

4.5.2 Operador del Sistema

Retribución

Esta Comisión considera importante preservar la independencia del Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica del sistema y del transporte. La propuesta del Ministerio de Economía prevé retribuir al Operador del Sistema con 1.700 millones.

REE ha solicitado, como retribución a la actividad de Operación del Sistema, 4.174 MPTA. Esta Comisión considera que para que REE obtenga una retribución adecuada como empresa regulada, dicho valor debería ser 2.250 MPTA.

Además, la CNE considera que la retribución del Operador del Sistema debería concretarse con mucha mayor exactitud mediante el desarrollo de una fórmula de retribución que, al tiempo de dotar de predecibilidad a los ingresos del citado Operador, permitiese ir introduciendo incentivos a la actuación eficiente del mismo (por ejemplo, en la gestión de restricciones o en la previsión de la demanda).

Comentarios al artículo 6 de la propuesta de Real Decreto

La Comisión Nacional de Energía, como ya indicara en su informe a la tarifa de 2001, considera que se ha de establecer unos precios para las actuaciones relativas a los puntos de medida tipos 1 y 2 definidas en el Reglamento de Puntos de Medida, y que esto es mejor que incluir los costes derivados de estas actuaciones en los de la Operación del Sistema.

No obstante, si bien no se ha publicado, existe un borrador de Real Decreto de Puntos de Medida elaborado por el Ministerio e informado por esta Comisión que

viene a diferenciar claramente las actuaciones que se realizan con clientes, de aquellas que se realizan con el resto de los agentes. Esto resulta razonable ya que, tanto el tamaño y número de los puntos de medida, el hecho de que puede suponer una barrera de entrada al mercado liberalizado y la existencia de unas tarifas de acceso a las redes, aconsejan diferenciar el tratamiento a dar a los consumidores cualificados.

Por ello, se considera que unos precios máximos como los propuestos en el Anexo VI de la propuesta de Real Decreto que se informa, resultan excesivos y no deben bajo ningún concepto aplicarse a los consumidores, sobre todo si se tiene en cuenta que todos los consumidores, en tanto no se modifique el R.D. de Puntos de Medida, son como mínimo del tipo 2. En todo caso se podrían establecer dichos precios máximos para las actuaciones que se lleven a cabo en las fronteras de generación, transporte y distribución.

Por tanto, se considera necesario que el OS presente anualmente a esta Comisión los estados contables de las operaciones correspondientes a las actuaciones derivadas del Reglamento de Puntos de Medida y sus ITC.

4.5.3 Retribución del Operador del Mercado

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) percibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de Operación del Mercado. Dichos ingresos se determinan como unos porcentajes aplicables sobre la facturación del sector eléctrico por el suministro efectivo de energía eléctrica y los peajes. Dichos porcentajes son fijados anualmente por el Ministerio de Economía.

Debe tenerse en cuenta que OMEL ofrece servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten tanto en la organización de cursos como servicios de asesoramiento. También es posible que el OMEL

utilice la experiencia acumulada en el mercado español y realice actividades de consultoría, dimensionando su plantilla, para así dedicarla a una actividad no regulada.

La propuesta del Ministerio de Economía es retribuir al Operador del Mercado con 1.700 millones. Sin embargo, la propia OMEL solicitó 1.531 MPTA como retribución propia, por lo que esta Comisión considera que esta debe ser la retribución considerada en el Real Decreto de Tarifas. Además, esta Comisión considera que esta cifra debería concretarse en el futuro con mucha mayor exactitud mediante el desarrollo de una fórmula de retribución que, al tiempo de dotar de predecibilidad los ingresos del citado Operador, permita ir introduciendo incentivos a la actuación eficiente del mismo.

Finalmente, y en línea con comentarios y propuestas presentados por el OMEL, esta Comisión considera interesante analizar la posible implantación gradual de un mecanismo mediante el cual el OMEL pueda obtener parte de sus ingresos de las aportaciones de los agentes que operan en el mercado de producción de energía eléctrica.

4.6 Costes de Transición a la Competencia

4.6.1 Stock de carbón autóctono.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En su artículo 9 establece los costes de transición a la competencia de acuerdo con la DT 6ª de la Ley 54/97, y en su artículo 13 establece dentro de los anteriores, el importe “máximo” de la asignación por compensación del stock de carbón autóctono a 31 de diciembre de 1997 en

40.911 MPTA. Por último, el artículo 14 del mencionado RD 2017 establece que los componentes del importe base global máximo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de cada año, entre los que se encuentra la compensación descrita, debe ser actualizado con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

Con fecha 19 de octubre de 1998 el Ministerio de Industria y Energía dicta una Orden Ministerial, por la que se regulan las ayudas destinadas a la financiación de existencias de carbón en centrales térmicas, que establece en su anexo II las existencias de carbón autóctono CECA, por centrales, a 31 de diciembre de 1997. Asimismo, en el mismo anexo, se establece el valor de dicho stock.

La Memoria Económica del Proyecto de Ley del Sector Eléctrico, establece la metodología para la determinación del sobrecoste del carbón almacenado al inicio del nuevo marco regulatorio, como diferencia entre el precio del carbón nacional para cada central y el precio del carbón de importación situado en cada central (restándole el transporte) por las toneladas existentes en el parque a 31 de diciembre de 1997.

En la Resolución de la Secretaría de Estado de la Energía y Recursos Minerales de 20 de noviembre de 1997, se establecen los parámetros A_o y B_o para la determinación del precio del carbón nacional situado en cada central. Asimismo, en su Anexo se expresa el precio CIF del carbón importado y el precio medio de este carbón en central térmica. Al deducir de este precio medio el coste también medio de transporte, se obtiene el precio del carbón de importación de comparación: 1,121 PTA/th PCI.

En base a estas disposiciones se puede determinar el sobrecoste del carbón autóctono almacenado a 31.12.97, según los valores del cuadro siguiente:

EXISTENCIAS Y SOBRECOSTE DEL CARBÓN AUTÓCTONO EN LAS CENTRALES TÉRMICAS ESPAÑOLAS

CENTRAL	CARBÓN	PCI 97 te/t	Existencias 31/XII/97			Precio C. I. PTA/te	Sobrecoste mPTA
			kt	mPTA	PTA/te		
Aboño	H+A	5.156	254	1.736	1,323	1,121	265
Lada	H+A	5.193	314	2.297	1,408	1,121	468
Soto Ribera	H+A	4.972	323	2.260	1,408	1,121	460
Narcea	H+A	5.246	341	2.562	1,433	1,121	558
Anllares	H+A	4.895	685	5.485	1,635	1,121	1.724
Compostilla	H+A	4.830	1.055	8.115	1,592	1,121	2.402
La Robla	H+A	5.484	420	3.517	1,527	1,121	936
Velilla del Río Carrión	H+A	4.992	228	1.875	1,650	1,121	601
Puertollano	H+A	4.344	146	1.202	1,890	1,121	489
Puente Nuevo	H+A	3.679	303	1.941	1,739	1,121	690
Serchs	LN	2.827	91	447	1,740	1,121	159
Escatrón	LN	3.884	431	2.779	1,660	1,121	903
Teruel	LN	3.207	1.099	5.540	1,572	1,121	1.591
Escucha	LN	3.348	298	1.937	1,944	1,121	820
Puentes	LP	1.745	183	587	1,838	1,121	229
Meirama	LP	1.886	-	-	-	1,121	-
TOTAL		3.754	6.171	42.280	1,825	1,121	12.296

Dado que el periodo de recuperación de los costes de transición a la competencia se ha extendido hasta el 2010, la Comisión considera que se debería utilizar este horizonte para determinar el coste a imputar en la tarifa de 2002 por este concepto.

Por tanto, en base a lo anterior, la CNE considera apropiado fijar para 2002 el coste de 339 MPTA recogido en la propuesta de Real Decreto, ya que es el que corresponde con estos criterios, de acuerdo con el resultado del cuadro siguiente.

DISTRIBUCIÓN DEL SOBRECOSTE DEL STOCK DE CARBÓN AUTÓCTONO A 31.12.97														TOTAL	MAXIMO CTC'S
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Tasa monetaria(%)	4,25%	2,94%	4,38%	4,25%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%		
Tasa monetaria acum.(%)	4,25%	7,31%	12,02%	16,78%	20,86%	25,09%	29,47%	34,00%	38,69%	43,55%	48,57%	53,77%	59,15%		
Importe Stock PTA corrientes (10 años)	4.091	4.091	1.163	1.163	509	527	545	564	584	604				13.840	58.727
Importe Stock PTA constantes (10 años)	3.924	3.812	1.038	996	421	421	421	421	421	421				12.296	40.911
Importe Stock PTA corrientes (13 años)	4.091	4.091	1.163	1.163	339	351	363	376	389	403	417	431	447	14.024	65.111
Importe Stock PTA constantes (13 años)	3.924	3.812	1.038	996	281	281	281	281	281	281	281	281	281	12.296	40.911

4.6.2 Prima del carbón autóctono

La DT 4ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, otorga al Gobierno la posibilidad de establecer incentivos al consumo de carbón autóctono, para las cantidades fijadas por el Ministerio. *“Dichos incentivos incorporarán, en su caso, una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh para aquellos grupos de producción y en la medida en que hayan efectivamente consumido carbón autóctono, y por la cuantía equivalente a su consumo únicamente de carbón autóctono”*.

El RD 2017/1997, de 26 de diciembre, organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. En su artículo 9 establece los costes de transición a la competencia de acuerdo con la DT 6ª de la Ley 54/97, y en su artículo 13 se establece dentro de los anteriores, el importe *“máximo”* de la asignación por consumo de carbón autóctono en 254.365 MPTA. Por último, el artículo 14 del mencionado RD 2017 establece que los componentes del importe base global máximo de costes de transición a la competencia a 31 de diciembre de cada año, entre los que se encuentra la prima, deben ser actualizado con el tipo de interés resultante de la media anual del MIBOR a tres meses o tipo de interés que lo sustituya.

La DA 1ª del RD 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes, modificó la prima al consumo de carbón autóctono, para el ejercicio de 1998 que fue establecida en el RD 2017/97. Además, en la DA 2ª del citado RD 2820/1998 se reguló una nueva forma de devengar prima, estableciendo que las centrales que estuvieran en los cinco primeros años de vida

útil podrán percibir la prima aplicada sobre la producción equivalente a “la adquisición” del carbón autóctono, y no a su consumo efectivo.

Con fecha 26 de noviembre de 2001 el Ministerio de Industria y Energía dictó una Orden Ministerial, por la que se establecía para 2001 la prima al consumo de carbón autóctono.

La CNE con fecha 29 de mayo de 2001 informó la propuesta de Orden Ministerial anterior, señalando que dentro de las posibilidades de desarrollo que ofrece la DT 4ª de la Ley 54/97 al establecer una prima máxima promedio equivalente a una peseta por kWh, se ha adoptado hasta la fecha la solución de computar dicho promedio para el conjunto de centrales durante el periodo multianual de 8 años del Plan de la Minería.

En la documentación que se acompaña a la propuesta de RD se establece un coste en concepto de prima al carbón autóctono para el año 2002 de 38.174 MPTA que resulta de considerar las primas de 2001, reducidas en un 4%. En dicha información no se indican las cantidades de carbón CECA máximas consideradas para el año 2002, aunque hay que entender, siguiendo los criterios de los años anteriores, que corresponden a las cantidades que figuran en contratos de suministro a largo plazo.

No obstante, esta Comisión considera que si se quiere cumplir la DT 4ª de la Ley 54/97 y otorgar 1 PTA/kWh a la producción con carbón autóctono durante el periodo de vigencia del Plan de la Minería, se debería reducir el nivel de las primas en el año 2002. La Comisión, en línea con lo manifestado en su referido informe de 29 de mayo de 2001, entiende que la prima promedio a aplicar durante

el año 2002 debería de estar próxima a 1 PTA/kWh, con lo que se obtendría un importe inferior a los 38.174 MPTA presupuestadas en la tarifa de 2002. Considerando este último importe, la prima promedio acumulada durante el periodo 1998 – 2002 ascendería a 1,12 PTA/kWh, en pesetas constantes de 1997, superior a 1 PTA/kWh establecida en la Ley. Si se mantiene esta previsión, es necesario, pues, reducir las primas en años sucesivos para no sobrepasar al final del periodo del Plan el límite de 1 PTA/kWh.

Por otra parte, como resultado de la aplicación del Real Decreto de liquidaciones de actividades y coste regulados (RD 2017/1997) y la Resolución de 13 de marzo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece la prioridad del cobro de la prima al consumo de carbón autóctono del primer semestre del año 2000 sobre las asignaciones general y específica de la retribución fija de 2001, hasta la liquidación número 10 de 2001 únicamente se han pagado 5.264 MPTA de los 20.529 MPTA devengados y no cobrados en el año 2000. La Comisión prevé que en la liquidación anual de 2001 no quede remanente para poder pagar estos 20.529 MPTA, por lo que será preciso que se abone este importe con cargo a los CTC's presupuestados en 2002. Para ello, se ha de entender que este importe se contempla en el concepto "resto de CTC's por diferencias" presupuestado en la tarifa de 2002 y será preciso que la citada Dirección General emita la correspondiente Resolución para poder hacer efectivo el pago durante 2002.

Asimismo, en la documentación que acompaña la propuesta de RD que se informa se incluye una partida de menos 2.902 MPTA en aplicación de la Decisión de 25 de julio de 2001 de autorización de los CTC's por parte de la UE, en concepto de primer pago (de los cuatro previstos) por devolución de la parte de la prima de los años 1998 y 1999 correspondiente al exceso sobre el umbral del 15 % de energía primaria necesaria para producir electricidad, como consecuencia

de haberse primado en dichos años una cantidad de energía autóctona superior a dicho umbral, todo ello de acuerdo con establecido en la Directiva 96/92/CE. Además, en dicha propuesta de RD también se detraen de la partida de costes de transición a la competencia 14.611 MPTA, en concepto de descuento a imputar a la energía importada de países de la UE en años anteriores, también como consecuencia de aplicar la anterior Decisión de 25 de julio de 2001.

La Comisión considera correctas estas aplicaciones, pero los valores indicados difieren de los calculados por la misma, de acuerdo con lo indicado en el Anexo I, señalando al mismo tiempo la necesidad de regular los criterios y la forma en que se deben detraer estos importes de los agentes que en su momento los cobraron y, en el segundo caso, el mecanismo de devolución a los consumidores.

4.6.3 CTC's por diferencias

Como ya se ha indicado, se debería interpretar que en la partida de 59.838 MPTA recogida en la información complementaria aportada por el Ministerio como parte del cálculo de los Costes Permanentes previstos, denominada "Resto Costes de Transición a la Competencia por diferencias" se encuentran los 20.529 MPTA correspondientes a la prima al carbón autóctono de 2000 devengada y no cobrada.

Asimismo, será preciso regular el mecanismo de recuperación de los generadores y de devolución a los consumidores del mencionado descuento de 14.611 MPTA, por la energía importada de países de la UE, también como consecuencia de aplicar la Decisión de 25 de julio de 2001.

Por otra parte, la supresión de la cuota de CTC's ha tenido una incidencia en relación con los peajes que aplican los distribuidores acogidos a la D.T. 11 de la Ley 54/1997. De acuerdo con el contenido del punto 4 del artículo primero de la Ley 9/2001 de 4 de junio, los costes que se deriven de la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Este precepto no se ha cumplido a partir de febrero de 2001 en el caso de los peajes cobrados por las distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, ya que han contribuido a aumentar el margen del distribuidor, sin destinar cantidad alguna a CTC's.

En el anexo II a este informe se adjuntan unos comentarios y propuestas de actuación acerca de la supresión de la cuota de los CTC's y su repercusión en las tarifas de acceso de 2001. Dichos comentarios fueron remitidos por la Comisión a la Dirección General de Política Energética y Minas en julio de 2001.

4.7 Costes de Diversificación y seguridad de abastecimiento

4.7.1 Compensaciones a los pequeños distribuidores por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes.

En el año 2002 habrá que compensar a los distribuidores no acogidos al Real Decreto 1538/1987 por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos derivada de que ciertos consumidores cualificados hayan adquirido en el pasado energía en el mercado o la adquieran durante el 2002.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, considerando el saldo de recaudación previsto en 2001, es posible hacer una estimación de las necesidades para el año 2002 previstas en concepto de compensaciones a los pequeños distribuidores. El resultado de esta estimación es el siguiente: por interrumpibilidad 500 MPTA, por régimen especial, 950 MPTA y por pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes 1.300 MPTA. Todo ello supone 2.750 MPTA, cifra muy similar a la prevista en la propuesta que se informa.

Se ha de señalar que aún está pendiente la aprobación de la regulación de la compensación por pérdida de ingresos por consumidores cualificados. El consejo de Administración de la CNE aprobó con fecha 24 de julio de 2001 una propuesta de Resolución a estos efectos, que fue remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Por otro lado, el Real Decreto 2819/1998, en su Disposición Adicional Segunda apartado primero, establece que estas empresas distribuidoras podrán solicitar su inclusión en el régimen económico general. Así mismo, la Disposición Adicional Segunda apartado segundo, del mencionado Real Decreto 2819/1998, señala que para aquellas empresas que bien de forma voluntaria, bien por obligación legal, al haber sobrepasado el crecimiento fijado como vegetativo, adquieran parte de la energía como sujetos cualificados en el mercado de producción, se fijará la retribución inicial correspondiente a esa parte de la energía que adquieran como sujetos cualificados.

En opinión de la Comisión parece interesante considerar la posibilidad de incluir en el futuro el margen de este colectivo en la partida de costes de distribución de la tarifa. La inclusión del margen llevará asociado un aumento de la partida de

costes de distribución y un aumento de la facturación, al ser aportados los ingresos de los pequeños distribuidores al conjunto del sistema (descontados los ingresos que se obtendrían de la tarifa D).

Esto supondría incluir a todos los pequeños distribuidores en la bolsa de retribución de la distribución y que se les liquide como a los distribuidores del régimen general. Esta medida se ajustaría a lo dispuesto en la Ley 54/1997 y en el Real Decreto 2819/1998, respetándose el carácter transitorio reconocido en la citada normativa, al ponderar en la bolsa el margen que les correspondería por diferencia de tarifas y lo que les correspondería por aplicación de los mismos criterios de retribución que a los distribuidores del régimen general. La bolsa se actualizaría anualmente vigilando que los márgenes reconocidos no fueran superiores a lo que les hubiera correspondido por la diferencia de tarifas de cada año. Esto resolvería, entre otros, el problema de calcular las compensaciones que les corresponderían por tener clientes cualificados conectados a sus redes que ejerzan el derecho de elegibilidad, particularmente importante a partir de julio de 2000, y de imposible tratamiento a partir del 1 de enero del 2003, cuando todos los consumidores sean cualificados.

4.7.2 Régimen Especial

4.7.2.1 Introducción

El régimen especial viene regulado por el RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Dicho Real Decreto derogó el RD 2366/94, de 9 de diciembre, sobre producción de energía por

instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, estableciendo un régimen transitorio para aquellas instalaciones que estuvieran acogidas al RD2366/94 a la entrada en vigor de la Ley del Sector, en tanto subsista la retribución de los costes de transición a la competencia.

En este sentido, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002 propone en su anexo IV la actualización de las primas y precios finales establecidos en el RD 2818/1998, así como de las tarifas aplicables a las ventas de energía procedentes de las instalaciones que transitoriamente permanecen acogidas al RD 2366/1994.

Asimismo, la propuesta introduce transitoriamente un nuevo incentivo para la participación de la cogeneración del RD 2366/1994 en el mercado de producción, en tanto no sea desarrollado el artículo 17 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio.

4.7.2.2 Precios

a) Instalaciones acogidas al RD 2818/1998

El RD 2818/1998, de 23 de diciembre, fija las primas para cada tipo de instalación así como los criterios para la actualización anual de las mismas. Estos criterios son:

- Grupo a⁴ (cogeneración) y Grupo d⁵ (minimización de residuos): *“...de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección y del precio del gas, ponderando las tres variables a partes iguales”..*
- Grupo b⁶ (renovables): *“...teniendo en cuenta la variación del precio medio de venta de la electricidad, que se aplicará sobre la suma del precio de mercado y la prima.”*
- Grupo c⁷ (residuos): *“ ... de acuerdo con la variación interanual de los tipos de interés, de la tarifa eléctrica para los consumidores sin capacidad de elección o con la variación del precio medio de mercado cuando todos los consumidores sean cualificados, ponderando ambas variables a partes iguales.”*
- Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles y no hidráulicas, biomasa, biocarburantes o residuos agrícolas de potencia superior a 50 MW⁸: *Estarán sujetas a las mismas actualizaciones que el grupo c.*

Estos criterios genéricos, que ya fueron aplicados por primera vez en el RD por el que se establecía la tarifa eléctrica para el año 2000, han sido los que se han seguido en esta propuesta de Real Decreto. En este sentido, los valores de referencia utilizados para calcular las variaciones de los tipos de interés y de los precios del gas han sido elegidos teniendo en cuenta la pauta fijada en esa primera vez. Si bien estos valores de referencia no están calculados siguiendo una regla homogénea, tal y como se indicó en el informe que esta Comisión realizó a la propuesta de tarifas del año 2000, se entiende que resulta más

⁴ Artículo 27.3 del RD 2818/1998

⁵ Artículo 30.2 del RD 2818/1998

⁶ Artículo 28.2 y 28.3 del RD 2818/1998

⁷ Artículo 29.2 del RD 2818/1998

correcto en términos regulatorios mantener los mismos criterios aplicados en los años anteriores.

En este punto , cabe señalar que según establece el artículo 32 del RD 2818/1998 *“Modificaciones de primas y precios”*, *cada cuatro años se revisarán las primas fijadas en el presente capítulo⁹ de este Real Decreto, así como los valores establecidos para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava de la Ley del Sector Eléctrico, atendiendo a la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado, la participación de estas instalaciones en la cobertura de la demanda y su incidencia sobre la gestión técnica del sistema.*

Adicionalmente, la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 determina la necesidad de establecer un Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) , cuyos objetivos deben ser tenidos en cuenta en la fijación de las primas. Dicho Plan fue aprobado por el Gobierno el 30 de diciembre de 1999, y en él se consideró como factor de actualización de las primas, un 1,5% para cada uno de los años incluidos en el período de análisis (años 2000 a 2006). Aparentemente, los objetivos de dicho Plan no se han podido tener en cuenta a la hora de fijar las primas para el 2002, ya que éstas se actualizan con la variación del precio de venta de la electricidad.

Por ello, las tarifas correspondientes al año 2003 deberán ser revisadas conforme a los parámetros mencionados en el artículo 32 del RD 2818/1998 y teniendo en cuenta los objetivos recogidos en el Plan de Fomento de las Energías Renovables.

⁸ Artículo 31 del RD 2818/1998

⁹ Capítulo IV Régimen Económico

Finalmente, esta Comisión quiere reiterar nuevamente, como ya lo hiciera entre otros, con ocasión del informe de 14 de julio de 1998 sobre la propuesta de Real Decreto de producción de energía por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración, que sería deseable que la regulación de promoción de determinadas energías limpias contemplara mecanismos de mercado, dentro de las circunstancias concretas de cada subsector.

En cuanto a las actualizaciones correspondientes a las tarifas del año 2002 el cuadro siguiente muestra los valores utilizados para la actualización de las primas y precios en esta propuesta.

Parámetros de actualización precios y primas RD 2818/1998 para el año 2002

VARIABLE DE ACTUALIZACIÓN DE LAS PRIMAS	VARIACIÓN
Variación interanual del tipo de interés	(1)
Variación del MIBOR a tres meses de noviembre de 2001 respecto a noviembre de 2000 ¹⁰	-33,86%
Variación del precio del gas	(2)
Variación de la media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/a de 2001 respecto a 2000 ¹¹	3,29%
Variación de tarifa eléctrica consumidores sin capacidad elección	(3)

¹⁰ MIBOR a tres meses mes de Noviembre de 2000=5,08%

MIBOR a tres meses mes de Noviembre de 2001= 3,36%

¹¹ Precio medio gas año 2000= 1,9028 cent€/te (3,166 Pta/te)

Precio medio gas año 2001= 1,9654 cent€/te (3,270 Pta/te)

Variación de las tarifas de suministro entre la previsión de tarifas 2002 y la previsión de tarifas 2000	0,412%
Variación del precio medio de electricidad	(4)
Variación de las tarifas de suministro entre la previsión de Tarifas 2002 y la previsión de tarifas 2001	0,321%
Media (1), (2) y (3)	-10,05%
Media (1) y (3)	-16,72%

Por tanto, aplicando la metodología anterior se obtienen las siguientes primas y precios para el 2002, en cent €/kWh, que son coincidentes con los que refleja la propuesta de Real Decreto que se informa:

Precios y primas para 2002 actualizados según metodología y recogidos en el apartado 1 del Anexo IV del RD de Tarifas para 2002¹²

RD2818			PRIMA' 01	PRIMA'02	Variación 02/01
Grupo	Tipo Instalación	Potencia MW	cent €/kWh	cent €/kWh	
A	a.1	P<=10	2,4641	2,2117	-10,05%
B	b.2		2,8788	2,8969	0,72%
	b.3		2,9870	3,0051	0,70%
	b.4		2,9870	3,0051	0,70%
	b.6		2,7707	2,7887	0,73%
	b.7		2,5603	2,5783	0,77%
Artículo 31 RD2818/98			0,7032	0,5830	-16,72%
C		P<=10	2,5844	2,1516	-16,72%
D	d.1		3,0111	2,7106	-10,05%
	d.2		3,0111	2,7106	-10,05%
	d.3		1,9292	1,7369	-10,05%

¹² Se ha tomado para las instalaciones tipo b), un precio medio de mercado tanto para el año 2002 como previsión de cierre de 2001 de 3,5460 cent€/kWh (5,9 Pta /kWh)

Artículo 28.3 RD2818/98					
B	b.2		6,2625	6,2806	0,32%
	b.3		6,3647	6,3827	0,32%
	b.4		6,3647	6,3827	0,32%
	b.6		6,1544	6,1724	0,32%
	b.7		5,9440	5,9620	0,32%

b) Instalaciones acogidas al RD 2366/94

El artículo 14 del RD 2366/94 establece que las tarifas “se actualizarán anualmente ... con la variación media de las tarifas eléctricas”. Asimismo, aclara que “los términos de energía y potencia ... corresponden a los valores ... de determinadas tarifas de consumo eléctrico”.

La propuesta de RD de Tarifa para el año 2002 ha establecido como parámetro de actualización el incremento de un 0,412% de los términos de potencia y energía correspondientes a las instalaciones acogidas al RD 2366/1994 respecto los establecidos para el año 2001 (RD 3490/2000). Con ello, las términos aplicables para 2002 se recogen en la siguiente tabla:

**Precios correspondiente a las instalaciones acogidas al 2366/1994 para el año 2002
aplicando un incremento del 0,412% con respecto al año 2001**

RD 2366/1994 AÑO 2002		Término de Potencia	Término de energía	Tarifa correspondiente
Tipo instalación	Potencia instalada	Cent €/kW y mes	Cent €/kWh	
Grupo A (renovables)	P=100	176,6976	5,8779	1.2.
Grupo B (biomasa y residuos)	P=100	363,6123	5,3469	2.2
Grupo C,D y E (cogeneración y otras)	P=15	955,6092	4,3270	3.2
	15<P=30	926,1597	4,1701	3.3
	30<P=100	897,9121	4,0494	3.4
Grupo F (minihidráulica)	P=10	176,6976	5,8780	1.2

No obstante, con esta metodología se rompe con el criterio de actualización utilizado en los años anteriores 2000 y 2001 para estas instalaciones, que asociaba los valores de cada grupo a los establecidos en sus tarifas correspondientes. Si se hubiese mantenido el criterio de actualización empleado en 2000 y 2001, las tarifas resultantes serían aproximadamente un 0,6% superior.

El procedimiento de actualización utilizado en 2002 corresponde al establecido en el RD 2366/1998. Sin perjuicio del resultado numérico obtenido en la actualización, esta Comisión entiende que estos cambios de criterio son negativos desde el punto de vista de la seguridad jurídica y regulatoria, por lo que se debería optar por el mantenimiento de un criterio determinado. Por ello, aprovechando la revisión de estas tarifas que ha de tener lugar para el 2003, de

acuerdo con el artículo 32 del RD 2818/1998, la Comisión propone que se establezca claramente la metodología de actualización y se mantenga ésta hasta el final del periodo transitorio.

4.7.2.3 Nuevo incentivo para la participación de la cogeneración en el mercado

El Real Decreto Ley 6/2000 pretendía, entre otros aspectos, completar la regulación eléctrica para impulsar y conciliar dos objetivos: de un lado, la mejora medioambiental, al continuar promocionando las energías especiales y mantener el mecanismo de las primas actuales, y por otro, el incremento de la eficiencia del sistema eléctrico, al introducir señales regulatorias que incentivan un acercamiento de estas energías al mercado.

La CNE informó el 18 de abril de 2001 una propuesta de Real Decreto de desarrollo los artículos 17, 18 y 21 de dicho Real decreto Ley, mediante la que se introducía en una disposición transitoria un nuevo incentivo para la participación en el mercado de producción de los productores en régimen especial cuyas instalaciones estuvieran ligadas al gas natural o a los derivados del petróleo.

En su informe, la Comisión propuso que el ámbito de aplicación de la propuesta de Real Decreto fuera todo el régimen especial, sin excluir a las energías renovables no consumibles, ni a las instalaciones de régimen especial de potencia igual o inferior a 5 MW, ya que no existían razones relevantes para realizar esta exclusión. Asimismo, la CNE consideraba que se debería realizar un análisis en profundidad sobre la viabilidad económico financiera de las instalaciones de cogeneración que utilizan combustibles líquidos y gas natural, para determinar la

suficiencia del incentivo que se proponía, y además, que en su diseño se contemplara adecuadamente la influencia que puede tener en la remuneración de estas instalaciones las variaciones en los precios marginales del mercado, a fin de evitar remuneraciones excesivas o escasas.

Hasta el momento no ha sido aprobada dicha propuesta. No obstante, en la determinación de la tarifa eléctrica de 2002 se debe tener en cuenta el sobrecoste adicional que supondría la aprobación de la misma, por lo que esta Comisión ha realizado una previsión del mismo de acuerdo con los criterios y parámetros establecidos en la propuesta informada por la Comisión, considerando además, la su evolución en función del precio marginal del mercado. Dicha previsión se comenta más adelante.

Lo relevante de la propuesta de Real Decreto de tarifas de 2002, es que en su Disposición Transitoria Segunda introduce un incentivo dirigido a la participación en el mercado de la cogeneración acogida al grupo d del RD 2366/94, en tanto no sea desarrollado el mencionado Real Decreto Ley.

Sin embargo, este incentivo transitorio adopta unos criterios y valores diferentes a los que se propusieron en la propuesta de desarrollo informada por la Comisión el 18 de abril de 2001. A continuación se señalan estas diferencias:

- ✓ El incentivo supone de entrada un encarecimiento de 1 PTA/kWh sobre el que fuera informado, lo que supone un sobrecoste anual respecto al incentivo anterior de unos 4.000 MPTA.
- ✓ No contempla ninguna indexación con los precios del mercado, ni siquiera con los del gas natural.

- ✓ No se regulan los mecanismos administrativos necesarios para que estas instalaciones puedan modificar su contrato con las empresas distribuidoras, a efectos de poder participar en el mercado de producción.
- ✓ No se regula el mecanismo para posibilitar el acceso al mercado a través de un comercializador.
- ✓ El incentivo va dirigido únicamente a las instalaciones acogidas al grupo d del RD 2366/94, discriminando de esta forma a las instalaciones de cogeneración del grupo e y a las del RD 2818/1998.

Por todo ello, la Comisión Nacional de Energía propone la anulación de la mencionada Disposición Transitoria Segunda y la aprobación urgente de la propuesta de Real Decreto informada el 18 de abril de 2001, con las modificaciones sugeridas en dicho informe.

4.7.2.4 Energía

Para la previsión de la energía que será vertida por los productores de régimen especial en el año 2002, se efectúan determinados supuestos, entre los que merece destacar los siguientes de carácter previo:

- a) La previsión se refiere a las instalaciones conectadas a las redes de los grandes distribuidores o de los transportistas, que constituye el colectivo de referencia para la determinación de la tarifa eléctrica (las instalaciones conectadas a los pequeños distribuidores y a las empresas extrapeninsulares se tienen en cuenta en la determinación de las respectivas cuotas).

- b) La previsión se realiza considerando en principio a las instalaciones de potencia superior a 50 MW acogidas al RD 2366/1997, para mantener la serie histórica. Después se separa esta energía (y su coste asociado) del total previsto para el régimen especial, ya que según el artículo 17 del RD Ley 6/2000 estas instalaciones deben realizar ofertas en el mercado de producción. Se ha considerado que esto tiene lugar a partir del mes de marzo de 2002.
- c) Se ha considerado además que parte de las instalaciones de cogeneración ofertarán voluntariamente su energía en el mercado de producción como consecuencia de las medidas adoptadas para incentivar a los autoprodutores y a las energías renovables a participar en el mercado de producción, en desarrollo del mencionado artículo 17 del RD Ley 6/2000.

En la previsión de funcionamiento de la producción en régimen especial que se ha realizado para el año 2002, se ha mantenido prácticamente constante la potencia de las instalaciones acogidas al RD 2366/1994 , por los siguientes hechos:

- a) Los cambios al RD 2818 de instalaciones acogidas al RD 2366 tienden a reducirse durante todo el año 2001.
- b) Las últimas incorporaciones que aún se realizan en el RD 2366 son cada vez menos significativas.

La tabla siguiente muestra el número de instalaciones que se han incorporado cada mes al RD 2366 durante 2001¹³ y el número de las que se han cambiado al RD 2818, tanto en número de instalaciones como en potencia.

Por otra parte, se puede asumir que las instalaciones que tenían la posibilidad de cambiarse al RD 2818, ya han tenido un período lo suficientemente amplio y con precios de mercado atractivos, como para ejercitar dicha opción, por lo que las variaciones en el RD 2366/94 deberían ser mínimas.

Además, con fecha noviembre de 2001, no existe ninguna instalación inscrita con carácter provisional en el Registro de Instalaciones de Régimen Especial del Ministerio de Economía.

Incorporaciones al RD2366/1994 y cambios al RD 2818/1998

	Incorporaciones al RD 2366 Nº	Potencia <u>incorporada al</u> RD 2366 (MW)	Cambios al RD 2818 Nº Instalaciones	Pot. cambiada al RD 2818 (MW)
Ene-01	5	54.5	21	118.98
Feb-01	1	0.7	2	18.55
Mar-01	0	0	3	4.5
Abr-01	1	4.5	1	4.7
May-01	2	6.04	8	37.12
Jun-01	4	51.3	5	49.9
Jul-01	2	90	6	98.35
Ago-01	2	0.237	1	20.46
Sep-01	0	0	3	15.842
Oct-01	0	0	3	34
Nov-01	0	0	0	0
Total	17	147	53	402.5

¹³ Datos disponibles a noviembre de 2001

Por tanto, se ha supuesto que las nuevas incorporaciones se acogerán al RD 2818. Para estimar su crecimiento, se ha tenido en cuenta la evolución experimentada por cada tecnología en los últimos años, así como el número de instalaciones incluidas en el registro administrativo de Producción en Régimen Especial que todavía tienen código provisional. En casi todos los casos el número de nuevas instalaciones registradas resulta razonable teniendo en cuenta la evolución histórica. Sin embargo, en el caso de los parques eólicos (actualmente, con datos a noviembre de 2001, hay unos 142 parques facturando que suman una potencia de 2.668 MW), hay inscritas con código provisional 550 instalaciones con una potencia de 16.195 MW.

Teniendo en cuenta que al comienzo del año 2001 había una potencia instalada eólica de 2.098 MW y 10.089 MW inscritos con registro provisional, en la previsión que se presenta en este documento se ha supuesto que únicamente se incorporarán al sistema unos 750 MW en dicho año (tras conseguir la inscripción provisional falta todavía construir el parque, presentar el acta de puesta en marcha y firmar el contrato con la empresa distribuidora, por lo que es posible que este proceso se alargue durante más de un año). Considerando únicamente 750 MW de incorporaciones se alcanza un crecimiento de la energía eólica de un 35% en 2001. No obstante la evolución de estas instalaciones está sujeta a grandes incertidumbres.

En la siguiente tabla se incluye una previsión de la potencia instalada por tecnología y energías primarias, y se compara con la previsión que ha proporcionado UNESA.

Previsiones de potencia instalada

POTENCIA INSTALADA RD 2366/1994						
	31-dic-00		31-dic-01		?	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
A	26	76	70	85	167%	12%
B	99	106	149	136	51%	28%
C	77	64	77	64	0%	0%
D	3974	3976	4031	4184	1%	5%
E	80	42	80	42	0%	0%
F	388	412	389	386	0%	-6%
	4.644	4.676	4.796	4.897	3,3%	4,7%

POTENCIA INSTALADA RD 2818/1998						
	31-dic-00		31-dic-01		?	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
a.1	843	744	877	957	4%	29%
a.2	9	1	9	1	0%	0%
b.1	1,24	1,00	1,44	2,00	16%	100%
b.2	2.072	2.073	2.758	3.042	33%	47%
b.3	-	-	-	-	-	-
b.4	825	739	852	807	3%	9%
b.5	180	211	204	231	13%	9%
b.6	15	21	15	51	3%	143%
b.7	84	101	163	142	94%	41%
b.8	6	0	6	0	1%	-
c.1	38	19	38	37	1%	95%
c.2	94	27	94	85	0%	215%
c.3	5	9	5	9	10%	0%
d.1	58	30	101	101	75%	237%
d.2	40	39	62	51	54%	31%
d.3	-	-	-	-	-	-
	4.270	4.015	5.185	5.516	21,4%	21,4%

OBLIGATORIAMENTE EN EL MERCADO				
	CNE	UNESA	CNE	UNESA
	2.001		2.002	
D	-		562	-
F	-		98	-
a.1			87	-

POTENCIA TOTAL INSTALADA ¹⁴						
Año	31-dic-00		31-dic-01		?	
	CNE	UNESA	CNE	UNESA	CNE	UNESA
MW	8.914	8.691	10.642	10.413	19,4%	19,8%

¹⁴ Solo Grandes Distribuidores Peninsulares, incluyendo potencia que oferta en el mercado

4.7.2.5 Resultados

Los resultados totales en términos de energía y coste para el presente año 2001 son los que se muestran en el cuadro siguiente, que compara las previsiones realizadas por CNE, UNESA y REE en diciembre de 2000, con la previsión de cierre para este año.

Comparación previsiones Energía para año 2001

		Previsiones realizadas en diciembre de 2000			Previsiones de cierre en noviembre de 2001			Variación		
		2001			2001					
		CNE	UNESA	REE	CNE	UNESA	REE	CNE	UNESA	REE
Energía Excedentaria (GWh)		32.360	32.721	33.345	31.769	30.740	32.294	-1,8%	-6,1%	-3,2%
Coste (MPTA)		330.373	321.669		326.712	320.306		-1,1%	-0,4%	
(PTA/kWh)		10,21	9,83		10,28	10,60		0,7%	7,8%	
RD 2366	16.508	16.508	20.244		15.845	16.909		-4,0%	-16,5%	
	9,70	9,70	9,31		10,20	10,27		5,2%	10,3%	
RD 2818	15.852	15.852	12.476		15.924	13.831		0,5%	10,9%	
	10,73	10,73	10,67		10,37	10,60		-3,4%	-0,7%	

Como se puede observar, las previsiones de la CNE son las que menos desajustes han experimentado.

En la información adicional a la propuesta de RD 3490/2000 de tarifas de 2001, proporcionada por el Ministerio de Economía, figuraba una energía aportada por

el régimen especial de 31.158 GWh y un coste de **302.228 MPTA**, es decir, un precio medio de **9,7 PTA/KWh**, muy por debajo del que realmente se alcanzará.

Las previsiones de energía y coste del Régimen Especial para el año 2002 realizada por esta Comisión, se muestran de forma resumida a continuación.

Energía y Coste del Régimen Especial para el año 2002

CNE	Previsión Energía y Coste de la energía cedida a la red en éste régimen 2002 ¹⁵		
	GWh	Pta/kWh	Mpta
RD 2366/1994	14.415	10,59	152.595
RD 2818/1998	19.543	10,29	201.019
TOTAL	33.958	10,41	353.615

Año 2001	31.769	10,28	326.712
Variación 02/01	6,9%	1,3%	8,2%

En este cuadro sólo se tiene en cuenta el coste y la energía vertida por las instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW.

Las instalaciones con potencia superior se verían obligadas a ofertar al mercado de producción. Se ha estimado que esta obligación se materializará a partir del mes de marzo de 2002. La energía prevista para estas instalaciones se muestran en la siguiente tabla.

¹⁵ No se contempla la energía ni el coste de las instalaciones (con P>50MW) acogidas al RD 2366/1994 y 2818/1998 que obligatoriamente ofertan en el mercado de producción

Previsión de energía vertida por las instalaciones de régimen especial que ofertarán obligatoriamente en el mercado

Previsión de energía y remuneración del mercado ¹⁶				
CNE	2002	GWh	Pta/kWh ¹⁷	Mpta
RD 2366/1994		2.220	6,40	14.208
RD 2818/1998		245	6,40	1.568
TOTAL		2.465	6,40	15.778

Esta energía se corresponde con las instalaciones de los grupos D y E (562 MW) y del grupo F (98 MW) del RD2366/1994, así como la correspondiente a una instalación del grupo a.1 del 2818/1998 con una potencia instalada de 86,7MW.

Por otra parte, se debe añadir el coste del incentivo previsto en la propuesta de RD de desarrollo del RD Ley 6/2000, asumiendo que dicha disposición estará vigente en marzo de 2002, y asumirá los comentarios vertidos por esta Comisión en su informe de 18 de abril de 2001.

Supuesto que el incentivo sea devengado por todas las instalaciones de que cogeneración de potencia superior a 50 MW, que estarían obligadas a realizar ofertas al mercado de producción, y una parte de las instalaciones que voluntariamente puede acceder a este mercado, se prevé un coste adicional de **2.597 MPTA.**

¹⁶ Energía de instalaciones obligadas a ofertar en el mercado, según el art.17 del RDL-6/2000

¹⁷ Precio medio marginal del mercado 4,9 Pta/kWh más 1,50,PTA/kWh en concepto de garantía de potencia.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestra el total de energía producida por el régimen especial (considerando las instalaciones que van al mercado y las que no) . En cuanto al coste reflejado, éste sólo tiene en cuenta el derivado de las instalaciones que no ofertan al mercado y del sobre coste del incentivo a la cogeneración anteriormente mencionado.

Producción de energía y coste del Régimen Especial.

	TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL			
	GWh	Coste (prima y tarifa) MPTA	Coste (incentivo) MPTA	Coste Total MPTA
= 50 MW	33.958	353.615	415	354.030
>50 MW	2.465	-	2.182	2.182
TOTAL 2002	36.423	353.615	2.597	356.212

Cierre 2001	31.769			326.712
? 02/01	14,6%			9%

El sobre coste total del régimen especial (considerando un precio de mercado de 3,546 cent€/kWh -5,90 Pta/kWh-), asciende a 936.732mil € (155.859 Mpta), lo que supone un 7% del coste total previsto para el sistema en el 2002.

Respecto a la energía y coste previsto en la propuesta de Real Decreto que se informa, indicar que si bien se coincide en las energías, se discrepa en los costes, ya que de acuerdo con los cálculos de la CNE, el coste previsto es de 356.212 MPTA, mientras que el previsto por el MINECO es de 354.256 MPTA, que incluye además una valoración del incentivo a la cogeneración muy superior a la de la

propuesta de desarrollo del RD Ley 6/2000, informado por la CNE con fecha 18 de abril de 2001.

Finalmente, se muestra a continuación las previsiones de energía y coste facilitadas por UNESA y REE para el año 2.002.

PREVISIÓN UNESA 2002			
	GWh	Pta/kWh	Coste
RD 2366/94	17.442	10,13	176.725
RD 2818/98	18.641	10,53	196.308
TOTAL	36.083	10,34	373.033
D 02/01	17%	-1%	16%

PREVISIÓN REE 2002	
	GWh
TOTAL	37.035
D 02/01	15%

4.7.2.6 Precio de la 1ª verificación de las instalaciones fotovoltaicas

En relación con el precio máximo a cobrar por las empresas distribuidoras por la realización de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, establecido en la propuesta de R.D. que se informa, y con independencia de que el mismo no pueda calificarse de desproporcionado, esta Comisión estima como en el informe a la tarifa de 2001, que al tratarse de una actividad regulada, dicho precio máximo debería ser establecido tras un análisis de los costes en los que puedan incurrir dichas empresas distribuidoras. Por ello, cada empresa distribuidora debería presentar, antes del día 31 de enero de 2002, información debidamente justificada sobre las diferentes partidas de costes que intervienen en dicho precio final, para su aprobación por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la CNE.

Para sucesivos ejercicios, el precio máximo aprobado para el 2001, debería evolucionar mediante un mecanismo de actualización tipo IPC-X, revisándose el mismo al cabo de 4 años.

5 OTROS ASPECTOS DE LA PROPUESTA

5.1 Comentarios sobre el acuerdo de ETSO sobre compensación de costes por la utilización de redes en transacciones transfronterizas

RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A. ha presentado a esta Comisión, con fecha 26 de noviembre de 2001, borrador del contrato por el que se pondrá en marcha un acuerdo de ETSO (la organización de operadores de los sistemas europeos) sobre compensación entre operadores de los sistemas para la eliminación de tarifas de tránsito en Europa, requiriendo el consentimiento de esta comisión respecto de su firma y contenido.

Para aplicar el acuerdo alcanzado por ETSO en el sistema español, la CNE entiende que es necesario adoptar una serie de cambios en las tarifas de acceso actualmente vigentes (véase Anexo III):

- Debe aplicarse lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con respecto a aquellos países firmantes del acuerdo. Dicho artículo establece la exención de pago de las tarifas de acceso a los tránsitos internacionales con origen y destino en países de la Unión Europea, estando sujeta su aplicación según la disposición transitoria cuarta del mismo Real Decreto a que exista un régimen equivalente en dichos países.

- Las tarifas aplicadas a las operaciones de exportación deberían fijarse en 1 euro/MWh. Para ello sería necesario establecer valores separados para las tarifas de exportación y para las tarifas de acceso nacionales de 6 períodos, que no deben alterarse por la aplicación del acuerdo considerado. Este requisito podría no ser totalmente necesario, según se interprete la trasposición del acuerdo, pero sí se considera conveniente, dado que lo contrario podría dar lugar a problemas en su implantación por parte de otros países.
- Es necesario definir una tarifa de importación de 1 euro/MWh para las transacciones no comunitarias, en el caso español las provenientes de Marruecos. Este elemento tampoco es expresamente necesario, pero lo contrario supondrá que el sistema español deberá contribuir con 1 euro por cada MWh importado de Marruecos, que deberá ser recaudado de los consumidores españoles.
- Finalmente se ha de definir que los ingresos o pagos netos provenientes de este acuerdo se incorporarán como ingresos o costes del sistema y no serán parte de la retribución de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A.

5.2 Medidas necesarias para hacer factible la elegibilidad total en el año 2003

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios viene a suponer un notable avance en la liberalización del sector eléctrico, adelantando la liberalización total del consumo eléctrico al 1 de enero del año 2003. Así, en su artículo 19.Uno. señala que todos los consumidores de energía eléctrica tendrán a partir del 1 de enero de 2003 la consideración de consumidores cualificados.

Es evidente que un salto cualitativo como el que establece el citado Real Decreto-Ley, que supone pasar de 65.000 clientes cualificados a 22 millones de clientes, implica la necesidad de modificar los requisitos de medida, la forma de liquidar los consumos de los clientes y todos los procedimientos asociados, desarrollando aplicaciones informáticas y sistemas telemáticos de envío de la información que garanticen la transparencia, objetividad y trato igualitario de los agentes.

Con objeto de anticipar las medidas necesarias para que sea posible la plena elegibilidad, se considera necesario establecer las responsabilidades y plazos de las tareas que se han de realizar con la suficiente antelación.

Las modificaciones que precisan de nuevos desarrollos comprenden cuatro áreas que es preciso diferenciar: medición, perfiles de carga, procedimientos de traspaso de la medida y procedimientos de administración de contratos.

En el anexo IV a este informe se incluye una copia de la propuesta formulada por la Comisión al Ministerio de Economía con las medidas necesarias para la implantación de la plena elegibilidad en el sector eléctrico en el año 2003, señalándose en el mismo posibles alternativas para el establecimiento de la normativa necesaria para llevarlo a cabo. Entre estas alternativas está la introducción de determinadas medidas que se podrían incorporar en el Real Decreto de tarifas de 2002.

CONSIDERACIÓN FINAL

En razón de lo que se ha expresado a lo largo del presente informe, la Comisión considera que la falta de una metodología que permita analizar los diferentes conceptos que se integran en la tarifa eléctrica, tiene como consecuencia la dificultad de realizar un examen, al tiempo concreto y global, del expediente en su conjunto con conclusiones o resultados seguros.

En este sentido, la Comisión Nacional de Energía ya remitió, en su día, a ese Ministerio una propuesta de metodología de tarifas de acceso que se ha tenido en cuenta en los comentarios de detalle que se acompañan como informe.

Esta consideración final ha sido aprobada por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía por unanimidad, sin perjuicio del voto particular que formulan los Sres. Consejeros Ruscalleda i Gallart, Dolader i Clara y Unda Urzaiz, que se incorpora a continuación.

**VOTO PARTICULAR RELATIVO AL AUMENTO DE TARIFA
PROPUESTA QUE FORMULAN LOS CONSEJEROS JORDI DOLADER I
CLARA, SEBASTIÀ RUSCALLEDA I GALLART Y JUAN IGNACIO UNDA
URZAIZ.**

Los consejeros Jordi Dolader i Clara, Sebastià Ruscalleda i Gallart y Juan Ignacio Unda Urzaiz, por las razones que se enumeran a continuación, dan su voto contrario a la aprobación del expediente de tarifas 2002 tal y como se ha recibido del Ministerio de Economía y proponen que se apliquen en el año 2002 las mismas tarifas que en el 2001.

El expediente de tarifas constituye el acto regulatorio más importante del año y es por tanto imprescindible que todos los organismos que intervienen en su propuesta e informe dispongan de un plazo razonable para hacer sus aportaciones.

Ello no es posible cuando, como en este año, el Ministerio ha remitido el expediente el día 19 de diciembre, teniendo en cuenta que debe ser examinado por el Consejo de Ministros del día 27.

Ocho días, que incluyen Navidad, no son suficientes para que la CNE envíe el expediente al Consejo Consultivo de Electricidad, para que los miembros de este Consejo estudien la propuesta, para que redacten sus alegaciones, y una vez recibidas por escrito puedan ser valoradas, y para que la CNE pueda hacer llegar en tiempo hábil un informe completo al Ministerio de Economía, que a su vez lo ha de remitir a la Comisión Delegada de Asuntos Económicos para su posterior remisión al Consejo de Ministros.

Por obligada lealtad institucional, la CNE ha hecho todos los esfuerzos posibles para cumplir estos plazos bordeando incluso la legalidad establecida en cuanto a los plazos regulados en los procedimientos de actuación de este órgano.

La mejor prueba de que el plazo no es suficiente es que los servicios técnicos de la CNE han propuesto enviar el informe que han elaborado sin tener en cuenta, por falta de tiempo, el contenido de las alegaciones del Consejo Consultivo, que, por otra parte, en el momento de iniciar el Consejo de Administración que ha aprobado este informe, habían llegado en número de 5, cuando el número de miembros del Consejo Consultivo es de 36. Dadas las circunstancias, es bastante posible que algún Consejero lea el contenido de la propuesta una vez ya haya sido aprobada por el Consejo de Ministros.

Además, ¿Tendrán tiempo el Ministerio de Economía, la Comisión Delegada de Asuntos Económicos y el Consejo de Ministros de valorar sosegadamente el contenido del informe de la CNE y de su Consejo Consultivo cuando estos escritos saldrán de la CNE en la tarde del 26 de diciembre? ¿No será pues un simple ejercicio formal para evitar que el acto administrativo sea impugnado por algún actor del sector eléctrico español sujeto a sus resultados?

El consejo de ministros se celebró el 27 de diciembre

Todo ello se produce además en un momento en que la opinión pública se muestra muy crítica en relación con la calidad del suministro eléctrico, por lo que algunos miembros del Consejo Consultivo pueden pensar que la premura en el trámite del expediente se hace para escamotear el necesario debate de un Consejo Consultivo con la presencia de todos.

Ante estas circunstancias no se puede dar por bueno cualquier aumento de tarifas por pequeño que sea, ya que ni la subida media de tarifas propuesta del 0,41% solucionará problema alguno, ni tampoco la solución del problema debe basarse necesariamente en una subida de tarifas. Puede que las tarifas deban bajar o puede que en algún momento incluso tengan que subir, pero siempre sujeto a métodos objetivos, transparentes y no discriminatorios.

La solución de los problemas que tiene el sistema eléctrico español que se han puesto de manifiesto a lo largo de este año, requiere no sólo la variación del procedimiento actual en el que, al margen de cualquier metodología, se establecen unas variaciones tarifarias y se ajustan los ingresos a los costes regulados mediante la partida de costes CTC por diferencias, sino que además requieren el establecimiento de una metodología que garantice que la retribución de las actividades reguladas se invierte efectiva y adecuadamente para la mejora y ampliación de las redes. La falta de una metodología tarifaria y de una memoria económica adecuada impiden el correcto análisis de las diferentes propuestas de partidas de costes, así como su adecuada asignación de dichos costes en función de los periodos horarios y niveles de tensión para los diferentes grupos tarifarios.

Finalmente, tal como ya indicábamos en nuestro voto particular en el pasado ejercicio nos continúa pareciendo discriminatorio el desigual trato que reciben los consumidores domésticos y las pequeñas industrias y servicios, y continúan existiendo razones de oportunidad para no incrementar las tarifas de consumidores de alta tensión.

En la tabla 1 puede verse que la rebaja de tarifa que han experimentado los consumidores en tarifa 3.0 y 4.0 y A.T. 1.1. desde 1996 hasta el presente año (el 19,61% y el 17,10% respectivamente) son inferiores a las rebajas de la tarifa doméstica (21,06%) y lo mismo es cierto si en lugar de comparar tarifas lo hacemos con los precios medios de la electricidad.

Tabla 1

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Tipo consumidor	Año 1996	Año 1997	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001	VAR. 01/96
Doméstica (2,0)	100	96,90	92,50	86,14	82,32	78,94	-21,06
Pequeña ind, y servicios (3,0 y 4,0)	100	92,00	87,75	82,39	80,39	80,39	-19,61
PYME ind, y serv. (A.T. 1,1)	100	92,00	85,86	81,92	81,56	82,90	-17,10

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD. Pta./KWh.

Tipo consumidor	Año 1996	Año 1997	Año 1998	Año 1999	Año 2000	Año 2001(*)	VAR. 01/96
Doméstica (2,0)	20,81	20,22	19,21	17,77	16,41	15,87	-23,74
Pequeña ind, y servicios (3,0 y 4,0)	19,50	17,91	16,98	15,87	15,47	15,39	-21,08
PYME ind, y serv. (A.T. 1,1)	14,70	13,48	12,50	11,98	12,22	12,86	-16,87

(*) Datos a octubre 2001. En pesetas constantes, de 1996

Por otra parte continúan existiendo razones de oportunidad para no incrementar la tarifa de los consumidores en alta tensión que pueden ir al mercado: por una parte en la renegociación de contratos con los comercializadores no se está produciendo mejora alguna respecto al aumento de precios que se experimentó el año pasado que fue del 15 al 20% y por otra los consumidores con tarifa T.H.P. y los interrumpibles han visto en el último trimestre de este año severamente dañada su competitividad por la aplicación de la interrumpibilidad en un grado desconocido hasta ahora.

Es por todo ello que concluimos nuestro voto particular solicitando la congelación de tarifas para todos los consumidores.

ANEXO I

**COMENTARIOS A LA APLICACIÓN DE LA DECISIÓN DE LA
COMISIÓN EUROPEA DEL 25/07/2001 A ALGUNOS ASPECTOS
DE LOS CTC's EN RELACIÓN CON EL EXPEDIENTE DE TARIFA
DEL 2002**

1. INTRODUCCIÓN

Con fecha 19 de diciembre de 2001 se ha remitido a la CNE la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002. En esta propuesta se incluyen los importes por la recuperación de las cantidades abonadas en exceso, por haber superado el umbral del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad consumida en España, y la exclusión a la energía importada de otros Estados miembros de la exacción que financia los CTC`s.

2. EXCESO DE LAS PRIMAS POR CARBON AUTÓCTONO DURANTE 1998 Y 1999.

En el cuadro 1 aparece el cálculo del exceso de primas por carbón autóctono realizado por el Ministerio de Economía. El criterio adoptado por el Ministerio para la devolución de dicho importe ha sido la incorporación en la tarifa del 2002 de la cuarta parte del importe total a devolver.

En dicho cálculo, la Comisión ha encontrado las siguientes incidencias:

- 1) El tipo de referencia utilizado en 1999 es el tipo de referencia vigente hasta el 1 de agosto de 1999 y no la media aritmética de los tipos de los meses de septiembre, octubre y noviembre, que es el criterio utilizado para calcular el tipo del resto de los años, de acuerdo con la normativa vigente.
- 2) La cuantía total a devolver no debe ser actualizada a 31/12/02; esto es así por, al menos, dos motivos:
 - a) En la tarifa del 2002, que se publica en diciembre de 2001 y entra en vigor el 1 de enero de 2002, se incorpora una cuarta parte del

importe total por lo que la cuantía total debe estar expresada en pesetas a 01/01/2002.

- b) La cantidad pendiente debe ser actualizada anualmente, al tipo de referencia de cada año, para su incorporación en el Real Decreto de Tarifas de cada año.

CANTIDAD ABONADA EN EXCESO POR CARBÓN AUTÓCTONO SEGÚN LA DECISION DE AUTORIZACION DE LA UE						
(en millones de pesetas)						

CUADRO 1	TIPO DE REFERENCIA	Cantidades pagadas en exceso en 1998	Cantidades pagadas en exceso en 1998 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1999	Cantidades pagadas en exceso en 1999 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1998 y 1999 en pesetas de cada año
1998		7.169	-	-	-	7.169
1999	4,72	-	7.507	2.307	-	9.814
2000	5,70	-	7.935	-	2.438	10.374
2001	6,33	-	8.438	-	2.593	11.030
2002	5,23		8.879		2.728	11.607

Teniendo en cuenta lo señalado en los puntos 1 y 2, la Comisión considera que la cuantía total a devolver por las compañías eléctricas es de 11.056 millones de pesetas frente a los 11.607 millones de pesetas que propone el Ministerio. Los cálculos de la Comisión aparecen en el cuadro 2.

CUADRO 2	TIPO DE REFERENCIA	Cantidades pagadas en exceso en 1998	Cantidades pagadas en exceso en 1998 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1999	Cantidades pagadas en exceso en 1999 en pesetas de cada año	Cantidades pagadas en exceso en 1998 y 1999 en pesetas de cada año
1998		7.169	-	-	-	7.169
1999	5,04	-	7.530	2.307	-	9.837
2000	5,70	-	7.960	-	2.438	10.398
2001	6,33	-	8.463	-	2.593	11.056

3. IMPORTACIONES DE ELECTRICIDAD DE OTROS ESTADOS MIEMBROS

La cuantía total del importe a devolver por las importaciones de electricidad de otros Estados miembros, actualizada con el tipo de interés de referencia de los *CTC`s*, es de 11.579 millones de pesetas, según los cálculos realizados por la CNE con la información disponible, que sólo recoge las importaciones registradas hasta septiembre de 2001. Dicha cuantía se eleva a 14.611 millones de pesetas (87.814 miles de euros) cuando el cálculo es efectuado por el Ministerio. Este departamento ministerial no indica cuál ha sido el procedimiento aplicado para llegar a dicha cuantía, por lo que se desconoce a qué es debido la diferencia entre el importe de la CNE y el Ministerio.

De cualquier modo, dicho importe se descuenta en su totalidad en los costes permanentes del sistema para la tarifa eléctrica del 2002.

ANEXO II
COMENTARIOS SOBRE LA CUOTA DE CTC's QUE SE APLICA A
LAS TARIFAS DE ACCESO

1. OBJETO

El presente informe tiene por objetivo analizar las posibles alternativas de tratamiento de la cuota de CTC's que se aplica a las tarifas de acceso, contemplándose tres aspectos: a) las liquidaciones de las actividades reguladas, b) las distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997 y c) las importaciones de energía comunitaria.

2. INTRODUCCIÓN

Para analizar el tratamiento de la cuota de CTC's que se aplica a los peajes es preciso contemplar los distintos cambios normativos que se han ido produciendo, desde el comienzo de las liquidaciones, año 1998, hasta la actualidad.

2.1. **Primero: las cuotas de CTC's sobre los peajes en el R.D. 2017/97 en su redacción inicial.**

El R.D. 2017/97 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, en su artículo 5, al referirse a los costes definidos como cuotas con destinos específicos, no incluye dentro de éstas a la de los CTC's.

También, el R.D. 2017/1997, en su artículo 9.3, señala: *“Los importes correspondientes a la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema. Para los consumidores cualificados la repercusión de la retribución fija será establecida en la disposición que apruebe la tarifa para el año correspondiente incrementando los*

peajes de transporte y distribución y siendo por tanto recaudada por los distribuidores”.

Asimismo, indica, en su artículo 9.4: *“La retribución fija se liquidará conforme a las normas y procedimientos definidos en el anexo I del presente Real Decreto”.*

Por último, en el anexo I, punto I.9, manifiesta que: *“La retribución fija incluida en los suministros a tarifa, así como la correspondiente a los consumidores cualificados y comercializadores será ingresada por los distribuidores en la cuenta específica abierta en régimen de depósito por la CNSE, que será comunicada mediante circular publicada en el Boletín Oficial del Estado.*

El importe que los distribuidores recauden por retribución fija de los consumidores cualificados y comercializadores se establecerá en la disposición por la que se establezca la tarifa correspondiente, y se ingresará en la cuenta citada en el párrafo anterior.

La retribución fija CTC, por los suministros a tarifa de un distribuidor i se determinará por la diferencia, entre el importe a liquidar (L_i), definido en el apartado anterior, y los costes liquidables de distribución y transporte”.

Es decir que, según esta normativa, en teoría parece que existen dos métodos de liquidación de CTC's: uno para los peajes y otro para la energía vendida a tarifa.

En el caso de los peajes, los CTC's deberían recuperarse mediante un porcentaje y, en el de la energía vendida a tarifa, se calcularían por la diferencia entre el importe a liquidar y los costes de transporte y distribución.

Según esto, en el R.D. que fijaba la tarifa para 1998, R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, se debería haber fijado un

porcentaje que debería servir para establecer la aportación de los peajes a la retribución fija (y, por tanto, debería incluir el pago del stock de carbón a la entrada del modelo, prima al consumo de carbón autóctono, y asignación general y específica). El resto de ingresos por tarifas de acceso, una vez descontadas las cuotas, irían a la retribución del transporte y de la distribución.

No obstante, en el punto I.2. del anexo I del R.D. 2017/1997, se señala que los ingresos por peajes (netos de cuotas) se integran junto con los de tarifas en los ingresos liquidables, con lo que, al final, estos ingresos provenientes de las tarifas de acceso, dadas las fórmulas de cálculo del procedimiento de liquidaciones, vienen a pagar el conjunto de costes liquidables, no sólo el transporte y la distribución, sino también los CTC's por diferencias que resulten al aplicar las fórmulas.

Por ello, parece existir una aparente contradicción entre la forma en que dice que se tratan los CTC's que se aplican a los peajes y el tratamiento general de los ingresos, tanto de venta de energía como de peajes, y su incidencia sobre los CTC's.

En cualquier caso, el R.D. 2016/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 1998, que se publicó simultáneamente con el R.D. 2017/1997 no fijó porcentaje alguno sobre los peajes, con lo que los ingresos de tarifas de acceso, netos de cuotas, se integraron en los ingresos liquidables para el cálculo de la retribución de CTC's por el método de las diferencias.

2.2. Segundo: las cuotas de CTC's sobre los peajes tras la modificación introducida por el art. 107 de la Ley 50/1998 de 30 de diciembre.

Con la introducción de este artículo de la Ley 50/1998 se modifica la D.T. Sexta de la Ley 50/1997. Se introduce una cuota del 4,5 %

sobre las ventas de energía, que tiene la consideración de coste definido como cuota con destino específico a efectos de Real Decreto 2017/1997. Esta modificación de la D.T. Sexta no señala nada específico respecto a los peajes.

En el R.D. 2821/1998, por el que se establecen las tarifas para 1999, recoge, en su artículo 3, la cuantía de los costes específicos de acuerdo con el capítulo II del R.D. 2017/1997, tanto para las tarifas de venta de energía, artículo 3.1, como para los peajes, artículo 3.2, fijando unos porcentajes del 4,5 %, para tarifas, y del 11,738 %, para peajes.

En la Memoria Económica que acompaña este Real Decreto, al calcular el coste del servicio en el caso de que los consumidores adquiriesen su energía en el mercado liberalizado, y sólo se liquidasen peajes, se establece una cuota sobre los peajes para la retribución de CTC's, el 11,738 %, que resulta equivalente económicamente al 4,5 % sobre la venta de energía a tarifa. Esta cuota no incluye la retribución del stock de carbón a la entrada del modelo, ni la prima implícita de carbón autóctono, ni el resto de CTC's que se calcula por diferencias.

Es decir, que parece que, en base a la modificación introducida por el artículo 107 de la Ley 50/1998:

1. Se crea una cuota sobre las tarifas de acceso equivalente al 4,5 % sobre la venta de energía, sin que exista un fundamento explícito en la Ley 50/1998 para crearla.
2. Esta cuota no corresponde necesariamente con el porcentaje que señala el artículo 9.3 del R.D. 2017/1997, pues éste porcentaje podría entenderse que debería cubrir toda la retribución fija y no sólo parte de la asignación general y específica, ya que el resto de ingresos, según el anexo I.9. del R.D. 2017/1997, deberían ir

a la remuneración del transporte y la distribución, y no señala que también pueda ir al pago de los CTC's por stock, prima y CTC's por diferencias.

No obstante, se podría señalar que resulta indiferente que exista una cuota para CTC's sobre los peajes o que se integren los ingresos de peajes junto con los de tarifas en el procedimiento de liquidaciones. Esto sería cierto, y lo fue, en el ejercicio de 1999, ya que no se produjo déficit y, por tanto, el porcentaje de retribución que percibieron las empresas generadoras por CTC's era el mismo sobre cuotas que sobre la retribución fija calculada por el método de diferencias. Esto deja de ser cierto en el ejercicio 2000, ya que los CTC's ingresados por cuotas se retribuyeron según un porcentaje, el del anexo III del R.D. 2017/1997, y el déficit se financia por los mismos generadores, pero en un porcentaje distinto (los calculados según la O.M. de 21 de noviembre de 2000).

En resumen que no es neutro para las empresas que se establezca una cuota de CTC's sobre las tarifas de acceso, que ésta no incluya todos los conceptos que formarían parte de la retribución fija, o que se liquiden los ingresos por peajes por el método de las diferencias.

2.3. Tercero: las modificaciones introducidas por la Ley 9/2001 de 4 de junio.

El artículo primero de la Ley 9/2001 viene a modificar el contenido de la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997, cambiando totalmente su redacción.

En su punto 4 señala: *“Los costes que se deriven de esta retribución serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema, excluyendo la energía procedente de otros países de la Unión Europea, en los términos*

que establece el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento”.

Es decir que:

1. A todos los consumidores se les tiene que repercutir los CTC's como costes permanentes del sistema.
2. Desaparece la cuota del 4,5 % de CTC's, pero no de una forma directa, sino indirecta, haciendo una remisión a los términos del R.D. 2017/1997. En éste no se menciona esta cuota (artículo 5) y se señala que la retribución fija de los suministros a tarifa se calcula por diferencias (anexo I, punto I.9).
3. Se excluye del pago de CTC's la energía procedente de otros países de la Unión Europea.
4. No se señala nada sobre la cuota de CTC's que se aplica a los peajes, al igual que no se señaló nada cuando ésta se creó.

3. CONSIDERACIONES GENERALES.

Una vez que se ha realizado una enumeración de las modificaciones normativas que se han producido respecto al tratamiento de las cuotas que se aplican a los peajes, a continuación se analiza su incidencia sobre las liquidaciones de las actividades reguladas, las declaraciones de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997 y las adquisiciones de energía de países de la Unión Europea.

No obstante, y con carácter previo, parece conveniente un primer análisis sobre si, actualmente y a la vista de la evolución de la normativa, con la entrada en vigor de la Ley 9/2001, de 4 de junio, se ha eliminado la cuota

que se aplicaba a las tarifas de acceso para la remuneración de la retribución fija.

3.1. Primera: sobre la desaparición de la cuota de CTC's para la retribución fija que se aplica a las tarifas de acceso.

La desaparición de esta cuota se puede justificar en base a lo siguiente:

- 1) Se creó simultáneamente junto con la cuota del 4,5 % sobre venta de energía, a partir del artículo 107 de la Ley 50/1998.
- 2) Cuando se mencionan las cuotas (tarifas y peajes) en los Reales Decretos de Tarifas, se mencionan expresamente que se refieren a los costes con destino específicos de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997. No se hace referencia en modo alguno al porcentaje del artículo 9.3 y Anexo I.9., sino que estos Reales Decretos dan a la cuota de CTC's sobre peajes el mismo tratamiento que a la cuota del 4,5 % sobre las tarifas integrales.
- 3) Si bien se podría mantener que la cuota de CTC's sobre los peajes corresponde al porcentaje de recargo sobre los mismos que señalan los artículos 9.3 y I.9 del R.D. 2017/1997, esto no parece que sea así; en este caso, parece que se deberían haber incluido todos los conceptos de retribución fija (stock de carbón, prima por consumo de carbón autóctono y asignación general y específica) y no como se desprende de la memoria del Real Decreto de Tarifas de 1999, 2000 y 2001, sólo la parte equivalente al 4,5 % sobre tarifas integrales.
- 4) Aún así, existe una contradicción entre lo que se señala, en el punto I.9 del anexo I del R.D. 2017/97 (que la retribución fija sea un porcentaje de los ingresos por tarifas de acceso y el resto de ingresos por peajes se emplee para la retribución del transporte y

la distribución), y lo que se indica en el punto I.2 del mismo anexo (que los ingresos por peajes se integren junto a los de tarifas en el procedimiento general).

Por todo lo anteriormente señalado, si de la redacción del artículo primero 4. de la Ley 9/2001 se desprende de forma indirecta la desaparición de la cuota del 4,5 % sobre tarifas, también parece que se ha de deducir que desaparece la que aplica sobre peajes.

No obstante, se considera que el hecho de que haya desaparecido la cuota que aplicaba sobre los peajes deja un vacío normativo que es preciso cubrir, en tanto que a causa de la supresión de esta cuota resultan de difícil interpretación numerosos preceptos legales.

3.2. Segunda: sobre la incidencia de la desaparición de la cuota de CTC's en la liquidación de las actividades reguladas, según el R.D. 2017/1997.

Sin entrar en consideraciones de tipo jurídico sobre el cambio del tipo de relaciones, y exigibilidad de las mismas, entre agentes (incluyendo la CNE) que se produce al suprimir la cuota, desde el punto de vista de los resultados económicos se puede señalar lo siguiente:

En tanto no se produzca déficit para la retribución de las actividades reguladas, la existencia o la desaparición de la cuota de CTC's sobre las tarifas de acceso lleva a los mismos resultados. Por tanto, a efectos prácticos, resulta indiferente.

Si se produce déficit, en la actualidad sí que los resultados son distintos, ya que las cuotas se reparten según se señala en el anexo II del R.D. 2017/1997 y los déficits se calculan según la O.M. de 21 de noviembre de 2000. El reparto de cuotas y la retribución a la financiación del déficit son distintos para cada empresa; por ello, el

método no es neutro y, dependiendo de si se considera que hay cuotas o que éstas desaparecen, unas empresas ganan y otras pierden.

Una vez se aplique el punto 3. del artículo primero de la Ley 9/2001¹ y el Ministerio publique los nuevos porcentajes de reparto de los CTC's, el resultado vuelve a ser indiferente aún en el caso de déficit.

Por ello, si bien se entiende que se han eliminado las cuotas de CTC's sobre las tarifas de acceso, y las empresas han dejado de declarar aquellas, desde el punto de vista de liquidaciones, la existencia de una cuota sobre peajes, o la desaparición de la misma, resulta indiferente, máxime si se considera que las liquidaciones de la Comisión son provisionales y acumulativas y, una vez se clarifique la normativa, es posible introducir cualquier cambio a lo largo del ejercicio.

3.3. Tercera: sobre la incidencia de la supresión de la cuota de CTC's de peajes en los distribuidores acogidos a la D.T. 11 de la Ley 54/1997.

Resulta de especial referencia, al analizar la supresión de la cuota de CTC's sobre peajes, el contenido del punto 4 del artículo primero de la Ley 9/2001 de 4 de junio.

En éste se señala que los costes que se deriven de la retribución fija serán repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema.

¹ Ya existe una propuesta de O.M. por la que se establecen las nuevas cantidades y porcentajes provisionales de los Costes de Transición a la Competencia Tecnológicos, a 31 de diciembre de 2000, que ha sido informada por esta Comisión.

En el caso de las distribuidoras sujetas a liquidaciones (entre las que no se encuentran las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997), con independencia de que haya cuota de CTC's sobre peajes o de que ésta se haya eliminado, el procedimiento de liquidaciones asegura que una parte de los pagos efectuados por los consumidores en concepto de tarifas y de peajes a los distribuidores se destinen a los CTC's.

Sin embargo, la parte de los pagos efectuados por los consumidores que pagan sus peajes a los distribuidores de la D.T. 11ª, al eliminarse la cuota de CTC's, no se destina al pago de los mismos, sino que aumentan el margen del distribuidor.

Nos encontramos, por tanto, en una situación en la que: 1) ya no existe la cuota de CTC's; 2) los peajes que cobran los distribuidores de la D.T. 11ª deberían aportar al pago de los CTC's; y 3) no existe ningún mecanismo para que lo hagan, la única remisión legal se hace al R.D. 2017/97 y estos distribuidores no están sujetos a él.

Sería por tanto preciso establecer un método para que los peajes que cobran los distribuidores de la D.T. 11ª aportaran a los CTC's y no fuesen a incrementar el margen de estos distribuidores.

No obstante, el R.D. 2819/1998 y la O.M. de 14 de junio del 99 establecen la posibilidad de que los distribuidores de la D.T. 11ª soliciten que se les compense la diferencia entre los ingresos obtenidos por tarifas de acceso a las redes y el margen que les hubiera correspondido de continuar los suministros a tarifas. En este caso, al calcular dichas compensaciones, se deberá considerar el mayor margen que supone la supresión de la cuota y, por tanto, la cantidad destinada a estas compensaciones deberá ser menor. Esta disminución de las compensaciones a causa de la supresión de la cuota lleva a que se incremente en la misma cuantía la cantidad

para el pago de CTC's por diferencias (la cuota para la compensación por régimen especial, interrumpibilidad y otras compensaciones debería ser menor). Por ello, el efecto sobre el sistema será neutro en el supuesto de los distribuidores de la D.T. 11ª que sean compensados por este concepto.

En definitiva, la supresión de la cuota sólo minora los ingresos para la cobertura de CTC's en aquellos casos en que los distribuidores de la D.T. 11ª facturen peajes y no soliciten compensaciones.

Por todo lo anterior, se considera que lo más conveniente sería establecer para todos los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, un porcentaje en concepto de CTC's sobre los peajes que facturan, que permitiera el cumplimiento de la obligación legal de que los CTC's se repercutan a todos los consumidores y se destine a tal fin y no a incrementar el margen de estos distribuidores.

Más aún, se debería tener en cuenta que una cuota como la que aquí se señala, en puridad, debía incluir no sólo lo que venían ingresando como cuota de CTC's aplicada sobre los peajes, que como ya se ha señalado era equivalente al 4,5 % sobre las tarifas, sino que, tal y como indica la Ley 9/2001, debería incluir la cantidad necesaria para el pago de la retribución fija, que según se recoge en esta Ley incluye todos los conceptos de CTC's, también la parte correspondiente al carbón.

3.4. Cuarta: sobre las importaciones de energía de la Unión Europea.

Sin entrar en los detalles del cálculo de la energía que realmente adquieren los comercializadores y/o consumidores de países de la Unión Europea a través de contratos bilaterales, por no ser objeto de este informe, lo que si resulta cierto es que el ya mencionado punto

4 del artículo primero de la Ley 9/2001 señala que los costes que se deriven de los CTC's no se pueden repercutir a la energía procedente de otros países de la Unión Europea.

En el caso de contratos bilaterales que impliquen energía importada de la Unión Europea, las tarifas de acceso deberían disminuirse en la cuantía que corresponda a los CTC's.

Esto origina un problema: en puridad, en tanto no se realicen las liquidaciones definitivas no se conocen los CTC's y, aún así, no existe un método para imputar a cada tarifa de acceso la parte que soporta de costes de CTC's.

Obviando este segundo aspecto, que sería un refinamiento, no parece adecuado esperar hasta que se efectúan las liquidaciones definitivas para conocer la cuantía de los CTC's y así calcular la parte que corresponda a las importaciones de energía.

Sería más práctico, y existen precedentes para ello, incluir en los R.D. de tarifas un porcentaje estimado que se aplique sobre las importaciones de energía, para poder proceder al descuento de estas cantidades en el caso de energía importada de países de la Unión Europea.

4. CONCLUSIONES.

A la vista de lo expuesto en los apartados anteriores, se puede señalar que:

- 1) Parece que la cuota de CTC's sobre tarifas de acceso ha sido suprimida con la entrada en vigor de la Ley 9/2001.
- 2) Esto no afecta los resultados de la liquidación de las actividades reguladas, una vez se publique la O.M. por la que se establecen las nuevas cantidades y porcentajes provisionales de los CTC's

tecnológicos. A efectos prácticos, a corto plazo no es necesario que se publique esta Orden Ministerial, ya que la supresión de la cuota del 4,5 % sobre las tarifas integrales hace que sea muy difícil que se produzca déficit para la remuneración de las actividades reguladas.

- 3) La supresión de la cuota sobre peajes que debían ingresar los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997 implica que se incumple el precepto de que los pagos que realizan los consumidores a estos distribuidores aportan a la retribución de los CTC's.
- 4) Se hace preciso determinar el porcentaje que, sobre las tarifas de acceso, suponen los CTC's, para poder proceder al descuento de estas cantidades de la tarifa de acceso, en el caso de adquisición de energía de la Unión Europea mediante contratos bilaterales.

5. PROPUESTA.

Con objeto de poder continuar las liquidaciones que efectúa la Comisión, en tanto se clarifican las lagunas normativas existentes, se propone:

1. Realizar las liquidaciones provisionales de 2001, considerando que se ha suprimido la cuota de CTC's aplicada a las tarifas de acceso.
2. Permitir que las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones del R.D. 2017/1997, para la energía adquirida en la Unión Europea mediante contratos bilaterales, declaren los ingresos derivados de las tarifas de acceso, por la parte de la energía importada, minorados en un porcentaje equivalente a la cuota de CTC's sobre peajes. Esta minoración tendría carácter provisional en tanto el Ministerio de Economía publique la necesaria normativa.
3. Que los distribuidores de la D.T. 11 de la Ley 45/1997 ingresen en la cuenta a la que se refiere el anexo I, punto I.9. del R.D. 2017/1997 el porcentaje del artículo 9.3. del R.D. 2017/1997. Este porcentaje, en

tanto se publique la necesaria normativa, deberá ser igual a la cuota de CTCs sobre tarifas de acceso que se señalaba en el R.D. 3490/2000.

4. Con objeto de contrastar los criterios de aplicación de la normativa existente, en tanto se produzca la adaptación de ésta para contemplar lo señalado en el punto 4 de la Ley 9/2001 de 4 de junio, remitir escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas con los criterios que, según la CNE, deben aplicarse.

ANEXO III

**INFORME SOBRE EL BORRADOR DE ACUERDO DE ETSO SOBRE
COMPENSACIÓN DE COSTES POR LA UTILIZACIÓN DE REDES EN
TRANSACCIONES TRANSFRONTERIZAS**

I. OBJETO

RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A. ha presentado a esta Comisión, con fecha 26 de noviembre de 2001, borrador del contrato por el que se pondrá en marcha un acuerdo de compensación entre operadores de los sistemas para la eliminación de tarifas de tránsito en Europa, requiriendo el consentimiento de esta comisión respecto de su firma y contenido.

El objeto de este informe es analizar el contenido del acuerdo alcanzado por ETSO (la organización de operadores de los sistemas europeos) sobre compensaciones por la utilización de las redes no nacionales en las transacciones transfronterizas, para poder adoptar una decisión sobre la conveniencia de su firma por parte de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A., y en su caso informar al MINECO sobre el interés de su firma y sobre las modificaciones necesarias en la estructura de las tarifas de acceso.

II. DESCRIPCION DEL ACUERDO

Principios básicos del acuerdo

Los miembros de ETSO han llegado a un acuerdo unánime para aplicar un sistema de compensación entre operadores del sistema que permita sustituir a los mecanismos de tarificación actuales, que son establecidos unilateralmente por cada país.

El acuerdo se compone de una serie de reglas para crear y repartir un fondo de unos 200 millones de euros, que sirve para compensar a los sistemas cuyas redes son usadas por operadores de otros países, de forma que las redes sean efectivamente pagadas por quienes las utilizan.

El reparto de este fondo permite que aquellos países cuyas redes son utilizadas por operadores de otros sistemas para transportar energía, obtengan una compensación por este uso sin necesidad de establecer tarifas de importación y exportación. De esta forma se puede establecer un sistema de tarificación en el que cada operador, generador o consumidor, pague exclusivamente la tarifa de acceso en su país y tenga acceso a toda la red europea, de la misma forma que sucede en España y en muchos otros países, con respecto de las respectivas redes nacionales.

La principal virtud del acuerdo es que permite eliminar la acumulación de tarifas de transporte, “pankaking”, en las transacciones que se producen entre países de la Unión Europea.

Cálculo de aportaciones y cobros

Se define un fondo de 200 millones de euros que es la cantidad a compensar a todos los operadores de los sistemas por el uso que hacen de sus redes el resto de sistemas que suscriben el acuerdo.

Dicho fondo se dota con dos tipos de aportaciones, en principio, a partes iguales o al menos similares:

- La cantidad de 1 euro por cada MWh exportado, a aportar por el operador del sistema que exporta y calculado sobre el valor de las exportaciones programadas en cada sistema. Los países que tienen fronteras con otros países no firmantes del acuerdo aportarán dicha cantidad de 1 euro por cada MWh importado de dichos terceros países y podrán recaudarlo a través de tarifas de importación (en el caso de España, esto aplica a la frontera con Marruecos).
- Una aportación complementaria para completar los 200 millones de euros, establecida en base a los Flujos Netos de cada sistema y fijada de antemano.

Este fondo de 200 millones de euros se distribuye entre los operadores de los sistemas conforme al uso realizado por otros operadores de la red de cada operador y a los costes de dicha red. El uso es medido como la relación entre los tránsitos y la demanda del país correspondiente y los costes a compartir son los correspondientes a la Red Horizontal, que se corresponde con la red de cada país que es, en principio, utilizada en los tránsitos de energía.

Aspectos positivos

El acuerdo establecido por los operadores de los sistemas europeos que componen ETSO se enmarca dentro de los trabajos emprendidos para la realización de un mercado interior de energía en la Unión Europea, y comparte por ello elementos positivos que se encuentran en las conclusiones de los últimos Foros de Florencia y en el borrador de Reglamento de tarificación de transacciones transfronterizas de la UE.

El principal valor del acuerdo es que permite la eliminación de tarifas de acceso sucesivas en transacciones internacionales, evitando el “pankaking”, en casi todos los países de la UE continental más Suiza (Dinamarca y Luxemburgo no constituyen parte del acuerdo) y de una forma relativamente homogénea.

Sin embargo el acuerdo también contiene una serie de elementos cuestionables e incluso contrarios a lo recogido en el mencionado proyecto de Reglamento de la UE, y a las tesis mantenidas por CEER (Council for European Energy Regulators) sobre la tarificación de las transacciones internacionales y las compensaciones entre sistemas.

Aspectos cuestionables

El aspecto más negativo del acuerdo es que mantiene una parte de la aportación de fondos en función de las exportaciones declaradas, aunque no se exija que ésta se traslade a los usuarios de red directamente.

Aplicar tarifas dependientes de las transacciones declaradas por un agente se considera inadecuado, ya que pueden no recoger adecuadamente los costes ocasionados por dichas transacciones y afectar negativamente al comercio internacional. A modo de ejemplo, una tarifa a la exportación aplicada sobre un generador gravaría a dicho generador por las exportaciones realizadas, independientemente de si el saldo físico final por la interconexión resultase positivo o negativo. Si el saldo en la interconexión considerada fuese de sentido contrario a la transacción realizada, resulta obvio que dicho generador no ha ocasionado costes por el uso de dicha interconexión.

Por otra parte, la definición del fondo de 200 millones de euros a repartir, así como el cálculo de los derechos de cobro de cada operador de sistema, no responde a principios suficientemente contrastados.

Limitaciones

Al tratarse de un acuerdo entre operadores de sistema, que no tienen en muchos casos competencia para aprobar e incluso ni para proponer las tarifas de acceso a la red de transporte, el acuerdo únicamente establece la forma de compensación entre operadores, esperando a que cada país adopte un esquema tarifario acorde con los términos del acuerdo, pero sin garantizarlo.

De hecho, la gran ventaja de eliminación del “pankaking” no se obtiene directamente del acuerdo, sino que habrá de completarse con cambios, a nivel nacional, de las tarifas de acceso actualmente existentes, para lo cual no se han establecido reglas de uniformización detalladas.

Aplicación condicionada

Considerando lo anterior, por parte de CEER y de la propia Comisión Europea, se ha valorado positivamente la aplicación del acuerdo presentado por ETSO sujeta a una serie de condiciones, siendo la principal que el acuerdo no sea aplicado por más de un año, y que en este plazo se trabaje para definir un sistema de compensación entre operadores que supere las limitaciones del acuerdo alcanzado por ETSO.

De esta forma se reconoce que el acuerdo mejora la situación existente, pero que no puede utilizarse como excusa para no trabajar en el desarrollo de un método más adecuado que el propuesto.

En este sentido, el borrador de contrato presentado por RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A., limita su aplicación a un año, aunque sorprende que en el punto 5.6 “Settlements of End Date Differences” se haga referencia a que las diferencias sobre los 200 millones de euros previstos en el acuerdo serán reportadas para el mecanismo del siguiente año, lo que resulta una contradicción en un acuerdo de duración limitada a un año.

Junto con la limitación temporal de su aplicación, desde CEER se ha condicionado una valoración positiva a los siguientes aspectos:

- La definición de tarifas refleje los costes realmente ocasionados y no dependa del tipo de transacción.
- Se eliminen las tarifas de interconexión.
- Todos los países firmantes del acuerdo garanticen total reciprocidad en el acceso a las redes y derechos de tránsito, en referencia fundamentalmente a Suiza que actualmente no permite el acceso libre de terceros a sus redes.

A nivel español, dada la contribución positiva del acuerdo al desarrollo del comercio internacional y al desarrollo del mercado interior de electricidad, parece adecuada su aplicación por el período de un año y sujeta a que se adopten medidas tarifarias coherentes con el acuerdo firmado en todos los países firmantes.

Cabe señalar que la aplicación del acuerdo en el caso de España generará, en condiciones normales, como resultado neto unos ingresos adicionales al sistema, aunque no se puede asegurar con total seguridad que no suceda lo contrario.

III. MODIFICACIONES REGULATORIAS NECESARIAS

Para aplicar el acuerdo alcanzado por ETSO en el sistema español, es necesario adoptar una serie de cambios en las tarifas de acceso actualmente vigentes:

- Debe aplicarse lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 1 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con respecto a aquellos países firmantes del acuerdo. Dicho artículo establece la exención de pago de las tarifas de acceso a los tránsitos internacionales con origen y destino en países de la Unión Europea, estando sujeta su aplicación según la disposición transitoria cuarta del mismo Real Decreto a que exista un régimen equivalente en dichos países.
- Las tarifas aplicadas a las operaciones de exportación deberían fijarse en 1 euro/MWh. Para ello sería necesario establecer valores separados para las tarifas de exportación y para las tarifas de acceso nacionales de 6 períodos, que no deben alterarse por la aplicación del acuerdo considerado. Este requisito podría no ser totalmente necesario, según se interprete la trasposición del acuerdo, pero sí se considera conveniente, dado que lo contrario podría dar lugar a problemas en su implantación por parte de otros países.
- Es necesario definir una tarifa de importación de 1 euro/MWh para las transacciones no comunitarias, en el caso español las provenientes de Marruecos. Este elemento tampoco es expresamente necesario, pero lo contrario supondrá

que el sistema español deberá contribuir con 1 euro por cada MWh importado de Marruecos, que deberá ser recaudado de los consumidores españoles.

- Finalmente se ha de definir que los ingresos o pagos netos provenientes de este acuerdo se incorporarán como ingresos o costes del sistema y no serán parte de la retribución de RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A.

IV. ACCIONES A TOMAR

La aceptación de los términos del acuerdo presentado afectan a las tarifas de acceso y a la actividad de operación del sistema, por lo que deberá ser el Ministerio de Economía quien se pronuncie finalmente sobre la oportunidad de la firma del referido acuerdo.

En caso afirmativo, los cambios normativos que se han propuesto deberán ser incluidos en el Real Decreto de tarifas para el 2002, antes de que se proceda autorizar a RED ELECTRICA DE ESPAÑA S.A. a la firma del acuerdo presentado.

ANEXO IV
ELEGIBILIDAD 2003. ESTRUCTURA DEL NUEVO SISTEMA.
ACTUACIONES Y CAMBIOS NORMATIVOS

1. OBJETIVO.

El presente informe tiene por objeto mostrar un sistema de medidas y de organización de las relaciones entre agentes, que permita la plena elegibilidad el 1 de enero de 2003, así como un plan de actuación que recoge las tareas, agentes y plazos para desarrollarlas y, también, los cambios normativos que se precisarían.

Viene, por tanto, a complementar los diversos informes que se han venido elaborando y, sobre todo y esto es lo principal, a plantear un modo de actuación en el caso de que, debido a la larga tramitación que lleva un Real Decreto, no se opte por la publicación de un Real Decreto de Medidas Urgentes para la plena implantación de la elegibilidad en el año 2003, sino que se escoja la vía de aprovechar la reglamentación que se espera que se publique próximamente para incluir los cambios precisos para el desarrollo del modelo que viene planteando la CNE.

2. INTRODUCCIÓN.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introdujo un sistema en competencia en el que los consumidores que reuniesen ciertas características pudiesen optar por acceder a un mercado liberalizado. Este sistema se caracteriza por la existencia de un mercado horario de energía y por la creación de un nuevo agente del sistema, el comercializador, cuyo objetivo es la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados.

La implantación de la elegibilidad exige una modificación de los procedimientos al haber nuevos agentes y nuevas relaciones, y nuevas formas de medir la energía, al existir un mercado mayorista horario y tarifas de acceso multihorarias para la remuneración de las actividades reguladas.

El Real Decreto 2018/1997, de 2 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica establece las características del sistema de medidas: de los equipos, de los sistemas y protocolos de comunicaciones, y demás procedimientos necesarios para el correcto funcionamiento del proceso de medidas.

El Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica viene a desarrollar el contenido de la Ley 54/1997, regulando de forma más detallada, entre otros, las actividades de distribución y comercialización, los contratos de acceso a redes, la suspensión del suministro y los equipos de medida. En este Real Decreto se contempla el nuevo esquema de relaciones que surge a partir de la creación de un nuevo agente, el comercializador, y de la posibilidad de que los consumidores cualificados puedan, si así lo deciden, acceder directamente al mercado de producción.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios viene a suponer un notable avance en la liberalización del sector eléctrico, adelantando la liberalización total del consumo eléctrico al 1 de enero del año 2003. Así, en su artículo 19.Uno. señala que todos los consumidores de energía eléctrica tendrán a partir del 1 de enero de 2003 la consideración de consumidores cualificados. También señala, en el artículo 20.Cuatro, la obligación de los distribuidores de llevar un listado detallado de los consumidores que siguen a tarifa y que han optado por ejercer la elegibilidad. Asimismo, en el artículo 27, rebaja los requisitos exigibles por el Reglamento de Puntos de Medida para los consumidores cualificados con consumo inferior a 750 MWh/año.

Es evidente que un salto cualitativo como el que establece el citado Real Decreto-Ley, que supone pasar de 65.000 clientes cualificados a 22 millones

de clientes, implica la necesidad de modificar los requisitos de medida, la forma de liquidar los consumos de los clientes y todos los procedimientos asociados, desarrollando aplicaciones informáticas y sistemas telemáticos de envío de la información que garanticen la transparencia, objetividad y trato igualitario de los agentes.

La experiencia internacional señala que, para que sea efectivo el cambio, se han de desarrollar nuevos sistemas, mucho más complejos, y con un periodo de desarrollo no desdeñable. La falta de previsión ha llevado en algunos sistemas eléctricos a que se produzcan notables disfunciones.

Con objeto de anticipar las medidas necesarias para que sea posible la plena elegibilidad, se considera necesario establecer las responsabilidades y plazos de las tareas que se han de realizar con la suficiente antelación.

Las modificaciones que precisan de nuevos desarrollos comprenden cuatro áreas que es preciso diferenciar: medición, perfiles de carga, procedimientos de traspaso de la medida y procedimientos de administración de contratos.

En relación a los requisitos de la medida, se hace necesario proceder a la modificación del Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, tanto para desarrollar los requisitos de los consumidores afectados por el artículo 27 del Real Decreto-Ley 6/2001, como para diseñar las especificaciones de los equipos de medida que se deba instalar a los nuevos consumidores que pueden ser cualificados a partir de enero de 2003. Y esto, evitando la diferenciación actualmente existente entre consumidores a tarifa y cualificados.

También, en relación a la liquidación de la OMEL de la energía consumida por los clientes, se plantea la necesidad de tener que estimar el consumo horario de los clientes con potencia contratada inferior a 15 kW, en base a muestras representativas –perfiles de carga-, extrapolando estas pautas de consumo al conjunto de consumidores.

Por otro lado se han de modificar y normalizar los procedimientos y sistemas de transmisión telemática de la información relativa a los datos de medida con objeto de lograr un sistema integrado de traspaso de la información necesaria para liquidar la energía entre todos los agentes del sistema.

Por último, se han de desarrollar los procedimientos que regulan la información relativa a los contratos y las relaciones entre los distintos agentes con el consumidor, incluyendo los procedimientos, plazos, sistemas informáticos, códigos y protocolos a ser implantados por los distribuidores.

Se ha optado por un esquema organizativo de estos sistemas estructurado de forma descentralizada, en el que los distribuidores, o agrupación de los mismos, desempeñan un papel fundamental; esto se debe a las obligaciones que les impone la normativa, al hecho de que sean ellos los agentes que permanecen en el tiempo -con independencia de la modalidad de contratación y agente con el que se contrate la energía-, y, finalmente, a que son los encargados de llevar a cabo físicamente las actuaciones necesarias para que haya suministro.

Dada la magnitud del trabajo a realizar antes de enero 2003, y el escaso tiempo disponible hasta esa fecha, se ha optado por dividir las actividades a desarrollar entre la Comisión Nacional de Energía, los dos operadores, el del Mercado y el del Sistema y los distribuidores o agrupación de los mismos, siempre bajo la supervisión y control del Ministerio de Economía y la Comisión Nacional de Energía.

3. ESTRUCTURA DEL NUEVO SISTEMA.

3.1. Características de los equipos de medida.

Con objeto de lograr un equilibrio óptimo entre la información que se dispone sobre los consumidores y el coste de obtener la misma, sujeto a las restricciones que imponen el periodo disponible para su

implantación y el estado actual de su tecnología, se propone un esquema como el siguiente:

1. A efectos de los equipos contadores-registradores los requisitos del Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias serán aplicables a todos los consumidores, con independencia de si han ejercido su derecho a ser cualificados o permanecen acogidos a tarifa. Todo ello sin perjuicio de que si han optado por esta última modalidad deban mantener los equipos necesarios para que se les facture a tarifa.
2. Se mantiene los requisitos y la clasificación de los puntos de medida de tipo I¹.
3. Se mantiene la clasificación y requisitos de los puntos de medida tipo II¹. No obstante, se les establece la obligación de que, salvo por restricciones técnicas debidamente acreditadas, deban disponer de equipo de lectura remota.

También se establece un límite inferior para este punto de medida, 450 kW de potencia contratada. Se establece un límite por potencia, y no por energía, con objeto de minimizar la necesidad de proceder a modificaciones de equipos, haciendo compatibles los requisitos de los equipos de medida con la estructura de la tarifa de acceso.

4. Se establece un nuevo tipo de punto de medida III². Este equipo de medida, que será requerido a los consumidores con potencias contratadas entre 50 kW y 450 kW, ha de guardar registros horarios

¹ Definido en las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida

² Definido en Proyecto de Modificación del Real Decreto de Puntos de Medida e Instrucciones Técnicas Complementarias

de energía activa y reactiva así como los parámetros necesarios para la facturación de la tarifa de acceso. No se exige que disponga de la posibilidad de lectura remota si bien deben estar preparados para que se pueda incluir en el futuro.

5. Se define un punto de medida tipo IV, para potencias contratadas entre 15 y 50 kW, que acumulará el consumo en periodos, no menos de tres ni más de seis, para que se obtenga una desagregación del consumo suficiente. Dado que esto supondrá un plan de renovación de equipos, se establecerá un periodo transitorio para su implantación.
6. A los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, no se les exigirá modificación alguna de su actual equipo de medida.
7. Para aquellos consumidores que no precisan cambio alguno en sus equipos de medida, se establecerá una muestra significativa, estratificada por zona geográfica y en función de parámetros eléctricos. A los consumidores de esta muestra se les instalarán equipos de medida horaria. A cada consumidor, se le considerará un perfil de consumo horario equivalente al del grupo a que pertenece.
8. Las empresas eléctricas distribuidoras tendrán la obligación de facilitar en alquiler los aparatos necesarios para la medida de energía eléctrica a todos los consumidores con potencia contratada inferior a 450 kW. El precio del alquiler de dichos equipos será fijado por el Gobierno, mediante Real Decreto, y se actualizará anualmente o cuando circunstancias especiales lo aconsejen.

3.2. Sistema de Tratamiento de la información de los equipos de medida.

El nuevo sistema de tratamiento de la información de medidas que se establece en el R.D. 1955/2000 y en el proyecto de modificación del Reglamento de Puntos de Medida, confiere a los distribuidores un

papel relevante como encargado de realizar las lecturas y, para cierto tipo de consumidores, como agregador de las mismas y sujeto obligado a la difusión de éstas. Por esto, se hace necesario un esquema como el siguiente:

1. Las medidas individualizadas de los puntos de medida de tipo I y II necesarias para la liquidación de la energía serán recibidas por el Operador del Sistema, sin perjuicio de que el resto de participantes a la medida tenga acceso a ellas a través de la lectura remota.
2. El distribuidor será el encargado de la lectura de los parámetros necesarios para el cálculo de la tarifa de acceso y de la energía necesaria para las liquidaciones del resto de los puntos de medida. Esta información será puesta a disposición del resto de los participantes en la medida en los plazos, formas, soportes y empleando los códigos que, según la normativa, se determinen.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo anterior, todos los participantes en la medida podrán tener acceso directo a la misma.

3. Normativamente se establecerán los métodos de agregación de las medidas que han de llevar a cabo los distribuidores, de estimación de las mismas, las características de los concentradores secundarios, los protocolos de comunicación y cualesquiera de las especificaciones de los sistemas de tratamiento y transmisión de la información necesarios para que el sistema de medidas funcione de forma objetiva, transparente y no discriminatoria para todos los participantes en la medida.

3.3. Sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros.

Las bases del esquema de relaciones entre agentes -comercializador, distribuidor, Operador del Mercado-, y de estos con los consumidores, se recogen en el R.D. 1955/2000. No obstante, este esquema ha de

ser desarrollado en detalle, sobre todo, si se considera que el número potencial de nuevos clientes cualificados se elevará a 22.000.000 el 1 de enero de 2003. Para tal volumen de potenciales clientes se necesita unos procedimientos muy claros, normalizados y automatizados. Por ello, se propone un esquema como el siguiente:

1. El distribuidor será el encargado de gestionar la administración de todos los contratos de aquellos clientes que estén conectados a sus redes, tanto de la energía como del acceso, con independencia de quién ha firmado el contrato de acceso o de si el consumidor sigue a tarifa.
2. En los procedimientos se debe establecer: a) el contenido de la información que se ha de disponer en relación a cada consumidor, b) la forma, alcance y sujetos que pueden acceder a la misma, c) los procedimientos para dar de alta, baja, cambiar de comercializador, leer las medidas de cierre previas al cambio de comercializador, así como cualquier otro aspecto relacionado con el suministro que pudiese afectar las relaciones entre los distintos agentes participantes en el suministro, d) los códigos estandarizados que permitan el intercambio de información entre agentes, e) los métodos que garanticen que todos los agentes que venden energía a los consumidores recibe un trato objetivo, transparente y no discriminatorio, y f) cualquier otro aspecto que sirva para asegurar la igualdad de trato entre agentes y consumidores

4. ACTUACIONES, RESPONSABILIDADES Y DESARROLLOS NORMATIVOS.

Como ya se ha señalado en apartados anteriores, las tareas a realizar se pueden diferenciar en cuatro áreas: medición, perfiles de carga, procedimientos de traspaso de medida y procedimientos de administración de contratos.

Dado el tiempo disponible, parece lógico distribuir estas tareas entre la CNE, y los operadores del Sistema y del Mercado, sin perjuicio de la necesaria coordinación que tanto el MINECO como la CNE deben llevar a cabo.

Se ha de señalar como aspecto trascendental para que se pueda cumplir un plan como el presente que se ha de partir de un modelo determinado, que no puede ser modificado en sus aspectos fundamentales. Si se partiese de un modelo abierto, cuyos principios fuesen discutibles, y se comenzase ahora a debatir cual sería el modelo óptimo, será imposible cumplir con los plazos que se establecen en el Real Decreto-Ley 6/2000.

Una vez expuesta esta premisa y considerando que los distintos desarrollos se basan en una estructura organizativa como la contemplada en este informe, se han tratado de distribuir las tareas en función de la experiencia que sobre cada una de ellas tienen los distintos participantes, o del grado de implicación de los mismos en los distintos procedimientos.

4.1. Actuaciones relativas a los equipos de medida.

La mejor forma de proceder para regular las características de los equipos de medida que se recogen en el apartado 3.1. sería elaborar un nuevo Reglamento de Puntos de Medida y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, que abarcasen las características de todos los equipos. Dado el tiempo necesario para lograr esto, no resulta en modo alguno viable.

Con el proyecto de modificación del Real Decreto de Puntos de Medida actualmente en tramitación no se cubren las características de todos los equipos de medida que se recogen en el apartado 3.1.

Sin embargo, los cambios que habría que realizar no son tantos que no cupieran en el R.D. de tarifas, cuya tramitación es mucho más rápida, dejando para un desarrollo por Orden Ministerial los detalles de

segundo nivel, tales como el número de periodos, las horas que componen cada uno y el periodo transitorio.

Por ello, se deberían proponer incluir los cambios en el R.D. de Tarifas para adecuar el Reglamento de Puntos de Medida, una vez modificado según el Proyecto de propuesta de modificación, a las características de los equipos de medida que se recogen en el apartado 3.1 y presentar propuesta de Orden Ministerial con la determinación del número de periodos del punto de medida tipo IV, horas que componen cada uno y periodo transitorio para su implantación.

Se considera que, debido a la experiencia acumulada, habiendo realizado la propuesta de Modificación del Real Decreto de Puntos de Medida, debería ser la CNE la que llevara a cabo las propuestas anteriormente señaladas.

Se ha de precisar no obstante que, para que sea posible disponer de equipos de medida en el momento adecuado, es necesario implicar a los fabricantes y a los agentes –distribuidores y comercializadores- para lo que resulta conveniente que, a través de un Grupo de Trabajo, tal y como se ha realizado en las diversas ocasiones que se han analizado reglamentación sobre medidas, y partiendo de un esquema prácticamente definido, participen en los detalles del modelo.

Por último, centrándose en los aspectos concretos de la normativa que se piensa que se debe modificar, se deberían incluir los principales cambios que definen las características de los equipos de medida en el R.D. de Tarifas, habilitando al MINECO para que, por medio de una Orden Ministerial, regule los desarrollos de menor nivel.

4.2. Actuaciones relativas a los perfiles de carga.

Estas actuaciones se pueden dividir claramente en dos fases: la de diseño y la de implementación.

La fase de diseño corresponde a la determinación del tamaño y distribución de la muestra que corresponde implantar a cada distribuidor, para obtener una curva horaria representativa del consumo de los clientes con potencia contratada inferior a 15 kW. Este tamaño muestral se determinará en base a parámetros eléctricos y zonas geográficas.

La fase de implementación corresponde a la instalación de los equipos de medida de tipo III en los elementos muestrales seleccionados y a la comprobación de que ésta se adecua a lo especificado en la fase de diseño.

El Operador del Sistema ya tiene experiencia en diseñar muestras representativas, con lo que debería ser el encargado de la fase de diseño, correspondiendo la implementación naturalmente a los distribuidores.

Para la fase de diseño no se considera que se precise modificar normativa alguna. Se considera suficiente una instrucción al Operador del Sistema para que lo lleve a cabo y, en todo caso, a las distribuidoras, o asociación de las mismas, con objeto de que faciliten la información precisa.

Para la fase de implementación, no se considera que exista normativa de rango suficiente para incluir una obligación adicional a los distribuidores: la de instalar y gestionar una muestra que sirva para la determinación del perfil de carga. Por ello, la única posibilidad sería la de incluir esta obligación en el Real Decreto de Tarifas de este año.

4.3. Sistema de tratamiento de la información de los equipos de medida.

En relación a los sistemas de tratamiento de la información de medidas, ya está previsto en el proyecto de modificación del Real Decreto de Puntos de Medida, un esquema en el que los distribuidores

recogen las lecturas, las agregan y las difunden, empleando protocolos comunes.

El nuevo esquema conceptualmente es el mismo que el previsto en este proyecto, sin que resulte difícil incluir los nuevos tipos de contadores, salvo claro está en relación al número de equipos de medida a tratar.

El esquema operativo del sistema se basa, siempre en función del proyecto de Real Decreto, en procedimientos elaborados por el Operador del Sistema y, en algunos casos, en Circulares de la CNE, a propuesta del Operador del Sistema. Los trabajos parece que se encuentran en un estado muy avanzado de desarrollo, con lo que sólo se deberían modificar los procedimientos, para incluir los equipos de medida que acumulan periodos y perfiles de carga estandarizados.

En consecuencia, se considera que no es preciso desarrollo normativo alguno, sino que, una vez que se definan las características de los nuevos equipos de medida, el Operador del Sistema debería modificar los procedimientos para dar cabida a las nuevas especificaciones.

4.4. Sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros.

En relación a este sistema, las bases para desarrollarlo no son excesivamente detalladas. En principio existen unas obligaciones, impuestas por el Real Decreto-Ley 6/2000 (art. 20), en cuanto al control de los contratos de suministro por parte de los distribuidores, y algunas precisiones sobre las relaciones entre consumidores, distribuidores y comercializadores contenidas en el Real Decreto 1955/2000. En cualquier caso, no se ha de olvidar que la Ley 54/97 establece que, en lo relativo a las relaciones entre los consumidores y comercializadores, se estará a lo que pacten las partes.

Si se añade a que la normativa no resulta definida, el hecho de que no se han desarrollado los procedimientos y de que los que se han venido empleando no resultan en modo alguno estándares, se evidencia que el desarrollo de estos sistemas va a resultar uno de los puntos críticos para lograr la plena elegibilidad el año 2003.

A diferencia de los procedimientos de medida, que se basan en una normativa específica que regula estos, en este caso la situación que se presenta es que no hay esa regulación específica y clara.

Por tanto, habrá que desarrollar los procedimientos y, simultáneamente, tomar decisiones regulatorias que orienten los procedimientos. Se puede trabajar dejando abiertas algunas alternativas, pero evidentemente no todas.

A modo de ejemplo, se puede citar temas tan evidentes como la duración de los contratos entre los consumidores y los comercializadores. Si se deja que esta pueda ser cualquiera, se puede llegar a que los procedimientos y sistemas de tratamiento de la información sean tan complejos que impliquen un coste excesivo para el sistema. Y si esto es así, ¿quién y cómo lo paga?. Si, para evitar este exceso de coste se limitan de alguna manera los contratos, se puede hacer empleando dos vías alternativas: repercutiendo un coste al comercializador en caso de modificación de contrato o limitando normativamente la duración del mismo.

Con independencia de la alternativa por la que se opte, lo señalado anteriormente sirve para ilustrar que no sólo se trata de elaborar unos procedimientos, sino que también se precisa, simultáneamente, tomar decisiones regulatorias.

En relación al agente que debiera llevar el peso de la elaboración de los procedimientos, se considera que el sujeto más adecuado para elaborar las propuestas de procedimientos es el Operador del Mercado,

pero también se considera que resulta absolutamente necesario que se implique tanto el MINECO como la CNE, sobre todo en una primera fase, en la que es necesario tomar decisiones regulatorias sobre las alternativas que se deben considerar. Por ello, y a grandes rasgos, los pasos a seguir podrían ser los siguientes:

Fase 1: Diseño conceptual de los Procesos.

1. Identificación de los procesos que afectan a los cambios de suministro.
2. Análisis de posibles alternativas.
3. Elección de las alternativas óptimas.
4. Análisis de coherencia de las distintas alternativas.

Es en esta primera fase en la que la implicación de los organismos con responsabilidades regulatorias MINECO y CNE resulta imprescindible, en tanto habrá que tomar decisiones regulatorias sobre la marcha. A continuación, existen unas fases que, sin entrar en detalle al no ser objeto de este informe, se podrían resumir como:

Fase 2. Diseño detallado de los procesos.

Fase 3. Diseño de códigos de intercambio de información.

Fase 4. Implementación de los sistemas por los distribuidores.

Una vez se dispone de un diseño básico de los procesos de la Fase 1, que es la que se ha de plasmar con carácter normativo, la Fase 2 podría ser desarrollada por el Operador del Mercado sin un nivel de implicación tan directa del regulador, siendo indispensable la participación de los distribuidores en la Fase 3 y, evidentemente en la Fase 4.

Desde el punto de vista de la normativa, lo adecuado sería, dada la importancia de la materia, que se promulgase un Real Decreto. No

obstante, dado el largo plazo de tramitación de un Real Decreto, sería posible establecer las normas que rigen los procedimientos por medio de una Orden Ministerial, como desarrollo del Real Decreto 1955/2000, estableciendo en esta Orden un método similar que el que existe para la medida, en el sentido que se fije la obligación del Operador del Mercado de elaborar los procedimientos y establecer los códigos. En cualquier caso, si algún aspecto resulta imposible regularlo a nivel de Orden Ministerial, sería preciso incluirlo en el Real Decreto de Tarifas de este año.

4.5. Implementación de los sistemas, procesos y códigos.

Resulta necesario que, no más tarde de octubre de 2002, los distribuidores, o asociaciones de éstos, tengan implementados: a) los concentradores secundarios de medida, con las especificaciones y protocolos de comunicación que se hayan establecido, b) los procedimientos y sistemas informáticos de control del sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros, y c) instalados los elementos muestrales que les corresponda en base a equipos de medida de tipo III.

Dos cosas resultan evidentes: 1) esta implementación es la que lleva un mayor tiempo de ejecución material y 2) supone unas obligaciones que se les imponen a los distribuidores.

Salvo la implementación de los concentradores secundarios de medida, que ya se encuentra recogida en el proyecto de Real Decreto de Modificación del Reglamento Puntos de Medida y sobre la que ya se ha trabajado, el resto de las obligaciones que se imponen al distribuidor son nuevas, no habiéndose desarrollado nada, dado que la indefinición de los procedimientos es casi total. Por ello, se debería establecer una base normativa para incluir estas obligaciones; y esta no puede ser otra

que el Real Decreto de Tarifas de este año, si se quiere que esté disponible con la antelación suficiente.

Así, en este Real Decreto, se debería incluir la obligación de los distribuidores de implementar los procedimientos y sistemas informáticos de control del sistema de gestión de la administración de los contratos relativos a los suministros y la de instalar a los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW los elementos muestrales que les corresponda.

4.6. Coordinación y Control.

Un plan como éste, que se caracteriza sobre todo por lo escaso del tiempo disponible y que implica que las tareas se distribuyen entre diversos sujetos, afectando además a la práctica totalidad de los agentes del sistema, debe necesariamente disponer de unos mecanismos de control y seguimiento muy estrictos. Por ello:

1. Se debe crear un Comité para el seguimiento de las actuaciones necesarias para la implementación del plan que se establece en este informe.
2. Este Comité de Seguimiento, que se debería reunir con una periodicidad mínima de una vez al mes, debería estar presidido por el representante del Ministerio de Economía con participación de representantes de la CNE, el Operador del Sistema, el Operador del Mercado, las empresas distribuidoras, o sus representantes, y representantes de las asociaciones de comercializadores. La CNE debería ser la encargada de la Secretaría del Comité de Seguimiento, debiendo tener los miembros del mismo categoría, como mínimo, de Director o Subdirector General en el caso de la Administración.

3. El Comité de Seguimiento podría formar cuantos Grupos de Trabajo considere necesarios para el mejor seguimiento de las actividades.
4. Asimismo y dado que, como se ha puesto de manifiesto sobre todo al tratar los procedimientos de gestión y administración de los contratos de suministro, se deben tomar muchas decisiones regulatorias a lo largo del desarrollo de los procedimientos, se debería formar un Órgano Permanente formado por el MINECO y la CNE que tomase las decisiones regulatorias necesarias que impidan que el desarrollo de los procedimientos se ralentice. Dado el nivel ejecutivo de este Comité y la disponibilidad que se requiere, a nuestro juicio debería estar formado por el Subdirector General de Energía Eléctrica del MINECO y el Director de Energía Eléctrica de la CNE.
5. Asimismo, se considera conveniente que se fijen reuniones periódicas de seguimiento y control del plan entre el Secretario de Estado del MINECO y el Consejo de Administración de la CNE.

5. CONSIDERACIONES FINALES.

En apartados anteriores se han mostrado las características de los nuevos equipos de medida, las modificaciones de los procedimientos de medida y de gestión de la administración de los contratos de suministro y las nuevas obligaciones que se imponen a los distribuidores.

En función de esto, se han definido unas actuaciones, unos posibles responsables y se ha señalado en qué casos se necesitaría modificaciones normativas, cuál debería ser el rango de las mismas, o si por el contrario bastaría con instrucciones a los agentes.

Todo lo anteriormente señalado se basa en una serie de premisas: a) el modelo es éste y sólo queda tiempo para discusiones de segundo nivel, b) en el caso en que se requiera modificaciones reglamentarias sólo es posible

llevarlas a cabo si se incluyen en el Real Decreto de Tarifas de este año. No es posible partir de un nuevo Real Decreto y c) se supone que el proyecto de Real Decreto de modificación del Reglamento de Puntos de Medidas está disponible antes que el Real Decreto de Tarifas.

Las modificaciones normativas a incluir en el Real Decreto de Tarifas de este año deben ser las mínimas para dar base reglamentaria al modelo.

Bastaría por tanto con:

- Incluir las modificaciones del punto de medida de tipo III.
- Definir un tipo IV en base a periodos horarios.
- Señalar que los consumidores con potencia contratadas inferiores a 15 kW (tipo V) se liquidarán en base a una muestra representativa.
- Establecer que afecta a todos los consumidores, a tarifa y a mercado.
- Fijar la obligación de los distribuidores de alquilar, si el consumidor lo estima oportuno, los equipos de medida de los tipos III a V.
- Fijar la obligación de que los distribuidores instalen la muestra representativa de consumidores de tipo V, en base a equipos de tipo III que les corresponda.
- Determinar la obligación de los distribuidores adoptar los procedimientos de gestión de contratos con el contenido, procedimientos y códigos que, por O.M., les obligue el MINECO.
- Habilitar al MINECO para el desarrollo de las modificaciones que se señalan en este apartado.

Por otro lado, los trabajos a desarrollar por la CNE, el Operador del Sistema y el Operador del Mercado se pueden realizar sobre la base de una instrucción dada por el Gobierno o el MINECO, en base a un modelo concreto, el que se recoge en este informe.

Por último señalar que, las áreas que nos parecen más comprometidas son dos:

1. Las características de los equipos de medida de tipo IV, ya que se necesita que los agentes del sistema y los fabricantes conozcan, fabriquen e instalen los equipos.

2. Los procedimientos de gestión de la administración de los contratos de suministro, ya que están muy poco desarrollados y se necesita además, en la fase de diseño básico, que se tomen decisiones regulatorias que afectarán al desarrollo e implementación de los procesos.