

La justificación se ajustará a lo señalado en el artículo 30 de la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

Artículo 6. Régimen jurídico aplicable.

Las subvenciones reguladas en este Real Decreto se registrarán, además de por lo establecido en este Real Decreto, por lo previsto en la ley 38/2003, de 17 de noviembre, salvo en lo que afecte a los principios de publicidad y concurrencia, así como por lo establecido en las demás normas de derecho administrativo que resulten de aplicación.

Disposición final primera. Habilitación para el desarrollo reglamentario.

Se faculta al Ministro de Trabajo y Asuntos Sociales para adoptar las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución de este Real Decreto.

Disposición final segunda. Entrada en vigor.

El presente Real Decreto entrará en vigor el día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el 29 de diciembre de 2006.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Trabajo y Asuntos Sociales,
JESÚS CALDERA SÁNCHEZ-CAPITÁN

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

22961 REAL DECRETO 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007.

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 perci-

bir 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 resulte 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.

De acuerdo con el citado artículo se aprobó 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.

Posteriormente, el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se aprueban determinadas medidas en el sector energético, introduce una nueva disposición adicional vigésima primera en la Ley 54/1997, por el que se faculta al Gobierno para que en aplicación de la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia fije los límites máximos anuales al incremento de tarifas, así como los costes a considerar.

Además, en la disposición transitoria segunda del citado Real Decreto Ley se establece que la revisión de la tarifa media o de referencia que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas establecidas en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, hasta que se produzca la revisión del régimen retributivo de las instalaciones de régimen especial.

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 revisan las tarifas para la venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas para el año 2007. Asimismo se revisa la cuantía destinada a partir de 1 de enero de 2007 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.

Para mejorar la competitividad, los servicios y la calidad del suministro eléctrico que reciben los ciudadanos y las empresas, se incrementa la retribución de la distribución en 500 millones de euros a la vez que se mejoran los objetivos de calidad exigidos en la prestación del servicio.

No obstante, se contempla la posibilidad de que el Gobierno a partir del 1 de julio de 2007 proceda a efectuar revisiones trimestrales de las tarifas con el objetivo de ir adaptando las tarifas a los precios del mercado.

Se mantienen los precios de los alquileres de los equipos de medida y control. Se actualizan los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación así como 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, con la media de la variación anual del índice de precios al consumo resultante en el periodo noviembre 2005-octubre 2006 de 2,5 %.

La compensación prevista para los sistemas insulares y extrapeninsulares se determina de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y en su normativa de desarrollo.

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 29 de diciembre de 2006,

DISPONGO:

Artículo 1. *Revisión de los costes y tarifas a partir de 1 de enero de 2007.*

1. Se revisan las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, teniendo en cuenta los costes previstos para dicho año.

A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto, efectuará modificaciones de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica, 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 2006 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. Los costes máximos reconocidos para el 2007 destinados a la retribución de la actividad de transporte ascienden a 1.089.773 miles de euros, de los que 928.469 miles de euros corresponden a la retribución de la actividad de transporte de Red Eléctrica de España, S. A., 64.697 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 96.607 miles de euros a las empresas insulares y extrapeninsulares.

3. Los costes reconocidos para el 2007 destinados a la retribución de la distribución ascienden a 4.299.766 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, 176.760 miles de euros como costes destinados al plan de acción 2005-2007 al que hace referencia el artículo 5 del presente Real Decreto, 178.530 miles de euros corresponden a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, 283.382 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 3.571.093 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 VII del presente Real Decreto.

4. Los costes reconocidos para el 2007 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 306.019 miles de euros, de los que 19.421 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/97, de 27 de noviembre, y 286.598 miles de euros corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

5. La anualidad para 2007 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 231.456 miles de euros.

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

6. La cantidad que en 2007 resulta necesaria para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, valor actual neto que ha de calcularse a 31 de diciembre de 2006 actualizando el importe de dicho déficit a 31 de diciembre de 2005 mediante la aplicación al mismo del EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones de noviembre de 2006, de conformidad con lo previsto en la disposición adicional primera del Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, se establece como un porcentaje específico a aplicar sobre las tarifas de suministro y sobre las tarifas de acceso. La cantidad recaudada será distribuida entre las empresas en los importes realmente aportados por cada una de ellas establecidos en el apartado I.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.

7. La anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006, se fija en 173.122 miles de euros. Esta cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación el 1 de abril de 2007, cuando se proceda a efectuar una nueva revisión de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas. Esta cantidad será distribuida entre las empresas en los importes realmente aportados por cada una de ellas.

8. La anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos derivado de las revisiones de los costes de generación insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005, se fija en 80.653 miles de euros. Esta cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación el 1 de abril de 2007, cuando se proceda a efectuar una nueva revisión de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

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

9. De acuerdo con lo establecido en el apartado 1. de la disposición adicional vigésima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se prevé provisionalmente para el cálculo de las tarifas de 2007 un coste de 25.000 miles de euros, en concepto de plan de viabilidad para Elcogás, S.A. Esta cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación una vez aprobado por el Gobierno el Plan de Viabilidad correspondiente.

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas. 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 previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas una vez una vez aprobado por el Gobierno el Plan de Viabilidad correspondiente.

10. Se reconoce *ex ante* la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de marzo de 2007 que asciende a 750.000 miles de euros.

Asimismo, en los Reales Decretos por los que se modifiquen las tarifas eléctricas durante el año 2007, se reconocerá *ex ante* un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, en cuyo cálculo se tendrá en cuenta el déficit o superávit de trimestres anteriores.

El déficit reconocido entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de marzo de 2007, así como los déficit *ex ante* que pudieran reconocerse para los tres restantes trimestres de 2007 hasta un importe de cinco veces el determinado en el párrafo anterior, se financiará con los ingresos que se obtengan mediante la cesión de los derechos de cobro correspondientes a dichos déficit, que consistirán en el derecho a percibir un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución. La cesión, que tendrá por objeto financiar el déficit que se reconozca *ex ante* durante el año 2007, se realizará mediante un procedimiento de subasta. La entidad o entidades cesionarias podrán ceder a su vez dichos derechos de cobro a terceros notificándolo previamente a la Comisión Nacional de Energía y a la Secretaría General de Energía.

El porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución destinado al pago de los derechos correspondientes a los déficit reconocidos *ex ante* durante el año 2007 se establecerá mediante Real Decreto y se revisará con carácter anual.

El valor de los porcentajes a que se hace referencia en el párrafo anterior será el que corresponda a la cuota que resulte para recuperar linealmente durante un período de 15 años las cantidades aportadas. Dicha cuota se calculará anualmente utilizando como tipo de interés el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre inmediatamente anterior al año durante el que haya de aplicarse, incrementado en el diferencial que corresponda a los derechos de cobro según el resultado del procedimiento de subasta. Las cuotas que hayan de aplicarse durante el año 2007 se calcularán de acuerdo con el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre de 2006, incrementado en el diferencial que corresponda a los derechos de cobro según el resultado del procedimiento de subasta.

El importe pendiente de pago a 31 de diciembre de cada año se calculará mediante la actualización del saldo pendiente correspondiente a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre inmediatamente anterior al año durante en el que haya de aplicarse el porcentaje correspondiente, incrementado en el diferencial que corresponda a los derechos de cobro según el resultado del procedimiento de subasta, y deduciendo los pagos correspondientes al año en curso. En todo caso, la deducción de los pagos correspondientes a los periodos en curso a efectos de la actualización comprenderá únicamente los efectivamente realizados durante los mismos. El saldo pendiente a 31 de diciembre de 2007 se calculará capitalizando las cantidades aportadas por la cesión de derechos de cobro de acuerdo con el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre de 2007, incrementado en el diferencial que corresponda a los derechos de cobro según el resultado del procedimiento de subasta, y deduciendo los pagos correspondientes al año 2007.

Se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y al Ministerio de Economía y Hacienda a regular mediante Orden Ministerial conjunta las características de los derechos y cobro y el procedimiento de subastas para su cesión.

11. De acuerdo con lo establecido en el apartado 2. de la disposición adicional vigésima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se prevé un incentivo provisional de 79.800 miles de euros para incentivar el consumo de carbón autóctono. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio aprobará este incentivo y tendrá efectos a partir del 1 de enero de 2007.

A los efectos de su liquidación y cobro, este coste se considerará un ingreso de las actividades reguladas.

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 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.

Sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda de este Real Decreto y de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se aprueban determinadas medidas en el sector energético, se mantienen los precios, las primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial establecidos en el Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.

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 VI 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.

3. 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 a los consumidores en el mercado 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 IV 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 a partir del 1 de enero de 2007 en los porcentajes siguientes:

	% Sobre Tarifa
Costes permanentes:	
Compensación insulares y extrapeninsulares	5,374
Operador del Sistema	0,156
Operador del Mercado	0,046
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,069
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	0,020
Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos	0,228
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,065
Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005	1,549

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 a partir de 1 de enero de 2007 en los porcentajes siguientes:

	% Sobre Tarifa
Costes permanentes:	
Compensación insulares y extrapeninsulares .	21,087
Operador del Sistema	0,614
Operador del Mercado	0,180
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	0,201
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	0,020
Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos	0,893
Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones	0,256
Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005	6,078

El 0,02 % 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 2007, 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.

Dentro de esta partida y 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.

Asimismo, de esta partida de 90.000 miles de euros, 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 2005, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 31 de marzo de 2007, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2007.

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 2007 de 176.760 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 extrapeninsularidad, 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 correspondien-

tes 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 V 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 y de la tarifa base del servicio de estimación de medidas.*

1. 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 99,74 €.

2. El precio medio 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 es de 0,04 €/ kWh.

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 diseminado 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 hasta 30 millones de kWh. El coeficiente reductor se calculará según la siguiente fórmula:

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

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:

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

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 y liquidación de los costes de compensación insular y extrapeninsular 2007.*

1. La cuantía de los costes de compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares para 2007 que figuran en el artículo 3 del presente Real Decreto destinada al sobrecoste de la generación en régimen ordinario sometida al despacho económico de estos sistemas es provisional. Dicha cuantía se calculará de forma definitiva cuando se dicte la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas que la determine.

2. Los transportistas y distribuidores liquidarán ante la Comisión Nacional de Energía sus ingresos y costes igual que los transportistas y distribuidores del sistema peninsular de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, sin asignar, en su caso, la diferencia positiva de sus ingresos netos menos los costes de adquisición de energía de los distribuidores y sus costes de las actividades reguladas directamente a los generadores en régimen ordinario de estos sistemas en concepto de sobrecoste de generación.

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 del Operador del Sistema 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, decidido por el Operador del Sistema, 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 el Operador del Sistema, en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} más 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 periodo tarifario.

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

2.2 Preaviso:

El Operador del Sistema explicitará, 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 el Operador del Sistema, 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 el Operador del Sistema, en el que la empresa limita su potencia a la P_{max} más 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 periodo tarifario.

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

2.2 Preaviso:

El Operador del Sistema explicitará, 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. *Modificación de las Tarifa 1.0, 2.0, 2.0.N y 3.0.*

1. Se sustituyen las tarifas 1.0 y 2.0 con discriminación horaria nocturna reguladas en el apartado 3.1.2 de la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen las tarifas eléctricas, por las siguientes modalidades, en función de la potencia contratada:

- 1.0: Menor de 1 kW.
- 2.0.1: Mayor de 1 kW y no superior a 2,5 kW.
- 2.0.2: Mayor de de 2,5 kW y no superior a 5 kW.
- 2.0.3: Mayor de 5 kW y no superior a 10 kW.
- 3.0.1: Mayor de 10 kW y no superior a 15 kW.

2. A estas tarifas sólo les es de aplicación el complemento por energía reactiva si se midiera un coseno de φ inferior a 0,8 en las condiciones fijadas en el punto 7.2.2. de la Orden de 12 de enero de 1995 pero no le son de aplicación el complemento por discriminación horaria tipos 0, 1, 2, 3, 4 y 5, el complemento por estacionalidad ni el complemento por interrumpibilidad.

3. Opcionalmente, los consumidores acogidos a estas tarifas que dispongan del equipo de medida, podrán aplicar un complemento por discriminación horaria que diferencia dos periodos tarifarios al día.

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle.

Los precios aplicables al término energía en cada periodo son los que se fijan en el anexo I.

La duración de cada periodo será la que se detalla a continuación:

Periodos horarios	Duración
Punta	10 horas/día
Valle	14 horas/día

Se considerarán como horas punta y valle en todas las zonas las siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21	0-11 21-24	12-22	0-12 22-24

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

4. La tarifa de baja tensión 3.0 pasa a denominarse 3.0.2. Las tarifas de baja tensión 3.0.2 y 4.0 sólo se aplicarán a consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.

Disposición adicional quinta. *Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones e importaciones 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.

Excepcionalmente se podrán aplicar tarifas de acceso a las operaciones de importación de energía al sistema eléctrico nacional, cuando los respectivos países apliquen cargos específicos a las exportaciones hacia el sistema español.

Se habilita a la Secretaría General de Energía a la determinación de la estructura de las tarifas de importación y a la modificación de la estructura de las tarifas de exportación, así como al establecimiento de los valores de las mismas.

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 períodos 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)	$X_1 = 0,013427$
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. *Ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva de las tarifas de acceso.*

Las facturaciones correspondientes a la aplicación del término de facturación de energía reactiva que se regula en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, citado estarán sujetas al proceso de liquidaciones establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición adicional novena. *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 décima. *Nueva redacción del párrafo cuarto del apartado 1 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

Se modifica párrafo cuarto del apartado 1 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, quedando redactado en los siguientes términos:

«Los distribuidores de energía eléctrica presentarán ofertas de adquisición de energía por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes a tarifa no cubierta mediante sistemas de contratación bilateral con entrega física. Estas ofertas de adquisición de energía eléctrica deberán incluir la cantidad de energía demandada, la identificación del agente y el período de programación a que se refiere la oferta, al precio máximo fijado en las Reglas del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.»

Disposición adicional undécima. *Modificación Real Decreto 809/2006, de 30 de junio.*

Se modifica la cuantía del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, que figura en la Disposición adicional primera del Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, que queda fijado en 3.830.447 miles de euros.

Disposición adicional duodécima. *Mandatos a la Comisión Nacional de Energía.*

1. Antes del 1 de junio de 2007 la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria Turismo y Comercio:

Una propuesta de revisión de los mecanismos de asignación y los procedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia, de forma que se asegure un adecuado margen de cobertura de la demanda, se incentive la disponibilidad de las centrales y permita dar señales a la inversión.

Una propuesta de norma que proporcione señales a los productores para adecuar la localización geográfica eficiente de las instalaciones de generación, donde se incorporen incentivos o desincentivos zonales para las nuevas unidades de producción de energía eléctrica, teniendo en cuenta las pérdidas.

Una propuesta de norma donde se establezcan los criterios para determinar en qué casos la extensión de las redes se considera una extensión natural de la red de distribución o se trata de una línea directa o una acometida. Adicionalmente se incluirá en la norma una propuesta en la que se revise el régimen económico de los derechos por acometidas, incluyendo los límites a establecer en función de la potencia que se solicite y de la ubicación del suministro, de forma que se asegure la recuperación de las inversiones en que incurran las empresas distribuidoras y la revisión del régimen económico de las demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de los usuarios.

Un estudio acerca de los activos de transporte de energía eléctrica, detallando la fecha de puesta en marcha de las instalaciones, sus valores contables brutos y netos junto con la vida útil residual. A estos efectos las empresas transportistas deberán facilitar a la Comisión Nacional de Energía la información que requiera para ello.

2. La Comisión Nacional de Energía antes del 30 de junio de 2007 propondrá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para cada uno de los distribuidores a los que es de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el coste acreditado de distribución inicial correspondiente. Este coste será el margen resultante de la facturación neta de las ventas de energía eléctrica a los consumidores a tarifa de estos distribuidores, menos la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a tarifa, menos las adquisiciones de energía al régimen especial, más, en su caso, la facturación neta por tarifas de acceso de estos distribuidores a sus clientes cualificados y las compensaciones que reciban por suministros a clientes interrumpibles, por adquisiciones de energía a instalaciones acogidas al régimen especial y por pérdida de ingresos de sus consumidores cualificados que se pasan al mercado actualizado al año correspondiente en que se fije.

La cuantía así determinada que apruebe el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio será el coste acreditado de distribución inicial de estos distribuidores que se reconocerá en el sistema retributivo general de la actividad de distribución.

A estos efectos todos los distribuidores deberán enviar antes del 30 de marzo de 2007 el detalle de los datos relacionados en el apartado anterior correspondiente a los años 2005 y 2006 a la Comisión Nacional de Energía.

Posteriormente, la Comisión Nacional de Energía propondrá la revisión del coste acreditado de distribución inicial correspondiente a cada uno, teniendo en cuenta la información contable de estas empresas, a cuyos efectos podrá dictar una circular donde se detalle la información requerida.

Para ello, la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio las propuestas de revisión del coste acreditado de distribución inicial correspondiente, calculadas tal como se indica en el párrafo anterior, con el siguiente calendario:

Antes del 1 de octubre de 2007 las correspondientes a los distribuidores con más de 50.000 clientes conectados a sus redes.

Antes del 1 de mayo de 2008 las correspondientes al resto de los distribuidores.

3. En el marco de la estructura organizativa actual, la Comisión Nacional de Energía pondrá en marcha las actuaciones necesarias para reforzar la función de supervisión de los mercados de energía eléctrica. A estos efectos antes del 30 de marzo de 2007 remitirá a la Secretaría General de Energía, un plan en el que se indicarán los recursos para dicha función.

Disposición adicional decimotercera. *Informes del Operador de Mercado y del Operador del Sistema sobre el mercado de producción.*

El Operador de Mercado y el Operador del Sistema elaborarán mensualmente sendos informes sobre el comportamiento de los agentes y los precios de los mercados que gestionan. Estos informes los remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes de que finalice el mes siguiente al que se refiere el informe.

Disposición adicional decimocuarta. *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 $1 \geq \cos \varphi > 0,95$:

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

– Para $0,95 \geq \cos \varphi \geq 0,90$

$$K_r(\%) = 0$$

– Para $\cos \varphi < 0,90$

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

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 φ	Recargo %	Descuento %
1,00	–	4,0
0,97	–	1,7
0,95	–	0,0
0,90	0,0	0,0

Cos φ	Recargo %	Descuento %
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 decimoquinta. *Limitaciones por zonas territoriales a la capacidad de conexión de instalaciones de generación.*

El gestor de la red de transporte, atendiendo a criterios de seguridad de suministro, podrá establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión a las instalaciones de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, previa comunicación a la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Disposición adicional decimosexta. *Revisión para el año 2007 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 2007 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 0,228% y 0,893% 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 0,228 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 2007 en 2.227 €/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 2007 en el cuadro siguiente:

Tipo residuo	Descripción	Tipo gravamen (€/unid)	
SOLIDOS			
S01	Residuos sólidos compactables (bolsas de 25 litros)	99,70	
S02	Residuos no compactables (bolsas de 25 litros)	99,70	
S03	Cadáveres de animales. Residuos biológicos (bolsas de 25 litros)	257,73	
S04	Agujas hipodérmicas en contenedores rígidos (bolsas de 25 litros)	99,70	
Sólidos especiales			
S05	S051 Residuos con Ir-192 como componente activo (bolsas de 25 litros)	99,70	
	S052 Sales de Uranio ó Torio (bolsas de 25 litros)	186,39	
MIXTOS			
M01	Residuos mixtos compuestos por líquidos orgánicos más viales (contenedores de 25 litros)	214,65	
M02	Placas y similares con líquidos o geles (bolsas de 25 litros)	99,70	
LIQUIDOS			
L01	Residuos líquidos orgánicos (contenedores de 25 litros)	218,48	
L02	Residuos líquidos acuosos (contenedores de 25 litros)	185,81	
FUENTES			
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	295,14
	F012	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137 incluido éste.	295,14
	F013	Las fuentes F01 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137	295,14
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	548,12
	F022	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo comprendido entre el del Co-60 y el del Cs-137, incluido éste.	548,12
	F023	Las fuentes F02 con elementos de semiperíodo superior al del Cs-137	548,12

Disposición adicional decimoséptima. *Gestión de los contratos suscritos por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a que se refiere el apartado tercero de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.*

Los contratos suscritos por «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima», a que se refiere el apartado tercero de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, serán gestionados por la citada sociedad.

La energía que tenga su origen en los mencionados contratos, podrá negociarse utilizando cualesquiera de las modalidades de contratación de la energía eléctrica previstas en la legislación vigente y serán gestionados de forma que se optimice la diferencia entre los ingresos y los costes de dicho contratos.

Será objeto de liquidación de estos contratos en el proceso establecido 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, la diferencia entre los ingresos percibidos y los siguientes costes: los costes fijos del contrato, los costes variables y el coste derivados de la utilización de la capacidad de interconexión.

Disposición adicional decimooctava. *Límites del cumplimiento de la calidad.*

Se modifican los límites establecidos en los artículos Artículo 104.2 de la calidad de suministro individual y en el Artículo 106.3 de la calidad de suministro zonal del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comerciali-

zación, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, estableciéndose sus valores en el anexo VIII.

Disposición adicional decimonovena. Zonas de regulación.

El tamaño mínimo de las zonas de regulación que prestan el servicio de regulación secundaria queda establecido en 300 MW de potencia instalada. El operador del sistema dispondrá de un plazo de tres meses a partir de la entrada en vigor de este Real Decreto para realizar los ajustes necesarios para adaptarse a lo dispuesto en este apartado.

No obstante lo anterior, el Operador del Sistema antes de 31 de mayo de 2007 remitirá a la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio una propuesta de revisión completa del sistema de regulación secundaria.

Disposición adicional vigésima. Emisiones primarias de energía.

Antes del 1 de julio de 2007, los Operadores Dominantes a los que se refiere la presente disposición adicional, realizarán una emisión primaria de energía conforme lo establecido en la disposición adicional décimo sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Las emisiones primarias se sujetarán a las siguientes condiciones:

1. Las emisiones consistirán en opciones de compra de energía hasta una potencia horaria determinada, ejercitables a lo largo de un período de entrega o ejercicio prefijado. La energía se entregará a un precio de ejercicio conocido expresado en € (euros) por MWh (megavatio hora) medidos en barras de central. En caso de períodos de ejercicio superiores al año, el precio de ejercicio podrá indicarse al coste de los combustibles (crudo, fueles, carbón, gas natural) y de los derechos de emisión de CO₂.

2. Las opciones de compra se asignarán entre los sujetos del mercado que las demanden mediante un proceso de subasta competitiva y transparente, según las primas que ofrezcan. El período de entrega o de ejercicio de las opciones estará comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2009, ambos días inclusive.

3. La potencia máxima ofertada en cada subasta se dividirá en opciones de base, ejercitables en cualesquiera de las horas de todos los días, laborables y festivos incluidos en el período de ejercicio y opciones de punta, ejercitables en cualesquiera de las horas punta de los días que no sean festivos nacionales o sus vísperas.

4. La potencia obligatoria a ofertar a lo largo de cinco subastas, incluyendo los productos de base y punta, se distribuirá según la tabla siguiente

Subasta	Plazo de entrega	Potencia subastada	Comienzo del periodo de entrega
Subasta n.º 1	Trimestre.	150 MW	1 de julio de 2007.
	Semestre.	150 MW	1 de julio de 2007.
	Año.	100 MW	1 de julio de 2007.
Subasta n.º 2	Trimestre.	200 MW	1 de octubre de 2007.
	Semestre.	175 MW	1 de octubre de 2007.
	Año.	175 MW	1 de octubre de 2007.
Subasta n.º 3	Trimestre.	400 MW	1 de enero de 2008.
	Semestre.	350 MW	1 de enero de 2008.
	Año.	400 MW	1 de enero de 2008.

Subasta	Plazo de entrega	Potencia subastada	Comienzo del periodo de entrega
Subasta n.º 4	Trimestre.	300 MW	1 de abril de 2008.
	Semestre.	275 MW	1 de abril de 2008.
	Año.	400 MW	1 de abril de 2008.
Subasta n.º 5	Trimestre.	150 MW	1 de julio de 2008.
	Semestre.	200 MW	1 de julio de 2008.
	Año.	400 MW	1 de julio de 2008.

5. En las citadas subastas, participarán como oferentes los Operadores Dominantes en las proporciones que se recogen en la tabla siguiente aplicadas a la potencia máxima a ofertar:

Operador dominante	Cuota de participación
Endesa	50 %
Iberdrola	50 %

Estos mismos Operadores podrán solicitar a la Secretaría General de Energía que su oferta sea mayor que la obligatoria, siempre que los productos a subastar sean idénticos a los obligatorios y las normas y procedimientos de la subasta los mismos. Por otra parte, cualquier otro generador del mercado de producción de energía eléctrica podrá participar en las subastas previa autorización de la Secretaría General de Energía

Podrán ser demandantes en las subastas todos los sujetos del mercado de producción que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos para cada subasta. No obstante, no podrán ser demandantes los sujetos del mercado pertenecientes a los grupos empresariales considerados, en cada momento, como Operadores Principales en el sector eléctrico por Resolución de la Comisión Nacional de la Energía, excepto Viesgo Generación, S.L.

6. Las subastas serán gestionadas por una entidad independiente propuesta conjuntamente por los Operadores Dominantes que sean oferentes.

7. Antes del 31 de marzo de 2007, los Operadores Dominantes a los que se refiere la presente Disposición Adicional, podrán presentar una propuesta con las características específicas de los productos, las normas particulares de la subasta, las cantidades voluntarias a incluir, en su caso, en la oferta y la entidad independiente para actuar como gestora de las subastas.

8. Al menos un mes antes de cada subasta, la Secretaría General de la Energía previo informe de la Comisión Nacional de Energía, mediante Resolución, hará públicas las características de las opciones de compra de energía, la potencia a subastar si se solicitara una potencia mayor que la obligatoria, la definición exacta, el precio de ejercicio y el volumen de cada producto, las condiciones, normas y fecha de las subastas, así como la entidad independiente encargada de su gestión.

9. La Comisión Nacional de la Energía supervisará que el procedimiento de las subastas se realice de forma competitiva, transparente y conforme a la normativa vigente y elaborará un informe al respecto.

Antes de que el Gobierno apruebe la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2008, se valorarán los resultados de estas emisiones primarias de energía y se determinarán, en su caso, una eventual ampliación de las mismas a partir de julio de 2008.

Disposición adicional vigésima primera. *Modificaciones 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.*

1. Se modifica el apartado 1 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, que queda redactado de la forma siguiente:

«1. Tarifa 2.0A: tarifa simple para baja tensión.– Se podrá aplicar a cualquier suministro en baja tensión, con potencia contratada no superior a 15 kW.

A esta tarifa sólo le es de aplicación la facturación de energía reactiva si se midiera un consumo de energía reactiva durante el período de facturación superior al 50 por 100 de la energía activa consumida durante el mismo, en las condiciones fijadas en el artículo 9.3.

Los suministros acogidos a esta tarifa podrán optar por la modalidad de tarifa de acceso con discriminación horaria (2.0.DHA).

En esta modalidad se aplican precios diferenciados para la energía consumida en las horas punta (período 1) de la consumida en las horas valle (período 2).

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle.»

2. Se modifica el apartado 1 del artículo 8 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, que queda redactado de la forma siguiente:

«1. Modalidad de dos períodos: tarifa de acceso en baja tensión 2.0.DHA. Será de aplicación a la tarifa 2.0A para baja tensión cuando se haya contratado esta modalidad de consumo y se disponga del equipo de medida adecuado para ello.

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos horarios	Duración
Punta	10 horas/día
Valle	14 horas/día

Se considerarán como horas punta y horas valle en todas las zonas en horario de invierno y horario de verano las siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21	0-11 21-24	12-22	0-12 22-24

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.»

Disposición adicional vigésima segunda. *Plan de instalación de equipos de medida.*

Antes del 1 de julio de 2007, la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energé-

tica y Minas un informe donde se establezca un plan para la sustitución a nivel nacional de contadores que permitan la discriminación horaria de las medidas y la telegestión en todos los suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW.

En el mencionado plan se recogerán los criterios para la sustitución de dichos equipos de medida, así como el número de equipos a instalar anualmente, entendido como un porcentaje del total del parque nacional de contadores correspondientes a este tipo de suministros.

Disposición adicional vigésima tercera. *Realización de la prueba de funcionamiento para el cálculo de la potencia neta instalada.*

1. Las empresas titulares de grupos térmicos e hidráulicos con derecho al cobro de garantía de potencia que se encuentren inscritos de forma definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica que no hayan realizado la prueba de funcionamiento para el cálculo de la potencia neta instalada que establece el apartado 3 del punto cuarto de la Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, deberán proceder a la realización de dicha prueba de funcionamiento en el plazo máximo de tres meses a contar desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

Dicha obligación no será de aplicación para los grupos térmicos que consuman directamente fuelóleo o gas natural en caldera, que tengan previsto su cierre en un periodo inferior a dos años desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, siempre que dicho cierre se haya solicitado ante la Administración competente.

2. Las empresas titulares de aquellos grupos térmicos e hidráulicos con derecho al cobro de garantía de potencia que a la entrada en vigor del presente Real Decreto no estén inscritos definitivamente en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica y que no hayan realizado la prueba de funcionamiento para el cálculo de la potencia neta instalada, que establece el apartado 3 del punto cuarto de la Orden de 17 de diciembre de 1998 citada en el apartado anterior, deberán realizar la mencionada prueba de funcionamiento en el plazo máximo de seis meses a contar desde la inscripción definitiva en el Registro de la citada instalación.

3. Para aquellos grupos hidráulicos que por su ubicación geográfica no dispongan del caudal y salto adecuados para la realización de la citada prueba de funcionamiento, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la ampliación del plazo para su realización previa justificación de estas circunstancias.

Asimismo, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar la ampliación de los plazos previstos en los apartados anteriores por causas debidamente justificadas.

4. Si transcurridos los plazos citados en los apartados anteriores no se hubiera realizado la prueba de funcionamiento correspondiente o no se hubieran comunicado los resultados de la misma a la Dirección General de Política Energética y Minas en un plazo máximo de veinte días desde su realización, los titulares de los grupos térmicos e hidráulicos afectados perderán su derecho al cobro de garantía de potencia desde el día siguiente al de la finalización del plazo.

Disposición adicional vigésima cuarta. *Precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación.*

De acuerdo con lo previsto en el apartado 5 del artículo 1 del Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial, durante el año 2007, el precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación descrito en el apartado 1 del citado artículo será el precio de casación del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica más el precio medio de adquisición de los distribuidores en concepto de los servicios de ajuste, de desvíos y garantía de potencia correspondiente a dicha energía para cada periodo de programación.

Disposición adicional vigésima quinta. *Cambio de modalidad de contratación.*

Los consumidores en baja tensión que hayan optado por contratar su energía eléctrica en el mercado libre no podrán volver a contratar su energía a tarifa hasta que hayan transcurrido, como mínimo, doce meses. Los consumidores en alta tensión que hayan optado por contratar su energía eléctrica en el mercado libre no podrán volver a contratar su energía a tarifa.

Los consumidores que hayan optado por contratar su energía eléctrica a tarifa podrán cambiar a la modalidad de contratación en el mercado libre en cualquier momento, siempre que se cumplan los requisitos mínimos que requiere el cambio.

Disposición adicional vigésima sexta. *Ampliación del plazo de aplicación de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

Se amplía el plazo de aplicación establecido en el párrafo 2 de la disposición transitoria segunda 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 en régimen especial, hasta la entrada en vigor de la norma por la que se modifique el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Vencido el periodo transitorio, aquellas instalaciones que aún permanezcan en él, migrarán automáticamente a la categoría, grupo y subgrupo que les corresponda de dicha nueva norma, en función de la tecnología y combustible utilizado, manteniendo su inscripción.

Disposición adicional vigésima séptima. *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 2007, que quedarán como sigue:

Santa María de Garoña: 0,267 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Almaraz I: 0,226 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Ascó I: 0,226 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Almaraz II: 0,226 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Cofrentes: 0,249 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Ascó II: 0,226 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Vandellós II: 0,226 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Trillo: 0,226 céntimos de Euro/kWh bruto generado.

Disposición transitoria primera. *Desaparición de las complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión y de la tarifa horaria de potencia.*

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 a la entrada en vigor del presente Real Decreto. 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.

El procedimiento de autorización de modificaciones de parámetros a suministros acogidos a estas tarifas y el procedimiento de autorización de aplicación de la tarifa horaria de potencia, se realizará de acuerdo con lo previsto en la Orden de 12 de enero de 1995 por la que se establecen tarifas eléctricas.

En cualquier caso, tanto el complemento por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión como la tarifa horaria de potencia desaparecerán el 1 de julio de 2008.

Disposición transitoria segunda. *Incentivo para las instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada definidas en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

Hasta que se desarrolle el régimen retributivo de las instalaciones de régimen especial, conforme lo establecido en el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, se modifica la cuantía del incentivo para las instalaciones del subgrupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada definidas en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, quedando establecido en 1,9147 Cent. €/kWh durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y en 1,5318 Cent. €/kWh a partir de entonces.

Disposición transitoria tercera. *Adecuación de los equipos de medida de los clientes acogidos a la tarifa de alumbrado público.*

1. Con el fin de posibilitar la adaptación de los equipos de medida de aquellos clientes acogidos a la tarifa específica B.0 de alumbrado público a los requisitos de la nueva opción tarifaria a la que se acojan con motivo de la desaparición de dicha tarifa B.0, desde el 1 de enero de 2007 en tanto no se les haya instalado el equipo de medida adecuado y hasta el plazo máximo que se establece en el apartado 2 de la presente disposición, se facturará a estos suministros de la siguiente manera:

A los consumidores que tengan una potencia contratada inferior o igual a 15 kW se les aplicará la tarifa 2.0.X o 3.0.1 con discriminación horaria que diferencia dos periodos correspondiente al escalón de potencia contra-

tada, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional cuarta, facturando un 86 % del consumo total con el término de energía de valle y un 14 % del consumo total con el término de energía del resto de horas.

A los consumidores que tengan una potencia contratada superior a 15 kW se les aplicará la tarifa 3.0.2 con discriminación horaria tipo 3, realizando a estos efectos un reparto del 12 % del total de consumo atribuido al período de punta, del 24 % del total de consumo atribuido al período de llano y del 64 % del total de consumo atribuido al período de valle.

2. Se establece un plazo máximo de seis meses a partir de la entrada en vigor de este Real Decreto para que las empresas distribuidoras instalen o adapten los equipos de medida de todos sus clientes que a 31 de diciembre de 2007 estén acogidos a la tarifa B.0. Los consumidores deberán comunicar en este plazo a la empresa distribuidora la nueva tarifa a la que desean acogerse. Una vez transcurrido el plazo, sin que el cliente haya solicitado las nuevas condiciones del contrato, la compañía distribuidora aplicará automáticamente la tarifa 2.0.X o 3.0.1 sin discriminación horaria alguna que corresponda si la potencia contratada es inferior a 15 kW, y la tarifa 3.0.2 con discriminación horaria Tipo 1 si su potencia contratada es superior a 15 kW.

Disposición transitoria cuarta. *Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna.*

Los suministros que a la entrada en vigor del presente Real Decreto estuvieran acogidos a la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna, podrán continuar acogidos a esta tarifa.

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos horarios	Duración
Punta	16 horas/día
Valle	8 horas/día

Se considerarán como horas punta y horas valle en todas las zonas en horario de invierno y horario de verano las siguientes:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
8-23	24-7	9-24	0-8

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Los precios a aplicar a partir del 1 de enero de 2007 serán los siguientes:

Término de potencia	Término de energía día	Término de energía noche
TP: €/kW y mes 1,615741	Te: €/kWh 0,094297	Te: €/kWh 0,042761

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle.

Disposición transitoria quinta. *Adaptación de la tarifa de acceso 2.0NA.*

Se establece un período de tres meses a partir de la entrada en vigor de este Real Decreto, para la adaptación de los relojes de los equipos de medida de todos aquellos

suministros que se encuentran acogidos a la tarifa 2.0NA con discriminación horaria tipo 0 a lo establecido en la disposición adicional vigésima primera. Durante este período, estos suministros se facturarán a los precios de la nueva tarifa 2.0.DHA, aplicando un 71 % del total de su consumo al valle y un 29% del total de su consumo a la punta.

A los consumidores que tengan una potencia contratada superior a 15 kW se les aplicará la tarifas 3.0A, realizando a estos efectos un reparto del consumo de la siguiente forma: 11% del total de consumo atribuido al período de punta, 38% del total de consumo atribuido al período de llano y del 51% del total de consumo atribuido al período de valle.

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista a demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle.

Disposición transitoria sexta. *Servicios de gestión de demanda en el mercado.*

1. Se establecen los siguientes servicios de gestión de demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción:

1.1. Servicios de interrumpibilidad.

Podrán prestar este servicio de interrumpibilidad aquellos consumidores en alta tensión que contraten su energía en el mercado de producción, bien directamente, bien a través de comercializador, y sean habilitados por la Dirección General de Política Energética y Minas para tal fin.

Los consumidores que presten este servicio de interrumpibilidad, en respuesta a una orden del Operador del Sistema, reducirán su potencia demandada hasta el valor de potencia residual requerido en dicha orden.

La autorización para la prestación del servicio recogerá, ente otros, los siguientes parámetros:

Potencia de Consumo (P_c): valor verificable de potencia a consumir de forma continuada por el consumidor que preste este servicio en los periodos de punta y llano que se definan.

Potencia Residual Máxima (P_{maxi}): potencia máxima a consumir por el consumidor que preste este servicio en los periodos en que se solicite la máxima reducción de potencia.

Todos los consumidores que preste este servicio de interrumpibilidad tendrán la obligación de instalar un relé de deslastre por subfrecuencia cuyos ajustes serán determinados por el Operador del Sistema.

Los tipos de órdenes de reducción de potencia, el preaviso mínimo con el que debe solicitarse cada uno y la duración total máxima, serán los siguientes:

Tipo	Preaviso mínimo	Duración total máxima
1	2 horas	12 horas
2	2 horas	8 horas
3	1 hora	3 horas
4	5 min.	2 horas
5	0 min.	1 hora

Donde:

Tipo: Denominación de la modalidad de reducción de potencia que pueden ofrecer los consumidores en este servicio.

Preaviso mínimo: Es el tiempo mínimo necesario entre el instante de emisión de la orden de reducción de potencia y el de comienzo de su primer período de aplicación.

Duración total máxima: Es la suma de la duración máxima de todos los periodos que componen la orden de reducción de potencia.

La orden de reducción de potencia puede constar de uno o varios periodos de duración mínima de una hora y no necesariamente sucesivos. Cada tipo de orden se caracterizará por un número máximo de periodos por orden, duración máxima de cada periodo y máximo valor de potencia residual a consumir en cada uno de ellos. Para cada tipo de orden los parámetros anteriores tomarán los siguientes valores:

Tipo	Número de periodos máximo por orden	Duración máxima por periodo	Máximo valor de potencia residual a consumir en cada periodo
1	3	4 horas	$P_{\max i}$ en dos periodos $P_{50\%}$ en un periodo
2	2	4 horas	$P_{\max i}$
3	1	3 horas	$P_{\max i}$
4	1	2 horas	$P_{\max i}$
5	1	1 hora	$P_{\max i}$

Se define $P_{50\%}$ como:

$$P_{50\%} = 0,5 * (P_f - P_{\max i}) + P_{\max i}$$

Dentro de un mismo día, a cada consumidor que preste este servicio no se le podrá dar más de una orden de reducción de potencia, cualquiera que sea su tipo.

Para cada consumidor que preste este servicio el número máximo de órdenes de reducción semanales, cualquiera que sea su tipo, será de 5.

El número máximo de horas de aplicación a consumidor que preste este servicio para el conjunto de órdenes tipo 1 y 2 será de 120 horas por año. Para el conjunto de órdenes tipo 3, 4 y 5 la duración será como máximo de 120 horas por año. Las horas de aplicación de cada tipo de orden se calcularán como suma de la duración de todos los periodos en que se solicite reducción de potencia.

1.2 Servicios de gestión de energía reactiva.

2. Antes de que transcurran tres meses desde la entrada en vigor de este Real Decreto, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio desarrollará las condiciones de estos servicios y los requisitos para la participación en los mismos de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo.

3. Los costes de estos servicios de gestión de la demanda tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

4. Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema, gestionará estos servicios, a cuyos efectos suscribirá los contratos con cada uno de los clientes que acuden al mercado de producción y ofrezcan dichos servicios.

A estos efectos, el Operador del Sistema remitirá a la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el plazo máximo de 15 días desde la publicación de las condiciones de estos servicios y los requisitos para la participación en los mismos de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo a que hace referencia el apartado 2, una propuesta de modelo de contratos de los servicios de gestión de demanda en el mercado que se regulan en los apartados anteriores.

Disposición transitoria séptima. Cobro por garantía de potencia.

A partir del 1 de enero de 2007 y hasta que se efectúe la revisión de los mecanismos de asignación y de los pro-

cedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia, no tendrán derecho al cobro por garantía de potencia las unidades de producción de energía eléctrica nuclear.

A estos efectos en el término DTbc(m) del punto tercero de la Orden de 17 de diciembre de 1998, será la demanda del mes m en barras de central que incluya la demanda de energía en el mercado de producción de los clientes finales nacionales elevada a barras de central de acuerdo con la normativa vigente y excluidos el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo, la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción y la producción correspondiente a las unidades de producción de energía eléctrica nuclear.

Disposición transitoria octava. Financiación de déficit de caja.

Hasta que se realice la subasta de los derechos de cobro a los que se hace referencia en el Artículo 1 apartado 10 del presente Real Decreto la financiación de los eventuales saldos negativos en el fondo acumulado en la cuenta específica abierta en régimen de depósito en la Comisión Nacional de Energía a que se refiere el artículo vigésimo cuarto 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 pública, se hará de acuerdo al procedimiento descrito en dicho Real Decreto Ley.

Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas una vez realizada la subasta, reconociéndose una retribución financiera resultante de aplicar el tipo de interés implícito en la subasta.

Disposición transitoria novena. Adscripción a centro de control.

Aquellas instalaciones del régimen especial con potencia superior a 10 MW a las que se refiere el apartado 7 del artículo 28 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 en régimen especial, que a la entrada en vigor del presente real decreto no hubieran cumplido con la obligación de estar asociadas a un centro de control en el plazo fijado en la disposición transitoria quinta del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, tendrán de plazo para hacerlo hasta el 30 de junio de 2007.

Disposición transitoria décima. Adaptación de los sistemas de facturación a la nueva estructura de tarifas de baja tensión.

Se establece un plazo máximo de tres meses a partir de la entrada en vigor de esta Real Decreto para que las empresas distribuidoras procedan a la adaptación de sus sistemas de facturación de acuerdo a lo establecido en el apartado 1 de la disposición adicional cuarta.

Durante este periodo transitorio, las empresas distribuidoras podrán facturar a los suministros acogidos a la tarifa 1.0 y 2.0 con y sin discriminación horaria nocturna, establecidas en el apartado 3.1.2 del anexo I del título I de la Orden de 12 de enero de 1995, a los precios de los términos de potencia y de energía correspondientes a la tarifa 1.0 y 2.0.1 respectivamente, establecidos en el anexo I del presente Real Decreto, indicándolo claramente en las facturas que remitan a los consumidores.

Una vez que se realice la adaptación de los sistemas de facturación a lo establecido en este Real Decreto, los distribuidores deberán incluir en la próxima factura que

remitan a sus clientes la diferencia entre las facturaciones remitidas y las facturaciones resultantes de aplicar los términos de potencia y de energía correspondientes a la tarifa que les es de aplicación en función de la potencia contratada.

Disposición transitoria undécima. *Pago a cuenta del Plan de Viabilidad para Elcogas, S.A.*

Hasta que se apruebe el Plan de Viabilidad al que hace referencia el punto 9 del artículo 1 del presente Real Decreto, de forma extraordinaria se habilita a la Comisión Nacional de Energía a pagar a cuenta del mismo la cantidad de 1.000 miles de euros mensuales. Dicho pago se considerará como pago a cuenta del Plan de Viabilidad para Elcogas, S.A.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en el presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Facultad de desarrollo.*

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente Real Decreto.

2. Asimismo se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para:

Modificar el sistema de cobros y pagos de garantía de potencia.

Desarrollar los sistemas de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia, derivados de las Directivas 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad y 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, respectivamente.

Establecer un sistema de incentivos a la gestión de la operación del sistema que fomente su eficiencia y calidad.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el día 1 de enero de 2007.

Dado en Madrid, el 29 de diciembre de 2006.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
JOAN CLOS I MATHEU

A N E X O I

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

TARIFAS Y ESCALONES DE TENSIÓN	TÉRMINO DE POTENCIA Tp: € / kW mes	TÉRMINO DE ENERGÍA Te: € / kWh
BAJA TENSIÓN		
1.0 General, Potencia ≤ 1kW (1)	0,282652	0,063533
2.0.1 General, 1 kW < Potencia ≤ 2,5 kW (1)	1,569577	0,089168
2.0.2 General, 2,5 kW < Potencia ≤ 5 kW (1)	1,581887	0,089868
2.0.3 General, 5 kW < Potencia ≤ 10 kW (1)	1,589889	0,090322
3.0.1 General, 10 kW < Potencia ≤ 15 kW (1)	1,615741	0,091791
3.0.2 General, potencia superior a 15 kW	1,566552	0,091706
4.0 General de larga utilización, potencia superior a 15 kW	2,533604	0,084852
R.0 De riegos agrícolas	0,387721	0,089979
ALTA TENSIÓN		
Tarifas generales:		
Corta utilización:		
1.1 General no superior a 36 Kv	2,271918	0,078284
1.2 General mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv.	2,148523	0,073505
1.3 General mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv.	2,075938	0,071338
1.4 Mayor de 145 kv	2,017871	0,068947
Media utilización:		
2.1 No superior a 36 kv	4,697183	0,071749
2.2 Mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv	4,441901	0,067172
2.3 Mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	4,296025	0,065220
2.4 Mayor de 145 kv	4,186618	0,063119
Larga utilización:		
3.1 No superior a 36 kv	12,532584	0,059690
3.2 Mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv	11,719066	0,056200
3.3 Mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	11,359945	0,054032
3.4 Mayor de 145 kv	11,015481	0,052558
Tarifas R. De Riegos Agrícolas:		
R.1. No superior a 36 kv	0,597203	0,081953
R.2 Mayor de 36 kv y no superior a 72,5 kv	0,567339	0,077173
R.3 Mayor de 72,5 Kv	0,537483	0,074558
R.4 Mayor de 145 kv	11,938750	0,013676
Tarifa venta a distribuidores (D)		
D.1: No superior a 36 kv	2,489520	0,052654
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kv	2,349989	0,050230
D.3: Mayor de 72,5 kv y no superior a 145 kv	2,291238	0,048468
D.4: Mayor de 145 kv	2,217802	0,047146

(1) 1. A estas tarifas cuando no se les aplique el complemento por discriminación horaria que se regula en el punto siguiente y el consumo promedio diario sea superior al equivalente a 1.300 kWh en un bimestre, 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 del contador.

2. A estas tarifas cuando se aplique el complemento por discriminación horaria de dos periodos se aplicarán directamente los siguientes precios a la energía consumida en cada uno de los periodos horarios:

BAJA TENSIÓN 1.0, 2.0.X y 3.0.1 CON DISCRIMINACIÓN HORARIA	TÉRMINO DE ENERGÍA	
	ENERGÍA PUNTA Te: €/kWh	ENERGÍA VALLE Te: €/kWh
1.0 General, Potencia ≤ 0,77 kW	0,085770	0,033672
2.0.1 General, 0,77 kW < Potencia ≤ 2,5 kW	0,120377	0,047259
2.0.2 General, 2,5 kW < Potencia ≤ 5 kW	0,121322	0,047630
2.0.3 General, 5 kW < Potencia ≤ 10 kW	0,121935	0,047871
3.0.1 General, 10 kW < Potencia ≤ 15 kW	0,123918	0,048649

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 periodo horario para los clientes acogidos a esta tarifa, serán los siguientes afectados de coeficientes de recargo o descuento que se detallan más adelante:

Periodos Tp Euros/kW y año	PRECIOS						
	1	2	3	4	5	6	7
Te Euros/kWh	0,217105	0,080651	0,075386	0,067414	0,044272	0,028793	0,022678

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

TENSION KV	RECARGO	DESCUENTO
T ≤ 36	3,09%	
36 < T ≤ 72,5	1,00%	
72,5 < T ≤ 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 periodo 1 a fijar por el Operador del Sistema 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 0,046718 €/kVAh.

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 INTERRUPTIBILIDAD 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 $(\sum P/Pf)$ 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 ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U. para sus suministros en Baleares y Canarias, 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:

	2007
	Euros /mes
a) Contadores simple tarifa:	
Energía Activa	
Mono-fásicos:	
Tarifa 1.0	0,47
Resto	0,54
Trifásicos o doble mono-fásicos	1,53
Energía Reactiva	
Mono-fásicos:	0,72
Trifásicos o doble mono-fásicos	1,71
b) Contadores discriminación horaria:	
Mono-fásicos (doble tarifa)	1,11
Trifásicos o doble mono-fásicos (doble tarifa)	2,22
Trifásicos o doble mono-fásicos (triple tarifa)	2,79
Contactor	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.

A N E X O 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 ≤ 250 kW:

Tensión	Cuota de extensión €/kW solicitado
V ≤ 36 kV	15,013007
36 kV < V ≤ 72,5 kV	14,654748
72,5 kV < V	15,601088

2.º Baja Tensión:

Potencia solicitada ≤ 50 kW

Cuota de extensión = 16,594746 €/kW solicitado

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

- Alta Tensión:

Tensión	Cuota de acceso €/kW contratado
V ≤ 36 kV	16,229729
36 kV < V ≤ 72,5 kV	14,066666
72,5 kV < V	10,220471

- Baja Tensión

Cuota de acceso: 18,818644 €/kW contratado

- c) Derechos de enganche:

1.º Baja Tensión: 8,638732 €/consumidor.

2.º Alta tensión:

Tensión	Derechos de enganche €/Consumidor
V ≤ 36 kV	75,923497
36 kV < V ≤ 72,5 kV	254,973102
72,5 kV < V	357,728905

- d) Derechos de verificación:

1.º Baja Tensión: 7,652062 €/consumidor.

2.º Alta Tensión:

Tensión	Derechos de verificación €/Consumidor
V ≤ 36 kV	52,408732
36 kV < V ≤ 72,5 kV	81,340770
72,5 kV < V	120,338041

ANEXO IV

**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 TENSION REGULADOS EN EL REAL DECRETO 1164/2001			
TARIFA DE ACCESO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3
2.0A	13,9		
2.0DHA	14,8	10,7	
3.0A	15,3	14,6	10,7
3.1A	6,6	6,4	4,8

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS PARA CONTRATOS DE SUMINISTRO A TARIFA HORARIA DE POTENCIA Y CONTRATOS DE ACCESO A TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSION Pérdidas de energía imputadas (en % de la energía consumida en cada período)						
Tensión de Suministro	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 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 periodos 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 periodos 1 y 2 de dicha tarifa con el 1 de este cuadro, el 3 con el 2 y así sucesivamente de forma correlativa.

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

ANEXO V**PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA PARA ACTUACIONES DERIVADAS DEL REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA Y SUS ITC****1. Lecturas locales, verificaciones e inspecciones.**

CONCEPTO	PRECIO €
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.	337,97
Suplementos:	
Realización de la verificación de contador-registrador y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	270,37
Realización de la verificación de contador-registrador, con aportación de patrón por el solicitante y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	101,39
Realización de la inspección de instalación y actualización de inventarios en el concentrador correspondiente.	101,39
Verificación de transformador monofásico de tensión o intensidad, y actualización de datos en el concentrador correspondiente.	101,39
Realización de la parametrización de contador-registrador.	67,60
Realización de la carga de claves para firma electrónica en el concentrador correspondiente.	67,60

Certificaciones.

CONCEPTO	PRECIO €
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1h<periodo≤7 días).	33,79
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (7 días<periodo≤ 1 mes).	67,60
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1 mes<periodo≤6 meses).	135,20
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (6 meses<periodo≤1 año).	202,79
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (1 año<periodo≤3 años).	675,99
Certificado de energía en ambos sentidos en un punto de medida o punto frontera o unidad de oferta (3 años<periodo≤6 años).	1.081,55

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 98,017179 €/ hora, con un coste mínimo de 1.351,95 €, 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.

A N E X O V I

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

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

- Tarifa 2.0A: Tp: 18,164292 €/kW y año
Te: 0,029815 €/kWh

- Tarifa 2.0.DHA:

Tp: 18,164292 €/kW y año

	Periodo 1	Periodo 2
Te: €/kWh	0,038760	0,014908

- Tarifa 3.0A:

	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
Tp: €/kW y año	14,686719	9,056905	2,076852
Te: €/kWh	0,022729	0,021378	0,018921

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

- Tarifa 3.1A:

	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
Tp: €/kW y año	14,608882	9,008905	2,065845
Te: €/kWh	0,013391	0,012595	0,011148

TARIFAS GENERALES DE ALTA TENSIÓN:**TÉRMINOS DE POTENCIA €/KW y año**

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	9,769834	4,889146	3,578043	3,578043	3,578043	1,632534
6.2	8,414138	4,210711	3,081541	3,081541	3,081541	1,405998
6.3	7,901306	3,954073	2,893725	2,893725	2,893725	1,320304
6.4	7,338954	3,672654	2,687773	2,687773	2,687773	1,226336
6.5	0,738704	0,738704	0,336373	0,336373	0,336373	0,336373

TÉRMINOS DE ENERGÍA €/KWh

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,015444	0,014430	0,012870	0,008502	0,005537	0,004290
6.2	0,005152	0,004814	0,004294	0,002836	0,001847	0,001431
6.3	0,004157	0,003884	0,003464	0,002288	0,001490	0,001155
6.4	0,003262	0,003047	0,002718	0,001795	0,001169	0,000906
6.5	0,001913	0,001913	0,000991	0,000991	0,000991	0,000991

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

Cos Φ	Euro/kV.Ar/h
Cos Φ < 0,95 y hasta cos Φ = 0,90	0,000010
Cos Φ < 0,90 y hasta cos Φ = 0,85	0,012673
Cos Φ < 0,85 y hasta cos Φ = 0,80	0,025346
Cos Φ < 0,80	0,038019

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 periodo 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 €/kW.

ANEXO VII**RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN (AÑO 2007 POR EMPRESAS O AGRUPACIONES DE EMPRESAS PENINSULARES)**

	Miles de Euros
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.297.585
Unión Fenosa Distribución, S.A.	603.888
Hidrocarbónico Distribución Eléctrica, S.A.	123.142
Electra de Viesgo Distribución, S.L.U.	116.750
Endesa	1.429.484
FEVASA	133
SOLANAR	111
TOTAL	3.571.093

Los consumidores conectados a redes de tensión superior a 36 kV se asimilarán a los umbrales definidos en zonas urbanas, sea cual sea su ubicación.

b) Baja tensión (menor o igual a 1 kV):

	Número de horas	Número de interrupciones
Zona urbana	5	10
Zona semiurbana	9	13
Zona rural concentrada	14	16
Zona rural dispersa	19	22

ANEXO VIII**LÍMITES DE CUMPLIMIENTO DE LA CONTINUIDAD DE LA CALIDAD DE SERVICIO INDIVIDUAL**

1. Modificación de los límites establecidos en el Artículo 104.2. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para el cumplimiento de la calidad de suministro individual

a) Media tensión (de 1 a 36 kV):

	Número de horas	Número de interrupciones
Zona urbana	3,5	7
Zona semiurbana	7	11
Zona rural concentrada	11	14
Zona rural dispersa	15	19

2. Modificación de los límites establecidos en el artículo 106.3 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para el cumplimiento de la calidad zonal.

	TIEPI (horas)	Percentil 80 del TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona urbana	1,5	2,5	3
Zona Semiurbana	3,5	5	5
Zona rural concentrada	6	10	8
Zona rural dispersa	9	15	12

Ningún municipio deberá superar el valor del percentil 80 del TIEPI durante más de dos años consecutivos.