

 (Disposición Vigente) **Establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica**

Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio. RCL 2009\1262

Electricidad. Establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica

Ministerio Industria, Turismo y Comercio

BOE 23 junio 2009, núm. 151, [pág. 52252]. ; rect. BOE , núm. 167, [pág. 57997]. (castellano)



La [disposición transitoria segunda](#) de la [Ley 17/2007, de 4 de julio \(RCL 2007, 1312\)](#) , que modificó la [Ley 54/1997, de 27 de noviembre \(RCL 1997, 2821\)](#) , del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la [Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003 \(LCEur 2003, 2133\)](#) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, determina que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá el mecanismo de traspaso de clientes del sistema a tarifa al sistema de tarifa de último recurso que les corresponda.

El [Real Decreto 485/2009, de 3 de abril \(RCL 2009, 723, 902\)](#) , por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, determina qué comercializadores asumirán la obligación de suministro de último recurso, de acuerdo con la habilitación del artículo 9 y de la citada Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

A partir de la entrada en vigor del citado Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, los distribuidores informarán a los consumidores acerca de la nueva situación, facilitándoles el acceso a las distintas empresas comercializadoras disponibles. Deberán, asimismo, indicar aquellas que asumirán el suministro de último recurso y que, por tanto, no solamente estarán obligadas a suministrar a todos los consumidores que, según la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, tengan derecho a ello, sino que además, deberán hacerlo a un precio máximo fijado por el Ministerio.

En esta Orden, se regula, de acuerdo con lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el mecanismo de traspaso de clientes manteniendo el sistema actualmente vigente de suministro regulado por parte de los distribuidores hasta el día 1 de julio de 2009, fecha a partir de la cual los comercializadores o, en su caso, los comercializadores de último recurso deben formalizar o adaptar los contratos al nuevo marco legal.

Asimismo se establece la forma de facturación de los suministros a tarifa que en dicha

fecha se encuentren pendientes de facturación de aquellos consumidores transferidos al comercializador de último recurso.

Por su parte, el [artículo 7](#) de dicho Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, fija la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso, disponiendo al respecto que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de estas tarifas de último recurso determinando su estructura de forma coherente con los peajes de acceso. A estos efectos el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar la estructura de los peajes de acceso de baja tensión para adaptarlas a las tarifas de último recurso y asegurar la aditividad de las mismas.

A los expresados efectos, la presente Orden desarrolla las previsiones del citado artículo 7 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, estableciendo la estructura de las tarifas de último recurso aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes. Se fija asimismo el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirán las tarifas de último recurso y los costes de comercialización que le corresponden a cada una de ellas, de tal forma que se respete el principio de aditividad que exige la norma, posibilitando su revisión de forma automática conforme establece el artículo 7.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

En el ejercicio de la función prevista en el [apartado tercero.1.cuarta de la disposición adicional undécima](#) de la [Ley 34/1998, de 7 de octubre \(RCL 1998, 2472 y RCL 1999, 318\)](#) , del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el [Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio \(RCL 1999, 2257\)](#) , por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, la Orden ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía con fecha 27 de mayo de 2009.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día 18 de junio de 2009, dispongo:

CAPÍTULO I. Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. Objeto

Constituye el objeto de esta Orden el establecimiento del mecanismo de traspaso al suministro de último recurso de energía eléctrica de los clientes que tengan un contrato en vigor en el mercado a tarifa y que, por tanto, estén siendo suministrados por un distribuidor, regular el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso en el sector eléctrico y la estructura de los peajes de acceso correspondientes.

Artículo 2. Ámbito de aplicación

Esta Orden será de aplicación a todos los sujetos del sistema eléctrico que intervengan en el suministro de último recurso y, en particular, a los comercializadores de último recurso y a los consumidores con derecho al suministro de último recurso. Son consumidores con derecho al suministro de último recurso aquellos conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Asimismo la estructura de los peajes de acceso que se regula será de aplicación a todos comercializadores y consumidores en baja tensión con una potencia contratada menor o igual a 10 kW.

CAPÍTULO II. Mecanismo de traspaso de clientes del sistema a tarifa al sistema de tarifa de último recurso

Artículo 3. Extinción del suministro a tarifa

El sistema de suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras vigente antes de la entrada en vigor de la Ley 17/2007, de 4 de julio, queda extinguido el día 1 de julio de 2009, en todos sus términos.

Artículo 4. Formalización y adaptación de los contratos

1. El día 1 de julio de 2009 se entenderán automáticamente extinguidos todos los contratos de suministro a tarifa suscritos entre los distribuidores y los consumidores.

2. Los consumidores tendrán derecho a formalizar el contrato de suministro con un comercializador sea o no de último recurso.

Las condiciones generales de estos contratos serán las establecidas para los contratos de suministro en el mercado libre, sin perjuicio de lo dispuesto a estos efectos para los contratos de suministro de último recurso en el artículo 5 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

3. Si antes del día 1 de julio de 2009, los consumidores no han procedido a formalizar un contrato de suministro con una comercializadora, automáticamente se entenderá que consienten en obligarse con el comercializador de último recurso que les corresponda de acuerdo con lo establecido en el [artículo 4](#) del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, subrogándose el comercializador de último recurso en la obligación de suministro con los mismos parámetros técnicos y datos del anterior contrato de suministro a tarifa con el distribuidor. A estos efectos las empresas distribuidoras deberán comunicar antes del 1 de julio de 2009 todos los datos de los contratos a tarifa suscritos con los clientes que traspasan a los comercializadores de último recurso correspondientes.

Asimismo las condiciones generales de estos contratos serán las establecidas para los contratos de suministro en el mercado libre, sin perjuicio de lo dispuesto a estos efectos para los contratos de suministro de último recurso en el [artículo 5](#) del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

Artículo 5. Facturación de suministros a tarifa pendientes

Los comercializadores de último recurso incluirán en su factura los suministros a tarifa pendientes de facturación de los consumidores que les hayan sido transferidos o bien les hayan elegido como comercializador de último recurso, de acuerdo con las tarifas aplicables

en cada momento.

En el plazo de un mes desde la fecha de facturación, los comercializadores de último recurso abonarán a los distribuidores las cantidades que resulten de la aplicación de las tarifas en vigor a los suministros a tarifa pendientes de facturación.

Los consumos imputables a cada sujeto se calcularán mediante un prorrateo del importe total de la factura, con base en la lectura de los equipos de medida instalados al efecto, en función de los días que haya suministrado cada uno.

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

CAPÍTULO III. Definición y estructura de las tarifas de último recurso

Artículo 6. Definición de las tarifas de último recurso

Notas de vigencia:

Modificado por **disp. final 1.1** de **Real Decreto núm. 647/2011, de 9 de mayo. RCL\2011\942.**

1. Las tarifas de último recurso serán de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que contraten el suministro con un comercializador de último recurso.

Existirá un único tipo de tarifas de último recurso denominado Tarifa TUR que se aplicará a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

2. Opcionalmente, los consumidores acogidos a esta tarifa que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a las siguientes modalidades con discriminación horaria:

a) Discriminación horaria que diferencia dos periodos tarifarios al día, período 1 y período 2.

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

Períodos tarifarios	Duración
P1	10 horas/día
P2	14 horas/día

Se considerarán como horas del período tarifario 1 y 2 en todas las zonas las siguientes:

Invierno		Verano	
P1	P2	P1	P2
12-22	0-12	13-23	0-13
	22-24		23-24

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

b) Discriminación horaria supervalle, que diferencia tres períodos tarifarios al día, período 1, período 2 y período 3 (supervalle).

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

Períodos tarifarios	Duración
P1	10 horas/día
P2	8 horas/día
P3	6 horas/día

Se considerarán como horas del período tarifario 1, 2 y 3 (supervalle) en todas las zonas las siguientes:

Invierno y Verano		
P1	P2	P3
13-23	0-1	1-7»
	7-13	
	23-24	

Artículo 7. Estructura general de las tarifas de último recurso

1. Las tarifas de último recurso se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva.

La suma de los términos mencionados constituye, a todos los efectos, el precio de estas tarifas.

2. En las cantidades resultantes de la aplicación de estas tarifas, de acuerdo con lo dispuesto en el [artículo 18.4](#) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no se incluyen los impuestos, recargos y gravámenes establecidos o que se establezcan tanto sobre el consumo y suministro que sean de cuenta del consumidor y de los que estén las empresas comercializadoras de último recurso encargadas de su recaudación, como sobre los alquileres de equipo de medida o control, los derechos de acometida, enganche y verificación, ni aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

CAPÍTULO IV. Procedimiento de cálculo del precio de las tarifas de último recurso

Artículo 8. Determinación de la tarifa de último recurso

Notas de vigencia:

Ap. 3 modificado por **disp. final 1.2** de **Real Decreto núm. 647/2011, de 9 de mayo. RCL\2011\942.**

1. La tarifa de último recurso para cada tipo de consumidor se determinará a partir de la tarifa de acceso asociado a su punto de suministro.

2. El término de potencia de la tarifa de último recurso será el término de potencia de la tarifa de acceso más el margen de comercialización fijo, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{TPU} = \text{TPA} + \text{MCF}$$

Siendo:

TPU Término de potencia de la tarifa de último recurso.

TPA Término de potencia de la tarifa de acceso.

MCF Margen de comercialización fijo, expresado en euros/kW y año.

3. El término de energía de la tarifa de último recurso será igual a la suma del término de energía de la correspondiente tarifa de acceso y el coste estimado de la energía, calculados de acuerdo con el contenido de la presente orden, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{TEUp} = \text{TEAp} + \text{Cep}$$

Siendo:

pSubíndice que identifica el período tarifario. Tomará los siguientes valores:

0, para tarifas de último recurso sin discriminación horaria.

1, para el período 1 que se define en el artículo 6.

2, para el período 2 según se define para cada caso en el artículo 6.

3, para el período 3 (supervalle) que se define en el artículo 6.

TEUpTérmino de energía de la tarifa de último recurso en el período tarifario p, según corresponda.

TEApTérmino de energía de la tarifa de acceso en el período tarifario p, según corresponda.

CEpCoste estimado de la energía suministrada en el período p, medida en el contador del consumidor.

Artículo 9. Determinación del coste estimado de la energía

Notas de vigencia:

Ap. 1 párr. 1º modificado por **disp. final 1.3** de **Real Decreto núm. 647/2011, de 9 de mayo.**
RCL\2011\942.

Ap. 1 modificado por **disp. final 1.1** de **Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio.**
RCL\2010\1593.

Ap. 1 párr. 1 modificado por **disp. final 2** de **Orden núm. ITC/3519/2009, de 28 de diciembre.**
RCL\2009\2644.

Ap. 2 derogado por **disp. derog. única** de **Orden núm. ITC/3519/2009, de 28 de diciembre.**
RCL\2009\2644.

1. El coste estimado de la energía se calculará para cada trimestre y período tarifario de las tarifas de último recurso definidas en el artículo 6, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CE_p = \left[\sum_{k=1}^K (E_k \times CEM_{Dp,k} + [E_k \times CEM_{Dp,k} \times (1 + PR_{p,K})]) \right] / \sum_{k=1}^K E_k + SA_p + CAP_p \times (1 + PER_{Dp})$$

Donde,

k = Número de subastas trimestrales (k = 1, 2, 3, ..., K). K es la última subasta a celebrar.

Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía se fijará el número de subastas a realizar en cada trimestre.

E_k = Energía adjudicada en la subasta k. E_K es la energía adjudicada en la última subasta a celebrar.

$\sum_{k=1}^n E_k$ = Energía total adjudicada en las subastas para el trimestre que corresponda.

$CEMD_{p,k}$ = Coste estimado de la energía en el mercado diario asociada al suministro en el período tarifario p y calculado para cada subasta k de acuerdo a lo establecido en el artículo 10.

$PR_{p,k}$ = Prima de riesgo, que tomará valor nulo para todas las subastas con la excepción de la última subasta anterior del trimestre correspondiente, que se calculará para cada período tarifario de acuerdo con lo establecido en el artículo 13.

SAP = Sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema, asociados al suministro en el período tarifario p.

CAP_p = Pago por capacidad de generación correspondiente al consumo en el período p.

$PERD_p$ = Coeficiente de pérdidas estándares establecido en la normativa para elevar a barras de central el consumo leído en contador del consumidor en el período tarifario p».

2. En el caso de las tarifas sin discriminación horaria, el coste estimado de la energía en el mercado diario, $CEMDP_0$, se calculará ponderando el coste estimado de la energía en el mercado diario en los períodos tarifarios P1 y P2 como sigue:

$$CEMDP_0 = (EP_1 \times CEMDP_1 + EP_2 \times CEMDP_2) / (EP_1 + EP_2)$$

Siendo:

$CEMDP_0$ Coste estimado de la energía en el mercado diario asociada al suministro en el período tarifario 0.

EP_1 Energía a suministrar en el período tarifario P1, de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo previstos para el trimestre correspondiente aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

EP_2 Energía a suministrar en el período tarifario P2, de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo previstos para el trimestre correspondiente aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

3. En caso de que el período de aplicación de las tarifas de último recurso se fije por un período superior al trimestral, y siempre que dicho período sea un múltiplo de trimestres enteros, el coste estimado de la energía se calculará para cada trimestre y se obtendrá un coste medio ponderado.

La ponderación del coste estimado para cada trimestre se corresponderá con el peso relativo de la energía entregada en el mismo trimestre del año anterior sobre el total de la energía entregada en el conjunto de los trimestres del año anterior que se corresponda con el

período de aplicación de las tarifas de último recurso.

A efectos de calcular dichas ponderaciones, se considerará la energía total consumida por todos los consumidores con derecho al suministro de último recurso, con independencia de si fueron o no suministrados por comercializadores de último recurso.

Artículo 10. Determinación del coste estimado de la energía en el mercado diario

Notas de vigencia:

Ap. 1 modificado por **disp. final 1.2** de **Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio. RCL\2010\1593.**

Ap. 2 modificado por **disp. final 1.2** de **Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio. RCL\2010\1593.**

1. El coste de la energía en el mercado diario CEMD_{p,k} se estimará a partir del coste de contratos a plazo con entrega en la zona española del mercado ibérico de electricidad y en los bloques siguientes:

Bloque de horas de punta, correspondiente a las 8-20 h de todos los días de lunes a viernes.

Bloque de horas de base, correspondiente a todas las horas y en todos los días.

2. El coste de la energía en el mercado diario con entrega en el período p se estimará a partir de los resultados de cada subasta k como sigue:

$$CEMD_{p,k} = (a_{p, valle} \times E_{p, valle} + C_{valle} + a_{p, punta} \times E_{p, punta} + C_{punta}) / (E_{p, valle} + E_{p, punta})$$

Donde:

$a_{p, valle}$ = Sobrecoste de apuntamiento para el consumo en el período tarifario p, en las horas consideradas valle, calculado como el ratio entre el coste de la energía en el mercado diario gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español en las horas comprendidas en el período tarifario p incluidas en el período valle con el perfil de consumo inicial de estos consumidores y el coste de la energía con un perfil de consumo plano durante el período valle, todo ello calculado con los datos correspondientes al mismo trimestre del año anterior. Se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$a_{p, valle} = [\sum_{h \in \text{valle}} (E_{p,h} / [E_{p, valle}] \times P_{p,h})] / (\sum_{h \in \text{valle}} P_{p,h}) / P_{p, valle}$$

Donde:

NHp, valle= Número de horas del período tarifario p incluidas en las horas consideradas valle en el trimestre correspondiente del año anterior.

NHvalle= Número de horas valle en el trimestre correspondiente del año anterior.

Ep, hvalle= Energía suministrada en el período tarifario p, durante la hora h considerada valle, en el trimestre correspondiente del año anterior.

Pp, hvalle= Coste de la energía en el mercado diario gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español Energía en el período tarifario p, durante la hora h considerada valle, en el trimestre correspondiente del año anterior.

Phvalle= Coste de la energía en el mercado diario gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español Energía durante la hora h considerada valle, en el trimestre correspondiente del año anterior.

Ep, valle= Energía suministrada en el período tarifario p, durante las horas consideradas valle de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo, en el trimestre correspondiente del año anterior.

CCvalle= Coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de valle, considerando que son horas valle aquellas que no son punta. Se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CCvalle = (NHbase \times CCbase - NHpunta \times CCpunta) / (NHbase - NHpunta)$$

Siendo:

NHbase= Número de horas de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base.

CCbase= Coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de base para cada subasta k.

NHpunta= Número de horas de los contratos mayoristas con entrega en el bloque punta.

CCpunta= Coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque punta para cada subasta k.

ap, punta= Sobrecoste de apuntamiento para el consumo en el período tarifario p, en las horas consideradas punta, calculado como el ratio entre el coste de la energía en el mercado diario gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español en las horas comprendidas en el período tarifario p incluidas en el período punta con el perfil de consumo inicial de estos consumidores y el coste de la energía con un perfil de consumo plano durante el período punta, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$ap, punta = [NHp, punta (Ep, hpunta / [Ep, punta] \times Pp, hpunta)] / (NHpunta Phpunta) / NHpunta$$

Donde:

NHp, punta= Número de horas del período tarifario p incluidas en las horas consideradas punta en el trimestre correspondiente del año anterior.

NHpunta= Número de horas punta en el trimestre correspondiente del año anterior.

$E_{p,h,punta}$ = Energía suministrada en el período tarifario p, durante la hora h considerada punta, en el trimestre correspondiente del año anterior.

$P_{p,h,punta}$ = Coste de la energía en el mercado diario gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español Energía en el período tarifario p, durante la hora h considerada punta, en el trimestre correspondiente del año anterior.

P_{hpunta} = Coste de la energía en el mercado diario gestionado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español Energía durante la hora h considerada punta, en el trimestre correspondiente del año anterior.

$E_{p,punta}$ = Energía suministrada en el período tarifario p, durante las horas consideradas punta, de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo en el trimestre correspondiente del año anterior.

CC_{Punta} = Coste de los contratos mayoristas con entrega en el bloque de punta para cada subasta k.

3. Los coeficientes $a_{p, valley}$, $a_{p, punta}$ definidos en el apartado anterior podrán ser sustituidos por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio por mecanismos de mercado.

Artículo 11. Determinación del coste estimado de los contratos mayoristas en Punta y Base

Notas de vigencia:

Suprimido por **disp. final 1.3** de **Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio. RCL\2010\1593.**

1. El coste estimado de los contratos mayoristas se calculará con referencia a los precios del OMIP-OMIClear y/o de las subastas CESUR como sigue:

$$CC_{tc} = \frac{\sum_k (F_{Ptc,k} \times P_{tc,k})}{\sum_k F_{Ptc,k}}$$

Siendo:

t_c Subíndice identificativo del tipo de contrato: bloque de base o de punta.

CC_{tc} Coste medio ponderado del tipo de contrato t_c .

$F_{Ptc,k}$ Factor de ponderación del precio de la subasta, tanto OMIP como CESUR, en la sesión k para el tipo de contrato t_c .

$P_{tc,k}$ Precio de la subasta CESUR y/o de la subasta de apertura de OMIP, en la sesión k para el tipo de contrato t_c .

2. Se habilita a la Secretaría de Estado de Energía para que, mediante resolución, determine los valores que, para cada período de cálculo de tarifas de último recurso, tomarán los factores de ponderación utilizados en el cálculo del coste estimado de los contratos mayoristas en punta y base.

Artículo 12. Determinación del sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema

El sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema (SAp) para cada período tarifario p, se calculará como el valor en el mismo trimestre del año anterior del sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema con el perfil de demanda de los consumidores con derecho a acogerse al suministro de último recurso, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$SAp = \sum h \cdot p(SAh \times Eh) / \sum h \cdot pEh$$

Siendo:

SAp Sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema en el período tarifario p.

SAh Sobrecoste de los servicios de ajuste del sistema en la hora h del período tarifario p en el mismo trimestre del año anterior.

Eh Energía suministrada en el período tarifario p, durante la hora h considerada punta, en el trimestre correspondiente del año anterior.

Artículo 13. Prima por riesgo

Notas de vigencia:

Ap. 1 modificado por **disp. final 1.4** de **Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio. RCL\2010\1593**.

1. El valor de la prima de riesgo (PR_{p,k}) asociado a cada tipo de contrato se calculará para la última de las subastas que se realicen (subasta K) ponderando, mes a mes, la prima de riesgo correspondiente al número de meses de desfase como sigue:

$$PR_{tc} = 1/n \times \sum_{m=1}^n PR(K,m)$$

Siendo:

m = Subíndice de mes de entrega (m = 1, 2, ..., n).

PR_{tc} = Prima de riesgo correspondiente al tipo de contrato tc.

PR (K,m) = Prima de riesgo correspondiente a los meses de desfase entre la subasta K y el mes de entrega m. En el caso de que la subasta no sea válida, su prima de riesgo se considerará igual a cero.

Para el cálculo del valor de la prima por riesgo, se considerarán las primas por riesgo correspondiente al número de meses de desfase a contar entre el mes de celebración de la subasta K y el mes de entrega m de la energía, indicadas a continuación y especificadas en puntos básicos:

	Núm. meses de desfase					
	1	2	3	4	5	6
PR (K,m)	80	140	240	410	600	800

Los valores para períodos superiores a los 6 meses se obtendrán por extrapolación de los dos últimos valores anteriormente indicados. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrán modificar estos valores de la prima por riesgo.

2. El valor de la prima por riesgo asociado a cada período tarifario se calculará como sigue:

PRP1= PRPunta

PRP2= PRBase

3. En el caso de las tarifas sin discriminación horaria, la prima por riesgo asociada, PRP0, se calculará ponderando la prima por riesgo asociado a cada período tarifario P1 y P2 como sigue:

$$PRP0 = (EP1 \times PRP1 + EP2 \times PRP2) / (EP1 + EP2)$$

Siendo:

PRP0Prima por riesgo asociada al período tarifario 0.

EP1Energía a suministrar en el período tarifario P1, de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo previstos para el trimestre correspondiente aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

EP2Energía a suministrar en el período tarifario P2, de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo previstos para el trimestre correspondiente aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 14. Supervisión de las subastas

1. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de cada subasta CESUR, los representantes nombrados por la Comisión Nacional de Energía deberán validar los resultados, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma. En el caso de que la subasta de un producto CESUR sea declarada válida, el precio resultante será incorporado en el cálculo del coste de los contratos mayoristas.

En el caso de que la subasta de un producto CESUR sea declarada no válida ésta quedará anulada a todos los efectos y la Secretaría de Estado de Energía determinará que el precio resultante de la misma no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas.

2. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de cada subasta OMIP, los representantes nombrados por la Comisión Nacional de Energía podrán recomendar a la Secretaría de Estado de Energía que el precio resultante de dicha subasta no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, justificando los motivos que apoyen tal recomendación. La Comisión Nacional de Energía dará publicidad de dicha recomendación de forma inmediata en su página web.

La Secretaría de Estado de Energía podrá determinar, en respuesta a la recomendación de la CNE, que el precio de dicha subasta no será considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas. La Secretaría de Estado de Energía dispondrá de un plazo de 48 horas a contar desde la recepción de la recomendación de la Comisión Nacional de Energía para tomar su determinación. La determinación será comunicada a la Comisión Nacional de Energía quien dará publicidad de dicha determinación de forma inmediata en su página web.

3. En caso de que la Comisión Nacional de Energía recomiende a la Secretaría de Estado de Energía que el precio de una subasta OMIP no deba ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas o en caso de que la subasta CESUR sea declarada no válida, deberá hacer público, en un plazo no superior a dos semanas desde la celebración de la subasta, un informe detallando los motivos que justificaron su recomendación.

4. En caso de que la Secretaría de Estado de Energía determine que el precio de una subasta OMIP no deba ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, dicho precio podrá ser sustituido por la semisuma de los precios de las subastas inmediatamente anterior y posterior considerados a efectos de la estimación del coste de los contratos mayoristas.

En el caso de que el precio de la primera subasta referida a un conjunto de tarifas de último recurso y para un contrato en base no sea aceptado, dicha semisuma podrá ser sustituida por el precio de la subasta inmediatamente posterior considerado a efectos de la estimación del coste de los contratos mayoristas. En el caso de que el precio de la última subasta referida a un conjunto de tarifas de último recurso y para un contrato en base no sea aceptado, dicha semisuma podrá ser sustituida por el precio de la subasta inmediatamente anterior considerado a efectos de la estimación del coste de los contratos mayoristas.

5. En caso de que la Secretaría de Estado de Energía determine que el precio de una subasta CESUR para contratos en punta no sea considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, dicho precio será estimado multiplicando el precio del contrato en bloque de base validado por un ratio igual al resultado de dividir el precio del mercado diario en el período de entrega del contrato punta y en base, en el mismo trimestre del año anterior.

6. A los efectos de desarrollar los análisis necesarios para la supervisión de las subastas OMIP, la Comisión Nacional de Energía solicitará a la Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) aquella información que la Comisión Nacional de Energía determine que resulta necesaria para realizar dicha tarea de supervisión.

En caso de que se produzcan retrasos reiterados en la entrega de dicha información, la Secretaría de Estado de Energía podrá determinar que, de forma temporal o permanente, el precio de referencia para cada tipo de contrato Ptc,kse referencie a un mercado distinto al OMIP-OMIClear siempre que en dicho mercado se negocien contratos de similares características y con entrega en la zona de precios española del mercado ibérico de electricidad.

CAPÍTULO V. Condiciones de aplicación de las tarifas de último recurso

Artículo 15. Determinación de los componentes de la facturación de las tarifas de último recurso

1. Término de facturación de potencia: El término de facturación de potencia será el producto de la potencia a facturar, Pot expresada en kW, por el precio del término de potencia de la tarifa de último recurso, TPU expresado en euros/kW y año, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FPU = TPU \times Pot$$

La potencia a facturar (Pot) será la potencia contratada, en aquellos casos en que el control de potencia se realice con un interruptor de control de potencia.

En los casos previstos en el artículo 8 del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre en que el control de potencia se realice por medio de un maxímetro la potencia a facturar se calculará según la siguiente fórmula:

a) Si la potencia máxima demandada registrada estuviere dentro del 85 al 105% respecto a la contratada, dicha potencia registrada será la potencia a facturar (Pot).

b) Si la potencia máxima demandada, registrada, fuere superior al 105% de la potencia contratada, la potencia a facturar (Pot) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.

c) Si la potencia máxima demandada fuere inferior al 85% de la potencia contratada, la potencia a facturar (Pot) será igual al 85% de la citada potencia contratada.

El registro de una demanda de potencia superior a la solicitada en contrato, a efectos de acometida, autoriza a la empresa suministradora a facturar al cliente los derechos de acometida correspondientes a este exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación.

La facturación se realizará de forma proporcional al número de días del año incluidos en el período de facturación correspondiente.

La potencia contratada será la máxima potencia prevista a demandar considerando todos los períodos tarifarios.

2. Término de facturación de energía activa: El término de facturación de energía activa será el sumatorio resultante de multiplicar la energía consumida en cada período tarifario por el precio término de energía correspondiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$FEU = \#p(E_p \times TEUp)$$

Donde:

E_p = Energía consumida en el período tarifario p expresada en kWh.

$TEUp$ = Precio del término de energía del período tarifario p , expresado en euros/kWh.

3. Término de facturación de energía reactiva: Las condiciones que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, serán las fijadas para la tarifa 2.0.A en el [Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre \(RCL 2001, 2686 y RCL 2002, 184\)](#), por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

4. Las condiciones generales del contrato de tarifas de suministro de último recurso serán las establecidas para los contratos de suministro en el mercado libre, sin perjuicio de lo dispuesto a estos efectos en el artículo 5 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

Artículo 16. Precios de las tarifas de último recurso

La Dirección General de Política Energética y Minas, de acuerdo con el [artículo 7](#) del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, y lo establecido en el capítulo III de esta Orden, al aprobar el coste de producción de energía eléctrica establecerá los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva, a aplicar en cada período tarifario de las diferentes tarifas.

CAPÍTULO VI. Estructura y condiciones de aplicación de los peajes de los consumidores de baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

Artículo 17. Definición de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

Notas de vigencia:

Ap. 2 modificado por **disp. final 1.4** de **Real Decreto núm. 647/2011, de 9 de mayo. RCL/2011/942.**

1. Existirá un único tipo de peaje denominado Peaje A que se aplicará a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

2. Opcionalmente, los consumidores que dispongan del equipo de medida adecuado, podrán acogerse a la modalidad con discriminación horaria (2.0 DHA) que diferencie dos períodos tarifarios al día, período 1 y período 2, o a la modalidad con discriminación horaria supervalle (2.0 DHS) con tres períodos tarifarios al día, período 1, período 2 y período 3. La duración de cada período así como las horas concretas de aplicación serán las establecidas para las tarifas de último recurso correspondientes que se definen en el artículo 6 de esta orden.

Artículo 18. Estructura general de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

1. Los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW se componen de un término de facturación de potencia y un término de facturación de energía y, en su caso, un término por la facturación de la energía reactiva.

La suma de los términos mencionados constituye, a todos los efectos, el precio de estos peajes.

2. En las cantidades resultantes de la aplicación de estos peajes, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, no se incluyen los impuestos, recargos y gravámenes establecidos o que se establezcan tanto sobre el consumo y suministro que sean de cuenta del consumidor y de los que estén las empresas comercializadoras de último recurso encargadas de su recaudación, como sobre los alquileres de equipo de medida o control, los derechos de acometida, enganche y verificación, ni aquellos otros cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

Artículo 19. Determinación de los componentes de la facturación de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

Notas de vigencia:

Ap. 2 modificado por **disp. final 1.5 de Real Decreto núm. 647/2011, de 9 de mayo. RCL\2011\942.**

Ap. 6 añadido por **disp. final 1.6 de Real Decreto núm. 647/2011, de 9 de mayo. RCL\2011\942** Téngase en cuenta que no existe el ap. 5, y el legislador añade un ap. 6.

1. Término de facturación de potencia: El término de facturación de potencia será el producto de la potencia a facturar, Pot expresada en kW, por el precio del término de potencia del peaje, TPA, expresado en euros/kW y año, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\text{FPA} = \text{TPA} \times \text{Pot}$$

La potencia a facturar (Pot) será la potencia contratada, en aquellos casos en que el control de potencia se realice con un interruptor de control de potencia.

En los casos previstos en el [artículo 8](#) del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, en que el control de potencia se realice por medio de un maxímetro la potencia a facturar se calculará según la siguiente fórmula:

a) Si la potencia máxima demandada registrada estuviere dentro del 85 al 105% respecto a la contratada dicha potencia registrada será la potencia a facturar (Pot).

b) Si la potencia máxima demandada, registrada, fuere superior al 105% de la potencia contratada, la potencia a facturar (Pot) será igual al valor registrado más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.

c) Si la potencia máxima demandada fuere inferior al 85% de la potencia contratada, la potencia a facturar (Pot) será igual al 85% de la citada potencia contratada.

El registro de una demanda de potencia superior a la solicitada en contrato, a efectos de acometida, autoriza a la empresa suministradora a facturar al cliente los derechos de acometida correspondientes a este exceso, cuyo valor quedará adscrito a la instalación.

La facturación se realizará de forma proporcional al número de días del año incluidos en el período de facturación correspondiente.

La potencia contratada será la máxima potencia prevista a demandar considerando todos los períodos tarifarios.

2. Término de facturación de energía activa: El término de facturación de energía activa se calculará, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$\text{FEAp} = \#p(\text{TEAp} \times \text{Ep})$$

Donde:

Ep= Energía consumida en el período tarifario p expresada en kWh.

TEAp= Precio del término de energía del peaje en el período tarifario p, expresado en Euros/kWh.

3. Término de facturación de energía reactiva: Las condiciones que se establecen para la aplicación de este término, así como las obligaciones en relación con el mismo, serán las establecidas para la tarifa 2.0.A en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

4. Las condiciones de aplicación y contratación de estos peajes serán las establecidas para la tarifa 2.0.A en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

6. El precio del término de potencia y, en su caso, el precio del término de facturación de

energía reactiva del peaje 2.0 DHS serán iguales a los correspondientes al peaje 2.0A.

Artículo 20. Precios de las de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

Los precios de los términos de potencia y energía, activa y reactiva correspondientes de estos peajes serán aprobados, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17.1 de la Ley del Sector Eléctrico por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

CAPÍTULO VII. Precio y condiciones de aplicación del suministro de los consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

Artículo 21. Precio aplicable al suministro de aquellos consumidores, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

1. La energía eléctrica consumida por los consumidores que transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre y siempre que no estén incluidos en la excepción establecida en el [artículo 3.3](#) del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, será suministrada y facturada por el comercializador de último recurso que les corresponda de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

2. El precio que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso será el correspondiente a la aplicación de la facturación de la tarifa de último recurso, TUR sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria, incrementado sus términos un 20 por 100.

En estos casos, transcurridos seis meses sin que el consumidor contrate de suministro en el mercado libre se considerará rescindido el contrato entre el consumidor y el comercializador de último recurso antes de la fecha de expiración siendo de aplicación a estos efectos lo establecido en el [artículo 86.2](#) del [Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre \(RCL 2000, 2993 y RCL 2001, 630\)](#), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

3. El comercializador de último recurso abonará al distribuidor por estos consumidores la tarifa de acceso que les corresponda de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre y su normativa de desarrollo.

Además de lo anterior, los ingresos que por aplicación del apartado 2 obtengan los comercializadores de último recurso por encima de los correspondientes a la tarifa de último recurso sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria tendrán la consideración de ingresos liquidables, debiendo el comercializador de último recurso proceder a su abono al

distribuidor al que esté conectado el consumidor en un plazo no superior a 10 días desde que tales ingresos se produzcan. El distribuidor declarará tales ingresos a los efectos del [Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre \(RCL 1997, 3074 y RCL 1998, 956\)](#) .

Disposición Adicional primera. Conformidad del cliente al cambio de suministrador

Se entenderá que el cliente ha dado su conformidad expresa siempre que ésta sea acreditada por cualquier medio contrastable que permita garantizar la identidad del mismo.

El comercializador deberá disponer en todo momento de la documentación que acredite la voluntad del cliente de cambiar de suministrador a su favor. A efectos de validar el cambio, podrá ser suficiente con dar traslado en soporte electrónico de la voluntad inequívoca del cliente.

La Oficina de Cambios de Suministrador podrá exigir al comercializador toda la documentación que precise para verificar la adecuada aplicación del proceso y su autenticidad.

Disposición Adicional segunda. Publicidad

La Comisión Nacional de Energía llevará a cabo las medidas necesarias para informar a los consumidores sobre el nuevo funcionamiento del sistema de suministro eléctrico. A tal efecto, publicará una página informativa específica en su página web.

Si una empresa comercializadora dispone de ofertas comerciales para colectivos de consumidores, deberá comunicarlas a la Comisión Nacional de Energía quien las deberá publicar en su página web.

Disposición Adicional tercera. Aplicación del procedimiento de cálculo

Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas a aplicar el procedimiento de cálculo de la TUR desarrollada en la presente disposición, así como a fijar los precios de las tarifas de último recurso que resulten de acuerdo con la misma.

A estos efectos la Comisión Nacional de Energía elaborará una propuesta en la que se determine la cuantía correspondiente a la tarifa de último recurso precisando por tarifa y período, los siguientes conceptos:

1º Los valores de los términos de potencia y de energía, activa y reactiva, de los peajes de acceso considerados suficientes para recuperar la totalidad de los costes de las actividades reguladas del sistema.

2º Los valores del coste estimado de la energía, detallando cada uno de sus componentes.

3º El margen de comercialización.

Esta propuesta deberá ser remitida antes de que transcurran 72 horas desde que finalice la

última subasta CESUR.

Disposición Adicional cuarta. Adquisiciones de contratos en el mercado a plazo de los comercializadores de último recurso

Notas de vigencia:

Ap. 2 modificada por **disp. final 2** de **Real Decreto núm. 302/2011, de 4 de marzo**. **RCL\2011\386**.

1. A partir de la entrada en vigor de la presente disposición, los comercializadores de último recurso podrán comprar contratos de adquisición de energía en las subastas CESUR y en las subastas OMIP-OMIClear.

2. Para participar en las subastas CESUR los comercializadores de último recurso deberán solicitar a los representantes de la Comisión Nacional de Energía el volumen máximo objeto de compra en cada subasta.

Los representantes de la Comisión Nacional de Energía elevarán a la Secretaría de Estado de Energía las propuestas del volumen máximo objeto de compra por los comercializadores que lo hayan solicitado corregidas, en su caso a la baja, en función de las previsiones de demanda de los consumidores acogidos a la TUR.

La Comisión Nacional de Energía, con anterioridad a cada subasta CESUR, remitirá a la Secretaría de Estado de Energía su mejor previsión de las cantidades de energía horarias que las instalaciones acogidas a la [opción a\) del artículo 24.1](#) del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, vayan a producir en cada hora del período de liquidación de la subasta CESUR correspondiente.

Teniendo en cuenta todas las informaciones anteriores, la Secretaría de Estado de Energía fijará la cantidad de productos máximos a adquirir en cada subasta por cada comercializador de último recurso que lo haya solicitado, todo ello sin perjuicio de la aplicación en la subasta, en su caso, de la regla de reducción de volumen prevista para las subastas CESUR.

Cualquier modificación ulterior de esta Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, no requerirá de norma con rango de real decreto, pudiendo realizarse mediante Orden ministerial.

Disposición Adicional quinta. Intercambio de información entre los Operadores

El Operador del Sistema deberá comunicar al Operador del Mercado Ibérico-Polo Español la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los sobrecostes para el conjunto de consumidores en el agregado del

sistema eléctrico, especificando los sobrecostes para el colectivo de consumidores suministrados por los comercializadores de último recurso.

Asimismo el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español deberá comunicar al Operador del Sistema la información necesaria para el cálculo unitario medio por unidad de energía del valor de cada concepto de los costes para el conjunto de consumidores en el agregado del sistema eléctrico, especificando los costes para el colectivo de consumidores suministrados por los comercializadores de último recurso.

Tanto el Operador del Sistema como el Operador del Mercado Ibérico-Polo Español deberán publicar en sus respectivas páginas de internet los valores de estos costes y sobrecostes en cada hora, indicando asimismo el coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.

Disposición Adicional sexta. Retribución del Operador del Mercado para 2009

1. De acuerdo con lo establecido en el [artículo 16.9](#) de la Ley del Sector Eléctrico, y en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, la cuantía establecida para la retribución del Operador de Mercado en el ejercicio 2009, se financiará a partir del 1 de julio de 2009 de los precios que cobre a los sujetos generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad.

La diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre la cuantía resultante de la recaudación de los sujetos generadores y la establecida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el año 2009 tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable, y será incluida en el proceso de liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía, en la liquidación que se realice en el mes de enero de 2010.

2. Los sujetos generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada en el caso del régimen especial superior a 1MW una cantidad mensual fija de 15 euros/MW de potencia disponible. Los pagos se efectuarán mensualmente a partir del 1 de julio de 2009.

Para el cálculo de la potencia disponible en 2009 se aplicará a la potencia neta o instalada en el caso del régimen especial de cada instalación el valor del coeficiente de disponibilidad aplicable al régimen y tecnología que le corresponda, de acuerdo con lo establecido en el siguiente cuadro:

Tecnología	% Disponibilidad
INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ORDINARIO:	
NUCLEAR	87
HULLA+ANTRACITA	90
LIGNITO PARDO	91

LIGNITO NEGRO	89
CARBÓN IMPORTACIÓN	94
FUEL-GAS	75
CICLO COMBINADO	93
BOMBEO	73
HIDRÁULICA CONVENCIONAL	59
INSTALACIONES DEL RÉGIMEN ESPECIAL:	
Hidráulica	29
Biomasa	45
Eólica	22
R.S. Industriales	52
R.S. Urbanos	48
Solar	11
Calor Residual	29
Carbón	90
Fuel-Gasoil	26
Gas de Refinería	22
Gas Natural	39

3. Para los sujetos que vendan y compren energía en el mercado, el operador del mercado podrá compensar, total o parcialmente, el pago mensual del mes m que deban realizarle dichos sujetos o sus representantes con los cobros procedentes del mercado el primer día de cobros posterior al tercer día hábil del mes m+1.

4. El operador del mercado y los sujetos a que se refiere el punto 1, de mutuo acuerdo, podrán establecer un período de facturación distinto del mensual.

Disposición Adicional séptima. Presentación por el titular de las instalaciones de generación que haya suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía, de oferta de adquisición en el mercado diario

Lo establecido en el [apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre \(RCL 1997, 3075\)](#), por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, también se entenderá cumplido mediante la presentación por el titular de las instalaciones de generación que haya suscrito contratos bilaterales con entrega física de energía, de una oferta de adquisición, precio aceptante, al mercado diario, que considere el

volumen total de energía comprometida en dichos contratos, según se establece en las Reglas del Mercado y presente una oferta de venta al mercado diario por cada una de las unidades de producción disponibles, incluyendo las unidades de producción consideradas para el cumplimiento de los contratos bilaterales físicos.

Disposición Adicional octava. Informe sobre el grado de cumplimiento de los contratos de interrumpibilidad

El Operador del Sistema deberá remitir antes del 15 de julio de 2009 a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe para cada uno de los contratos de interrumpibilidad suscritos en la temporada eléctrica 2008/2009, en el que se haga constar el grado de cumplimiento del contrato desde su origen hasta el 31 de mayo de 2009. El informe indicará explícitamente el cumplimiento de las órdenes de interrumpibilidad, la evolución de demanda mensual que permita evaluar el grado de cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 9 de la [Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio \(RCL 2007, 1523, 1799\)](#), 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, por cada proveedor del servicio, así como las posibilidades de cumplimiento del contrato anual considerando los datos reales hasta el 31 de mayo de 2009 y las previsiones de futuro a partir del 1 de junio. Asimismo comprobará el cumplimiento mensual y el acumulado para cada mes.

Disposición Transitoria primera. Factores de ponderación

Los factores de ponderación FP_{tc}, tanto para la determinación del coste estimado de contratos mayoristas en OMIP-OMIClear y CESUR como de las primas de riesgo para el cálculo de las tarifas correspondientes al segundo semestre de 2009 y primer semestre de 2010 serán los indicados para cada una de las subastas que se relacionan en el anexo I.

Disposición Transitoria segunda. Obligaciones de presentación de ofertas de venta de los distribuidores en las CESUR y en OMIP-OMIClear

Notas de vigencia:

Ap. 3 modificada por **disp. final 1.5** de **Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio. RCL/2010\1593.**

1. Los distribuidores que se relacionan en el anexo II estarán obligados a vender en el mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear contratos de futuros con entrega física en las subastas y condiciones que se establecen en el citado anexo. Las ofertas de venta presentadas por dichos distribuidores deberán ser precio-aceptantes.

2. Los distribuidores que se relacionan a continuación estarán obligados a vender contratos trimestrales con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009 en la subasta CESUR de junio

de 2009 por el volumen que se detalla en la tabla siguiente:

Empresa	MW Q3-09	MW Q4-09
Endesa Distribución Eléctrica, SL (Peninsular)	270	84
Iberdrola Distribución Eléctrica, SAU	228	96
Unión Fenosa Distribución, SA	102	24
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, SAU	42	12
EON Distribución, SL	6	0
Total	648	216

Las ofertas de venta presentadas por dichos distribuidores deberán ser precio-aceptantes.

3. Desde el 1 de julio de 2009 y hasta el tercer trimestre de 2010, los distribuidores que se relacionan en el anexo III estarán obligados a ofrecer contratos de energía eléctrica en las subastas CESUR por la potencia y durante el período de entrega que se indica en el citado anexo III. Las ofertas de venta presentadas por dichos distribuidores deberán ser precio-aceptantes.

4. El precio a considerar para el cálculo del ingreso imputado por las ventas de energía en el mercado a plazo por cada distribuidor sujeto al procedimiento de liquidaciones en el período para el que se determinan las mismas, será el precio resultante de cada subasta correspondiente a la sesión de negociación en la que esté obligado a participar. Asimismo, se reconocerán los gastos derivados de la prestación de garantías y las comisiones que le sean exigidas por la participación en el mercado a plazo.

5. Sin perjuicio de la aplicación del régimen sancionador establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, sobre el incumplimiento de las obligaciones del distribuidor, si el distribuidor no vende la totalidad de energía eléctrica correspondiente a la obligación de venta impuesta en la presente disposición transitoria, el precio a considerar para el cálculo del ingreso imputado por el defecto de energía vendida será el 130% del precio de la sesión en la cual se produzca el incumplimiento. Si el distribuidor excede la totalidad de energía eléctrica correspondiente a la obligación de venta impuesta en la presente disposición transitoria, el exceso no estará sujeto al procedimiento de liquidaciones.

6. Las penalizaciones establecidas en el párrafo anterior no se aplicarán en caso de que el distribuidor hubiera realizado ofertas de venta de contratos de acuerdo con lo establecido en la presente Orden que no hubieran resultado casadas. En cualquier caso, dichas penalizaciones no se aplicarán por los volúmenes de venta obligatorios incumplidos como consecuencia de que OMIP hubiera modificado los límites de precios admisibles en el mercado durante el período de subasta.

Disposición Transitoria tercera. Valores iniciales a aplicar en el cálculo la tarifa de último recurso a partir de 1 de julio de 2009

1. El valor del margen de comercialización fijo, MCF, definido en el artículo 8.2, para cada una de las tarifas de último recurso a partir de 1 de julio de 2009 será de 4 euros/kW y año.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá revisar el margen de comercialización MCF, cuando revise el coste de producción de energía.

2. Para efectuar la ponderación prevista en el artículo 9.3 y hasta que se disponga de los datos de energía total consumida por todos los consumidores con derecho al suministro de último recurso, con independencia de si fueron o no suministrados por comercializadores de último recurso, se utilizará la energía a suministrar en cada trimestre, de acuerdo con los perfiles iniciales de consumo previstos para dicho trimestre aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Disposición Transitoria cuarta. Precio aplicable hasta el 1 de abril de 2010 al suministro de aquellos consumidores en baja tensión que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

1. La energía eléctrica consumida por los consumidores conectados en baja tensión, que a partir de 1 de julio de 2009, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en el mercado libre y siempre que no estén incluidos en la excepción establecida en el artículo 3.3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, será suministrada y facturada por el comercializador de último recurso que le corresponda de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.2 del mismo Real Decreto.

2. Los precios que deberán pagar estos clientes por la electricidad consumida al comercializador de último recurso serán los que figuran en los siguientes cuadros y se aplicarán tanto a la potencia como a la energía demandada.

3.0.1. Sin discriminación horaria	
Término de potencia	Término de energía
Tp: €/kW mes	Te: €/kWh
2,079750	0,133245

3.0.1. Con discriminación horaria		
Término de potencia	Término de energía punta	Término de energía valle
Tp: €/kW mes	Te: €/kWh	Te: €/kWh

1,858500	0,143063	0,063107
----------	----------	----------

3.0.2. General, potencia mayor de 15 kW			
Término de potencia	Término de energía punta	Término de energía llano	Término de energía valle
Tp: €/kW mes	Te: €/kWh	Te: €/kWh	Te: €/kWh
1,858500	0,150208	0,121359	0,082405

A partir del mes de octubre de 2009 dichos precios se incrementarán trimestralmente hasta el 1 de abril de 2010 un 5%.

A partir del 1 de abril de 2010 se aplicará lo establecido con carácter general en el artículo 21 de esta Orden.

3. En todos los casos la facturación del término de potencia y de energía reactiva, se realizará con los mismos criterios que en la facturación de la tarifa de acceso que le corresponda.

4. El comercializador de último recurso abonará al distribuidor por estos consumidores la tarifa de acceso que les corresponda de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre y su normativa de desarrollo.

Además de lo anterior, los ingresos que por aplicación del apartado 2 obtengan los comercializadores de último recurso por encima de los correspondientes a la tarifa de último recurso sin aplicación de la modalidad de discriminación horaria tendrán la consideración de ingresos liquidables, debiendo el comercializador de último recurso proceder a su abono al distribuidor al que esté conectado el consumidor en un plazo no superior a diez días desde que tales ingresos se produzcan. El distribuidor declarará tales ingresos a los efectos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Disposición Transitoria quinta. Traspaso de aquellos consumidores en alta tensión que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carecen de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo electricidad

En el caso de consumidores con tarifas de alta tensión a los que se les esté aplicando lo dispuesto en la disposición transitoria primera de la [Orden ITC/1857/2008 \(RCL 2008, 1271\)](#), pasarán a ser suministrados por el comercializador de último recurso que les corresponda al precio establecido en el artículo 21.2. Asimismo será de aplicación lo dispuesto en el artículo 21.3.

Disposición Derogatoria única. Derogación normativa

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta Orden.

Disposición Final primera. Modificación de la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero (RCL 2007, 393, 1158), por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular

La Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular se modifica como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 3 que queda como a continuación se transcribe:

«3. Podrán actuar como compradores en las subastas los comercializadores de último recurso definidos en el artículo 2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, sin perjuicio de lo establecido en las disposiciones adicionales duodécima y decimoquinta del citado Real Decreto. Podrán firmar contratos con las empresas comercializadoras de último recurso en las subastas como vendedores todos los sujetos que cumplan las condiciones de garantías y requisitos formales establecidos para cada subasta».

Dos. Se modifica el último párrafo del artículo 4 que queda redactado como sigue:

«Una vez publicados los resultados, se comunicará a los vendedores y comercializadores de último recurso las cantidades que corresponden a los contratos bilaterales entre las partes, de acuerdo con el criterio de bilateralización que se establezca en las reglas de la subasta».

Tres. Se modifican los párrafos primero y segundo del artículo 6 que quedan redactados como sigue:

«Se asigna al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, directamente o a través de una filial, la organización y gestión de las subastas CESUR.

Los costes imputables a la organización de la subasta, que no podrán ser superiores a 150.000 euros por cada subasta, deberán ser satisfechos a la entidad gestora por los participantes en la subasta como vendedores».

Cuatro. Se añaden al final del artículo 7 los párrafos siguientes:

«El vendedor suscribirá un número de contratos cuyo nominal será de 1 MW constante en todas las horas incluidas en el período de entrega definido.

El comprador suscribirá un número de contratos bilaterales resultado de la subasta cuyo nominal será de 0,01 MW constante en todas las horas incluidas en el período de entrega definido».

Cinco. Se añade un apartado 5 al artículo 11, con el siguiente texto:

«5. El comprador deberá depositar las fianzas y aportar las garantías requeridas en el

contrato tipo».

Seis. Se modifica el artículo 17 queda como a continuación se transcribe:

«La entidad designada en el contrato como responsable de la liquidación de las fianzas y garantías realizará el cálculo periódico de las mismas según la exposición al riesgo de la curva de carga contratada por cada vendedor y por cada comprador.

La exposición al riesgo de la curva de carga contratada se calculará en base a la energía prevista en el contrato que esté pendiente de suministro y a la variación esperada de los precios de la energía utilizando una curva de precios «forward» de la electricidad.

En caso de incumplimiento de los compromisos por parte del vendedor, las fianzas y garantías de ese vendedor serán aplicadas por el comercializador de último recurso a la adquisición de energía en el mercado diario hasta cubrir sus correspondientes obligaciones.

En caso de incumplimiento de los compromisos por parte del comprador, las fianzas y garantías de ese comprador serán aplicadas por el vendedor para compensar las posibles pérdidas por la venta de la energía en el mercado diario hasta el límite de sus correspondientes ventas en la subasta».

Siete. Se elimina el Artículo 18.

Ocho. Se modifica la disposición adicional primera que queda como sigue:

«Se habilita a la Secretaría de Estado de Energía a aprobar, por resolución, el contrato tipo en el que se establezcan las Condiciones Generales y se determinen las Condiciones Específicas de los contratos a los que se deberán adherir los participantes, así como la información relacionada con la subastas que tendrá carácter público».

Nueve. Se modifican los puntos 6 y 7 del anexo que quedan como a continuación se transcriben:

«6. Se ofrecerá a los sujetos precalificados la oportunidad de presentar comentarios al borrador de las reglas de la subasta y al del contrato tipo. La versión final de dichos documentos será aprobada por Resolución del Secretario General de Energía preferentemente quince días antes de la celebración de la subasta.

7. El proceso de calificación de los sujetos precalificados requerirá que éstos presenten:

Un documento aceptando las reglas de la subasta.

Un documento de adhesión al contrato tipo

Una declaración de los volúmenes máximos por los que desean pujar.

La presentación de avales asociados a dichos volúmenes máximos.

La comunicación de los volúmenes de oferta indicativa en los niveles inferior y superior del rango de precios de salida señalados por el gestor de la subasta».

Diez. Se modifica el punto 10 del anexo que quedan como a continuación se transcribe:

«10. Con el fin de familiarizar a los sujetos con el formato y sistemas de la subasta, se celebraran sesiones de formación preferentemente tres días antes de la ejecución de la subasta. Dichas sesiones de formación incluirán sesiones informativas (En modo seminario) y de prueba de sistemas y procedimientos».

Once. Se elimina el punto 21 del anexo.

Disposición Final segunda. Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo de 2006 (RCL 2006, 688, 1051), 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. El apartado 1.c) del artículo 10 pasa a ser el apartado 1.d) y el apartado 1.c) del artículo 10 queda como a continuación se transcribe:

«c) El precio de adquisición de la energía calculado en el punto b) anterior no será de aplicación a los comercializadores de último recurso en los SEIE por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de cada SEIE para el suministro a sus consumidores de último recurso. El precio de adquisición de esta energía será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica».

Dos. Se añade la siguiente disposición adicional quinta:

«Disposición adicional quinta. Cierre de energía en los SEIE.

A partir del 1 de julio de 2009, el cierre de la energía adquirida por los comercializadores y consumidores directos en SEIE se realizará según lo dispuesto en la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

A tal efecto, el saldo resultante de valorar al precio del mercado diario la diferencia entre las pérdidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance de cada sistema eléctrico aislado se valorará al precio del mercado diario y será considerado como ingreso o coste liquidable del sistema, y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas.

En las liquidaciones provisionales sin cierre de medidas, el descuadre de energía de cada sistema eléctrico aislado al que se refiere el artículo 11.4 se asignará a los comercializadores y consumidores directos en proporción a los valores de energía programada remitidos por dichos agentes al operador del sistema».

Disposición Final tercera. Habilitación para la aplicación y ejecución

Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar las resoluciones necesarias para la aplicación y ejecución de lo dispuesto en esta Orden.

Disposición Final cuarta. Entrada en vigor

Esta Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I.

Factores de ponderación de los precios de los productos con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2009

Mes	Subasta
Subastas consideradas	CESUR
FPbase,k	100
FPpunta,k	100

Factores de ponderación de los precios de productos en las subastas realizadas durante el segundo semestre de 2009 con entrega en el primer y segundo trimestre de 2010

Subastas OMIP-OMICLEAR																										
Mes	Julio				Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre			Subasta	Total	
	1a	2a	3a	4a	1a	2a	3a	4a	1a	2a	3a	4a	1a	2a	3a	4a	1a	2a	3a	4a	1a	2a	3a			CESUR
Subastas consideradas																										
FPbase	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	2.764	0

Julio-2009	56	
Agosto-2009		42
Septiembre-2009		14

Unión Fenosa Distribución		
Período de entrega	Junio-2009	Julio-2009
	4ª subasta	3ª subasta
Julio-2009	32	
Agosto-2009		24
Septiembre-2009		8

Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, SAU		
Período de entrega	Junio-2009	Julio-2009
	4ª subasta	3ª subasta
Julio-2009	12	
Agosto-2009		9
Septiembre-2009		3

EON Distribución, SL		
Período de entrega	Junio-2009	Julio-2009
	4ª subasta	3ª subasta
Julio-2009	4	
Agosto-2009		3
Septiembre-2009		1

ANEXO III. Obligaciones de venta de los distribuidores en subastas durante el segundo semestre de 2009 para productos con entrega en el primer y segundo trimestre de 2010 y durante el primer semestre de 2010 y el tercer trimestre de

2010 para productos con entrega en el tercer y cuarto trimestre de 2010 respectivamente (en MW de cada producto trimestral)

Notas de vigencia:

Modificado por [disp. final 1.6](#) de [Orden núm. ITC/1601/2010, de 11 de junio](#).
[RCL\2010\1593](#).

Empresa	Subasta CESUR 2º semestre 2009	Subastas CESUR 1er semestre 2010 y tercer trimestre 2010
Endesa Distribución Eléctrica, SL (Peninsular)	132	132
Iberdrola Distribución Eléctrica, SAU	96	96
Unión Fenosa Distribución, SA	60	60
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, SAU	24	24
EON Distribución, SL	12	12
Total	324	324

Análisis
