

# MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**21314** *REAL DECRETO 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.*

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el apartado 2 del artículo 17 establece que «Anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia».

El Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica ha hecho efectiva desde el 1 de enero de 1998 la introducción a la competencia en el sector eléctrico mediante la creación de un mercado competitivo de generación de energía eléctrica, según lo previsto en los artículos 23 y 24 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

En 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, viene establecido el procedimiento de reparto de los fondos que ingresan los distribuidores y comercializadores entre quienes realicen las actividades del Sistema, de acuerdo con la retribución que les corresponda percibir en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, así como la cuantía de las cuotas destinadas a los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

Igualmente, en dicho Real Decreto se prevé que en la disposición que apruebe las tarifas para el año correspondiente, se fijen las exenciones en las cuotas para los distribuidores a los que no les fuera de aplicación el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, regula la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia en el período 2003-2010, incluye desde el 1 de enero de 2003, como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, así como la anualidad que resulta para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2001 y en la disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2002, considerando estos costes a efectos de su liquidación y cobro, como ingresos de las actividades reguladas.

Por su parte, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del 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, fija los criterios en desarrollo del artículo 94 de la Ley 53/2002, de 30

de diciembre, antes citada, para efectuar la modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 9/2001, de 4 de junio, modifica, entre otros, la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que reconoció los costes de transición a la competencia a las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas a 31 de diciembre de 1997, en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, permite mantener la estructura de tarifas de suministro que venían aplicándose con anterioridad a la entrada en vigor de la misma, de acuerdo con la disposición transitoria primera de la citada Ley, que prevé que «En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente Ley que sean necesarias para la puesta en práctica de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica».

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, determina los elementos que integran las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, estableciendo el marco económico de dichas actividades garantizando la adecuada prestación del servicio y su calidad.

Por su parte, el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, establece que el Gobierno, al aprobar la tarifa eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17.2 de la Ley del Sector Eléctrico, fijará los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001 citado.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, determina el procedimiento de la evolución de las tarifas, precios, primas e incentivos a aplicar a las diferentes instalaciones de este régimen.

El Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y los Tránsitos de Energía Eléctrica y la Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias a dicho Reglamento, prevén unas verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida para los cuales resulta necesario actualizar los precios que permitan al Operador del Sistema, como empresa verificadora facturar los servicios prestados a los agentes, a excepción de los costes reconocidos en el artículo 26 del citado Reglamento.

El Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, prevé en su artículo 6 una primera verificación cuyo precio se fija cada año.

Por todo ello, en el presente Real Decreto se establece el incremento promedio de la tarifa media o de referencia para la venta de energía eléctrica, que para el año 2006 se fija en un 4,48% sobre la que entró en vigor el 1 de enero de 2005, así como su aplicación a la estructura de tarifas vigentes, la cuantía destinada para el 2006 a las actividades reguladas y las cuotas destinadas a satisfacer los costes permanentes, los costes por diversificación y seguridad de abastecimiento, las exenciones de dichas cuotas para determinados distribuidores, y la aplicación de las tarifas a dichos distribuidores.

No obstante, dada la especial circunstancia de la existencia de saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas durante el año 2005 a cada una de las

empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del 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, pendientes de determinar, en el contexto legal del marco tarifario vigente, se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para que el 1 de julio de 2006, proceda a efectuar una nueva revisión de la tarifa media o de referencia del año 2006.

Se mantienen los precios de la tarifa 1.0, para consumos mínimos, así como los de los alquileres de los equipos de medida y control. Se incrementan los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación en el 4,48%.

Asimismo se revisan los precios de los términos de potencia y de los términos de energía activa y reactiva, a aplicar en los peajes regulados en el 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, resultando el incremento promedio de estas tarifas, sobre las que entraron en vigor el 1 de enero de 2005, el 2,86%.

Con la fijación para el año 2006 de la tarifa eléctrica media o de referencia quedan actualizados los componentes retributivos de las instalaciones acogidas al régimen especial establecido con carácter general en el Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, que hacen referencia a dicha tarifa. Por su parte, se incrementan los precios de venta de las instalaciones acogidas al régimen regulado en la disposición transitoria primera del citado Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, en una cuantía igual al incremento medio de la tarifa, excepto los de las instalaciones del grupo d que utilicen como combustible derivados líquidos del petróleo, cuyos precios se han establecido en el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.

Para las instalaciones de régimen especial que permanecen al amparo de su disposición transitoria segunda, también se procede a la actualización de sus elementos retributivos, adoptando en estos casos, además de la variación de la tarifa media, la variación del tipo de interés conforme a la del Euribor a tres meses correspondiente al mes de octubre de 2005 con respecto a la misma fecha del año 2004, resultando una variación del 2,26 por ciento. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación media anual de la tarifa firme de gas natural de un consumidor tipo de 40 Mte/año, resultando un valor del 16,36 por ciento. La media anual del precio final horario del mercado de producción en los últimos doce meses para el grupo b se ha calculado como la media de precios mensuales, ponderando cada uno por la energía facturada en régimen especial para cada subgrupo de dicho grupo. La estimación para 2006 de la media del precio final horario del mercado de producción es de 4,235 céntimos de euro/kWh.

La compensación prevista para los sistemas insulares y extrapeninsulares se determina de forma provisional, en tanto no se desarrolle la normativa que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en 285.338 miles de euros. No obstante, teniendo en cuenta la aplicación de dicho Real Decreto y su normativa de desarrollo se prevé una cuantía adicional, que se incluye en la tarifa como nueva normativa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, de 121.100 miles de euros.

Se actualizan los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera

verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incrementándose el 4,48%.

Vistos el informe de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de diciembre de 2005,

#### DISPONGO:

Artículo 1. *Revisión de la tarifa media o de referencia para 2006.*

1. La tarifa media o de referencia para 2006 se incrementa un 4,48% sobre la tarifa media o de referencia de 2005, fijando su valor para 2006 en 7,6588 céntimos de euro/kWh.

No obstante, el 1 de julio de 2006, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas de acuerdo con la metodología en vigor por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2005 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997 de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas con inclusión de los costes financieros que se devenguen.

2. Las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 4,68% sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2005 y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas en el año 2005, se aumentan en promedio global conjunto de todas ellas el 2,86% sobre las tarifas que entraron en vigor el día 1 de enero de 2005, en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005.

3. Los costes máximos reconocidos para el 2006 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 1.013.328 miles de euros, de los que 725.013 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S.A., 207.456 miles de euros a la actividad del transporte del resto de empresas peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y 80.859 miles de euros a las empresas insulares y extrapeninsulares.

4. Los costes reconocidos para el 2006 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 3.540.997 miles de euros, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación, alquiler de aparatos de medida, incluyendo 90.000 miles de euros como costes destinados a planes de mejora de calidad del servicio a los que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto, 174.900 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, 259.377 miles de euros corresponden al coste de distribución de las empresas insulares y extrapeninsulares salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre y 3.016.720 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares

sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Las cantidades asignadas a cada una de las empresas o agrupaciones de empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación, de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre es la establecida en el anexo VIII del presente Real Decreto.

5. Los costes reconocidos para el 2006 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 299.796 miles de euros, de los que 19.026 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y 280.770 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

6. La retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que a 31 de diciembre de 1997 estuvieran incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 10 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se estima para el 2006 en un importe máximo de 110.064 miles de euros de acuerdo con la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

7. La anualidad para 2006 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y revisiones de los costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, se fija en un máximo de 226.578 miles de euros.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas.

8. La revisión en 2006 de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2004, teniendo en cuenta la revisión fijada para ese año en el artículo 1.8 del Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, y de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2005, en aplicación del artículo 8, apartados 2 y 3, del Real Decreto 1432/2002, asciende a 109.607 miles de euros. De la aplicación de esta revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia del 0,6%.

9. Como consecuencia de las modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se produce un coste de 453.027 miles de euros, consecuencia de considerar el sobrecoste derivado de la generación del régimen especial que acude al mercado como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 436/2004, de 12 marzo, que asciende a 158.467 miles de euros, el sobrecoste de generación que se produce en concepto de compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares, que ascienden a 121.100 miles de euros y el coste derivado de la aplicación del Plan de Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 que asciende a 173.460 miles de euros. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 2,48%.

#### Artículo 2. *Revisión de tarifas y precios regulados.*

1. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas para la venta de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas es la que se establece en el Anexo I del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de los términos de potencia y energía. Asimismo en dicho Anexo se precisan las condiciones de aplicación de las tarifas de venta a los distribuidores

que no se encontraban sujetos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio.

El precio de los alquileres de los equipos de medida es el que se detalla en el Anexo II del presente Real Decreto y las cantidades a satisfacer por cuotas de extensión y acceso y derechos de enganche y verificación definidos en el Real Decreto 1955/2000, 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, para nuevas instalaciones, quedan fijados a la entrada en vigor del mismo en las cuantías que figuran en el Anexo III del presente Real Decreto.

2. La distribución de la evolución del promedio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución a que se refiere el artículo 1.1 del presente Real Decreto entre las distintas tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, es la que se fija en el Anexo VII del presente Real Decreto, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de sus términos de potencia y energía, activa y reactiva, en cada período tarifario.

El porcentaje de descuento a aplicar, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a los precios de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos, se fija en el 1,655%.

3. Los valores de las primas establecidas en el anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se establecen en el apartado 1 del anexo IV del presente Real Decreto.

Los precios de los términos de potencia y energía para aquellas instalaciones incluidas en la disposición transitoria primera del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo que estaban acogidas al régimen establecido en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables incrementándose el 4,48%, figuran en el apartado 2 del Anexo IV del presente Real Decreto.

4. Se cuantifican las pérdidas de transporte y distribución, homogéneas por cada tarifa de suministro y/o de acceso, para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre. Los coeficientes para el cálculo de dichas pérdidas se fijan en el Anexo V del presente Real Decreto.

#### Artículo 3. *Costes con destinos específicos.*

1. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen para el 2006 en los porcentajes siguientes:

#### Porcentajes para el 2006

	Porcentaje sobre tarifa
<b>Costes permanentes:</b>	
Compensación extrapeninsulares . . . . .	2,129
Operador del Sistema . . . . .	0,182
Operador del Mercado . . . . .	0,053
Tasa de la Comisión Nacional de Energía . . . . .	0,069

	Porcentaje sobre tarifa
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear . . . . .	1,724
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear . . .	0,210
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones . . . . .	0,078

2. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen para el 2006 en los porcentajes siguientes:

#### Porcentajes para el 2006

	Porcentaje sobre peajes
Costes permanentes:	
Compensación extrapeninsulares . . . . .	6,111
Operador del Sistema . . . . .	0,523
Operador del Mercado . . . . .	0,153
Tasa de la Comisión Nacional de Energía . . . .	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear . . . . .	1,724
2.ª parte del ciclo de combustible nuclear . . . .	0,601
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones . . . . .	0,223

El 1,724% de la cuota de la moratoria nuclear debe aplicarse igualmente sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores cualificados en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 6 del 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.

3. Exenciones sobre las cuotas a aplicar a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa y a la empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. para sus suministros a tarifa en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla:

a) Con carácter general las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa quedan exentas de hacer entrega de las cuotas expresadas como porcentaje de la factura en concepto de moratoria nuclear, según se establece en el apartado anterior.

b) Las empresas clasificadas en el Grupo 1, de acuerdo con la disposición adicional del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, quedan exentas de hacer entrega de las cuotas previstas en el apartado 1 del presente artículo.

c) Para las empresas clasificadas en el Grupo 2, de acuerdo con la disposición adicional primera del presente Real Decreto, la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía

podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el apartado 1 de este artículo.

d) Las restantes empresas distribuidoras que adquieran energía a tarifas ingresarán la totalidad de las cuotas a excepción de la establecida con carácter general en el apartado 3.a) del presente artículo.

e) La empresa ENDESA Distribución Eléctrica, S.L. por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla quedan exentas de ingresar la cuota correspondiente a su propia compensación por extrapeninsularidad.

#### Artículo 4. Planes de calidad de servicio.

De acuerdo con el artículo 48.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y su normativa de desarrollo, se incluye en la tarifa del año 2006, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 90.000 miles de euros con objeto de realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad del servicio en zonas donde se superen los índices de calidad establecidos para la actividad de distribución. 10.000 miles de euros se destinarán a planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurren líneas eléctricas de distribución.

La ejecución de esta partida deberá realizarse en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas, mediante Convenios de Colaboración que contemplen planes de mejora de calidad de servicio suscritos entre la Secretaría General de Energía, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y las Comunidades y Ciudades de Ceuta y Melilla que incluyan inversiones en instalaciones de distribución en las zonas citadas.

La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin. Dicha cuenta se irá liquidando a las empresas distribuidoras previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas una vez realizada la puesta en marcha de las instalaciones incluidas en los Convenios citados.

Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio con cargo a la tarifa de 2004, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 31 de enero de 2006, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2006.

#### Artículo 5. Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012: Plan de acción 2005-2007.

La cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2005-2007 aprobado el Acuerdo de Consejo de Ministros de 8 de julio de 2005 por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012» aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, no excederá para el año 2006 de 173.460 miles de euros. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo de acuerdo con el citado plan y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

La Comisión Nacional de Energía abrirá una cuenta en régimen de depósito a estos efectos y la comunicará mediante Circular publicada en el Boletín Oficial del Estado, donde irá ingresando en cada liquidación la parte que le corresponda a este fin.

## Artículo 6. Información.

1. Con objeto de poder dar cumplimiento a la información que requiere la Directiva 90/377/CEE sobre transparencia de precios aplicables a los consumidores industriales de gas y electricidad, las empresas distribuidoras de energía, así como los comercializadores o productores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que establece la Orden de 19 de mayo de 1995 sobre información de precios aplicables a los consumidores industriales finales de electricidad, así como cualquier otra información sobre precios, condiciones de venta aplicables a los consumidores finales, distribución de los consumidores y de los volúmenes correspondientes por categorías de consumo que se determine por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas que realizan actividades en el sector eléctrico información para el seguimiento del mercado, de las instalaciones de régimen especial, elaboración de la propuesta de tarifas, así como para la aprobación de las compensaciones por extrapensularidad, a las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa por la energía adquirida a instalaciones en régimen especial y la energía suministrada a consumidores acogidos a tarifas interrumpibles.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica remitirán mensualmente a cada Ayuntamiento un listado de la facturación de energía eléctrica a sus clientes, clasificado por tarifas eléctricas donde se haga constar para cada una de ellas los conceptos de facturación correspondientes a los suministros realizados en su término municipal y los correspondientes a los peajes por acceso a las redes de los suministros realizados en su término municipal.

## Artículo 7. Comprobaciones e inspecciones de la Comisión Nacional de Energía.

1. La Comisión Nacional de Energía, anualmente:

a) Efectuará la comprobación de las declaraciones de los ingresos realizados por las empresas distribuidoras que tengan obligación de entregar los porcentajes sobre la facturación que se establece en el artículo 3 del presente Real Decreto a los efectos de comprobar la recaudación de las mismas. Anualmente remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe sobre las declaraciones de las comprobaciones efectuadas de cada una de dichas empresas.

b) Comprobará las facturaciones correspondientes a cada una de las adquisiciones de energía procedente de las instalaciones acogidas al régimen especial realizadas por los distribuidores que no se encontraban acogidos al Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas las compensaciones establecidas en el apartado 4 del artículo 20 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

c) Comprobará cada una de las facturaciones de los suministros de energía acogidos al sistema de interrumpibilidad realizados por las empresas distribuidoras a que se refiere el párrafo b) anterior a los efectos de proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas la aprobación de las compensaciones a realizar a las mismas por dicho concepto, de acuerdo con el procedimiento establecido en la Orden de 7 de julio de 1992, por la que se regulan las compensaciones a realizar por OFICO por suministros interrumpibles que determinadas empresas efectúan y el Real Decreto 2017/1997 antes citado.

d) Comprobará las facturaciones realizadas por las empresas distribuidoras correspondientes a cada uno de

los suministros interrumpibles y de los acogidos a la tarifa horaria de potencia remitiendo las actas de inspección realizadas a la Dirección General de Política Energética y Minas, a los efectos de que esta última compruebe la aplicación de la normativa tarifaria vigente.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá inspeccionar a través de la Comisión Nacional de Energía, facturaciones correspondientes a los contratos de suministro a tarifa y a contratos de acceso a tarifa, así como las adquisiciones de energía a las instalaciones acogidas al régimen especial a los efectos de comprobar la adecuación a la normativa tarifaria vigente de las facturaciones realizadas y de la cesión de excedentes.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará un plan de inspecciones con carácter semestral a realizar sobre una muestra concreta de clientes de empresas distribuidoras y de instalaciones acogidas al régimen especial. La Comisión Nacional de Energía deberá presentar durante los primeros 15 días de cada semestre una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. La Comisión Nacional de Energía realizará la comprobación de los ingresos de otros distribuidores no incluidos en el apartado 1.a) del presente artículo a efectos de poder proceder a su clasificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. La Comisión Nacional de Energía remitirá los resultados de las inspecciones realizadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, acompañadas del acta correspondiente en la que se hagan constar los hechos observados.

En el caso de que se detectaran irregularidades en las facturaciones inspeccionadas, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la procedencia de las mismas y en su caso, determinará las cuantías que resulten de aplicar la normativa tarifaria vigente, dando traslado de las mismas a la Comisión Nacional de Energía a los efectos de que se incorporen en las liquidaciones correspondientes.

## Artículo 8. Precios de las actuaciones del Operador del Sistema.

Los precios máximos de actuaciones derivadas del Reglamento de puntos de medida y sus ITC, en puntos de medida tipo 1 y 2, a cobrar por el Operador del Sistema serán los que figuran en el Anexo VI del presente Real Decreto. El Operador del Sistema deberá presentar antes del mes de noviembre de cada año, los ingresos y gastos correspondientes a dichas actuaciones, desde el 1 de octubre del año anterior hasta el 30 de septiembre del año correspondiente, a la Dirección General de Política Energética y Minas quien lo remitirá para informe a la Comisión Nacional de Energía.

## Artículo 9. Precio de la primera verificación.

El precio máximo para la primera verificación del cumplimiento de la normativa técnica en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, será de 97,31 euros.

## Artículo 10. Precio medio previsto del mercado de producción correspondiente a las instalaciones en régimen ordinario pertenecientes a las sociedades con derecho al cobro de CTC.

A los efectos de lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, el precio medio

considerado es de 0,036061 euros/kWh. Este precio será asimismo de aplicación como tarifa base del servicio de estimación de medidas, indicado en el apartado 9 de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

Disposición adicional primera. *Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.*

Las empresas distribuidoras que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, a efectos de la entrega a la Comisión Nacional de Energía de las tasas a que se refiere el artículo 3 del presente Real Decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

1) Empresas cuya energía entrante en sus redes no sea superior a 15 millones de kWh en el ejercicio anterior. Estas empresas no tendrán obligación de hacer entrega a la Comisión Nacional de Energía de ninguna cantidad de las previstas como porcentajes de facturación en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

2) Empresas cuya energía entrante en sus redes totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior y tuvieran una distribución de carácter rural diseminado, superior al 10 por 100 de su distribución.

Se considerarán de carácter rural diseminado los núcleos de población siguientes:

a) Inferiores a 2.500 clientes con consumo en baja tensión, por contrato, inferior a la media nacional a tarifas.

b) Entre 2.500 y 4.999 clientes con consumo en baja tensión, por contrato, inferior al 90 por 100 de la media nacional a tarifas.

c) Entre 5.000 y 7.499 clientes con consumo en baja tensión, por contrato, inferior al 80 por 100 de la media nacional a tarifas.

En estos núcleos se contabilizará como energía distribuida con carácter rural diseminada exclusivamente la energía distribuida en baja tensión y los suministros en alta tensión con tarifa «R» de riegos.

En todo caso, no tendrá la consideración de rural diseminada la energía que se distribuya a industrias propias o clientes cuya potencia contratada sea igual o superior a 100 kW, excepto si en este último caso se hace a tarifa de riegos.

Si concurrieran varias empresas distribuidoras en un mismo núcleo de la población se imputaría a cada una de ellas el número de contratos propios.

Para las empresas del grupo 2) la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá autorizar un coeficiente reductor que afecte a los fondos a entregar a la Comisión Nacional de Energía expresados como porcentajes sobre la facturación regulados en el artículo 3.1 del presente Real Decreto.

Dicho coeficiente reductor se calculará de la forma siguiente:

1.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 15 y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0,1 B}{B}$$

Siendo A la energía en kWh distribuida en núcleos de población rural diseminado anteriormente definido y B el total de energía distribuida, en ambos casos sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados.

2.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado más de 30 y menos de 45 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

$$r = 1 - \frac{A - 0,1 B}{B} \times \frac{45.000 - C}{15.000}$$

Siendo A y B los mismos conceptos definidos anteriormente y C el sumatorio de la energía en MWh entrante en las redes del distribuidor medida en los puntos frontera correspondientes en el ejercicio anterior.

Estos coeficientes reductores se redondean a tres cifras decimales por defecto.

La autorización de dicho coeficiente reductor deberá solicitarse a la Dirección General de Política Energética y Minas. La reducción tendrá vigencia por dos años y podrá renovarse o revisarse al cabo de ellos, a solicitud de la empresa interesada.

Para el cómputo de los límites a que se refieren los apartados 1) y 2) anteriores, no se tendrán en cuenta los kWh cedidos y facturados a otro distribuidor en la misma tensión a que se reciben.

Dichos límites podrán ser modificados anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas tomando como referencia el incremento de la demanda del sistema peninsular.

3) Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2. Entregarán a la Comisión Nacional de Energía las cantidades detalladas en el artículo 3 del presente Real Decreto, con las salvedades que se establecen en el apartado 3 de dicho artículo.

A efectos de la aplicación de la tasa y cuotas se considerarán como ingresos procedentes de la facturación a sus clientes indicados en el artículo 20.3 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional segunda. *Carácter de los costes de compensación extrapeninsular.*

La cuantía de los costes de compensación extrapeninsulares que figuran en el artículo 3 del presente Real Decreto es provisional para 2006. Dicha cuantía se calculará de forma definitiva cuando se disponga del desarrollo normativo que establece el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Disposición adicional tercera. *Aplicación del sistema de interrumpibilidad.*

Se modifica el apartado 7.4.3.1 del Título I del Anexo I de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, que queda redactado de la siguiente forma:

«7.4.3.1. Tipos de interrumpibilidad.

1. Existirán cuatro tipos de interrupciones normales:

Tipo	Interrupción máxima	Preaviso mínimo
A	12 horas	16 horas
B	6 horas	6 horas
C	3 horas	1 hora
D	45 minutos	5 minutos

Además de la modalidad normal, las interrupciones tipo A y B tendrán la modalidad de aplicación flexible. La Dirección General de la Energía, podrá establecer un tipo de interrupción automática sin preaviso, incompatible con el D, disponiendo las condiciones para acogerse, los beneficios y los equipos de control necesarios.

2. Las interrumpibilidades tipo A y B tendrán dos modalidades de aplicación siendo potestad de Red Eléctrica de España, S.A. en cada momento ordenar a cada consumidor la aplicación de una u otra.

a) Interrumpibilidad tipo A:

1. Normal: Preaviso mínimo de 16 horas e interrupción máxima de 12 horas.

2. Flexible:

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 4 horas continuadas, decido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la  $P_{max}$  establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 4 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la  $P_{max}$  mas el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, siendo esta la diferencia entre la potencia contratada y la  $P_{max}$  correspondiente a cada período tarifario.

2.1.3 Resto de las 12 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 12 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite  $P_{max}$  no puede ser inferior a una hora.

b) Interrumpibilidad tipo B:

1. Normal: Preaviso mínimo de 6 horas e interrupción máxima de 6 horas.

2. Flexible:

2.1 Interrupción:

2.1.1 Un periodo máximo de 3 horas continuadas, decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la  $P_{max}$  establecida en el contrato de interrumpibilidad.

2.1.2 Otro periodo por un máximo de 3 horas continuadas decidido por Red Eléctrica de España, S.A., en el que la empresa limita su potencia a la  $P_{max}$  mas el 50% de la potencia ofertada en el periodo horario de que se trate, siendo esta la diferencia entre la potencia contratada y la  $P_{max}$  correspondiente a cada período tarifario.

2.1.3 Resto de las 6 horas, la empresa será libre de mantener la potencia que tenga contratada.

2.2 Preaviso: Red Eléctrica de España, S.A. explicará, con un preaviso mínimo de 2 horas, el perfil de las 6 horas de interrupción, aplicando los criterios anteriores, teniendo en cuenta que el preaviso mínimo para ordenar a una empresa el límite  $P_{max}$  no puede ser inferior a una hora.

3. Las interrupciones flexibles de tipo A y B computarán como 12 y 6 horas respectivamente y como una interrupción aunque se dividan en varios periodos.

4. Los consumidores acogidos a este sistema deberán aportar permanentemente información de la potencia activa y reactiva demandada en tiempo real y los programas de consumo previstos.»

Disposición adicional cuarta. *Procedimiento de autorización administrativa de determinados parámetros y tarifas.*

El procedimiento de autorización de modificaciones de parámetros a suministros acogidos a tarifa general con complemento de interrumpibilidad, el procedimiento de autorización de aplicación de la tarifa horaria de potencia así como el proceso de autorización para aplicación de periodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento tarifario por discriminación horaria para todos los tipos, se realizará de acuerdo con lo previsto en la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas.

Disposición adicional quinta. *Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor.*

1. No se aplicarán tarifas de acceso a los agentes externos y a otros sujetos para las exportaciones de energía eléctrica que realicen a través del sistema eléctrico nacional que tengan su destino en países miembros de la Unión Europea, cuando exista reciprocidad con dichos países.

2. Para la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados de acuerdo con el método establecido en el apartado 6 b) del Artículo 6 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, la potencia contratada en cada periodo tarifario i deberá ser mayor o igual que la diferencia entre la potencia máxima contratada que puede llegar a absorber de la red en el período tarifario i,  $PM_i$ , y la potencia instalada de la unidad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En estos casos, el período de facturación considerado para el cálculo del término de potencia de las tarifas de acceso a que hace referencia el párrafo 2 del apartado 6 b) del Artículo 6 del citado Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, cuando todas las potencias realmente demandadas y registradas en todos y cada uno de los periodos tarifarios sean inferiores o iguales a las potencias máximas  $PM_i$  que puede llegar a absorber de la red, tendrá carácter mensual, sin perjuicio del carácter anual establecido para el contrato, por lo que en aquellos meses en que no exista período tarifario i, la  $P_{di}$  de aplicación será igual al 85 por 100 de la citada potencia contratada en el mismo.

Disposición adicional sexta. *Cálculo de compensaciones a distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico por adquisiciones de energía en instalaciones en régimen especial.*

Para el cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 20 del 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, se entenderá en todos los casos, por el precio que correspondería a la energía eléctrica adquirida por el distribuidor a cada uno de los productores facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor, el precio neto, es decir, el resultante de deducir de la facturación bruta correspondiente, el importe de

los porcentajes sobre dicha facturación que deben entregar las empresas distribuidoras.

Disposición adicional séptima. *Precio unitario por garantía de potencia.*

Los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en el apartado 1 del punto 5.º de la parte dispositiva de la Orden de 17 de diciembre de 1998 aplicables de acuerdo con lo dispuesto en el citado punto dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios de la tarifa de acceso, toman los siguientes valores expresados en euros/kWh:

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de seis períodos:

Período 1	$X_1 = 0,007934.$
Período 2	$X_2 = 0,003662.$
Período 3	$X_3 = 0,002441.$
Período 4	$X_4 = 0,001831.$
Período 5	$X_5 = 0,001831.$
Período 6	$X_6 = 0,000000.$

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de alta tensión y tres períodos:

Período 1 (punta)	$X_1 = 0,007934.$
Período 2 (llano)	$X_2 = 0,004272.$
Período 3 (valle)	$X_3 = 0,000000.$

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifas de acceso de baja tensión y tres períodos:

Período 1 (punta)	$X_1 = 0,013247.$
Período 2 (llano)	$X_2 = 0,004272.$
Período 3 (valle)	$X_3 = 0,000000.$

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de acceso de dos períodos:

Período 1 (punta y llano)	$X_1 = 0,013222.$
Período 2 (valle)	$X_2 = 0.$

Energía adquirida por clientes acogidos a tarifa de un solo período:

Período 1 (punta, llano y valle)	$X_1 = 0,013222.$
----------------------------------	-------------------

Disposición adicional octava. *Destino de los fondos de la cuota de financiación del stock básico del uranio.*

Los eventuales fondos que pudieran seguir siendo ingresados por las empresas eléctricas, derivadas de la extinguida cuota de financiación del stock básico de uranio, serán traspasados en la correspondiente cuenta por compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones que se abonen a los distribuidores acogidos al Real Decreto 1538/1997, de 11 de diciembre.

Disposición adicional novena. *Ingresos liquidables procedentes de la facturación correspondiente a los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas.*

A partir del 1 de enero de 2006, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, se considerarán como ingresos liquidables procedentes de la facturación de los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas aquéllos que resulten de aplicar las tarifas y los peajes o tarifas de acceso por el uso de las redes autorizados por el Gobierno, sin que se puedan considerar otros distintos de los establecidos con carácter general en las normas sobre tarifas.

Disposición adicional décima. *Ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso.*

A los efectos previstos en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución, los planes de control de tensión que realicen las empresas distribuidoras para cumplir los requisitos de control de tensión exigidos a las mismas respecto a la red de transporte, deberán ser incluidos, en su caso, en los Planes de calidad a que hace referencia el artículo 4 del presente Real Decreto.

En consecuencia las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de facturación de energía reactiva que se regula en el apartado 2 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, citado estarán sujetas a partir del 1 de enero de 2005 al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional undécima. *Cambio de modalidad de contratación en baja tensión.*

Todo cambio de potencia contratada que derive únicamente de un proceso de normalización de tensión de 220V a 230V, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, siempre que no suponga una modificación de la intensidad, no dará lugar a cargo alguno en concepto de cuota de acceso, actualización del depósito de garantía ni a la presentación de un nuevo boletín de instalador. En estos casos, los términos de potencia de las tarifas de acceso a las redes y de las tarifas de suministro deberán multiplicarse por el factor 0,956522.

Disposición adicional decimosegunda. *Actualización del valor unitario específico por central a aplicar por ENRESA para la financiación de los costes correspondientes a la gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado.*

En aplicación de lo establecido en la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, modificada por el Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, se actualizan los valores unitarios a aplicar y facturar por ENRESA a los titulares de las centrales nucleares durante el año 2006, que quedarán como sigue:

José Cabrera: 0,248 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Santa M.ª de Garoña: 0,252 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Almaraz I: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Ascó I: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Almaraz II: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Cofrentes: 0,235 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Ascó II: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Vandellós II: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.

Trillo: 0,214 céntimos de euro/ kWh bruto generado.



Disposición adicional decimotercera. *Revisión para el año 2006 de los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de las tasas reguladas en la Ley la Ley 24/2005, de 18 de noviembre.*

En virtud de lo establecido en el último párrafo del apartado 17 del artículo octavo «Creación de la entidad pública empresarial ENRESA de gestión de residuos radiactivos» de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de Reformas para el Impulso a la productividad, se revisan para el año 2006 los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de las tasas reguladas en esta Ley, que quedan como sigue:

Se revisan los tipos de gravamen, aplicados, respectivamente, a tarifas eléctricas y a peajes de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 3 de la Disposición Adicional Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la

mejora de la contratación, fijando sus valores en 0,210% y 0,601% respectivamente.

Se revisa la tarifa fija unitaria, para la determinación de la cuota correspondiente a las centrales nucleares de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 4 de la Disposición Adicional Sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación, fijando su valor en 0,216 cts.€/kWh brutos generados, manteniéndose los coeficientes correctores aplicables.

Se revisa el tipo de gravamen de la tasa por la prestación de servicios de gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles, incluido el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de los mismos fijando su valor para 2006 en 1.781,07 €/Tm.

Se revisan los tipos de gravamen de la tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos generados en otras instalaciones fijando sus valores para 2006 en el cuadro siguiente:

Tipo residuo	Descripción		Tipo gravámen (€/unidad)
<b>SÓLIDOS</b>			
S01	Residuos sólidos compactables (bolsas de 25 litros)		96,61
S02	Residuos no compactables (bolsas de 25 litros)		96,61
S03	Cadáveres de animales. Residuos biológicos (bolsas de 25 litros)		249,74
S04	Agujas hipodérmicas en contenedores rígidos (bolsas de 25 litros)		96,61
S05	<i>Sólidos especiales</i>		
	S051	Residuos con Ir-192 como componente activo (bolsas de 25 litros)	96,61
	S052	Sales de Uranio ó Torio (bolsas de 25 litros)	180,61
<b>MIXTOS</b>			
M01	Residuos mixtos compuestos por líquidos orgánicos más viales (contenedores de 25 litros)		207,99
M02	Placas y similares con líquidos o geles (bolsas de 25 litros)		96,61
<b>LÍQUIDOS</b>			
L01	Residuos líquidos orgánicos (contenedores de 25 litros)		211,71
L02	Residuos líquidos acuosos (contenedores de 25 litros)		180,05
<b>FUENTES</b>			
F01	Fuentes encapsuladas cuya actividad no sobrepase los límites establecidos por el ADR para bultos del Tipo A y el conjunto de la fuente con su contenedor de origen o con el equipo en que va instalada no supere los 20 litros:		
	F011	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo inferior o igual al del Co-60	285,99
	F012	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137 incluido éste.	285,99
	F013	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137	285,99
F02	Fuentes encapsulada cuya actividad no sobrepase los límites establecidos por el ADR para bultos del Tipo A y el conjunto de la fuente con su contenedor de origen o con el equipo en que va instalada sea superior a 20 l. e inferior o igual a 80 l.		
	F021	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo inferior o igual al del Co-60	531,13
	F022	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137, incluido éste.	531,13
	F023	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137	531,13

Disposición adicional decimocuarta. *Informe del Operador del Sistema.*

Antes del 1 de mayo de 2006 el Operador del Sistema presentará a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe en que se detallen las zonas con posibles restricciones técnicas y el volumen de potencia interrumpible recomendable para aumentar la fiabilidad del suministro en dichas zonas.

Disposición adicional decimoquinta. *Informe de la Comisión Nacional de Energía sobre el sector doméstico.*

Antes del 1 de mayo de 2006 la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe donde se establezca un plan de implantación de contadores horarios que permitan discriminar el consumo en diferentes periodos horarios en el sector doméstico así como el coste asociado a los mismos en función de la curva de carga de este tipo de consumidores, con objeto de posibilitar a estos consumidores un uso racional de la energía eléctrica.

**Disposición adicional decimosexta. Recargos y bonificaciones del complemento por energía reactiva.**

Se modifica el apartado 7.2.5 del Título I del Anexo I de la orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, que queda redactado de la siguiente forma:

**«7.2.5. Recargos y bonificaciones.**

El valor porcentual,  $K_r$ , a aplicar a la facturación básica se determinará según la fórmula que a continuación se indica.

Para  $1 \leq \cos \varphi < 0,95$ :

$$Kr(\%) = \frac{37,026}{\cos^2 \varphi} - 41,026$$

Para  $0,95 \leq \cos \varphi \leq 0,90$

$$Kr(\%) = 0$$

Para  $\cos \varphi < 0,90$

$$Kr(\%) = \frac{29,16}{\cos^2 \varphi} - 36, \text{ con un máximo de } 50,7\% \text{ de recargo.}$$

Cuando dé un resultado negativo se aplicará una bonificación en porcentaje igual al valor absoluto del mismo.

La aplicación de estas fórmulas dan los resultados siguientes para los valores de  $\cos \varphi$  que a continuación se indican. Los valores intermedios deben obtenerse de la misma fórmula y no por interpolación lineal

Cos $\varphi$	Recargo %	Descuento %
1,00	—	4,0
0,97	—	1,7
0,95	—	0,0
0,90	0,0	0,0
0,85	4,4	—
0,80	9,6	—
0,75	15,8	—
0,70	23,5	—
0,65	33,0	—
0,60	45,0	—
0,58	50,7	—

**No se aplicarán recargos superiores al 50,7 por 100 ni descuentos superiores al 4 por 100.»**

Disposición adicional decimoséptima. *Nueva redacción del párrafo segundo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sobre comunicación de previsiones de producción e imputación del coste de desvíos.*

Se modifica del párrafo segundo de la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, quedando redactado en los siguientes términos:

«A las instalaciones incluidas en el resto de grupos del artículo 2 de este real decreto y en el resto de grupos del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, de potencia instalada superior a 10 MW, no les será de aplicación lo dispuesto en los artículos 19.4 y 31 hasta el 1 de enero de 2007.»

Disposición transitoria primera. *Aplicación a clientes de contratos adicionales y de la tarifa horaria de potencia y del complemento por interrumpibilidad.*

1. Los consumidores acogidos a tarifas generales de alta tensión con aplicación del complemento de interrumpibilidad, podrán suscribir contratos adicionales en el mercado por aquella parte del suministro que no tuvieran cubierto por su contrato de suministro a tarifa hasta el 1 de noviembre de 2006.

Los contratos de tarifas de acceso de aplicación a estos contratos de energía adicional deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Informe sobre las posibilidades de acceso y características de la acometida de la empresa distribuidora a la que esté conectado el consumidor, así como la duración del contrato y los parámetros de contrato, que deberá ser remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas para su conocimiento.

b) Serán de duración no inferior al mes.

c) Sólo serán de aplicación a la energía adicional que consuma el cliente una vez descontada la correspondiente a su consumo del contrato de suministro a tarifa. A estos efectos se considerará como energía consumida en el contrato de suministro a tarifa en cada período horario, como mínimo, la energía media que haya consumido el cliente cualificado en los tres últimos años a través del suministro a tarifa.

En estos contratos los precios del término de potencia de tarifa de acceso correspondiente a su nivel de tensión se aumentarán en un 10 por 100 para los meses en que se reciba la energía. La facturación mensual del término básico de potencia de las tarifas generales de alta tensión se calculará de acuerdo con lo establecido para las facturaciones mensuales en el último párrafo del punto 1.1 del apartado 1 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

2. La tarifa horaria de potencia será incompatible con contratos de suministro adicional regulados en el apartado anterior.

3. El complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión y la tarifa horaria de potencia sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicha tarifa antes del 31 de diciembre de 1999. Las condiciones y precios de aplicación de estos contratos serán los establecidos en los Títulos I y II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995,

con las modificaciones establecidas en el apartado 2 del Anexo I del presente Real Decreto.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, para industrias de nueva creación a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto, y para los consumidores que estuvieran acogidos a esta tarifa antes del 31 de diciembre de 1999, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la aplicación de dichas tarifas con aplicación del complemento por interrumpibilidad en las condiciones generales establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995, previo informe del Operador del Sistema en el que se valore la aportación a la garantía del sistema, y siempre que cumplan los requisitos para quedar acogidos a las mismas.

4. Los clientes que con anterioridad al 1 de noviembre de 2005 tengan contrato de suministro interrumpible, de acuerdo con lo establecido en el apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas, y están acogidos a los descuentos por interrumpibilidad tipos A y B deberán haber procedido a la modificación o sustitución de sus sistemas de medida y comunicaciones, adecuándolos a las especificaciones establecidas en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de julio de 2004 por la que se aprueba el nuevo sistema de comunicación, ejecución y control de la interrumpibilidad antes del 1 de enero de 2006, excepto las salvedades que se establecen para los sistemas insulares y extrapeninsulares en la citada Resolución.

A estos efectos las modificaciones o sustituciones del equipo deberán haber sido verificadas por Red Eléctrica de España, S.A., quien emitirá el correspondiente informe. Este informe deberá ser remitido por el cliente a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 15 de enero de 2006. La no presentación del informe en el plazo indicado podrá suponer, salvo causas justificadas, la rescisión por parte del consumidor del contrato de interrumpibilidad o sus prórrogas.

5. Los clientes que al amparo de lo establecido en el apartado 4 de la disposición transitoria única del Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, o que en la temporada eléctrica 2004/2005 no hubieran estado acogidos a este sistema y que, al amparo de lo establecido en los apartados 1 y 2 de la citada disposición transitoria única del Real Decreto 2392/2004, hubieran sido autorizados a aplicar una tarifa acogida al complemento por interrumpibilidad y no hubieran podido hacer uso de dicha autorización por no disponer de los equipos de medida en las condiciones requeridas para este sistema, podrán acogerse a dicha tarifa a partir de la fecha en que el Operador del Sistema verifique el equipo y siempre que dicha verificación se produzca antes del 31 de enero de 2006. En estos casos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá las condiciones particulares de adaptación del sistema de interrumpibilidad en la temporada eléctrica 2005/2006.

*Disposición transitoria segunda. Aplicación de las cuotas destinadas al Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.*

Los porcentajes establecidos en el artículo 3 del presente Real Decreto relativos al Fondo para la financia-

ción de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos así como los valores unitarios a que se refiere la disposición adicional duodécima, serán de aplicación hasta que se produzca la entrada en vigor de las tasas establecidas en el artículo 8 de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refieren los apartados 3 y 4 de la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, modificada por el artículo vigésimo quinto del Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación, fecha a partir de la cual serán de aplicación dichas tasas, y por tanto, a partir de esta fecha dejarán de aplicarse los porcentajes establecidos en el artículo 3 del presente real decreto relativos al Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos.

*Disposición transitoria tercera. Aplicación de la tarifa de acceso de conexiones internacionales, 6.5.*

De acuerdo con lo previsto en el apartado 4 del artículo 7 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, a partir del 1 de julio de 2006, la tarifa de acceso de conexiones internacionales 6.5 solo será de aplicación a las exportaciones de energía en los términos previstos en el presente real decreto.

*Disposición derogatoria única. Derogación normativa.*

Se deroga el Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005, así como cualquiera otra disposición de igual o menor rango que se oponga a lo dispuesto en el presente Real Decreto.

*Disposición final primera. Facultad de desarrollo.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente real decreto. Asimismo se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el sistema de pagos de garantía de potencia y los coeficientes establecidos en la disposición adicional séptima.

*Disposición final segunda. Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2006.

Dado en Madrid, el 23 de diciembre de 2005.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,  
JOSÉ MONTILLA AGUILERA

## ANEXO I

## 1. Relación de tarifas básicas con los precios de sus términos de potencia y energía.

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA
	Tp: €/ kW mes	Te: €/ kWh
<b>BAJA TENSIÓN</b>		
1.0 Potencia hasta 770 W	0,277110	0,062287
2.0 General, potencia no superior a 15 kW (1)	1,526588	0,086726
3.0 General	1,494345	0,087479
4.0 General de larga utilización	2,386986	0,079941
B.0 Alumbrado público	0,000000	0,076656
R.0 De riegos agrícolas	0,350846	0,081422
<b>ALTA TENSIÓN</b>		
<b>Tarifas generales:</b>		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 Kv	2,080892	0,069673
1.2 General mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV.	1,967873	0,065419
1.3 General mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV.	1,901391	0,063491
1.4 Mayor de 145 kV	1,848206	0,061362
<b>Media utilización:</b>		
2.1 No superior a 36 kV	4,281454	0,063557
2.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,048766	0,059502
2.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,915801	0,057773
2.4 Mayor de 145 kV	3,816077	0,055912
<b>Larga utilización:</b>		
3.1 No superior a 36 kV	11,368455	0,051192
3.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	10,630503	0,048199
3.3 Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	10,304740	0,046340
3.4 Mayor de 145 kV	9,992273	0,045075
<b>Tarifas T. De Tracción:</b>		
T.1 No superior a 36 kV	0,651711	0,072885
T.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,598510	0,068562
T.3 Mayor de 72,5 kV	0,585212	0,066435
<b>Tarifas R. De Riegos Agrícolas:</b>		
R.1. No superior a 36 kV	0,532010	0,072952
R.2 Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	0,505407	0,068696
R.3 Mayor de 72,5 Kv	0,478809	0,066369
<b>Tarifa G.4 de grandes consumidores</b>		
	10,726640	0,011837
<b>Tarifa venta a distribuidores (D)</b>		
D.1: No superior a 36 kV	2,363942	0,049998
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,231449	0,047697
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,175662	0,046023
D.4: Mayor de 145 kV	2,105930	0,044768

- (1) 1. A esta tarifa cuando se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) no se aplicarán los recargos o descuentos establecidos en el punto 7.4.1 (Tipo 0) del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, sino que se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los períodos horarios:
- Energía consumida día (punta y llano): 0,089094 €/kWh de término de energía
  - Energía consumida noche (valle): 0,040402 €/kWh de término de energía.
2. A esta tarifa cuando no se aplique el complemento por discriminación horaria nocturna (Tipo 0) y el consumo de un bimestre sea superior a 1.300 kWh, se aplicará a la energía consumida por encima de dicha cuantía un recargo de 0,013 €/kWh en exceso consumido. Para ello la facturación debe corresponder a lecturas reales de contador.

## 2. PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LA TARIFA HORARIA DE POTENCIA

Los precios de los términos de potencia,  $t_{pi}$ , y de los términos de energía  $t_{ei}$  en cada período horario para los clientes acogidos a esta tarifa, serán los siguientes afectados de coeficientes de recargo o descuento que se detallan más adelante:

### PRECIOS

Períodos		1	2	3	4	5	6	7
TP	Euros/kW y año	33,323741	22,211392	19,039289	13,326837	13,326837	13,326837	10,247831
Te	Euros/kWh	0,186536	0,069295	0,064772	0,057922	0,038039	0,024739	0,019485

Los recargos o descuentos aplicables a los precios anteriores serán, en función de la tensión de suministro, los siguientes:

TENSION KV	RECARGO	DESCUENTO
$T \leq 36$	3,09%	
$36 < T \leq 72,5$	1,00%	
$72,5 < T \leq 145$	0,00%	0,00%
$T > 145$		12,00%

Estos precios en euros se redondearán a seis decimales para los términos de potencia y energía.

A los efectos de aplicación de esta tarifa los 23 días tipo A del período 1 a fijar por Red Eléctrica de España S.A. se podrán establecer en cada año eléctrico, no pudiendo en un mismo mes fijar más de 12 días, y los días tipo A que se definen en el apartado tercero, apartado 3.1 del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 podrán ser todos los días del año eléctrico excepto sábados domingos y festivos.

El precio de los excesos computados de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en el punto 4.3 del Título II, del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, por la que se establecen tarifas eléctricas, se fija en 0,040140 €/kVarh.

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el párrafo 4.1.2. del apartado cuarto del Título II del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, fijada para el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 806 que viene expresado en pesetas/KW es de 4,8441 expresado en euros por kW.

## 3. CONDICIONES DE APLICACIÓN DEL COMPLEMENTO POR INTERRUMPIBILIDAD REGULADO EN EL PUNTO 7.4 DEL TÍTULO I DEL ANEXO I DE LA ORDEN DE 12 DE ENERO DE 1995 APLICABLE A LAS TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION

El término variable del descuento DI, que figura en el segundo sumando de la fórmula establecida en el párrafo a) del apartado 7.4 del Título I del Anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995 será nulo, es decir  $(\sum P_j/P_f)$  será siempre 0 con independencia de las interrupciones solicitadas y cumplidas por el consumidor en cada temporada eléctrica.

## 4. CONDICIONES DE APLICACIÓN DE LAS TARIFAS DE VENTA A LOS DISTRIBUIDORES QUE NO SE ENCONTRABAN SUJETOS AL REAL DECRETO 1538/1987, DE 11 DE DICIEMBRE.

1. Las empresas distribuidoras que vinieran operando con anterioridad al 1 de enero de 1997, y a las que no les fuera de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, excepto GESA I y UNELCO I, podrán adquirir su energía:

a) A tarifa D, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, por la parte de su consumo que no exceda del realizado en el ejercicio económico anterior descontados los incrementos del año anterior que hayan sobrepasado los límites fijados para el mismo e incrementado en el porcentaje correspondiente a los aumentos vegetativos, que a estos efectos se fijan:

1.º Para las empresas clasificadas en el Grupo I, en el 10%.

2.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 2 en el 10%.

3.º Para las empresas clasificadas en el Grupo 3 en el 7%.

Estos límites serán considerados a año vencido, por lo que, en todo caso, deberán adquirir, como sujetos cualificados, ya sea directamente en el mercado organizado de producción como agentes del mercado o bien a través de una empresa comercializadora, la cuantía resultante de la energía que en el ejercicio anterior haya excedido de los límites del crecimiento que se hayan establecido para el mismo.

No obstante, podrá autorizarse por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del órgano competente de la Comunidad Autónoma y de la Comisión Nacional de Energía, un aumento superior a los límites establecidos, en atención a las particularidades de cada caso.

Estos límites de crecimiento vegetativo no se aplicarán a las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ceuta, Melilla, Baleares y Canarias hasta que no se establezca un precio de referencia para los sujetos cualificados en dichos sistemas.

b) Al precio del mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

c) A la tarifa general correspondiente a su nivel de conexión.

2. El resto de empresas distribuidoras adquirirán su energía en el mercado organizado de producción como sujetos cualificados.

## ANEXO II

El precio medio de los alquileres de los contadores considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento son los siguientes:

	2006
	Euros /mes
a) Contadores simple tarifa:	
Energía Activa	
Monofásicos:	
Tarifa 1.0	0,47
Resto	0,54
Trifásicos o doble monofásicos	1,53
Energía Reactiva	
Monofásicos:	0,72
Trifásicos o doble monofásicos	1,71
b) Contadores discriminación horaria:	
Monofásicos (doble tarifa)	1,11
Trifásicos o doble monofásicos (doble tarifa)	2,22
Trifásicos o doble monofásicos (triple tarifa)	2,79
Contactador	0,15
Servicio de reloj de conmutador	0,91
c) Interruptor de control de potencia por polo	0,03

Para el resto de aparatos y equipos auxiliares de medida y control, el canon de alquiler se determinará aplicando una tasa del 1,125 por 100 mensual al precio medio de los mismos considerando no solo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento, siendo este porcentaje aplicable igualmente a los equipos de medida para consumidores cualificados y otros agentes del mercado.

## ANEXO III

**Cantidades a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación.**

Sus valores quedan fijados en las cuantías siguientes:

a) Cuotas de extensión, en €/kW solicitado, fijadas en función de la tensión de la red de suministro, serán las siguientes:

**1.º Alta Tensión:**

Potencia solicitada  $\leq$  250 kW:

Tensión	Cuota de extensión €/kW solicitado
$V \leq 36$ kV	14,646836
$36$ kV $< V \leq 72,5$ kV	14,297315
$72,5$ kV $< V$	15,220574

**2.º Baja Tensión:**



Potencia solicitada  $\leq 50$  kW

Cuota de extensión = 16,189996 €/kW solicitado

b) Cuotas de acceso, en €/kW contratado:

- **Alta Tensión:**

Tensión	Cuota de acceso €/kW contratado
$V \leq 36$ kV	15,833882
$36 \text{ Kv} < V \leq 72,5$ kV	13,723577
$72,5 \text{ kV} < V$	9,971191

- **Baja Tensión**

Cuota de acceso: 18,359653 €/kW contratado

c) Derechos de enganche:

1.º **Baja Tensión:** 8,428031 €.

2.º **Alta tensión:**

Tensión	Derechos de enganche €/Consumidor
$V \leq 36$ kV	74,071704
$36 \text{ Kv} < V \leq 72,5$ kV	248,754246
$72,5 \text{ kV} < V$	349,003810

d) Derechos de verificación:

1.º **Baja Tensión:** 7,465426 €/consumidor.

2.º **Alta Tensión:**

Tensión	Derechos de verificación €/Consumidor
$V \leq 36$ kV	51,130470
$36 \text{ Kv} < V \leq 72,5$ kV	79,356849
$72,5 \text{ kV} < V$	117,402967

## ANEXO IV

1. Las primas establecidas en el Anexo VI del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial son las siguientes:

GRUPO	SUBGRUPO	POTENCIA MW	Euros /kWH
a	a.1	$P \leq 10$	0,024349
	a.2	$P \leq 10$	0,024462
	a.1 derivados líquidos del petróleo	$P \leq 10$	0,044481
	a.2 fuel-oil	$P \leq 10$	0,044481
b	b.2		0,026548
	b.3		0,026579
	b.4		0,026579
	b.6		0,026579
	b.7		0,025649
c		$P \leq 10$	0,019064
Artículo 31 (*)			0,005157
d	d.1		0,044481
	d.2		0,029031
	d.3		0,019745

- (\*) Instalaciones que a la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, estuvieran acogidas al artículo 31 del Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.

2. Los precios de los términos de potencia y energía entregada por instalaciones de producción en régimen especial acogidas a la disposición transitoria primera del real decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, son los siguientes:

Tipo de Instalación	Potencia Instalada (MVA)	TP	Te
		€/kW y mes	€/kWh
Grupo a	$P \leq 50$	1,938910	0,064499
Grupo b	$P \leq 50$	3,989933	0,058673
Grupos c, d y e	$P \leq 15$	10,485940	0,047480
	$15 < P \leq 30$	10,162790	0,045759
	$30 < P \leq 50$	9,852829	0,044434
Grupo d (que utilizan derivados líquidos del petróleo)	$P \leq 15$	11,742486	0,053169
	$15 < P \leq 30$	11,380613	0,051242
	$30 < P \leq 100$	11,033508	0,049759
Grupo f	$P \leq 50$	1,938910	0,064500

## ANEXO V

**COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA TRASPASAR LA ENERGÍA  
SUMINISTRADA A LOS CONSUMIDORES A TARIFA Y CUALIFICADOS  
EN SUS CONTADORES A ENERGÍA SUMINISTRADA EN BARRAS DE CENTRAL**

TARIFA DE SUMINISTRO Y/O ACCESO	% pérdidas por tarifas
Tarifa 1.0	14,04
Tarifa 2.0	13,95
Tarifa B.0	13,36
Tarifa 3.0	14,00
Tarifa 4.0	13,99
Tarifa R.0	13,36
Tarifa 1.1	5,97
Tarifa 2.1	5,84
Tarifa 3.1	5,73
Tarifa R.1	5,73
Tarifa T.1	5,98
Tarifa D.1	6,01
Tarifa 1.2	4,50
Tarifa 2.2	4,48
Tarifa 3.2	4,44
Tarifa R.2	4,40
Tarifa T.2	4,70
Tarifa D.2	4,60
Tarifa 1.3	3,06
Tarifa 2.3	3,04
Tarifa 3.3	3,00
Tarifa R.3	2,85
Tarifa T.3	3,21
Tarifa D.3	3,12
Tarifa 1.4	1,53
Tarifa 2.4	1,51
Tarifa 3.4	1,50
Tarifa D.4	1,62
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 36 kV y ≤ 72,5 kV	4,55
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > 72,5 kV y ≤ 145 kV	3,08
Tarifa G.4 Nivel de Tensión > de 145 Kv	1,57

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS DE BAJA TENSIÓN REGULADOS EN EL REAL DECRETO 1164/2001			
TARIFA DE ACCESO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3
2.0A	13,9		
2.0NA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

<b>COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO A TARIFA HORARIA DE POTENCIA Y CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN</b>						
<b>Tensión de Suministro</b>	<b>Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)</b>					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	6,8	6,6	6,5	6,3	6,3	5,4
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	4,9	4,7	4,6	4,4	4,4	3,8
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	2,7
Mayor de 145 kV	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,4

Los períodos horarios a que se refiere este cuadro son los regulados para las tarifas generales de acceso para alta tensión. Para su aplicación a los contratos de suministro a tarifa horaria de potencia, corresponderán los períodos 1 y 2 de dicha tarifa con el 1 de este cuadro, el 3 con el 2 y así sucesivamente de forma correlativa.

<b>COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA OTROS CONTRATOS DE SUMINISTRO O ACCESO</b>	
<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>%</b>
<b>BT</b>	13,81
<b>MT (1 &gt; kV ≥ 36)</b>	5,93
<b>AT (36 &gt; kV ≥ 72,5)</b>	4,14
<b>AT (72,5 &gt; kV ≥ 145)</b>	2,87
<b>MAT (145 &gt; kV)</b>	1,52

## ANEXO VI

**PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA POR ACTUACIONES DERIVADAS DEL  
REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA Y SUS ITC**

**1. Lecturas locales, verificaciones e inspecciones.**

	<b>PRECIO</b>
<b>CONCEPTO</b>	<b>€</b>
Desplazamiento a un punto de medida para la realización de cualquier intervención en el mismo incluyendo lectura visual, lectura local con TPL, desprecintado o precintado o conjunto total o parcial de las anteriores.	329,73
<b>Suplementos:</b>	
Realización de la verificación de contador-registrador y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	263,78
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	32,97
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	98,92
Realización de la inspección de instalación y actualización de inventarios en el concentrador correspondiente.	98,92
Verificación de transformador monofásico de tensión o intensidad, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	98,92
Realización de la parametrización de contador-registrador.	65,95
Realización de la carga de claves para firma electrónica en el concentrador correspondiente.	65,95

**Certificaciones.**

CONCEPTO	PRECIO
	€
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1h<período≤7 días).	32,97
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (7 días<período≤ 1 mes).	65,95
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1mes<período≤6meses).	131,90
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (6meses<período≤1año).	197,84
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1 año<período≤3años).	659,50
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (3años<período≤6años).	1055,17

**2. Pruebas de validación de protocolos.**

Análisis y prueba de que los equipos cumplen los protocolos establecidos por el Operador del Sistema entre el concentrador principal y registradores o concentradores secundarios (red troncal): Estos costes se facturarán por las horas realmente dedicadas a un coste de 95,626516 Euros/hora, con un coste mínimo de 1.318,98 Euros, y se acompañarán cuando hayan superado las pruebas de un certificado de validación del protocolo, que servirá para su aceptación en todo el sistema de medidas.

**ANEXO VII**

**PRECIOS DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y TÉRMINOS DE ENERGÍA , ACTIVA Y REACTIVA, DE LAS TARIFAS DE ACCESO DEFINIDAS EN EL REAL DECRETO 1164/2001, DE 26 DE DICIEMBRE, POR EL QUE SE ESTABLECEN TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**1. PRECIOS GENERALES****1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:**

- Tarifa 2.0A: Tp: 18,391756 €/kW y año  
Te: 0,027241 €/kWh

- Tarifa 2.0NA:  
Tp: 17,013310 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,036597	0,023871

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,914377	12,967889	2,814336
Te: €/kWh	0,019299	0,017623	0,013943

2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,723787	10,313110	2,364914
Te: €/kWh	0,012052	0,011336	0,010033

**TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:**

**TÉRMINOS DE POTENCIA  
€/KW y año**

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,791826	5,401580	3,956247	3,956247	3,956247	1,802416
6.2	8,926773	4,466614	3,272504	3,272504	3,272504	1,491024
6.3	8,190944	4,098699	3,001409	3,001409	3,001409	1,368385
6.4	7,455114	3,730784	2,730315	2,730315	2,730315	1,245746
6.5	0,749953	0,749953	0,341495	0,341495	0,341495	0,341495

**TÉRMINOS DE ENERGÍA  
€/KWh**

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,018478	0,017288	0,015416	0,010146	0,006631	0,005157
6.2	0,015297	0,014329	0,012780	0,008391	0,005487	0,004260
6.3	0,014071	0,013103	0,011748	0,007681	0,005035	0,003937
6.4	0,012780	0,011940	0,010651	0,007036	0,004583	0,003551
6.5	0,001942	0,001942	0,001006	0,001006	0,001006	0,001006

3º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):

cos $\Phi$	Euro/kVArh
cos $\Phi$ < 0,95 y hasta cos $\Phi$ = 0,90	0,000010
cos $\Phi$ < 0,90 y hasta cos $\Phi$ = 0,85	0,012673
cos $\Phi$ < 0,85 y hasta cos $\Phi$ = 0,80	0,025346
cos $\Phi$ < 0,80	0,038019

## 2. PRECIOS ESPECÍFICOS DE APLICACIÓN A LAS ADQUISICIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTES DE CONTRATOS BILATERALES REALIZADOS POR LOS CONSUMIDORES CUALIFICADOS DIRECTAMENTE O A TRAVÉS DE COMERCIALIZADORES CON PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA

### 1º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de baja tensión:

- Tarifa 2.0A: Tp: 18,087372 €/kW y año  
Te: 0,026790 €/kWh

- Tarifa 2.0NA:  
Tp: 16,731740 €/kW y año

	Período 1	Período 2
Te: €/kWh	0,035991	0,023476

- Tarifa 3.0A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	21,551694	12,753270	2,767759
Te: €/kWh	0,018980	0,017331	0,013712

### 2º.- Precios de los términos de potencia y energía activa de las tarifas de acceso de alta tensión:

- Tarifa 3.1A:

	Período tarifario 1	Período tarifario 2	Período tarifario 3
Tp: €/kW y año	16,447008	10,142428	2,325775
Te: €/kWh	0,011853	0,011148	0,009867

## TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:

### TÉRMINOS DE POTENCIA €/KW y año

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	10,613221	5,312184	3,890771	3,890771	3,890771	1,772586
6.2	8,779035	4,392692	3,218344	3,218344	3,218344	1,466348
6.3	8,055384	4,030866	2,951736	2,951736	2,951736	1,345738
6.4	7,331732	3,669040	2,685128	2,685128	2,685128	1,225129
6.5	0,737541	0,737541	0,335843	0,335843	0,335843	0,335843



**TÉRMINOS DE ENERGÍA**  
**€/KWh**

Tarifa	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
<b>6.1</b>	0,018172	0,017002	0,015161	0,009978	0,006521	0,005072
<b>6.2</b>	0,015044	0,014092	0,012568	0,008252	0,005396	0,004189
<b>6.3</b>	0,013838	0,012886	0,011554	0,007554	0,004952	0,003872
<b>6.4</b>	0,012568	0,011742	0,010475	0,006920	0,004507	0,003492
<b>6.5</b>	0,001910	0,001910	0,000989	0,000989	0,000989	0,000989

**4º.- Término de facturación de energía reactiva (Artículo 9.3 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre):**

<b>cos <math>\Phi</math></b>	<b>Euro/kVArh</b>
cos $\Phi$ < 0,95 y hasta cos $\Phi$ = 0,90	0,000010
cos $\Phi$ < 0,90 y hasta cos $\Phi$ = 0,85	0,012463
cos $\Phi$ < 0,85 y hasta cos $\Phi$ = 0,80	0,024927
cos $\Phi$ < 0,80	0,037390

**3.- PRECIOS DE LOS EXCESOS DE POTENCIA**

En la fórmula de la facturación de los excesos de potencia establecida en el punto b).3 del apartado 1.2. del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, fijada para las tarifas 6. en el caso en que la potencia demandada sobrepase en cualquier período horario la potencia contratada en el mismo, el valor que figura de 234 que viene expresado en pesetas/KW es de 1,4064 expresado en euros por kW.

**ANEXO VIII**

**RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN (AÑO 2006 POR EMPRESAS O AGRUPACIONES DE EMPRESAS PENINSULARES)**

	<b>Miles de Euros</b>
<b>Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.</b>	1.112.428
<b>Unión Fenosa Distribución, S.A.</b>	509.574
<b>Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.</b>	96.062
<b>Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.</b>	90.223
<b>Endesa</b>	1.208.194
<b>FEVASA</b>	130
<b>SOLANAR</b>	109
<b>TOTAL</b>	3.016.720