

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

21009 *ORDEN ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.*

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE, establece en su disposición transitoria segunda, al regular el suministro a tarifa de los distribuidores, que hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores en las condiciones que se establecen en la propia disposición transitoria. También establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas.

El artículo 17.1 de la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica y el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, definen los elementos que integran las redes de transporte y desarrollan el régimen retributivo aplicables a las mismas estableciendo la metodología de cálculo y revisión de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Por su parte, el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica determina la forma de cálculo y revisión de la retribución de esta actividad.

Por todo ello, mediante la presente orden se revisan los costes y se ajustan 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 a partir del 1 de enero de 2009.

Tal como establecen el artículo 44.1 y la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se procede a las actualizaciones trimestrales para el cuarto trimestre de 2008 y el primero de 2009, de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 (cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP), del grupo c.2 (instalaciones de residuos) y de las acogidas a la disposición transitoria segunda del citado real decreto (instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos).

Asimismo, se procede a realizar las actualizaciones anuales del resto de instalaciones de la categoría a) y c) y de las instalaciones de la categoría b) de acuerdo con el citado artículo 44.1, así como de las instalaciones acogidas a la disposición adicional sexta (instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW) y a la disposición transitoria décima (instalaciones que utilicen la cogeneración para el desecado de los subproductos de la producción de aceite de oliva) del citado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

La orden ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía con fecha 18 de diciembre de 2008.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día 22 de diciembre de 2008, dispongo:

Artículo 1. *Previsión de los costes de transporte para 2009.*

1. De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, y en el Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, se establece como previsión de la retribución de la actividad de transporte a partir de 1 de enero de 2009, la que figura en el cuadro adjunto:

Retribución transporte	(Miles de euros)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.129.116
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	22
Unión Fenosa Distribución, S.A.	40.096
Endesa, S.A. (Peninsular)	30.466
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. .	7.397
Total Peninsular	1.207.097
Endesa, S.A. (Extrapeinsular)	136.924
Total Extrapeinsular	136.924
Total	1.344.021

2. En cumplimiento de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, y a los únicos efectos de incorporación a las liquidaciones del ejercicio 2008 de los costes de inversión de instalaciones con acta de puesta en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de junio de 2008, no serán tenidos en cuenta los importes máximos establecidos en el apartado 2 del artículo 1 de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.

En aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria primera del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, la retribución correspondiente a 2008, por concepto de costes de inversión, de las instalaciones puestas en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de junio de 2008, es la que figura en el cuadro adjunto:

Empresa	(Miles de euros)
Red Eléctrica de España, S.A.	11.840
Unión Fenosa Distribución, S.A.	5.848
Endesa, S.A. (Peninsular)	2.750
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	443
Total Peninsular	20.881
Endesa, S.A. (Extrapeñinsular)	2.937
Total Extrapeñinsular	2.937
Total	23.818

Artículo 2. Previsión de los costes de distribución y gestión comercial para 2009.

1. De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, se establece como previsión de la retribución de la actividad de distribución a partir de 1 de enero de 2009 para las empresas distribuidoras, sin incluir a las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, la que figura en el cuadro adjunto:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.484.625
Unión Fenosa Distribución, S.A.	697.630
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A. .	139.668
Electra de Viesgo Distribución, S.A.	134.321
Endesa (peninsular)	1.634.031
Endesa (extrapeñinsular)	325.242
FEVASA	182
SOLANAR	323
Total	4.416.022

2. Para las empresas de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el coste acreditado definitivo de la retribución de la actividad de distribución y gestión comercial a que hace referencia el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, será para el año 2009 de 336.916 miles de euros, según el desglose que figura en el Anexo VI.

3. Los distribuidores de menos de 100.000 clientes que, con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, eran liquidados según el procedimiento general del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, podrán ser liquidados a partir del 1 de enero de 2009 según el procedimiento establecido para los distribuidores del Grupo 3 que con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, se encontraban acogidos al régimen retributivo de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

4. A estos costes de distribución se incorporarán 10.000 miles de euros como costes destinados a planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurren las líneas eléctricas de distribución, a los que se hace referencia el artículo 8 de la presente orden.

5. Los costes reconocidos a partir de 1 de enero de 2009 destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras ascienden a 312.639 miles de euros, desglosados por empresas distribuidoras según establece el cuadro adjunto:

Empresa o grupo empresarial	Coste GC ²⁰⁰⁹ (miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	122.534
Unión Fenosa Distribución, S.A.	42.388
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	7.966
Electra de Viesgo Distribución, S.A.	6.861
Endesa (peninsular)	113.000
Endesa (extrapeñinsular)	19.841
FEVASA	41
SOLANAR	9
Total	312.639

Artículo 3. Anualidades del desajuste de ingresos para 2009.

1. Sin perjuicio de las anualidades que correspondan para satisfacer los derechos de cobro del sistema eléctrico pendientes a la entrada en vigor de la presente Orden, las cantidades previstas para satisfacer dichos derechos son las siguientes:

Desajuste de ingresos	(Miles de euros)
Anterior a 2003	220.897
Año 2005	379.051
Año 2006	211.449
Anterior a 2005 (extrapeñinsular)	188.989
Año 2007	119.538
Año 2008	348.485
Total	1.468.409

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

2. A los efectos de lo establecido en el párrafo segundo de la Disposición transitoria octava del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, se utilizará provisionalmente como tipo de interés el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones de noviembre de 2008.

Artículo 4. Previsión de los costes del Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A.

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 2009 un coste de 64.501 miles de euros, en concepto de plan de viabilidad para Elcogás, S.A. Esta cantidad es provisional. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, procederá a aprobar la cuantía definitiva que corresponda a dicho año.

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

Artículo 5. Previsión de los costes servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para 2009.

Se prevé una partida de 750.000 miles de euros destinada al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción regulado en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

Artículo 6. Costes con destinos específicos.

1. La cuantía de los costes con destinos específicos que, de acuerdo con el capítulo II 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, deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen a partir del 1 de enero de 2009 en los porcentajes siguientes:

	% Sobre Tarifa
Costes permanentes:	
Compensación insulares y extrapeninsulares.	4,912
Operador del Sistema	0,137
Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A.	0,041
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	0,011
Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos	0,258
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	1,379

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 directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, se establecen a partir de 1 de enero de 2009 en los porcentajes siguientes:

	% Sobre tarifa de acceso
Costes permanentes:	
Tasa de la Comisión Nacional de la Energía . . .	0,201
Compensaciones insulares y extrapeninsulares .	18,356
Operador del Sistema	0,510
Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A.	0,151
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	
Moratoria nuclear	0,041
Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos	0,966
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	5,154

3. Los porcentajes a destinar a costes con destinos específicos que se regulan en los apartados anteriores se podrán actualizar de forma extraordinaria a lo largo de

2009 en el momento en que se aplique el suministro de último recurso.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores, las retribuciones del Operador del Sistema y del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A. correspondientes al año 2009 serán 37.517 Miles de Euros y 11.140 Miles de Euros respectivamente. La Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2009 las diferencias, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por Operador del Sistema y del Operador del Mercado por la aplicación de las cuotas establecidas en los apartados 1 y 2 y las cantidades citadas.

5. A partir del 1 de enero de 2009 no se aplicará cuota en concepto de la moratoria nuclear sobre las cantidades resultantes de la asignación de la energía adquirida por los comercializadores o consumidores directos en el mercado de la electricidad o a las energías suministradas a través de contratos bilaterales físicos.

Artículo 7. Revisión de tarifas y precios regulados.

1. Las tarifas para la venta de energía eléctrica aplicables a partir de 1 de enero de 2009 se fijan en el anexo I de la presente orden, donde figuran las tarifas básicas a aplicar con los precios de los términos de potencia y energía.

2. Las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución definidas en 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, a partir de 1 de enero de 2009 son las que se fijan en el anexo II de esta orden, 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. De acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a las actualizaciones trimestrales para el cuarto trimestre de 2008 y el primero de 2009, de las tarifas y primas, de las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2, del grupo c.2 y de las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda. En el anexo III de la presente orden figuran las tarifas y primas que se fijan para las citadas instalaciones para los dos trimestres mencionados.

Las variaciones trimestrales de los índices de referencia utilizados para la actualización ha sido, un incremento de 234,4 puntos básicos para el IPC a partir de 1 de octubre y un decremento sobre el anterior de 71,4 puntos básicos a partir de 1 de enero, un incremento de 7,910 por ciento para el precio del gas natural y un incremento de 19,573 por ciento para el precio del gasóleo, el GLP y el fuel oil a partir de 1 de octubre y un incremento adicional de 6,916 por ciento y del 0,993 por ciento respectivamente a partir de 1 de enero.

4. Se actualizan las tarifas, primas y en su caso límites superior e inferior, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2009, de las instalaciones de los subgrupos a.1.3 y a.1.4, del grupo a.2, de las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima y de las instalaciones de los grupos c.1, c.3 y c.4., de acuerdo con lo establecido en el artículo 44.1 y en la disposición transitoria décima del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, En el anexo IV de esta orden figuran las tarifas, primas y en su caso límites superior e inferior, que se fijan para las citadas instalaciones.

Las variaciones anuales de los índices de referencia utilizados han sido, un incremento del IPC de 355,6 pun-

tos básicos y un incremento del precio del carbón del 62,5 por ciento.

5. De acuerdo con lo establecido en el apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se procede a la actualización anual de la prima de las instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW acogidas al apartado 2 de la citada disposición adicional, tomando como referencia el incremento del IPC, quedando fijado en 2,8367 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2009.

Igualmente, de acuerdo con lo establecido en el apartado 3 de la disposición adicional sexta del citado real decreto, se efectúa la actualización anual de la prima de las instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW acogidas al apartado 3 de la citada disposición adicional, con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1, quedando fijado en 2,7132 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2009.

6. Se revisa el valor del complemento por energía reactiva, quedando fijado en 8,3717 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2009, en los términos establecidos en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional séptima del citado real decreto se revisa el valor del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión, quedando fijado en 0,4057 c€/kWh, para su aplicación a partir del 1 de enero de 2009.

7. Los coeficientes para el cálculo de 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, para 2009 son las contenidas en el Anexo V de esta orden.

Artículo 8. Planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurran líneas eléctricas de distribución.

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 2009, dentro de los costes reconocidos para la retribución de la distribución, una partida específica que no podrá superar los 10.000 miles de euros con objeto de realizar planes de limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurran líneas eléctricas de distribución.

Esta cuantía será distribuida entre las empresas distribuidoras por la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo y será liquidada previa comprobación de la realización de los planes de cada empresa.

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 realizados los planes.

Artículo 9. Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012: Plan de acción 2008-2012.

La cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2008-2012, 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 2009 de 308.900 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.

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Valle	Punta	Llano	Valle	Valle
4	18-24	0-1 9-18	1-9	10-16	9-10 19-24	1-9

Se consideran horas llano y valle de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional, para todas las zonas, las siguientes:

Invierno			Verano		
Llano	Valle	Valle	Llano	Valle	Valle
18-24	0-18	18-24	18-24	0-18	0-18

A estos efectos las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional y los días festivos de ámbito nacional serán los establecidos en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

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

Disposición adicional cuarta. *Aplicación del servicio de gestión de la demanda de interruptibilidad.*

A los efectos de comprobar el funcionamiento efectivo del servicio de gestión de la demanda de interruptibilidad regulado en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula dicho servicio para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, el Operador del Sistema aplicará aleatoriamente dicho servicio en el 1% de las horas del año en que prevea la mayor demanda del sistema. En estos casos la muestra elegida de proveedores del servicio deberá representar al menos un porcentaje de reducción de la potencia activa demandada del 5% sobre el conjunto de reducción de la potencia activa contratada para el conjunto de proveedores del servicio.

Los requisitos del cumplimiento y las repercusiones del incumplimiento por parte de los proveedores del servicio de estas órdenes de reducción de potencia serán las establecidas en los artículos 7 y 8 de la ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interruptibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

Disposición adicional quinta. *Clasificación de las empresas que con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, se encontraban acogidos al régimen retributivo de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

Las empresas distribuidoras que con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, se encontraban acogidos al régimen retributivo de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a efectos de su liquidación a la Comisión Nacional de Energía conforme establece el citado Real Decreto, se clasifican en los grupos siguientes:

- Grupo 1: Empresas cuya energía en consumidor final no sea superior a 15 millones de kWh en el ejercicio anterior.
- Grupo 2: Empresas cuya energía en consumidor final totalice más de 15 y menos de 45 millones de kWh en el ejercicio anterior.
- Grupo 3: Se incluyen en él todas las empresas no comprendidas en los grupos 1 y 2.

Disposición adicional sexta. *Inicio de la aplicación del Incentivo a la mejora de la calidad.*

A partir del 1 de enero de 2009 se aplicará en el cálculo de la retribución a la distribución de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes el incentivo a la mejora de calidad regulado en el anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Disposición adicional séptima. *Capacidad de intercambio comercial en las interconexiones de España con Francia, Portugal y Marruecos.*

1. El Operador del Sistema publicará al menos semanalmente su previsión de la capacidad de intercambio comercial con horizonte anual de las interconexiones internacionales de España con Francia, Portugal y Marruecos. Los datos tendrán carácter horario y agregado por Estado fronterizo y diferenciarán cada sentido de flujo.

2. El procedimiento de cálculo de dichas previsiones será determinado por la Secretaría General de Energía y se basará en parámetros objetivos y transparentes.

3. Antes de que transcurran dos meses a contar desde la entrada en vigor de esta orden el Operador del Sistema elevará una propuesta a la Secretaría General de Energía del procedimiento. Dicha propuesta será informada por la Comisión Nacional de Energía, previa consulta a las Autoridades competentes de los países con interconexión con España.

Disposición adicional octava. *Subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de las comercializadoras de último recurso.*

1. La participación de las comercializadoras de último recurso en los procedimientos de subastas con entrega de energía a partir del 1 de julio de 2009 regulados en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, serán voluntarias.

Disposición adicional primera. *Cierre de los saldos de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósitos por la Comisión Nacional de Energía.*

1. 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 2007, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 31 de marzo de 2009, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2009.

2. Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio con cargo a la tarifa de 2004, correspondientes a la liquidaciones pendientes de obras incluidas en Planes aprobados que a 31 de marzo de 2009 no hayan presentado ante la Dirección General de Política Energética y Minas la certificación de la realización de la obra y su correspondiente acta de puesta en marcha, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2009.

Disposición adicional segunda. *Modificación de la tarifa de suministro 3.0.2.*

La tarifa 3.0.2 aplicará un complemento por discriminación horaria que diferencia tres periodos tarifarios al día. 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	12 horas/día	8 horas/día
Llano	4 horas/día	12 horas/día	8 horas/día
Valle	12 horas/día	8 horas/día	4 horas/día

Se consideran horas punta, llano y valle, en cada una de las zonas, las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Valle	Punta	Llano	Valle	Valle
1	18-22	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8	0-8
2	18-22	0-8	18-22	8-18 22-24	0-8	0-8
3	18-22	0-8	11-15	8-11 15-24	0-8	0-8
4	19-23	1-9	11-15	9-11 15-24 0-1	1-9	1-9

A estos efectos las zonas en que se divide el mercado eléctrico nacional serán las establecidas en el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

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

Disposición adicional tercera. *Revisión de los periodos horarios a aplicar a la tarifa de acceso 3.1.A.*

A partir del 1 de enero de 2009 los periodos horarios a aplicar en la tarifa de acceso 3.1.A serán los que se detallan a continuación:

Periodos horarios	Duración		
	6 horas de lunes a viernes	10 horas de lunes a viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.	8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.
1 = Punta	6 horas de lunes a viernes	10 horas de lunes a viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.	8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.
2 = Llano	6 horas de lunes a viernes	10 horas de lunes a viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.	8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.
3 = Valle	6 horas de lunes a viernes	10 horas de lunes a viernes de los días laborables y 6 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.	8 horas de lunes a viernes de los días laborables y 18 horas de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional.

Se consideran horas punta, llano y valle los lunes a viernes de los días laborables, en cada una de las zonas, las siguientes:

Zona	Invierno			Verano		
	Punta	Valle	Punta	Llano	Valle	Valle
1	17-23	0-8	10-16	8-10 y 16-24	0-8	0-8
2	17-23	0-8	17-23	8-17 23-24	0-8	0-8
3	17-23	0-8	10-16	8-10 16-24	0-8	0-8

3. Para el cálculo de Q_{2008} y Q_{2009} los valores de los indicadores $TIEPI_{t,OBJETIVO,2008}$ y $TIEPI_{t,OBJETIVO,2009}$ establecidos en el anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica se calcularán como se señala a continuación:

$$TIEPI_{t,2005} + TIEPI_{t,2006} + TIEPI_{t,2007} + TIEPI_{t,2008} = TIEPI_{t,OBJETIVO,2009} = \frac{TIEPI_{t,OBJETIVO,2009} + TIEPI_{t,OBJETIVO,2008} + TIEPI_{t,OBJETIVO,2007} + TIEPI_{t,OBJETIVO,2006} + TIEPI_{t,OBJETIVO,2005}}{6}$$

$$NIEPI_{t,2005} + NIEPI_{t,2006} + NIEPI_{t,2007} + NIEPI_{t,2008} = NIEPI_{t,OBJETIVO,2009} = \frac{NIEPI_{t,OBJETIVO,2009} + NIEPI_{t,OBJETIVO,2008} + NIEPI_{t,OBJETIVO,2007} + NIEPI_{t,OBJETIVO,2006} + NIEPI_{t,OBJETIVO,2005}}{6}$$

Disposición transitoria quinta. Régimen transitorio de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

1. A partir del 1 de enero de 2009 y hasta la entrada en vigor de la tarifa de último recurso o hasta la fecha en que se produzca su inclusión en el ámbito de aplicación del Real Decreto 2017/1997, de 26 de septiembre, las empresas distribuidoras a las que es de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, podrán seguir adquiriendo la energía para sus clientes al distribuidor al que estén conectadas sus redes.

La energía adquirida será la suma de los siguientes términos:

- a) La energía inyectada en sus redes a través del distribuidor al que está conectada, medida en los puntos frontera.
- b) La energía vertida en sus redes por las instalaciones de régimen especial que hayan elegido la modalidad de venta de energía en el mercado de producción elevada al nivel de tensión del punto frontera con el distribuidor al que está conectado. (En el caso de que existieran diferentes puntos frontera de conexión a distintos niveles de tensión, se elevará al nivel de tensión por el que adquiriera mayor cantidad de energía).

El precio al que el distribuidor facturará esta energía será el correspondiente a los precios del nivel de tensión al que esté conectado el distribuidor al que es de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de los que figuran en el siguiente cuadro y se aplicarán tanto a la potencia como a la energía demandada. Asimismo se aplicarán los complementos por discriminación horaria y energía reactiva. Dichos precios se incrementarán mensualmente desde el 1 de abril de 2009 un 3%.

Precios de venta a distribuidores el mes de enero de 2009

Escalones de tensión	Término de potencia Tp: €/ kW mes	Término de energía Te: €/ kWh
Mayor de 1 kV y no superior a 36 kV	2,733649	0,068824
Mayor de 36 kV y no superior a 72,5 kV	2,580436	0,065655
Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,515924	0,063353
Mayor de 145 kV	2,435286	0,061625

Los ingresos de los distribuidores de más de 100.000 clientes procedentes de dichas facturaciones tendrán la consideración de ingresos liquidables.

A partir del 1 de enero de 2009 desaparece el régimen de compensaciones establecido para las empresas distribuidoras que estuvieran incluidas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo el régimen de compensaciones por adquisiciones de energía al régimen especial en los términos establecidos en la disposición transitoria siguiente.

2. Durante el periodo establecido en el apartado anterior, cuando las empresas distribuidoras a las que es de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, opten por adquirir la energía eléctrica para el suministro a sus consumidores a tarifa en el mercado de producción de energía eléctrica deberán solicitar su inclusión en el sistema de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997, de 26 de septiembre, de acuerdo a lo establecido en el apartado 1 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En dicha solicitud deberán indicar la modalidad elegida de adquisición de energía eléctrica en el mercado de producción adjuntando la documentación acreditativa correspondiente, ya sea para actuar directamente en el mercado o bien para ser representadas y la certificación del Operador del Sistema de que sus puntos frontera están dados de alta en el concentrador principal. Asimismo, si disponen de instalaciones de régimen especial conectadas a sus redes deberán comunicar previamente a la empresa distribuidora a la que estén conectadas y a la Comisión Nacional de Energía el detalle de dichas instalaciones y la opción de venta elegida por las mismas, adjuntando acreditación de dicha comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. Los contratos de adquisición de energía regulados en la orden citada en el apartado anterior se podrán liquidar por entrega física o por diferencias, según se establezca en las reglas de la subasta. La entidad encargada de la gestión de dichas subastas será el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español S.A.

Disposición transitoria primera. Adaptación de los horarios de las tarifas 3.0.2 y 3.1A.

Se establece un periodo de seis meses a partir de la entrada en vigor de esta orden, para la adaptación de los equipos de medida de todos aquellos suministros que se encuentran acogidos a las tarifas 3.0.2 y 3.1A a lo establecido para estas tarifas en las disposiciones adicionales segunda y tercera. Durante este periodo, estos suministros se facturarán de la siguiente forma:

Tarifa 3.0.2: Se aplicará un 17% del total de su consumo a la punta, un 55% del total de su consumo al llano y un 28% del total de su consumo al valle.

Tarifa 3.1A: Se aplicará un 23% del total de su consumo a la punta, un 41% del total de su consumo al llano y un 36% del total de su consumo al valle.

Disposición transitoria segunda. Utilización de perfiles de consumo.

Aquellos suministros que desde la entrada en vigor del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, han cambiado su clasificación de tipo de punto de medida pasando de ser puntos de medida tipo 4 a ser de puntos de medida tipo 3, y que no dispongan de registro horario de consumo, podrán utilizar perfiles de consumo para la liquidación de la energía hasta el momento en que sustituyan el equipo de medida para adaptarlo a lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto.

Disposición transitoria tercera. Aplicación del servicio de interrumplibilidad a consumidores de alta tensión a partir del 1 de enero de 2009.

1. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar a partir del 1 de enero de 2009 y hasta el 31 de octubre de 2009 la aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumplibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción una vez comenzada la temporada alta eléctrica a aquellos consumidores de alta tensión que a 31 de diciembre de 2008 se encontraban acogidos a tarifa con aplicación del sistema de interrumplibilidad siempre que cumplan los requisitos exigidos para la liquidación del mismo y así lo soliciten, estableciendo en la misma las condiciones de adaptación de la retribución, quedando obligados a permanecer en el servicio que contratan hasta el 31 de octubre de 2010.

En estos casos, no aplicarán los plazos establecidos en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, para que el Operador del Sistema emita el informe que se establece en el artículo 10. La certificación que ha de emitir el Operador del Sistema para el otorgamiento de la autorización administrativa, a que se hace referencia en el artículo 11.5, tendrá carácter provisional, estableciéndose un periodo de tres meses para la realización de las inspecciones que den lugar a la certificación definitiva.

2. El Operador del Sistema, procederá a la formalización del contrato en el plazo máximo de 2 días desde que el consumidor presente la autorización al citado Operador.

Disposición transitoria cuarta. Cálculos de Q_{2008} y Q_{2009} para la aplicación del Incentivo a la mejora de la calidad.

1. Para el cálculo de Q_{2008} los valores de los indicadores $TIEPI_{t,REALIZADO,2008}$ y $NIEPI_{t,REALIZADO,2008}$ utilizados en el anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, se calcularán como se señala a continuación:

$$TIEPI_{t,REALIZADO,2008} = \frac{TIEPI_{t,2008}}{NIEPI_{t,REALIZADO,2008}}$$

2. Para el cálculo de Q_{2009} los valores de los indicadores $TIEPI_{t,REALIZADO}$ y $NIEPI_{t,REALIZADO}$ se calcularán como se señala a continuación:

$$TIEPI_{t,REALIZADO,2009} = \frac{TIEPI_{t,2008} + TIEPI_{t,2009}}{2}$$

$$NIEPI_{t,REALIZADO,2009} = \frac{NIEPI_{t,2008} + NIEPI_{t,2009}}{2}$$

Disposición transitoria séptima. *Financiación de la Comisión Nacional de Energía hasta la entrada en vigor del suministro de último recurso.*

De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima, apartado 1 de la Ley 12/2007, de 2 de julio, en relación con lo previsto en la disposición transitoria segunda, apartado 1, de la Ley 17/2007, de 4 de julio, hasta la entrada en vigor del suministro de último recurso además de los dispuesto en el apartado 2, segundo c) de la disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, constituirá base imponible de la tasa para la financiación de la Comisión Nacional de Energía la facturación derivada de la aplicación de las tarifas eléctricas a que se refiere el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en la Comisión Nacional de Energía es de 0,069 por 100.

Disposición transitoria octava. *Régimen transitorio de los clientes acogidos a 31 de diciembre de 2008 a la tarifa G.4.*

Entre el 1 de enero y hasta la fecha de entrada en vigor efectiva de la tarifa de último recurso, los consumidores que a 31 de diciembre de 2008 estuvieran acogidos a la tarifa G.4, pagarán a partir del 1 de enero de 2009 los precios que figuran en el siguiente cuadro y se aplicarán tanto a la potencia como a la energía demandada. Asimismo se aplicarán los complementos por discriminación horaria y energía reactiva.

Término de potencia		Término de energía	
Tp: €/ kW mes		Te: €/ kWh	
13,8156		0,015824	

A partir del mes de febrero dichos precios se incrementarán mensualmente un 5%. Asimismo, durante este periodo se mantendrán las obligaciones contractuales en relación con el sistema de interrupción de suministro.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Modificación del apartado décimo del anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.*

Se modifica el párrafo final del apartado décimo del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, introducido por la Disposición final primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, que quedará redactado de la siguiente forma:

«A partir de 1 de abril de 2009, para tener derecho a cualquiera de los incentivos a la inversión en los párrafos anteriores, las instalaciones de generación deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90 por ciento de su potencia neta en el periodo tarifario 1, definido en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.

En el cálculo anterior no se contabilizarán las indisponibilidades programadas, siempre y cuando éstas hayan sido acordadas con el Operador del Sistema.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo de 2006, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares se modifica como sigue:

Uno. Se suprime el apartado 4 del artículo 9.

Dos. Se modifica el texto del artículo 10 que queda como a continuación se transcribe:

«1. Liquidaciones mensuales y sus avances diarios:

a) El operador del sistema calculará y publicará las liquidaciones mensuales y sus avances diarios, con la periodicidad, frecuencia y condiciones generales establecidas en las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

b) La liquidación mensual correspondiente al cierre definitivo de medidas se realizará utilizando los precios finales y costes de desvíos peninsulares calculados por el operador del sistema con la información de las medidas definitivas peninsulares. A tal efecto, el precio horario de adquisición de la energía en la hora h para cada comercializador y consumidor directo, así como para los consumos auxiliares de las instalaciones de la generación en régimen especial y generación en régimen ordinario en el despacho de los SEIE será la suma de dos componentes:

-El precio medio final en la hora h de los comercializadores y consumidores directos que adquieren su energía para clientes finales nacionales en el sistema eléctrico peninsular sin incluir los pagos por capacidad.

-El precio medio por pago por capacidad que corresponda en la hora h al comercializador y consumidor directo en los SEIE determinado según la fórmula del punto 2 de la Disposición adicional séptima de la orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, sustituyendo en la fórmula la energía adquirida en el mercado por la energía adquirida en el despacho del SEIE.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la solicitud indicando expresamente la fecha en que se inicia el nuevo régimen retributivo que, en todo caso, coincidirá con el día primero del mes siguiente al de la fecha de la resolución, y la modalidad de adquisición de energía elegida por la empresa.

En estos casos las empresas distribuidoras, podrán adquirir la energía eléctrica para el suministro a sus consumidores a tarifa en el mercado de producción de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes modalidades:

1. A través de la empresa distribuidora de más de 100.000 clientes a la que estén conectadas sus líneas y, en caso de no estar conectadas directamente a ninguna de ellas, a la más próxima. En caso de estar conectadas a dos o más distribuidoras de más 100.000 clientes, a aquella por cuya conexión reciban una mayor cantidad de energía anualmente. A estos efectos, la empresa que actúe como representante de último recurso facturará la energía adquirida para la distribuidora a la que represente, en cada periodo de programación, al coste medio de adquisición de la distribuidora representante en dicho periodo de programación.
2. Accediendo directamente al mercado o a través de un representante del mercado de producción.

A efectos de las liquidaciones del Real Decreto 2017/1997, el coste reconocido a las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, por las adquisiciones de energía para sus suministros a tarifa, será el establecido en el artículo 4.e) del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

El precio medio ponderado, que resulte en el periodo de liquidación, será, según la opción por la que haya optado la empresa distribuidora acogida a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, uno de los siguientes:

- En el caso de adquirir la energía según la modalidad 1 de este apartado, el precio medio que resulte de aplicar, en el periodo de liquidación, el coste medio de adquisición de energía del distribuidor que actúe como representante de último recurso a las adquisiciones de energía para la empresa distribuidora de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.
- En el caso de adquirir la energía según la modalidad 2 de este apartado, el precio medio ponderado que resulte, en el periodo de liquidación, más 3 €/MWh, a las adquisiciones de energía de éste.

Disposición transitoria sexta. *Mecanismo de venta y liquidación de energía para las instalaciones de régimen especial conectadas a una distribuidora de la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, entre el 1 de enero y hasta la fecha de entrada en vigor efectiva de la tarifa de último recurso.*

1. Entre el 1 de enero y hasta la fecha de entrada en vigor efectiva de la tarifa de último recurso, a las instalaciones de régimen especial conectadas a una distribuidora de las contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que no se encuentren acogidas al sistema de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997, de 26 de septiembre, de acuerdo a lo establecido en el apartado 1 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, les seguirá siendo de aplicación la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

En estos casos, las empresas distribuidoras serán compensadas por la Comisión Nacional de Energía, según la opción de venta elegida por las instalaciones de régimen especial, conforme a lo siguiente:

- Opción de venta del artículo 24.1.a) y en su caso del artículo 26 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, u opción equivalente de la disposición transitoria primera del citado real decreto: por la diferencia que resulte entre el precio de adquisición de energía eléctrica a cada uno de los productores del régimen especial y el precio que correspondería a esta energía facturada a la tarifa que le fuera de aplicación al distribuidor, así como los complementos abonados por el distribuidor al titular de la instalación. Esta compensación, que podrá resultar positiva o negativa, será determinada y liquidada por la Comisión Nacional de Energía.
- Opción de venta del artículo 24.1.b) del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, u opción equivalente de la disposición transitoria primera del citado real decreto: las primas, incentivos y complementos abonados por el distribuidor al titular de la instalación.

Los importes correspondientes a estos conceptos serán considerados costes liquidables del sistema y se someterán al correspondiente proceso de liquidación general por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Para los casos en que la energía vertida por las instalaciones de régimen especial conectadas al distribuidor sobrepase la demanda de sus clientes a tarifa, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá el mecanismo de compensación a los efectos de la correspondiente liquidación económica.

2. Entre el 1 de enero y hasta la fecha de entrada en vigor efectiva de la tarifa de último recurso, las instalaciones conectadas a una distribuidora de las contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico que se acoja al sistema de liquidaciones del Real Decreto 2017/1997, de 26 de septiembre, de acuerdo a lo establecido en el apartado 1 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo citado, desde el primer día del mes al acta de puesta en servicio hasta la entrada efectiva en mercado, o las que hubieran elegido la opción a) del mismo artículo, en tanto en cuanto el titular de la instalación no comunique su deseo de operar a través de otro representante, pasaran a ser representados, por cuenta propia, por el distribuidor de la zona a la que este conectada la distribuidora acogida a la citada disposición transitoria undécima.

Al distribuidor que ejerza la representación de último recurso le será de aplicación lo previsto en la disposición transitoria sexta del citado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para el representante de último recurso.

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interruptibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.*

Se añade un segundo párrafo al apartado 1 del artículo 15 de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interruptibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, con la siguiente redacción:

«El coste del servicio de interruptibilidad es un coste liquidable a efectos de lo previsto 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 y abastecimiento. La liquidación de este coste por el operador del sistema en el procedimiento de liquidación de costes regulados se llevará a cabo de igual forma que el mecanismo de liquidación del coste de la actividad de transporte.»

Disposición final cuarta. *Modificación del anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.*

Se modifica el anexo I del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cual queda redactado en los siguientes términos:

«ANEXO I

Incentivo a la mejora de la calidad
1. El incentivo a la calidad que se define en el Artículo 8 del presente Real Decreto, se calculará para cada empresa distribuidora de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Q_{t-1}^i = Q_{t-1}^{TIEPI} + Q_{t-1}^{NIEPI}$$

Donde:

$$Q_{t-1}^{TIEPI} = P_{TIEPI} \times \sum_{i=1}^n P_{t-1}^{i,n} \times (TIEPI_{t-1,OBJETIVO,t-1}^i - TIEPI_{t-1,REALIZADO,t-1}^i)$$

$$Q_{t-1}^{NIEPI} = P_{NIEPI} \times \sum_{i=1}^n C_{t-1}^{i,n} \times (NIEPI_{t-1,OBJETIVO,t-1}^i - NIEPI_{t-1,REALIZADO,t-1}^i)$$

Donde:

Q_{t-1}^{TIEPI} : incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i en el año n, asociado al grado de cumplimiento de los objetivos referidos al índice de calidad de servicio TIEPI. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el presente anexo.

Q_{t-1}^{NIEPI} : incentivo o penalización a la calidad del servicio repercutido a la empresa distribuidora i en el año n, asociado al grado de cumplimiento de los objetivos referidos al índice de calidad de servicio NIEPI. Dicho incentivo a la calidad se calculará según lo establecido en el presente anexo.

P_{TIEPI} : incentivo unitario asociado al TIEPI.

P_{NIEPI} : incentivo unitario asociado al NIEPI.

$P_{t-1}^{i,n}$: potencia instalada de la empresa distribuidora i en el tipo de zona tz en el año n-1, calculada de acuerdo a la Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, en cada uno de los tipos de zona (Urbana, Semiurbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa).

$C_{t-1}^{i,n}$: número de consumidores de la empresa distribuidora i en cada tipo de zona tz en el año n-1.

$TIEPI_{t-1,OBJETIVO,t-1}^i$ y $NIEPI_{t-1,OBJETIVO,t-1}^i$: Indicadores establecidos como objetivos de cumplimiento de la continuidad de la calidad zonal para la empresa i para cada una de las zonas tz y vigentes en el año n-1. Estos indicadores se calcularán según lo establecido en el punto 4 del presente anexo.

$TIEPI_{t-1,REALIZADO,t-1}^i$ y $NIEPI_{t-1,REALIZADO,t-1}^i$: indicadores establecidos como medida del grado de cumplimiento de los objetivos TIEPI y NIEPI de la empresa distribuidora i. Estos indicadores se calcularán según lo establecido en el punto 5 del presente anexo a partir de los valores de TIEPI y NIEPI que se observen en las instalaciones de distribución de la empresa i, calculados de acuerdo a la Orden ECO 797/2002, de 22 de marzo, por la que se aprueba el procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro eléctrico, en cada una de las zonas Urbana, Semiurbana, Rural Concentrada y Rural Dispersa.

2. El incentivo de calidad Q_{t-1}^i , tomará valores que podrán oscilar entre el $\pm 3\%$ de R_{t-1}^i .

3. Los valores de P_{TIEPI} y P_{NIEPI} serán los siguientes:

$$P_{TIEPI} = 100 \text{ cé/kWh.}$$

$$P_{NIEPI} = 150 \text{ cé/cliente e interrupción.}$$

c) A los efectos de las liquidaciones mensuales, el tipo de interés anual y la prima complementaria del artículo 13 serán los establecidos por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas o, en su defecto, el interés legal del dinero y el valor $\pm 1,5\%$ como prima complementaria.

2. Liquidaciones mensuales definitivas del despacho económico de generación:
a) La Dirección General de Política Energética y Minas publicará antes del 31 de marzo del año n los valores definitivos de los distintos costes y parámetros que sirven de base para el cálculo de los costes de generación de los grupos de régimen ordinario para el año n.

b) A efectos de lo dispuesto en el artículo 18.2 del Real Decreto 1747/2003, el Operador del Sistema publicará la liquidación definitiva del despacho económico de la generación correspondiente a los 12 meses del año n en un plazo máximo de un mes contado a partir de la publicación del cierre de medidas definitivas.

c) Una vez publicadas las liquidaciones definitivas a las que se refiere el apartado anterior, los agentes pertenecientes al régimen ordinario y al régimen especial que operen en los SEIE solicitarán, en un plazo no superior a tres meses desde la citada publicación de acuerdo con el punto 4 del artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, a la Dirección General de Política Energética y Minas, la liquidación definitiva de sus costes.

Mensualmente la Comisión Nacional de Energía hará las liquidaciones provisionales que correspondan.»

Tres. Se modifica el penúltimo párrafo del apartado 2 del artículo 12, que queda como a continuación se transcribe:

«CDSV(h): Coste medio de los desvíos del régimen especial peninsular de la misma categoría que participa en el mercado en la hora h.

El importe desv(e,h,j)*CDSV(h) se define como coste de desvíos del generador e. En aquellos casos en que varios grupos generadores en régimen especial e de una misma categoría del sistema eléctrico aislado j participan en el despacho con el mismo agente de liquidación, se aplicará al coste de desvíos de cada generador e un factor de corrección, calculado dividiendo el valor absoluto de la suma de los desvíos horarios de todos los grupos e del agente pertenecientes a la misma categoría y sistema eléctrico aislado entre la suma del valor absoluto de dichos desvíos horarios.»

Cuatro. Se modifica el apartado 6 del artículo 12 que queda como a continuación se transcribe:

«En el caso que la energía medida en barras de central del generador del régimen ordinario i sea negativa, su obligación de pago por la energía adquirida se calculará según la siguiente expresión:

$$CAG(i,h,j) = -e(i,h,j) * PMCCP(h)$$

siempre que:

$$e(i,h,j) < 0$$

Siendo:

$CAG(i,h,j)$: Coste de la energía adquirida por el generador del régimen ordinario del sistema eléctrico aislado j en la hora h extrapeninsular j. Esta variable se corresponderá con las variables $e_m(i,h,j)$ o $e_n(i,h,j,d)$ definidas en el apartado 1 del artículo 11 dependiendo de que el grupo vierta su energía en la red de transporte o en la red del distribuidor d.

$PMCCP(h)$: Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores y comercializadores que adquieren su energía para clientes finales nacionales directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora h, excluidos los pagos por capacidad.

Si la energía medida negativa correspondiese a toda la central y no a un grupo concreto el sistema de medidas prorratearía ese valor entre todos los grupos de la central en función de sus potencias nominales.»

Cinco. Se modifica el primer párrafo de la disposición adicional segunda que queda como a continuación se transcribe:

«Las reglas del sistema de cargos, abonos y garantías que regirán en los SEIE serán aprobadas por la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.»

Seis. Se modifica el segundo párrafo de la disposición adicional tercera que queda como a continuación se transcribe:

«No obstante, estos agentes deberán contar con la certificación del Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en dicho despacho y de cumplir con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirán en los SEIE. Estos requisitos serán indispensables para su inscripción definitiva en el Registro correspondiente.»

Siete. Se modifica el apartado 2 de la disposición transitoria quinta que queda como a continuación se transcribe:

«2. Los agentes de estos sistemas inscritos provisionalmente en el Registro correspondiente que participen en el despacho económico dispondrán de un plazo de tres meses desde la aprobación de las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago para presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la solicitud de inscripción definitiva en el registro junto la certificación del Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en dicho despacho y de cumplir con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirán en los SEIE a que se refiere la disposición adicional tercera. La no presentación por los agentes de las certificaciones en los plazos citados implicará su baja en el Registro.»

Tarifa de baja tensión 3.0.2 General, potencia superior a 15 kW:
Tp: 1,77 €/kW y mes.

Te: €/kWh	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
	0,143055	0,115580	0,078481

ANEXO II

Precios de los términos de potencia y términos de energía, activa y reactiva, de las tarifas de acceso definidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

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

- Tarifa 2.0.A:

Tp: 19,708260 €/kW y año.
Te: 0,034957 €/kWh.

1. Tarifa 2.0.DHA:

Tp: 19,708260 €/kW y año.

Te: €/kWh	Periodo 1	Periodo 2
	0,043397	0,007177

2. Tarifa 3.0.A:

Te: €/kW y año	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
	21,240000	21,240000	21,240000
Te: €/kWh	0,046370	0,032431	0,012592

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

1. Tarifa 3.1.A:

Te: €/kW y año	Periodo tarifario 1	Periodo tarifario 2	Periodo tarifario 3
	15,090975	9,306199	2,134018
Te: €/kWh	0,025591	0,022769	0,015201

2. Tarifa de alta tensión de 6 periodos tarifarios (6.):

Términos de potencia €/kW y año

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408
6.2	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396
6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874
6.4	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805
6.5	7,581139	3,793852	2,776470	2,776470	2,776470	1,266805

Términos de energía €/kWh

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,035714	0,029635	0,016988	0,009645	0,006229	0,004290
6.2	0,011914	0,009886	0,005668	0,003217	0,002078	0,001431
6.3	0,009613	0,007977	0,004572	0,002595	0,001676	0,001155
6.4	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906
6.5	0,007544	0,006258	0,003588	0,002037	0,001315	0,000906

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

Cos φ	Euro/kVAh
Cos φ < 0,95 y hasta cos φ = 0,90	0,000013
Cos φ < 0,90 y hasta cos φ = 0,85	0,013091
Cos φ < 0,85 y hasta cos φ = 0,80	0,026182
Cos φ < 0,80	0,039274

4. Los valores de $TIEPI_{tz,k}^{OBJETIVO, n=1}$ y de $NIEPI_{tz,k}^{OBJETIVO, n=1}$ individualizados para cada empresa serán calculados como sigue:

$$TIEPI_{tz,k}^{OBJETIVO, n=1} = \frac{1}{3} * \frac{\sum_{k=n-6}^{n-1} [TIEPI_{tz,k}^I + TIEPI_{tz,k}^{multiaxional}]}{2}$$

$$NIEPI_{tz,k}^{OBJETIVO, n=1} = \frac{1}{3} * \frac{\sum_{k=n-6}^{n-1} [NIEPI_{tz,k}^I + NIEPI_{tz,k}^{multiaxional}]}{2}$$

5. Los valores de $TIEPI_{tz,k}^{REALIZADO, n=1}$ y de $NIEPI_{tz,k}^{REALIZADO, n=1}$ individualizados para cada empresa en cada tipo de zona tz serán calculados como sigue:

$$TIEPI_{tz,k}^{REALIZADO, n=1} = \frac{1}{3} * \sum_{k=n-3}^{n-1} TIEPI_{tz,k}^I$$

$$NIEPI_{tz,k}^{REALIZADO, n=1} = \frac{1}{3} * \sum_{k=n-3}^{n-1} NIEPI_{tz,k}^I$$

6. A efectos del cálculo del incentivo que se regula en este anexo los valores de los índices, número de suministros y potencias instaladas a utilizar serán los publicados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de acuerdo con la información anual remitida por las empresas elaborados conforme al procedimiento de medida y control de la continuidad del suministro y la calidad del producto, homogéneo para todas las empresas y auditable aprobado, tal como se establece en el artículo del Real Decreto 1958/2000, 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.»

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día 1 de enero de 2009.

Madrid, 26 de diciembre de 2008.–El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Miguel Sebastián Gascón.

ANEXO I

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
Tarifa Social, Potencia < 3 kW	0,000000	0,112480
1.0 General, Potencia ≤ 1 kW (1)	0,402318	0,089365
2.0.1 General, 1 kW < Potencia ≤ 2,5 kW (1) y (2)	1,642355	0,112480
2.0.2 General, 2,5 kW < Potencia ≤ 5 kW (1) y (2)	1,642355	0,112480
2.0.3 General, 5 kW < Potencia ≤ 10 kW (1) y (2)	1,642355	0,112480
3.0.1 General, 10 kW < Potencia ≤ 15 kW (1) y (2)	1,770000	0,113400

(1) A estas tarifas cuando no se les aplique el complemento por discriminación horaria que se regula en el punto siguiente se procederá en la facturación de la forma siguiente:

- La energía correspondiente al consumo de hasta 12,5 kWh en un mes o en su caso su promedio diario equivalente quedará exenta de facturar el término básico de energía.

- Cuando la energía consumida por encima del consumo promedio diario sea superior al equivalente a 500 kWh en un mes, a la energía consumida por encima de dicha cuantía se le aplicará un recargo de 0,28339 €/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 Punta Te: €/ kWh	Término de energía Valle Te: €/ kWh
2.0.1 General, Potencia ≤ 2,5 kW	0,135145	0,059614
2.0.2 General, 2,5 kW < Potencia ≤ 5 kW	0,135145	0,059614
2.0.3 General, 5 kW < Potencia ≤ 10 kW	0,135145	0,059614
3.0.1 General, 10 kW < Potencia ≤ 15 kW	0,136250	0,060102

2. A partir de 1 de enero de 2009

1. Tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P<=0.5 MW	14,1012	0,0000
			0.5<P<=1 MW	11,5714	0,0000
			1<P<=10 MW	9,1994	3,8519
			10<P<=25 MW	8,7363	3,1795
			25<P<=50 MW	8,3065	2,8367
			P<=0.5 MW	18,2228	0,0000
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	1<P<=10 MW	13,6869	7,2782
			10<P<=25 MW	13,3991	6,6955
			25<P<=50 MW	13,0264	6,1711
			0.5<P<=1 MW	14,0867	0,0000
			1<P<=10 MW	12,3753	6,0318
			10<P<=25 MW	12,0726	5,4347
c.2			25<P<=50 MW	11,7351	4,9376
				7,6308	3,8940

2. Tarifas para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Combustible	Potencia	Tarifa regulada por tipo de instalación (c€/kWh)			
		Tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino	Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva	Tratamiento y reducción de otros lodos	Tratamiento y reducción de otros residuos
Gas Natural	P<=0.5 MW	12,2857	10,9507	6,2775	5,3875
	0.5<P<=1 MW	12,2858	10,9507	6,2776	5,3875
	1<P<=10 MW	12,5002	11,1419	6,3871	5,4815
	10<P<=25 MW	12,5367	11,1744	6,4058	5,4975
	25<P<=50 MW	12,5918	11,2232	6,4340	5,5217
	P<=0.5 MW	14,3837	12,8204	7,3495	6,3073
Gasoleo / GLP	0.5<P<=1 MW	14,3835	12,8204	7,3495	6,3073
	1<P<=10 MW	14,9714	13,3443	7,6497	6,5653
	10<P<=25 MW	15,0811	13,4423	7,7059	6,6133
	25<P<=50 MW	15,1998	13,5481	7,7668	6,6654
	P<=0.5 MW	14,3837	12,8204	7,3495	6,3073
	0.5<P<=1 MW	14,1949	12,6523	7,2530	6,2247
Fuel	1<P<=10 MW	13,2088	13,3112	7,5720	6,4983
	10<P<=25 MW	14,9341	13,3112	7,6308	6,5487
	25<P<=50 MW	15,1045	13,4630	7,7178	6,6234

ANEXO IV

Actualizaciones anuales de las tarifas, primas y límites superior e inferior del régimen especial

1. Tarifas para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.4	Carbón	P<=10 MW	10,5438	7,3941
			10<P<=25 MW	7,2488	3,4242
			25<P<=50 MW	6,5899	2,4762
			P<=10 MW	4,9300	2,5556
			10<P<=25 MW	4,5191	1,7239
			25<P<=50 MW	4,1084	1,1328
a.2		Otros	P<=10 MW	4,9351	2,5568
			10<P<=25 MW	4,5167	1,7284
			25<P<=50 MW	4,1090	1,1405

4.º Precios de los excesos de potencia

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

ANEXO III

Actualizaciones trimestrales de las tarifas y primas del régimen especial

1. A partir de 1 de octubre de 2008

1. Tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 y del grupo c.2 del artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1	a.1.1		P<=0.5 MW	13,6202	0,0000
			0.5<P<=1 MW	11,1767	0,0000
			1<P<=10 MW	8,8244	3,6949
			10<P<=25 MW	8,3707	3,0464
			25<P<=50 MW	7,9450	2,7132
			P<=0.5 MW	18,3814	0,0000
a.1	a.1.2	Gasoleo / GLP	0.5<P<=1 MW	15,6428	0,0000
			1<P<=10 MW	13,8156	7,3466
			10<P<=25 MW	13,5268	6,7593
			25<P<=50 MW	13,1526	6,2309
			0.5<P<=1 MW	14,2064	0,0000
			1<P<=10 MW	12,4897	6,0876
c.2		Fuel	10<P<=25 MW	12,1860	5,4857
			25<P<=50 MW	11,8476	4,9849
				7,7025	3,9305

2. Tarifas para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Combustible	Potencia	Tarifa regulada por tipo de instalación (c€/kWh)			
		Tratamiento y reducción de purines de explotaciones de porcino	Tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva	Tratamiento y reducción de otros lodos	Tratamiento y reducción de otros residuos
Gas Natural	P<=0.5 MW	11,8667	10,5772	6,0634	5,2037
	0.5<P<=1 MW	11,8668	10,5772	6,0635	5,2037
	1<P<=10 MW	11,9907	10,6877	6,1267	5,2581
	10<P<=25 MW	12,0121	10,7067	6,1377	5,2674
	25<P<=50 MW	12,0438	10,7348	6,1540	5,2814
	P<=0.5 MW	14,5089	12,9320	7,4135	6,3622
Gasoleo / GLP	0.5<P<=1 MW	14,5087	12,9320	7,4135	6,3622
	1<P<=10 MW	15,1122	13,4698	7,7217	6,6270
	10<P<=25 MW	15,2248	13,5704	7,7794	6,6764
	25<P<=50 MW	15,3471	13,6794	7,8420	6,7300
	P<=0.5 MW	14,5089	12,9320	7,4135	6,3622
	0.5<P<=1 MW	14,3155	12,7598	7,3146	6,2776
Fuel	1<P<=10 MW	14,9563	13,3309	7,6420	6,5584
	10<P<=25 MW	15,0744	13,4362	7,7025	6,6102
	25<P<=50 MW	15,2493	13,5920	7,7918	6,6869

