre total %	74%
Mayores ingresos para CTC's	118778
Déficit de liquidaciones	-48175
Prima carbón 2000	-20686
CTC's por diferencias	49917

	Ingresos Variación	CTC's		Prima Carbón 2000	Déficit		TOTAL
		%	Importe		%	Aportación	
Grupo Endesa	75972	51,20%	-25558	0	53,9%	-25966	24448
Hidrocantabrico	11441	5,70%	-2845	0	4,0%	-1927	6669
Iberdrola	49968	27,10%	-13528	0	31,0%	-14934	21506
Unión Fenosa	21936	12,90%	-6439	0	9,0%	-4336	11161
Elcogás	1193	3,10%	-1547	0	2,1%	-1012	-1366
Viesgo	0	0	0	0	0%	0	0
TOTAL	160511	100%	-49917	0	100%	-48175	62419

- Datos correspondientes al ejercicio 2001

Precios Medios de venta de las empresas generadoras 2001							
	GWh	Ptas/kWh real	Ingreso real	Sobrecoste	Ptas/kWh ajustado	Ingreso ajustado	Reducción Ingresos
Grupo Endesa	78885	6,338	499973		5,785	456319	43654
Hidrocantabrico	11925	6,128	73076		5,593	66696	6381
Iberdrola	56501	6,574	371438		6,000	339006	32432
Unión Fenosa	23983	6,373	152844		5,817	139498	13345
Elcogás	1516	5,892	8932		5,378	8152	780
Viesgo	3945	8,604	33943		7,853	30979	2964
TOTAL	176755	6,451	1140206		5,888	1040650	99556

CONCEPTO	DATO
Ahorro de Coste de Energía	99556
Energía de distribuidores sobre total %	65%
Mayores ingresos para CTC's	64711
Déficit de liquidaciones	-15000
Prima carbón 2000	0
CTC's por diferencias	49711

	Ingresos Variación	CTC's		Prima Carbón 2000	Déficit		TOTAL
		%	Importe		%	Aportación	
Grupo Endesa	46619	41,60%	-20680	0	46,3%	-6950	18989
Hidrocantabrico	6381	4,60%	-2287	0	2,7%	-410	3684
Iberdrola	32432	22,00%	-10936	0	38,4%	-5760	15735
Unión Fenosa	13345	10,50%	-5220	0	11,0%	-1650	6476
Elcogás	780	21,30%	-10588	0	1,5%	-230	-10039
Viesgo		0	0	0	0%	0	0
TOTAL	99556	100%	-49711	0	100%	-15000	34845

Una vez obtenidos los datos correspondientes a los ejercicios analizados se plantean a continuación lo cuadros del citado informe.³

	Tabla 1 Reducción de Ingresos			
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	20277	62730	75972	43654
Hidrocantábrico	2188	8397	11441	6381
Iberdrola	13726	40143	49968	32432
Unión Fenosa	5347	17217	21936	13345
Elcogás	184	740	1193	780
Viesgo	0	0	0	2964
TOTAL	41722	129227	160510	99556

³ Los datos monetarios se referencian en millones de pesetas corrientes

Tabla 2 Energía de Distribuidores				
	1998	1999	2000	2001
Energía de Distribuidores sobre total (%)	98%	83%	74%	65%

Tabla 3 Exceso de precios para CTC's				
	1998	1999	2000	2001
Mayores Ingresos	40888	107258	118777	64711

Tabla 4 Destino incremento de excesos				
	1998	1999	2000	2001
Mayores ingresos	40888	107258	118777	64711
Déficit liquidaciones	0	0	-48175	-15000
Prima Carbón 2000	0	0	-20686	0
CTC's Tecnológicos	40888	107258	49916	49711

Tabla 5 Distribución Incremento CTC's				
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	20935	54916	25558	20680
Hidrocantábrico	2331	6114	2845	2287
Iberdrola	11081	29067	13528	10936
Unión Fenosa	5275	13836	6439	5220
Elcogás	1268	3325	1547	10588
TOTAL	40888	107258	49916	49711

Tabla 5a Efecto prima carbón				
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	0	0	0	0
Hidrocantábrico	0	0	0	0
Iberdrola	0	0	0	0
Unión Fenosa	0	0	0	0
Elcogás	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0

Tabla 5a Efecto aportación déficits				
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	0	0	25966	6950
Hidrocantábrico	0	0	1927	410
Iberdrola	0	0	14934	5760
Unión Fenosa	0	0	4336	1650
Elcogás	0	0	1012	230
TOTAL	0	0	48175	15000

	Tabla 5a Efecto Conjunto (Pesetas)			
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	-657	7814	24448	18989
Hidrocantábrico	-142	2283	6669	3684
Iberdrola	2645	11076	21506	15735
Unión Fenosa	73	3381	11161	6476
Elcogás	-1084	-2585	-1366	-10039
TOTAL	834	21969	62419	34845

	Tabla 5a Efecto Conjunto (Pesetas)					
	1998	1999	2000	2001	TOTAL	%
Grupo Endesa	-728	8365	25295	18989	51921	41,9
Hidrocantábrico	-157	2444	6900	3684	12871	10,4
Iberdrola	2929	11857	22251	15735	52772	42,6
Unión Fenosa	81	3619	11548	6476	21724	17,5
Elcogás	-1201	-2767	-1413	-10039	-15420	-12,4
TOTAL	924	23517	64581	34845	123867	100,0

Podemos observar que el mero hecho de introducir en el análisis algunos matices, que caracterizan el problema del déficit tarifario varían los resultados. Vemos que a medida que precisamos más el análisis las diferencias que existen entre las diferentes empresas disminuyen de manera importante, con la salvedad de la situación de Elcogás.

Por otra parte si al análisis realizado se le añade la consideración de la actividad de comercialización obtendríamos los resultados que se expresan en los siguientes cuadros:

	Tabla 5a Efecto Conjunto (Pesetas)			
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	-657	7814	24448	18989
Hidrocantábrico	-142	2283	6669	3684
Iberdrola	2645	11076	21506	15735
Unión Fenosa	73	3381	11161	6476
Elcogás	-1084	-2585	-1366	-10039
TOTAL	834	21969	62419	34845

(Tabla que tiene su origen en el estudio anterior)

⁴ Esta tabla se presenta en pesetas corrientes.

	Efecto Comercializadoras			
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	375	9776	17905	13553
Hidrocantábrico	21	791	2337	2231
Iberdrola	350	9051	16903	13519
Unión Fenosa	88	2351	4591	4495
Elcogás	0	0	0	0
TOTAL	834	21969	41736	33798

	Efecto Total pesetas Corrientes			
	1998	1999	2000	2001
Grupo Endesa	-1032	-1962	6540	5437
Hidrocantábrico	-163	1492	4332	1454
Iberdrola	2295	2025	4600	2218
Unión Fenosa	-15	1030	6570	1982
Elcogás	-1084	-2585	-1366	-10039
TOTAL	0	0	20676	1052

	Efecto Total pesetas Corrientes					
	1998	1999	2000	2001	Total	%
Grupo Endesa	-1153	-2115	6574	5437	8743	23,10%
Hidrocantábrico	-180	1608	4474	1454	7356	19,40%
Iberdrola	2526	2182	4916	2218	11842	31,20%
Unión Fenosa	17	1110	6785	1982	9894	26,30%
Elcogás	-1210	-2785	-1410	-10039	-15444	-
TOTAL	0	0	21339	1052	22391	

Vemos como los porcentajes con la consideración de esta nueva variable se igualan de manera relevante.

3.- Conclusión

En aras de alcanzar una solución al grave problema que supone el déficit tarifario, junto con la revisión del sistema tarifario se deberían identificar todas aquellas variables que influyen en la gestación del déficit y así comenzar a buscar posibles soluciones que terminen con esta distorsión para el conjunto del Sector Eléctrico. El resultado de las últimas liquidaciones nos traslada un claro mensaje de preocupación, y considerando la importancia de la electricidad en la sociedad actual, basada en la "seguridad de suministro" que la legislación vigente considera como base del sistema, la Comisión como Ente Regulador, debería buscar una propuesta de solución a la situación. Con ella se dotaría de una mayor seguridad y estabilidad al sistema, junto con una reducción de la incertidumbre que provoca el problema del déficit.

Ante esta situación y remontándonos a los orígenes del actual Sistema Eléctrico, en este momento de cambio o punto de inflexión que marca las pautas para la evolución futura, se decía,

“La transformación de la retribución de la actividad de generación del actual régimen regulado por el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, es decir, basado en valores y costes estándares, a un sistema de retribución basado en ofertas de precios totales, y/o en contratos de suministro entre partes con libertad de fijación de precios debe ser realizado con prudencia, de manera, que los beneficios para los consumidores en términos de precios menores para la electricidad sean compatibles, durante un período transitorio, con la preservación del equilibrio económico-financiero de las empresas eléctricas” (Memoria Económica de la Ley 54/1997, apartado 6.1)

A la vista de los datos, y con la aparición del problema del déficit, el nuevo modelo que emerge del cambio regulatorio presenta desajustes que inciden de manera rotunda, en sus planes de inversiones, en sus flujos de cobros y pagos, en las estimaciones de recursos disponibles, relación costes-tarifa,..., en definitiva, tanto para el equilibrio económico-financiero de las empresas, como para la eficiencia del conjunto del sector

Ante esta situación la misma memoria establece un epígrafe bajo el título “Comprobación del nuevo modelo”, que de alguna manera presenta la necesidad de evaluar, analizar, ... el modelo resultante. Cosa obvia por otra parte cuando se realiza una reforma, ya que en toda metodología establece un paso posterior en el que se analizan los posibles desajustes, errores, distorsiones,... etc. A continuación se transcribe la mencionada cita,

“En este sentido, en el nuevo modelo el funcionamiento del sistema realizado bajo previsiones en las que se pueden dar variaciones, e incluso en el que la evolución de determinadas variables no quedan preestablecidas, como es el caso de la senda de evolución de tarifas a partir del año 2002, resulta necesario efectuar las comprobaciones del modelo que permitan corregir posibles efectos desfavorables que puedan alterar el equilibrio económico-financiero de las empresas o que resulten para los consumidores.”

Vemos, por lo tanto, que nos encontramos a tiempo para hacer frente a este problema de una manera definitiva o cuando menos estructural. Si miramos al futuro los sectores energéticos van a cambiar y particularmente el Sector Eléctrico. Con la entrada en el 2003 nacerá por una parte el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), por otra parte se establecerá la plena elegibilidad, y por si esto fuera poco, se avanza en la consecución del Mercado Interior de la Electricidad a nivel Europeo. Vemos que se presentan para el conjunto de los agentes del sector importantes retos en el futuro próximo, y ante esto, se deben eliminar todos aquellos problemas que distorsionan el sector.

En este sentido se debe avanzar en:

- a) El establecimiento de una metodología de tarifas basada en los principios de Objetividad, transparencia y no discriminación.
- b) El análisis de la consideración de una cláusula que permitiera reconocer la precedencia en el cobro del déficit tarifario, a aquellas empresas que hubieran aportado al mismo, de esta manera, los ingresos liquidables se asignarán por igual al transporte, a la distribución, a las empresas que han hecho aportaciones al déficit y a las primas devengadas y no cobradas de años anteriores.
- c) En el análisis de lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 17 que considera,
“Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.”

Por último, indicar que si este asunto es de especial relevancia para el Sistema Eléctrico, no es el único. Por ello, y a la luz de la experiencia obtenida en el funcionamiento del sector, la experiencia internacional, el desarrollo del mercado interior de la energía, se debería revisar en profundidad el modelo que estructura el Sistema, dando coherencia y estabilidad regulatoria al futuro en el que se debe desenvolver.

Referencias:

Al objeto de contextualizar los costes de Transición a la Competencia, su evolución y problemática adjunto como anexo I se realiza un breve análisis al respecto.

ANEXO I

BREVE RESUMEN SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LOS CTCs Y SU ACTUAL PROBLEMÁTICA

ÍNDICE

1. El Concepto de CTC	3
2. Protocolo Eléctrico.	3
3. Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.....	3
3.1. La Memoria Económica de la Ley.	3
3.2. La Disposición Transitoria Sexta de la Ley del Sector.	4
3.3. R.D. 2017/97 sobre liquidaciones.....	4
4. El primer cambio de la disposición transitoria 6 ^a	6
5. El Deficit tarifario	6
5.1. O.M. de 21 de noviembre de 2000 sobre precedencia en la recuperación del déficit de ingresos en las liquidaciones.	7
6. El nuevo cambio.....	7
6.1. R.D. Ley 2/2001 de 2 de febrero	8
7. La tramitación de Bruselas	8
8. Situación actual.....	9
9. Conclusiones.....	11
ANEXO I: Referencias y Normativa Relevante Sobre Costes de Transición a la Competencia	12
1. Normativa española	12
2. Normativa Comunitaria	12

1. EL CONCEPTO DE CTC

El concepto de Costes de Transición a la Competencia (CTCs) se corresponde con lo que en la terminología anglosajona se denomina como “stranded cost” que pretende reflejar aquellos costes hundidos que no van a poder ser recuperados como consecuencia de un cambio regulatorio desde un sistema que garantizaba la recuperación de los costes a otro en el que el establecimiento de un sistema competitivo no la garantiza.

El concepto de los “stranded cost” está generalmente aceptado. Las dificultades vienen a la hora de llevar a la práctica el concepto.

2. PROTOCOLO ELÉCTRICO.

En el año 1996 las empresas eléctricas y la Administración firmaron el denominado Protocolo Eléctrico que sentó las bases de acuerdos iniciales para la constitución de un sistema eléctrico basado en criterios de mercado.

En él se incluía la consideración de un período transitorio de 10 años durante el cual, las empresas generadoras percibirían una compensación adicional a los ingresos obtenidos en el mercado de producción.

3. LEY 54/1997 DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Los criterios generales recogidos en el Protocolo se estructuraron en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y su posterior desarrollo reglamentario. En ella se recoge el tratamiento que habría que aplicar a los CTCs.

3.1. La Memoria Económica de la Ley.

El capítulo 6 de la Memoria Económica de la Ley se dedica al período transitorio y se analizan los procedimientos de adaptación a la competencia de los distintos agentes del sector eléctrico. Dedicó una atención especial a los CTCs reseñando:

- El diseño de la retribución de adaptación a la competencia de los generadores.
- Los principios generales de aplicación de los CTCs.
- Las hipótesis de cálculo de las partidas que componen la retribución.
- Los factores de eficiencia y los efectos de su aplicación.
- Una comparación entre las remuneraciones derivadas del Marco Legal y Estable y la de los costes de adaptación a la competencia.
- Los mecanismos de transición.
- Las previsiones de comprobación del nuevo modelo.

La Memoria incluye todos los cálculos que dieron lugar a las cifras que posteriormente se aprobaron en la propia Ley.

3.2. La Disposición Transitoria Sexta de la Ley del Sector¹.

La Disposición transitoria sexta, que se refiere exclusivamente a los CTCs, ha sufrido varias redacciones desde la promulgación de la Ley hasta la fecha. En este apartado se resume el contenido de la misma en su primera redacción.

En ella se reconoce la existencia² de los CTCs y la percepción de una retribución fija que se calculará como diferencia (“CTCs por diferencias”) entre los ingresos medios obtenidos a través de la tarifa a la actividad de generación de las centrales acogidas al R.D. y la retribución que la propia Ley reconoce a la producción y que comprende el precio del mercado, la garantía de potencia y los servicios complementarios.

Establece también que el período establecido es en principio de diez años, aunque se puede reducir en función de la evolución del mercado, y que los costes que ocasione este concepto se repercutirán a todos los consumidores.

Establece en 1.988.561 MPTA el importe global máximo (a 31 de diciembre de 1997), e indica que si el coste medio de generación supera las 6 PTA/kWh el exceso se deducirá del citado valor.

Es importante destacar el carácter de “máximo” que tiene la anterior cifra. Su significado básico (posteriormente vulnerado o cuando menos alterado por la operativa que han seguido los diseños tarifarios) era que su cobro no estaba garantizado si, como resultas de la evolución del mercado, los precios que cobrasen las empresas fuesen superiores a las 6 PTA/kWh que se consideraron en el cálculo de los CTCs. En ese caso se consideraba que las cantidades previstas a cobrar por CTCs se deberían reducir respecto a las establecidas. Sin embargo, como se verá más adelante, incluso aunque el precio fuese inferior a las 6 PTA/kWh las empresas están viendo imposibilitada la recepción de las cantidades establecidas.

3.3. R.D. 2017/97 sobre liquidaciones.

Este R.D., aprobado poco después de la Ley, forma parte del desarrollo reglamentario de la misma.

En su artículo 3 indica que todas las liquidaciones serán realizadas por la entonces Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, actualmente Comisión Nacional de la Energía (CNE), mientras que en el artículo 8 establece que la metodología para hacer las liquidaciones figura en el anexo I, que se comenta posteriormente.

Dedica el Capítulo IV (artículos 9 a 19) a las liquidaciones de los CTCs. Los aspectos más importantes que introduce son:

- El importe máximo anual se establecerá en los decretos que fijen las tarifas. Si un año la recaudación supera el importe máximo, el exceso se disminuirá de la cantidad global del año siguiente.
- El importe máximo de 1.988.561 MPTA total (a 31 de diciembre de 1997) se reparte en tres conceptos:
 - Asignación por consumo de carbón autóctono: 295.276 MPTA. Son los denominados CTCs del carbón que comprende tanto la prima de consumo

¹ Véase apartado cuarto de la sentencia del Tribunal Supremo anteriormente referenciada

² En posteriores redacciones se modifica esta “existencia” por un “derecho”.

de carbón autóctono (254.365 MPTA) como la compensación por el quebranto asociado al stock a finales del año 1997 (40.911 MPTA)

- Asignación general: 1.354.628 MPTA
- Asignación específica: 338.657 MPTA.

Estos dos últimos son los denominados CTCs tecnológicos.

- Define los criterios para el cálculo y actualización de las cantidades anuales, tanto a nivel global como para cada una de las empresas. Cada empresa tiene definida una bolsa de CTCs tecnológicos pendiente al inicio de cada año, debidamente actualizada, que a lo largo del año se ve modificada por las cantidades percibidas de la liquidación que realiza la CNE. Además, la cantidad remanente de derechos de cobro tiene en cuenta el descuento por los excesos de cobro por encima de las 6 PTA/kWh que cada empresa haya percibido.
- Define los criterios de reparto entre las empresas. En el R.D. se establecieron unos porcentajes de reparto inicial para la asignación general (hasta la fecha la asignación específica se realizaba por este mismo porcentaje, situación que cambiará con el plan de financiación de Elcogás recientemente aprobado). Los porcentajes de reparto se empezaron a modificar en función de los nuevos saldos pendientes a partir de la Orden Ministerial de 7 de septiembre de 2001, de manera que las empresas que hubiesen tenido en mercado ingresos superiores a las 6 PTA/kWh veían reducidos sus derechos de cobro. Esta situación puede observarse en la tabla siguiente:

	Porcentajes de asignación de CTC's				
	1998	1999	2000	2001	2002(previsión)
Asignación CTC's					
Iberdrola	27,10%	27,10%	27,10%	24,63%	23,59%
Endesa	51,20%	51,20%	51,20%	50,36%	49,33%
Unión Fenosa	12,90%	12,90%	12,90%	13,29%	13,48%
H. Cantábrico	5,70%	5,70%	5,70%	6,35%	6,68%
Elcogás	3,10%	3,10%	3,10%	3,45%	3,67%
Viesgo				1,92%	3,25%

- El Ministerio puede autorizar a las empresas planes de financiación extraordinarios con cargo a la asignación específica. El único aprobado hasta la fecha ha sido un plan recientemente aprobado para Elcogás. Estos planes se financian con la asignación específica, por lo que en el momento en que éstos se aprueban modifican los porcentajes con los que se reparte dicha asignación específica respecto a los porcentajes de la asignación general.
- El tratamiento contable deberá hacerse en una partida especial. Como se ha indicado anteriormente, el anexo I del citado R.D. de Liquidaciones establece la metodología para hacer las mismas. Esta metodología supone el primer problema ya que en lugar de tener los CTCs un tratamiento diferenciado, se incluyen en un sistema general de liquidaciones en el que intervienen otras variables (energía del régimen especial, retribuciones

de otras actividades, evolución de la demanda, etc) cuyos desvíos respecto a las magnitudes previstas al inicio del año por la Administración, son soportadas por los CTCs por diferencias inicialmente previstos como coste a recuperar en el año. En definitiva, el CTC no dispone de ninguna firmeza, a diferencia de la reconocida a otros costes regulados.

Esta forma de proceder con el CTC se convirtió en una herramienta que permitía financiar las diferencias entre las previsiones y la realidad, vulnerándose el espíritu con que se definió este elemento de coste en la Ley³.

4. EL PRIMER CAMBIO DE LA DISPOSICIÓN TRANSITORIA 6ª.

Ante la incertidumbre que planteaba esta situación a la hora de la recuperación de los CTCs, se adopta una nueva solución que se recoge en la Ley 50/1998 de Acompañamiento a los Presupuestos.

En ella, se introduce una modificación en la Disposición transitoria sexta de la Ley que se puede resumir en lo siguiente:

La cantidad total pendiente de recuperar de los CTCs tecnológicos se divide en dos partes:

- Para el 20% (331.731 MPTA) se mantiene el mismo criterio que existía (recuperación por diferencias).
- Al 80% restante se aplican los siguientes criterios.
 - Se reduce el 20% de esta cantidad (“la quita”), es decir 262.459 MPTA.
 - El 80% restante se compensará a partir del 1 de enero de 1999 con un 4,5% de la facturación y se podrán ceder sus derechos de cobro a terceros (titulizar).

En definitiva ello suponía que, a cambio de una “quita”, se garantiza la recuperación de una cantidad importante (en la Ley 54/1997 se admitía sólo la “existencia” de los CTCs y en la Ley 50/1998 se reconoce “el derecho a percibir una compensación por tales costes”) y, además, se permitía a las empresas titularlos, quedando la recuperación del resto realizada según el método de “por diferencias” anteriormente descrito.

Esta nueva situación ocasionó un importante debate social con su correspondiente utilización con fines políticos, que llevó al Partido socialista a presentar en enero de 1999 un recurso de inconstitucionalidad.

5. EL DEFICIT TARIFARIO

En el año 1999, muy seco, los precios del pool se elevan y, adicionalmente, las tarifas se calculan con unos costes menores a los que finalmente se dan.

Al ser reducida la cantidad a recuperar de los CTCs por diferencias⁴, no queda margen, no sólo para recuperar éstos, sino tampoco para asignar las cantidades

³ Pese a las modificaciones posteriores, esta problemática subsiste en la actualidad, como se comprobará a lo largo de este resumen.

⁴ La cantidad de CTCs adscrita al 4,5% se liquida como cuota, por lo tanto con un mayor grado de firmeza que el correspondiente a los costes que se liquidan a partir de los ingresos liquidables.

correspondientes a la retribución del transporte y la distribución ni tampoco para los CTCs ligados a los incentivos por consumo del carbón autóctono. Ésta era una situación no prevista desde el punto de vista regulatorio. Para hacer frente a este vacío legal, se realiza una nueva reforma regulatoria.

5.1. O.M. de 21 de noviembre de 2000 sobre precedencia en la recuperación del déficit de ingresos en las liquidaciones.

En esta Orden Ministerial se establece la fórmula a aplicar en caso de que se produzcan déficits de ingresos que impidan pagar las actividades reguladas de transporte y distribución.

Se crea un sistema de financiación de los déficits. Las empresas generadoras (o quienes tengan asignado el derecho a cobrar los CTCs) deben aportar las cantidades que permitan cubrir el déficit. Dichas cantidades se aportan proporcionalmente a las cantidades de CTCs tecnológicos recibidos en el pasado, añadiendo a estas cantidades, los ingresos obtenidos en el mercado por superar las 6 PTA/kWh.

La tabla siguiente recoge los porcentajes aplicados a las empresas para financiar el déficit.

Porcentajes de asignación de Déficit de Ingresos					
	1998	1999	2000	2001	2002(previs)
Asignación Déficit					
Iberdrola			30,91%	38,61%	41,38%
Endesa			53,65%	46,18%	44,52%
Unión Fenosa			9,18%	11,07%	10,56%
H. Cantábrico			4,06%	2,69%	1,70%
Elcogás			2,21%	1,46%	0,78%
Viesgo			0,00%	0,00%	1,05%

La citada Orden indica también que, a la hora de determinar el déficit, la prima al carbón autóctono se deberá tener en cuenta con el mismo nivel de prioridad que la retribución de las actividades de transporte y distribución. Es decir, los cobros de CTCs por incentivos al carbón tenían una mayor garantía de cobro que los que correspondían a la asignación general y específica. Esto beneficiaba a las empresas con mayor producción con centrales de carbón.

6. EL NUEVO CAMBIO.

Influenciado por las dificultades que la aprobación de los CTCs estaba teniendo en Bruselas se introduce un nuevo cambio para eliminar el que parece ser el mayor obstáculo para Bruselas: la existencia de una recuperación parcial de los CTCs mediante el 4,5% de la facturación. Adicionalmente, y con objeto de poder clarificar la forma en que las desinversiones de activos de generación afectarían a los CTC (en esos momentos estaba a punto de finalizar el proceso de fusión entre

las empresas ENDESA e IBERDROLA) se introdujeron otros cambios en la citada Disposición Transitoria.

6.1. R.D. Ley 2/2001 de 2 de febrero

El Real Decreto Ley 2/2001 (posteriormente tramitado y aprobado como Ley el 22 de mayo de 2001) introduce una nueva modificación en la Disposición transitoria sexta de la Ley que se puede resumir en lo siguiente:

- Fija el importe máximo de los CTCs a 31 de diciembre de 1997 en 1.736.778 MPTA (hay que recordar que originalmente eran 1.988.561 MPTA). Eliminando los correspondientes al carbón nacional la cantidad establecida es de 1.441.502 MPTA.
- Se elimina la recuperación mediante el 4,5% de la facturación, volviendo la totalidad de los CTC a ser recuperados mediante el sistema original “por diferencias”.
- No se pueden titular.
- No se pueden imputar CTCs a la energía importada (acatamiento de decisiones de la Comisión).
- La venta de los activos de generación que den lugar a plusvalías, supondrá la disminución de los derechos pendientes de cobro.
-

En definitiva se vuelve a la situación inicial de los “CTCs por diferencias” , olvidándose de recuperar “la quita” que se había acordado a cambio de la garantía de la recuperación.

Esta modificación se completa posteriormente con la que se hace en la Ley 9/2001 de 4 de junio, esta vez dirigida a facilitar la imputación contable de las pérdidas incurridas como consecuencia de la aplicación del régimen del mercado competitivo.

7. LA TRAMITACIÓN DE BRUSELAS

Bruselas decide en julio de 1999 que los CTCs españoles no son acordes a las excepciones previstas en la Directiva 96/92/CE y que, por lo tanto, deberán analizarse en el marco de las ayudas de Estado y de las posibles implicaciones en el correcto funcionamiento del mercado.

Después de un complejo trámite, y ya con la regulación prevista de CTCs que anulaba la posible titularización de los mismos, la Comisión autoriza los CTCs tecnológicos argumentando que, en el supuesto de que constituyeran Ayudas de Estado, serían compatibles con el mercado común. Por el contrario, no autoriza los CTCs asociados a la producción de electricidad con carbón autóctono al considerarlas ayudas no compatibles con el mercado común, dando una salida a que los mismos puedan acogerse al criterio previsto en la Directiva 96/92/CE por el que se autoriza a los Estados miembros a dar prioridad a las energías autóctonas en la producción de electricidad con el límite del 15% del total.

No obstante lo anterior, hay que tener en cuenta que esta resolución, favorable a los CTCs, no implica una garantía en su cobro, ya que las cantidades percibidas dependen también de la previsiones que el Gobierno haga a la hora de establecer

las tarifas, pudiendo darse el caso de que no quede margen para recuperar estas partidas

8. SITUACIÓN ACTUAL.

La situación actual, con relación a los CTC es la siguiente:

- a) No se están estableciendo cantidades de CTC a recuperar en la tarifa suficientes como para cumplir con el compromiso de recuperar las cantidades máximas al finalizar el período previsto para ello, aún cuando en la memoria económica se establecía una senda inicial de recuperación.
- b) Esto se agrava por otra práctica que se está siguiendo en el cálculo tarifario, cual es la de no contemplar en las tarifas previsiones correctas de los costes regulados lo cual, unido a que no existe un sistema de corrección de desvíos, como el existente, por ejemplo, en el gas hace que los CTC se empleen como sustitución de dicho mecanismo de ajuste, permitiendo la financiación de los desvíos de unos costes regulados mediante la devolución de otro coste regulado e, incluso, mediante ingresos obtenido en el mercado.

Tal como se desprende de los diferentes informes de la CNE, dicha política de cálculo tarifario es ineficiente. Adicionalmente esta situación está representando un importante daño patrimonial a las empresas.

La Comisión reconoce, en su propuesta de metodología para establecer las tarifas de acceso la necesidad de realizar ajustes tarifarios. En dicho informe se indica que, en el caso de que la quisiera que los CTCs se recuperasen, debería hacerse mediante una metodología consistente en *“definir la anualidad constante que, suponiendo precios de mercado inferior o igual a 6 PTA/kWh, permitirá la recuperación de la cuantía máxima de CTCs hasta el 2010. Si el precio previsto de mercado para el año siguiente es inferior o igual a 6 PTA/kWh, esta anualidad será la que se incorpore en las tarifas de acceso del año siguiente. En el caso de que se prevea un precio de mercado superior a 6 PTA/kWh, esta anualidad se verá reducida por el exceso entre los ingresos de mercado que se prevea percibirán las empresas y los ingresos que se espera percibir si el precio fuera igual a 6 PTA/kWh”*.

Todo lo mencionado ha traído como consecuencia que la recuperación realizada hasta la fecha, sea mucho menor que la de la senda inicialmente prevista. Esto puede observarse en el siguiente cuadro en el que puede observarse como la Memoria Económica de la Ley preveía que en el año 2001 ya se hubiesen cobrado 1.106.672 MPTA por CTC mientras que la previsión de cierre de las cantidades a cuenta cobradas es de 417.421 MPTA, lo que da un resultado negativo de unos 690.000 MPTA de menos, (Sin incluir la deducción de la quita de más de 262.000 MPTA).

Senda de recuperación de los Costes de Transición a la Competencia					
(Unidad : millones de pesetas)					
	1998	1999	2000	2001	Suma
Según Memoria Económica del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico					
CTC Pendiente	1.988.561	1.840.733	1.681.836	1.508.230	
Intereses Anuales	124.285	115.046	105.115	94.264	
Pago anual CTC	272.113	273.943	278.721	281.895	1.106.672
Descuento por exceso de precio	0	0	0	0	
Total CTC Amortizado	147.828	158.897	173.606	187.631	
Total CTC Pendiente	1.840.733	1.681.836	1.508.230	1.320.599	
	1998	1999	2000	2001	
Importes liquidados (provisional)					
CTC Pendiente	1.988.561	1.629.122	1.485.896	1.392.178	
Intereses Anuales	84.315	47.896	65.082	59.028	
Pago anual CTC	163.669	157.850	61.482	34.420	417.421
Por diferencias	108.648	22.874	-43.814	-3.881	
Por cuota		87.444	89.071	8.969	
Carbón	55.021	47.532	16.225	29.332	
Descuento por exceso de precio	17.626	33.272	97.318	74.793	
Quita		262.459			
Total CTC Amortizado	79.354	109.954	-3.600	-24.608	
Total Reducción de CTC	17.626	295.731	97.318	74.793	
Total CTC Pendiente	1.891.581	1.485.896	1.392.178	1.341.994	
Importe Total NO PERCIBIDO en el período 1998-2001 (sin incluir la Quita) =					689.251

Dicha carencia de recuperación de CTC no es debida al mecanismo de protección previsto por el Legislador de que, en caso de que se superasen las 6 PTA/kWh se renunciaría a la recuperación de la parte correspondiente a estos costes, sino a que, tal y como se dice anteriormente, son empleados por la Administración para financiar otro tipo de costes infravalorados, bajadas de tarifas, etc.

Este hecho se puede constatar con el Real Decreto que fija la Tarifa para el ejercicio 2002, en el que destacamos los siguientes aspectos:

- Coste de la energía en el Régimen Ordinario. Se empleó un coste de 5,9 PTA/kWh, cuando era previsible que el 2002 fuese un año en el que el precio fuera similar al del segundo semestre del 2001, ya que el margen de cobertura sería estrecho, máxime si persistía la situación extremadamente seca.
- Volumen de la energía del Régimen Especial. Se han utilizado cantidades menores a las previstas por la CNE, lo que desembocará en que los costes finales por este concepto sean mayores.
- Se ha incluido un nuevo coste con relación a los incentivos de los cogeneradores para que acudan al mercado (por lo que el coste por este incentivo incluido en tarifa es menor que el que seguramente ocurrirá en la realidad) sino que el sistema de incentivos prevé un pago por garantía de potencia mayor que el que percibe el régimen ordinario.

- d) La cantidad de Costes de Transición a la Competencia con la que se calcula la tarifa es mucho menor que la que corresponde a los valores que permitirían su recuperación total en el año 2010.

9. CONCLUSIONES

De lo anteriormente expuesto pueden sacarse las siguientes conclusiones :

- a) Los CTCs son costes reconocidos, no sólo por la propia Legislación Española, sino también por las Autoridades Comunitarias.
- b) Los criterios iniciales para la recuperación de los CTCs se definieron en el momento de la aprobación de la Ley. Desde entonces, han sufrido continuas modificaciones, algunas contradictorias. Más concretamente, la Disposición transitoria sexta ha tenido tres, dos de ellas en el último año.
- c) Muchas de las modificaciones han sido introducidas de forma que parecen responder más a coyunturas externas puntuales (como es el de favorecer más a las instalaciones de carbón nacional que al resto) que a la adaptación a una realidad cambiante pero intentando mantener los criterios definidos inicialmente.
- d) Las continuas modificaciones y su discrecionalidad permiten afirmar que, en la actualidad, no existe una metodología de cobro de CTCs ni de cálculo tarifario, lo que aumenta el riesgo de los agentes.
- e) Como conclusión de todo ello puede decirse que, con el paso del tiempo, parece haberse perdido el interés por la recuperación de los CTCs, que han pasado de ser un derecho reconocido de las empresas, a una herramienta utilizada por la Administración para otros fines ajenos.
- f) Ello no sólo tiene repercusiones en el corto plazo para las empresas, derivadas de la disminución de ingresos, sino que a largo plazo, los inversores valorarán negativamente la falta de seguridad jurídica exigiendo a cambio una prima de riesgo elevada, que determinará inexorablemente, una subida tarifaria para los consumidores, objetivo contrario al que a corto plazo persigue la CNE y por ende la Administración.

ANEXO I: REFERENCIAS Y NORMATIVA RELEVANTE SOBRE COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA

1. NORMATIVA ESPAÑOLA

- Protocolo Eléctrico.
- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre.
 - Cap. 6 de la Memoria Económica.
 - Disposición Transitoria Sexta.
- R.D. 2017/1997 de 26 de diciembre.
 - Capítulo IV sobre sistema de liquidaciones de los CTCs
- R.D. 437/1998 de 20 de marzo.
 - Plan contable Empresas del Sector Eléctrico.
- Ley 50/1998 de 30 de diciembre de Acompañamiento a los Presupuestos.
 - Modifica la Disposición Transitoria Sexta.
- R.D. Ley 6/2000 de 23 de junio sobre Medidas urgentes de liberalización.
 - Derecho al cobro de la prima al consumo de carbón autóctono.
- O.M. de 21 de noviembre de 2000.
 - Establece la precedencia en la repercusión del déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas.
- R.D. Ley 2/2001 de 2 de febrero.
 - Modifica la Disposición Transitoria Sexta. Elimina la cuota del 4,5%
- O.M. de 28 de marzo de 2001.
 - Desarrolla la Disposición final del R.D. 437/1998 de 20 de marzo.
- Resolución de la DGPEM de 13 de marzo de 2001.
 - Establece prioridad de cobro de la prima del carbón 1º semestre de 2000.
- Ley 9/2001 de 4 de junio.
 - Modifica la Disposición Transitoria Sexta. Imputación contable de las pérdidas.
- O.M. de 7 de septiembre de 2001.
 - Nuevos porcentajes provisionales de cobro de los CTCs.
- O.M. de 10 de octubre de 2001.
 - Plan de financiación extraordinaria de Elcogás.

2. NORMATIVA COMUNITARIA .

- Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- Decisión de la Comisión de 8 de julio de 1999
 - Se establece que los CTCs no son una excepción a los Capítulos IV, VI o VII de la Directiva.
- Decisión de la Comisión del 25 de julio de 2001.
 - Autoriza los CTCs tecnológicos.

- Comunicación de la Comisión relativa a la Metodología de análisis de las ayudas estatales vinculadas a los CTCs.