

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

**13783** *Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.*

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, determinó en su artículo 92 que corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular las metodologías para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso, transporte y distribución, regasificación y almacenamiento y carga de cisternas, a su vez, el artículo 91.2 de la citada ley dispone que reglamentariamente se establezca el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

Sin embargo, la disposición transitoria primera del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, dispuso que hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada ley así como lo dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural y las órdenes de desarrollo. Posteriormente, se aprobó la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que le atribuyó igualmente el establecimiento de dichas metodologías.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, recoge, en su artículo 25, los criterios para la determinación de tarifas, peajes y cánones, y señala que se seguirán los objetivos de retribuir las actividades reguladas, asignar de forma equitativa los costes, incentivar el uso eficiente del gas natural y del sistema gasista, y no producir distorsiones sobre el mercado, disponiendo que el Ministro de Economía (remisión que en la actualidad debe entenderse efectuada al Ministro de Industria, Energía y Turismo), mediante orden, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia dedica el Capítulo II del Título III a la sostenibilidad económica del sistema de gas natural, incluyendo en sus artículos 59 y 60 los principios del régimen económico y en el 61 y siguientes los procedimientos de cálculo de las retribuciones y el tratamiento de los desajustes temporales entre ingresos y costes. Asimismo, el artículo 63.2 de dicha norma legal determina que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución de cada una de las empresas que realizan actividades reguladas.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no

tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, introduce dos nuevos artículos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que establecen las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural.

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural, regula en su Título II el funcionamiento de este mercado, y en particular, establece en su artículo 14, los productos que se podrán negociar. El apartado 2 de dicho artículo 14 indica que previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar diferentes productos, en concreto, en el párrafo a) se incluyen productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

En este sentido, la presente orden habilita para la negociación en el Mercado Organizado de gas natural de los productos gas de operación, gas talón y gas colchón.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en su artículo 3.1.c), atribuye al Gobierno la competencia para determinar las tarifas de último recurso. Asimismo en su artículo 93.3 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 la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

En cumplimiento de lo anterior, se dictó la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

La experiencia obtenida durante los seis años de aplicación de la citada orden hace aconsejable acometer modificaciones de la fórmula del coste de la materia prima, al objeto de que se incorpore de la manera más fiel posible el precio internacional de la materia prima y se reduzca el riesgo para los comercializadores de último recurso derivado de las oscilaciones de los precios en los mercados internacionales. Con este fin se sustituirán las actuales referencias a los suministros a doce meses y la referencia resultante de las subastas por las cotizaciones a futuro en los tres meses siguientes a la entrada en vigor de la nueva Tarifa de Último Recurso. En consonancia con esta modificación se procede a modificar la prima por riesgo de cantidad.

La presente orden ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Consejo el 3 de diciembre de 2015, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Con fecha de 15 de diciembre de 2015 la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo emitió el preceptivo informe sobre el proyecto de orden.

Mediante Acuerdo de 16 de diciembre de 2015 la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

#### Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de la retribución de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural y la determinación de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas de aplicación en vigor a partir del 1 de enero de 2016.

2. Las retribuciones reguladas del sector gasista para el año 2016 se incluyen en el anexo de la presente orden, y han sido calculadas mediante la aplicación de las fórmulas

de los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, aplicando una tasa de rentabilidad del 5,09 por ciento, que ha sido calculada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65.2 de la citada ley. Asimismo, se han empleado los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento fijados en los anexos V y VII de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Asimismo, se incluye en el anexo un listado con las retribuciones provisionales de las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2015 y que no cuentan con retribución definitiva reconocida.

3. Los importes antes de impuestos de los peajes y cánones asociados al uso de las instalaciones de la red básica, transporte secundario y distribución de gas natural en vigor a partir del 1 de enero de 2016 serán los establecidos en el la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

4. Para el cálculo de dichos peajes y cánones, y de forma adicional a las retribuciones publicadas en el anexo, se ha considerado la previsión de pagos a realizar durante el año 2016 para abonar las retribuciones definitivas y provisionales de las actividades reguladas, una estimación del coste financiero asociado al cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 66.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre y una previsión de retribución al Operador del Mercado Organizado de gas.

#### Artículo 2. *Revisión de la retribución de los años 2014 y 2015.*

1. Las revisiones de la retribución por disponibilidad y por continuidad de suministro de los años 2014 y 2015 de las actividades reguladas de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo se incluirán de la siguiente forma:

- a) Las revisiones correspondientes a las retribuciones de 2014, se incluirá en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.
- b) Las revisiones correspondientes a las retribuciones de 2015, se incluirán en la primera liquidación disponible del 2015.

En el anexo, junto a la retribución para el año 2016, se recogen los ajustes de las retribuciones de los años 2014 y 2015, en aplicación de lo dispuesto en la disposición final cuarta de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

2. Revisión de la retribución por traspaso de activos, fusiones y adquisiciones.

Las retribuciones de Gas Natural Distribución SDG, S.A. y Gas Natural Madrid SDG, S.A. correspondientes al término  $R_{n-1}$  y a los ejercicios 2014 y 2015 serán las siguientes:

a) La retribución  $R_{n-1}$  asignada a Gas Natural Distribución SDG, S.A. en el apartado 6 del anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y posteriormente actualizada de acuerdo con los valores definitivos de clientes y ventas del año 2013, se repartirá entre dicha empresa y Gas Natural Madrid, S.A. de acuerdo a la siguiente tabla.

Gas Natural Distribución SDG, S.A. ....	446.947.501
Gas Natural Madrid SDG, S.A. ....	147.467.631
	594.415.132

b) Las retribuciones del año 2014 de ambas compañías, calculadas con los valores definitivos de clientes y ventas de dicho ejercicio y aplicando las metodologías de la Orden

ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista y de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, serán las siguientes:

	Ley 18/2014	O.M. ITC/3993/2006
Gas Natural Distribución SDG, S.A. ....	420.313.121	482.583.692
Gas Natural Madrid SDG, S.A. ....	144.293.153	165.802.190
	564.606.274	648.385.882

c) Las retribuciones del año 2015 de ambas compañías, calculadas según la metodología del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre y empleando los valores provisionales de clientes y ventas disponibles a 1 de noviembre de 2015 son las siguientes:

Gas Natural Distribución SDG, S.A. ....	434.410.730
Gas Natural Madrid SDG, S.A. ....	149.562.649
	<u>583.973.379</u>

**Artículo 3. Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel.**

1. La retribución transitoria financiera de la planta de regasificación de El Musel, a percibir por Enagas Transporte, S.A.U. para el año 2016, será de 19.440.979,78 euros.

2. La retribución definitiva por costes de operación y mantenimiento durante el año 2013 de la planta de regasificación de El Musel, a percibir por Enagas Transporte, S.A.U. será de 5.205.681 euros, desglosada en las siguientes partidas:

Concepto reconocido	Euros
Aprovisionamientos .....	305.792
Arrendamientos técnicos .....	8.392
Reparación y conservación .....	517.948
Actividades de Soporte .....	77.078
Tributos y Seguros .....	3.495.210
Servicios Exteriores .....	291.003
Personal .....	510.258
Total .....	<u>5.205.681</u>

3. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, la retribución provisional a percibir por ENAGAS Transporte, S.A.U. en concepto de costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014 y sucesivos será un 80 por ciento de la cantidad incluida en el apartado anterior: 4.164.545 euros.

4. La retribución definitiva por operación y mantenimiento se aprobará, una vez que se disponga de las correspondientes auditorías, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan.

5. La retribución definitiva de los costes de operación y mantenimiento del año 2013, la retribución provisional de los costes de operación y mantenimiento del año 2014 y la corrección de la retribución financiera del año 2014 por el cambio de tasa, serán abonadas en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.

La retribución de los costes de operación y mantenimiento provisionales del año 2015 y la corrección de la retribución financiera del año 2015 por el cambio de tasa se abonarán en la correspondiente liquidación del ejercicio 2015.

La retribución financiera transitoria y la retribución de los costes de operación y mantenimiento provisionales del año 2016 se incluirán en las liquidaciones del ejercicio 2016.

**Artículo 4. Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.**

1. Se reconoce un importe de 4.561.868,37 de euros a favor de ESCAL UGS, S.L. en concepto de costes de mantenimiento y operatividad de las instalaciones, incurridos en el periodo comprendido entre la entrada en vigor del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares y el 30 de noviembre de 2014.

Este importe reconocido podrá ser minorado a tenor de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda.2 segundo párrafo del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre y el montante de tal minoración será un ingreso liquidable del sistema gasista.

2. El importe reconocido se agregará al procedimiento de liquidación en curso y se abonará a ESCAL UGS, S.L.. Por su parte, ESCAL UGS, S.L. constituirá las garantías a que hace referencia el artículo 14.4, último párrafo, del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

3. Se reconoce un importe de 80.664.725 euros a los titulares de los derechos de cobro derivados del artículo 5.1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.

En aplicación de lo dispuesto en el artículo 6.1 y de acuerdo a las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, se reconocen los costes provisionales de Operación y Mantenimiento a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. para el año 2016 por valor de 15.718.229 euros.

Los costes reales incurridos deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo que se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

**Artículo 5. Cuotas destinadas a fines específicos.**

1. Las cuotas destinadas a la retribución del Gestor Técnico del Sistema y la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos destinada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia serán del 0,778 por ciento y del 0,140 por ciento respectivamente, aplicables como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones que deberán recaudar las empresas transportistas y distribuidoras.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema para el año 2016 será de 23.966.250 euros.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá en la liquidación 14 del año 2016 la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por el Gestor Técnico del Sistema por la aplicación de la cuota anterior y la retribución reconocida anterior.

La cantidad prevista en la presente disposición podrá ser modificada una vez sea aprobada la metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema a la que se refiere la disposición adicional sexta de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre.

**Artículo 6. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.**

1. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren gases manufacturados en los territorios insulares será de 0,035 €/kWh.

2. Mientras sea de aplicación el régimen dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se reconoce a la empresa distribuidora titular de las redes donde se lleve a cabo este suministro la retribución en concepto de «suministro a tarifa» calculada por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.

#### Artículo 7. *Adquisición de gas de operación, gas talón y gas colchón.*

1. De conformidad con el artículo 14.2 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, la adquisición del gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos básicos y el gas talón para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte y regasificación, se realizará en el Mercado Organizado de gas natural.

2. El gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico, así como la parte del gas de operación de las plantas de regasificación sufragado por el sistema gasista, tal y como establece la disposición transitoria segunda de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, será adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas. El coste de adquisición de este gas tendrá consideración de gasto liquidable.

Las empresas titulares de las plantas de regasificación podrán adquirir directamente o a través del Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas, el resto de gas de operación para autoconsumo de las plantas de regasificación.

3. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, se determinarán las necesidades y el volumen de gas adquirir, en caso de que sea necesario incrementar el nivel mínimo de llenado de la red de transporte, como consecuencia de las adaptaciones normativas al Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014 por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte y con objeto de alcanzar los parámetros y valores técnicos necesarios para la operación normal de la red de transporte.

Los transportistas podrán adquirir directamente o a través del Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas, el gas necesario para alcanzar el nivel mínimo de llenado de los tanques de gas natural licuado de las plantas de regasificación y de los gasoductos de transporte.

4. Las empresas titulares de almacenamientos subterráneos podrán adquirir directamente o a través del Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de gas, el gas colchón necesario.

5. La adquisición de estas cantidades se realizará en el Mercado Organizado de Gas a través de alguno de los productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción indicados en el artículo 14.1.a del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, en las condiciones que se desarrolle por resolución del Secretario de Estado de Energía. A tal efecto:

a) Antes del 1 de febrero de cada año, las empresas titulares de instalaciones de transporte comunicarán al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas de operación y, en su caso, de gas colchón y de gas talón, para los doce meses siguientes al mes de marzo, incluido, de cada año.

b) Antes del 15 de febrero de cada año, el Gestor Técnico del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el programa mensual provisional de compras de cada tipo de gas. Tanto el Gestor Técnico del Sistema como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicarán en su página Web dicha información.

6. El Operador del Mercado Organizado de gas no recibirá retribución adicional alguna por la negociación de este producto ni requiere separación contable o de actividades de la sociedad MIBGAS S.A.

7. Tanto los transportistas como el Gestor Técnico del Sistema quedarán exentos del pago de los peajes necesarios para transportar el gas talón, el gas colchón y el gas de operación sufragado por el sistema desde el punto de compra hasta los puntos de entrega. Asimismo, dicho gas no soportará retención de mermas.

Disposición adicional primera. *Cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013.*

En cumplimiento de lo dispuesto en la sentencia firme de 2 de junio de 2014 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso-administrativo del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013 interpuesto por TABICESA, S.A. contra la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, los coeficientes de los años 2008 a 2012 serán los fijados en la disposición transitoria segunda de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Disposición adicional segunda. *Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.*

Los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento fijos y variables en vigor serán los publicados en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Disposición adicional tercera. *Número de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente.*

Si como consecuencia de revisiones posteriores se detectasen errores en los valores de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente del año 2014 o posteriores, empleados en el cálculo de las retribuciones publicadas en la presente orden, las diferencias positivas o negativas en la retribución como consecuencia de dichas correcciones se incorporarán a la retribución reconocida de años posteriores.

Disposición adicional cuarta. *Derechos de acometida y tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida.*

1. Los derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de 2016 son los fijados en el anexo IV de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

2. La tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida en vigor a partir del 1 de enero de 2016 será la prevista en el anexo III de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre.

Disposición adicional quinta. *Acreditación de puesta en servicio de los proyectos con retribución específica pendiente de cobro.*

Aquellos proyectos que obtuvieron retribución específica de acuerdo con la Resolución de 17 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en los años 2009 y 2010, y que no hayan solicitado el pago de la correspondiente retribución

específica, deberán remitir con anterioridad al 31 de marzo de 2016 acta de puesta en servicio o certificación de la comunidad autónoma correspondiente a la puesta en gas de las instalaciones objeto de la retribución específica.

En caso de que no se acredite la puesta en gas de la instalación, se considerará automáticamente desistido el derecho de cobro de retribución específica del proyecto afectado. A tal efecto, la Dirección General de Política Energética y Minas, en función de la documentación recibida, publicará en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el listado de aquellos proyectos cuyos derechos de cobro persisten y aquellos proyectos que se consideran desistidos.

Disposición adicional sexta. *Mandatos a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia elaborará y enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un informe sobre los costes de comercialización que corresponde aplicar a la actividad de comercialización para realizar el suministro de gas natural a tarifa de último recurso, donde se detallen cada uno de los costes de comercialización que incorpora, además de una propuesta de margen de la actividad.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia elaborará y enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de retribución unitaria por cliente de municipios de reciente gasificación que previamente hayan dispuesto de redes de gas licuado de petróleo por canalización.

Asimismo, realizará las verificaciones necesarias para determinar los municipios de gasificación reciente de cada año a contar desde el año 2014, y propondrá a la Dirección General de Política y Energética y Minas en su propuesta de retribución de acuerdo con los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre del año anterior, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación.

Disposición adicional séptima. *Desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.*

1. De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en la disposición adicional cuarta de la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, y en la disposición transitoria tercera de la presente orden, se reconocen al actual titular del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb las siguientes cantidades:

- a) Intereses provisionales de 2015: 1.967.117,90 €. Esta cantidad se liquidará como pago único en la primera liquidación provisional disponible del año 2015.
- b) Intereses provisionales de 2016: 1.573.694,32 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.
- c) Amortización de 2016: 32.758.000 €. Esta cantidad se repartirá en 12 pagos mensuales que se liquidarán como pago único.

2. Los desvíos de recaudación anual que sean consecuencia de valores diferentes entre las ventas reales y estimadas, se tendrán en cuenta en la determinación del término variable del peaje de conducción del grupo 3 de años posteriores.

Disposición transitoria primera. *Precio del gas de operación para el cálculo económico del saldo de mermas.*

1. A efectos del cálculo de los mecanismos de incentivo a la reducción de las mermas en redes de distribución, redes de transporte y plantas de regasificación, durante el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2015 y hasta que se proceda a adquirir dicho gas en el mercado organizado, como precio del gas de operación se aplicará el que resulte de la aplicación de la fórmula incluida en el apartado segundo del anexo II de la Resolución de 8 de mayo de 2015 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se

establecen las reglas operativas de la subasta para la adquisición del gas de operación y del gas talón para el período comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2015.

2. A partir de la fecha en la que el Gestor Técnico del Sistema proceda a realizar las adquisiciones de gas de operación en el Mercado Organizado de gas natural, como precio medio de gas de operación y, a los efectos mencionados en el apartado 1, se tomará la media ponderada de las adquisiciones de gas de operación realizadas en dicho mercado organizado.

Disposición transitoria segunda. *Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA).*

Con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2018 los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima podrán acogerse al peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima, el cual engloba el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación. La diferencia entre los peajes ordinarios y este peaje se reducirá anualmente de forma lineal hasta desaparecer el 31 de diciembre de 2018.

El valor del peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA) será el siguiente:

- Término fijo: 3,904961 cent/kWh/día/mes.
- Término variable: 0,061763 cent/kWh.

El peaje (PA) será facturado por la empresa titular del punto de salida.

Disposición transitoria tercera. *Tipos de interés provisionales del sistema gasista.*

1. El tipo de interés provisional para el eventual desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2015 será del 1,2 por ciento. El interés reconocido a dicho desajuste se devengará desde el día siguiente de la aprobación de la liquidación definitiva de 2015.

2. El tipo de interés provisional para el eventual déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 será del 1,700 por ciento. El interés reconocido a dicho déficit se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2014.

3. El tipo de interés provisional para el coste reconocido como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el 9 de agosto de 2010 será del 1,201 por ciento. El interés reconocido a dicho coste se devengará desde el 1 de enero de 2015.

Disposición transitoria cuarta. *Almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte y distribución.*

1. A partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 30 de septiembre de 2016 el almacenamiento operativo incluido en el peaje de transporte y distribución se fija en el 25 por ciento de la capacidad diaria contratada en la red de transporte.

2. A partir del 1 de octubre de 2016 dicha capacidad de almacenamiento operativo será 0.

Disposición transitoria quinta. *Gas de maniobra.*

1. A partir del 1 de enero de 2016 el gas de maniobra no podrá exceder la cantidad de 150 GWh. A partir del 1 de octubre de 2016 la cantidad de gas de maniobra deberá ser cero.

2. El exceso de mermas retenidas sobre las mermas reales se destinará preferentemente a minorar las necesidades de compra de gas de operación o a gas talón para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte.

3. El defecto de mermas retenidas se cubrirá mediante compras de gas de operación adicionales.

4. A partir del 1 de octubre de 2016, el Gestor Técnico del Sistema llevará cuentas separadas de los saldos de mermas en las redes de transporte y en las plantas de regasificación.

Disposición transitoria sexta. *Retribución del Operador de Mercado de gas.*

1. Con carácter provisional y mientras que no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, la retribución del Operador del Mercado de gas correspondiente al año 2016 se fija en 2.980.000 €.

2. Una vez que se disponga de dicha metodología y de los datos necesarios para su aplicación se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible.

Disposición transitoria séptima. *Cancelación de contratos.*

Si por aplicación de lo dispuesto en el apartado 2 de la disposición transitoria primera del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, se cancelase un contrato de acceso de largo plazo, que hubiera tenido una vigencia real inferior a un año, se procederá a facturar de nuevo los peajes de acceso desde el inicio del mismo, aplicando los peajes a corto plazo en vigor.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Desde el 1 de enero de 2016 quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden, y en particular:

a) El artículo 13 «Alquiler de contadores» de la Orden ECO/31/2003, de 16 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores.

b) El artículo 14. Derechos de acometida para suministros a presión igual o inferior a 4 bar de la Orden ECO/33/2004, de 15 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

c) El artículo 19 «Tarifa de alquiler de equipos de telemedida» de la Orden ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

A partir del 1 de octubre de 2016 quedan derogados los apartados 9.6.2, y 9.6.4 de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09 «Operación normal del sistema», aprobada por Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

Disposición final primera. *Modificación de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09.*

Se modifican los siguientes apartados de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09 «Operación normal del sistema», aprobada por Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista:

1. El apartado 9.6.2. «Desbalance por exceso de gas en el AOC» queda redactado en los siguientes términos:

«9.6.2 Desbalance por exceso de gas en el Almacenamiento para la Operación Comercial en la Red de Gasoductos (AOC). Queda redactado en los siguientes términos:

Se considera que un usuario incurre en desbalance por exceso de gas en el almacenamiento para la operación comercial en la red de gasoductos (AOC) cuando sus existencias en el AOC superen los derechos de capacidad de almacenamiento operativo incluidos en el peaje de transporte y distribución.

El balance en el AOC se realizará para el conjunto de contratos de reserva de capacidad de entrada al sistema de transporte y distribución del usuario.

Cuando un usuario se encuentre en situación de desbalance por exceso de gas en el AOC, se le facturará diariamente un cargo económico equivalente al exceso de existencias multiplicado por el 5% del precio de referencia para desbalances por defecto de existencias operativas definido en el apartado 9.6.6.»

2. En el apartado 9.6.4. «Desbalance por defecto de existencias en una planta de regasificación o en el AOC.» se modifica el primer párrafo, que queda redactado en los siguientes términos:

«Cuando un usuario se encuentre en desbalance por existencias negativas en el AOC, se le facturará diariamente un cargo económico por el importe resultante de multiplicar la cantidad en defecto de gas por el 5 % del precio de referencia definido en el apartado para desbalances por defecto de existencias operativas definido en el apartado 9.6.6. Si el desbalance por existencias negativas se produce en una planta de regasificación se aplicará el 10% de dicho precio de referencia.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.*

Se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural en los siguientes términos:

Uno. El apartado 3.a del artículo 6 queda redactado en los siguientes términos:

«a) Coste de almacenamiento subterráneo, expresado en cts/kWh:

$$\frac{12 \times T_f \times 60}{365} + \frac{40}{365} \times (T_{vi} + T_{ve} \times (1 - m_A))$$

Dos. El artículo 8 queda modificado en los siguientes términos:

«Artículo 8. *Determinación del coste de la materia prima.*

El coste de la materia prima  $C_n$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_n \text{ (cts / kWh)} = [\alpha \times RE_n + (1 - \alpha) \times RB_n] \times (1 + PRQ) \times (1 + MERM)$$

Donde:

- $\alpha$ : ponderación del gas estacional, tendrá valor de 0,579 en el primer trimestre, 0,467 en el cuarto y 0 en los trimestres segundo y tercero.
- $RE_n$ : Referencia internacional del gas estacional, expresada en cent€/kWh, que se determina como promedio de las cotizaciones de los futuros mensuales del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre "n". Se tomarán los valores publicados por el Intercontinental Exchange (ICE) "UK Natural Gas (monthly)" desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre "n", ambos incluidos, y para cada día se tomará la media aritmética de los "settlement prices" publicados para cada uno de los tres meses del trimestre. Las

cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de pence/therm a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y aplicando el factor de conversión de 29,307 kWh/therm.

–  $RB_n$ : referencia internacional del gas de base, expresada en cts€/kWh y calculada mediante la siguiente fórmula:

$$RB_n = \frac{(0,710093 + 0,027711 \times Brent_n)}{E_n}$$

Donde:

▪ Brentn: Media semestral expresada en \$/barril de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia “n”. Para su cálculo se utilizarán las medias mensuales expresadas en \$/Bbl y publicadas en el “Platts Oilgram Price Report” o en el “Platts nPLCrude”. En ausencia de valores mensuales publicados, se tomará la media diaria de las cotizaciones baja y alta del “Brent Dated” publicada diariamente en el “Platts POM” o “nPLCRUDE”. Para el último mes se tomarán las cotizaciones correspondientes a los días 1 a 20 inclusive.

▪ En: Cambio medio \$/€ en el trimestre anterior al del mes de cálculo, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo. Para el último mes del período se considerarán exclusivamente las cotizaciones del día 1 al 20 inclusive.

– MERM: Coeficiente de mermas se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula, en la que se utilizan parámetros definidos en el artículo seis:

–  $MERM = m_D + m_T + m_R \times \%GNL$ .

– PRQ: Prima por riesgo de cantidad, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.»

Tres. El artículo 9 pasa a tener una redacción del siguiente tenor:

«Artículo 9. *Prima por riesgo de cantidad.*

La prima por riesgo de cantidad (PRQ) refleja el sobrecoste que para los comercializadores de último recurso supone la existencia de una correlación positiva entre el volumen real de gas natural que tienen obligación de suministrar y el precio de la energía en el mercado.

Tomará el valor de 0 para el segundo y tercer trimestre del año y se determinará para el primer y cuarto trimestre del año de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PRQ = (MD_p \times CO_c + MD_n \times CO_p) / F3$$

Siendo:

– MDp: Máximo desvío positivo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,26.

– MDn: Máximo desvío negativo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,34.

– COc: Media aritmética del coste de la opción call del gas natural del “National Balancing Point” (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia del día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia y calculada como sigue:

$$CO = \frac{1}{3} \times \sum_{n=1}^3 \frac{CO_{sup\ n} \times (Fut_n - T_{inf\ n}) + CO_{inf\ n} \times (T_{sup\ n} - Fut_n)}{(T_{sup\ n} - T_{inf\ n})}$$

Siendo:

- CO el coste de la opción call.
  - Fut<sub>n</sub>: La cotización del futuro de gas natural NBP para el mes n del trimestre de referencia en el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - T<sub>supn</sub>: El precio de ejecución de la opción call del mes n del trimestre de referencia inmediatamente superior al valor de Fut<sub>n</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - T<sub>inf n</sub>: El precio de ejecución de la opción call del mes n del trimestre de referencia inmediatamente inferior al valor de Fut<sub>n</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - CO<sub>supn</sub>: La cotización de la opción call del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución T<sub>supn</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - CO<sub>inf n</sub>: La cotización de la opción call del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución T<sub>inf n</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
- CO<sub>p</sub>: Media aritmética del coste de la opción put del gas natural del “National Balancing Point” (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia del día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia y calculada como sigue:

$$CO = \frac{1}{3} \times \sum_{n=1}^3 \frac{CO_{sup n} \times (Fut_n - T_{inf n}) + CO_{inf n} \times (T_{sup n} - Fut_n)}{(T_{sup n} - T_{inf n})}$$

Siendo:

- CO el coste de la opción put.
  - Fut<sub>n</sub>: La cotización del futuro de gas natural NBP para el mes n del trimestre de referencia en el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - T<sub>supn</sub>: El precio de ejecución de la opción put del mes n del trimestre de referencia inmediatamente superior al valor de Fut<sub>n</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - T<sub>inf n</sub>: El precio de ejecución de la opción put del mes n del trimestre de referencia inmediatamente inferior al valor de Fut<sub>n</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - CO<sub>supn</sub>: La cotización de la opción put del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución T<sub>supn</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
  - CO<sub>inf n</sub>: La cotización de la opción put del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución T<sub>inf n</sub> para el día de cálculo en el “Intercontinental Exchange” (ICE).
- F3: valor medio de los futuros del gas natural del “National Balancing Point” (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia. Se tomarán los valores publicados por el Intercontinental Exchange (ICE) desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia, ambos incluidos.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

El artículo 14 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 14. *Mermas en las redes de distribución.*

1. Antes de la finalización del mes “m+3”, los distribuidores calcularán para cada mes “m” y por PCTD/PCDD, las mermas reconocidas en la red, las mermas reales, y el saldo de mermas resultante, calculado como las mermas reales menos las mermas reconocidas. Los distribuidores comunicarán a los usuarios el saldo mensual de mermas del mes “m” que les corresponde en cada PCTD/PCDD, junto con la información necesaria que permita reproducir su cálculo. Para todo ello se aplicarán los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que correspondan.

2. Antes del 1 de junio de cada año los distribuidores calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados para el conjunto de sus redes y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual de las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que corresponda.

3. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

4. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de julio de cada año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

5. Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al distribuidor dicho error lo antes posible, antes del 25 de junio de cada año, con el fin de que éste pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

Antes del 1 de agosto de cada año, el Gestor Técnico del Sistema aprobará los saldos de mermas del año anterior, valorará económicamente dichos saldos y comunicará a los usuarios y distribuidores operadores el saldo y la compensación económica que les corresponde. Estas compensaciones económicas se calcularán de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 7 de este artículo. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la CNMC, en los términos establecidos en el artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

6. Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el valor del precio medio del gas talón y gas de operación que se empleará para valorar los saldos de mermas.

7. El distribuidor con saldo de mermas anual positivo en el conjunto de sus redes abonará a sus usuarios con saldo de mermas anual positivo, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, la cantidad que resulte de valorar dicho

saldo al precio de referencia. A su vez, los usuarios con saldo anual de mermas negativo abonarán al distribuidor, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, el saldo del usuario valorado a este mismo precio.

8. Para el distribuidor con un saldo de mermas anual negativo en el conjunto de sus redes, se valorará la mitad de dicho saldo al precio de referencia, y se repartirá la cantidad calculada entre sus usuarios de forma proporcional al consumo de los clientes de cada uno en el conjunto de las redes del distribuidor. Posteriormente, se valorará el saldo de mermas de cada usuario al precio de referencia. Cuando el resultado de la valoración sea negativo, el usuario abonará dicha cantidad al distribuidor en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor. Cuando sea positiva, será el distribuidor quien, en el plazo de un mes desde la comunicación del Gestor, abone dicha cantidad al usuario.

9. Los ingresos o costes de los distribuidores que resulten de la compensación del saldo de mermas en sus redes no serán considerados ingresos o costes liquidables a efectos retributivos.

10. En caso de retrasos en el abono de las cantidades correspondientes, se devengarán intereses de demora equivalentes al Euribor a tres meses publicado en Reuters el día del vencimiento del pago incrementado en dos puntos.

11. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en base al informe del Gestor Técnico del Sistema, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en la red de distribución, si así lo considera necesario.

12. Antes del 1 de abril del segundo año posterior al de cálculo, los distribuidores podrán enviar al Gestor Técnico del Sistema revisiones de la información remitida sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre los usuarios de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema que corresponda.

Teniendo en cuenta la nueva información comunicada por los distribuidores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la revisión de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y calculará la revisión de las compensaciones económicas de usuarios y distribuidores, elaborando un informe complementario al definido en el punto 4 que remitirá a los usuarios, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de junio de dicho año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente y los usuarios dispondrán de un plazo de 15 días para realizar alegaciones. El Gestor Técnico del Sistema comunicará a distribuidores y usuarios la revisión de sus saldos, debiéndose realizar los abonos correspondientes entre las partes en el plazo de un mes desde dicha comunicación.»

*Disposición final cuarta. Modificación de la Orden IET/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.*

Se modifican los siguientes apartados de la Orden IET/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural:

1. El apartado 4 del artículo 2, queda redactado de la siguiente forma:

«4. Si la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes en vigor fuese inferior a las mermas reales (saldo de mermas positivo), la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de gas de la cuenta del saldo de mermas de la planta de regasificación. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una

ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios. El exceso de gas que se determine de la cuenta del saldo de mermas de la planta se destinará a gas de operación o gas talón.»

2. El apartado 10 del artículo 2, queda redactado de la siguiente forma:

«10. Cuando el saldo de mermas anual de una planta de regasificación sea negativo, durante los 30 días posteriores a la publicación del saldo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la planta, a cuenta del gas acumulado como saldo de mermas de la planta de regasificación, un volumen de gas diario equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario repartida proporcionalmente en dichos 30 días, en la planta en cuestión. Además, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta, empleando para ello el precio medio del gas de operación del año al que corresponda el saldo. La cantidad resultante será adicionada a la retribución reconocida al titular de la planta en el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.»

Disposición final quinta. *Modificación de la Orden IET/3128/2011, de 17 de diciembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas.*

Se modifican los siguientes apartados de la Orden IET/3128/2011, de 17 de diciembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas:

1. El apartado 3 del artículo 5, queda redactado de la siguiente forma:

«3. En caso de que el saldo de mensual de mermas de la red de transporte fuese negativo dicho saldo permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de la cuenta del saldo de mermas de transporte. Si fuera positivo, el saldo se cubrirá temporalmente mediante una disminución del volumen de dicha cuenta.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones necesarias para lograr una ubicación adecuada de dicho saldo de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios. El exceso de gas de la cuenta del saldo de mermas de transporte que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.»

2. El apartado 9 del artículo 5, queda redactado de la siguiente forma:

«9. Cuando el saldo anual de mermas en el conjunto de las redes de transporte sea negativo (mermas reales inferiores a mermas reconocidas), el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario la mitad de su saldo de la cuenta del saldo de mermas de transporte mediante la entrega en el Punto Virtual de Balance de 1/30 de dicha cantidad durante 30 días consecutivos a contar desde el séptimo día en que dicho saldo haya sido comunicado a los usuarios.»

Disposición final sexta. *Modificación de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

Se modifica el artículo 4.3 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, que pasa a tener la siguiente redacción:

«De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará una parte equivalente a 60 días del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar.

La asignación de la citada capacidad será realizada por el Gestor Técnico del Sistema con carácter anual, de forma proporcional a las ventas totales realizadas en el año anterior a clientes conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea igual o inferior a 4 bar por los sujetos que tengan este tipo de clientes.»

Disposición final séptima. *Aplicación de la orden.*

Por la Secretaría de Estado de Energía se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2016.

Madrid, 17 de diciembre de 2015.—El Ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria López.

## ANEXO

## 1. Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.

	Retribucion 2016	Revisión 2014-2015	TOTAL
Naturgas Energía Distribución, S.A.	171.724.877	-8.387.310	<b>163.337.567</b>
Gas Directo, S.A.	1.597.992	75.537	<b>1.673.529</b>
Redexis Gas Distribución, S.A.	80.037.546	-5.797.872	<b>74.239.674</b>
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	12.299.072	453.335	<b>12.752.407</b>
Tolosa Gas, S.A	752.374	-70.402	<b>681.972</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	438.624.955	-18.531.845	<b>420.093.110</b>
Gas Natural Andalucía, S.A.	65.157.470	-200.513	<b>64.956.957</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.990.573	-2.836.377	<b>39.154.195</b>
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.468.741	-6.405.283	<b>71.063.458</b>
CEGAS, S.A.	121.645.968	-996.111	<b>120.649.858</b>
Gas Galicia SDG, S.A.	38.161.997	-254.449	<b>37.907.548</b>
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	15.798.407	-400.641	<b>15.397.766</b>
Gas Navarra, S.A.	27.151.932	-2.316.638	<b>24.835.294</b>
Gas Natural Rioja, S.A.	14.196.133	-990.446	<b>13.205.687</b>
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	430.125	-268.673	<b>161.452</b>
Madrileña Red de Gas	141.429.434	-1.950.337	<b>139.479.097</b>
Gas Natural Madrid	150.611.853	-15.390.134	<b>135.221.719</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.399.079.447</b>	<b>-64.268.158</b>	<b>1.334.811.289</b>

2. Retribución de las empresas titulares de activos de transporte.

a. Corrección del reparto de la retribución por continuidad de suministro 2014:

[Euros]	RCS 2014 prorrateo segundo periodo 2014	RCS 2014 prorrateo segundo periodo 2014 publicado en IET/389/2015	Diferencia a reconocer (se incluye en 2014)
Gas Natural CEGAS, S.A.	571.398,98	588.241,60	-16.842,62
ENAGAS Transporte, S.A.	97.975.734,23	97.505.589,39	470.144,84
ENAGAS Transporte del Norte, S.A.U.	3.521.637,54	3.632.005,52	-110.367,98
Gas Natural Andalucía S.A.	507.074,04	522.965,72	-15.891,68
Redexis Gas Aragon, S.A.	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	580.375,44	598.564,39	-18.188,95
Gas Extremadura Transportista, S.L.	956.416,57	984.396,70	-27.980,13
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	348.780,98	359.711,77	-10.930,79
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A	77.034,64	79.203,66	-2.169,02
Regasificadora del Noroeste, S.A.	1.016.177,06	1.042.343,24	-26.166,18
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00	0,00	0,00
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	283.018,86	291.888,66	-8.869,80
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	2.769.212,50	2.855.999,51	-86.787,01
Gas Navarra, S.A.	203.633,57	211.919,82	-8.286,25
Redexis Gas, S.A.	3.625.441,37	3.751.976,75	-126.535,38
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	2.549.216,72	2.560.345,75	-11.129,03
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>114.985.152,50</b>	<b>114.985.152,50</b>	<b>0,00</b>

b. Revisión de la retribución por continuidad de suministro 2015:

	2014	2015
	GWh	GWh
Mercado nacional (salidas T&D)	302.171.542,049	311.758.496,289
Suministro GNL directo	-10.858.072,230	-9.287.884,569
Suministro GNL distribución	-649.678,054	-804.987,666
Volumen a considerar:	290.663.791,765	301.665.624,054
Incremento		3,7850715%

RCS <sub>n-1</sub> (2014)	233.164.337,00
fi	0,97
Incr. Demanda	3,7850715%
RCS <sub>n</sub> (2015)	234.730.080,65

c. Revisión de la retribución total por continuidad de suministro 2015 y corrección del reparto de la retribución por continuidad de suministro 2015:

[Euros]	RCS 2015	RCS 2015 en Orden IET/389/2015	Diferencia a reconocer (se incluye en 2015)
Gas Natural CEGAS, S.A.	1.151.366,15	1.154.817,55	-3.451,40
ENAGAS Transporte, S.A.	198.036.648,78	192.038.918,17	5.997.730,61
ENAGAS Transporte del Norte, S.A.U.	7.096.082,42	7.130.239,88	-34.157,46
Gas Natural Andalucía S.A.	1.021.751,72	1.026.669,99	-4.918,27
Redexis Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.169.453,68	1.175.082,93	-5.629,24
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.927.174,70	1.932.536,88	-5.362,18
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.520.315,46	706.174,91	814.140,55
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	5.579.949,65	5.606.809,11	-26.859,46
Gas Navarra, S.A.	410.320,64	416.034,38	-5.713,74
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	155.224,42	155.490,15	-265,72
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.047.591,80	2.046.295,71	1.296,09
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00	0,00	0,00
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	570.281,63	573.026,72	-2.745,09
Redexis Gas, S.A.	8.241.096,53	8.306.118,33	-65.021,80
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	5.802.823,05	5.695.761,31	107.061,74
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>234.730.080,65</b>	<b>227.963.976,01</b>	<b>6.766.104,64</b>

d. Actualización de la retribución por continuidad de suministro 2016:

	2014	2015	2016
	MWh	MWh	MWh
Mercado nacional (salidas T&D)	302.171.542,05	311.758.496,29	316.008.212,45
Suministro GNL directo	-10.858.072,23	-9.287.884,57	-9.232.889,88
Suministro GNL distribución	-649.678,05	-804.987,67	-886.328,99
Volumen a considerar:	290.663.791,77	301.665.624,05	305.888.993,59
Incremento		3,7850715%	1,4000168%

RCS <sub>n-1</sub> (2015)	234.730.080,65
fi	0,97
Incr. Demanda	1,4000168%
RCS <sub>n</sub> (2016)	230.875.850,98

## e. Retribución por continuidad de suministro 2016:

	Instalaciones pem anterior 1 de enero de 2008			Instalaciones pem posterior 1 de enero de 2008			TOTAL Reparto RCS 2016 [€]
	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto $\alpha$ [%]	Reparto RCS 2016 [€]	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto $\alpha$ [%]	Reparto RCS 2016 [€]	
PEM <2008							
Gas Natural CEGAS, S.A.	19.223.760,91	0,22924%	529.263,20	21.662.961,28	0,25833%	596.418,58	1.125.681,78
Enagas Transporte, S.A.	4.533.486.518,65	54,06138%	124.814.681,17	2.522.294.397,08	30,07811%	69.443.102,94	194.257.784,11
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	127.524.132,16	1,52071%	3.510.958,69	124.468.294,31	1,48427%	3.426.826,22	6.937.784,91
Gas Natural Andalucía S.A.	1.238.746,60	0,01477%	34.104,82	35.045.174,49	0,41791%	964.853,93	998.958,75
Redexis Gas Aragon, S.A.	0,00	0,00000%	0,00	0,00	0,00000%	0,00	0,00
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	13.461.891,93	0,16053%	370.629,04	28.067.145,36	0,33470%	772.736,79	1.143.365,83
Gas Extremadura Transportista, S.L.	29.141.442,46	0,34751%	802.314,03	39.295.393,61	0,46859%	1.081.869,77	1.884.183,80
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.299.597,24	0,01550%	35.780,15	58.499.774,05	0,69760%	1.610.599,40	1.646.379,55
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	5.512.249,80	0,06573%	151.761,72	0,00	0,00000%	0,00	151.761,72
Regasificadora del Noroeste, S.A.	50.514.787,36	0,60238%	1.390.758,98	22.198.238,85	0,26471%	611.155,70	2.001.914,68
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00	0,00000%	0,00	0,00	0,00000%	0,00	0,00
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00	0,00000%	0,00	0,00	0,00000%	0,00	0,00
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	0,00	0,00000%	0,00	20.251.547,63	0,24150%	557.559,94	557.559,94
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	178.531.140,77	2,12897%	4.915.269,37	19.712.409,72	0,23507%	542.716,54	5.457.985,91
Gas Navarra, S.A.	0,00	0,00000%	0,00	14.571.095,52	0,17376%	401.167,32	401.167,32
Redexis Gas, S.A.	103.111.831,54	1,22960%	2.838.846,07	189.541.746,56	2,26027%	5.218.410,28	8.057.256,35
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	16.135.203,96	0,19241%	444.229,92	211.023.373,28	2,51643%	5.809.836,41	6.254.066,33
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>5.079.181.303</b>	<b>60,56874%</b>	<b>139.838.597,16</b>	<b>3.306.631.552</b>	<b>39,43126%</b>	<b>91.037.253,82</b>	<b>230.875.850,98</b>

## f. Corrección por cambio tasa de retribución financiera de la retribución por disponibilidad 2014 y 2015:

[Euros]	Liquidación 2015	Liquidación 2014	Total
	por cambio TR en RD 2015	por cambio TR en RD 2014	
Gas Natural CEGAS, S.A.	27.202,44	5.820,84	<b>33.023,28</b>
Enagas Transporte, S.A.	17.351.971,34	3.719.666,68	<b>21.071.638,02</b>
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	860.664,09	184.648,59	<b>1.045.312,68</b>
Gas Natural Andalucía S.A.	130.267,24	27.798,70	<b>158.065,94</b>
Redexis Gas Aragon, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	141.797,77	30.289,09	<b>172.086,86</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	218.678,33	63.471,72	<b>282.150,05</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	83.524,41	17.795,78	<b>101.320,19</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	16.355,64	3.491,94	<b>19.847,58</b>
Regasificadora del Noroeste, S.A.	274.800,52	58.635,00	<b>333.435,52</b>
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	64.063,49	13.622,19	<b>77.685,68</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	358.172,90	78.105,74	<b>436.278,64</b>
Gas Navarra, S.A.	43.632,49	9.295,55	<b>52.928,04</b>
Redexis Gas, S.A.	827.778,14	153.328,30	<b>981.106,44</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	716.638,41	127.435,58	<b>844.073,99</b>
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>21.115.547,20</b>	<b>4.493.405,70</b>	<b>25.608.952,90</b>

g. Retribución por disponibilidad 2016:

[Euros]	RD 2016 Instalaciones pem anterior 1 de enero de 2008	RD 2016 Instalaciones pem posterior 1 de enero de 2008	RD 2016 TOTAL
Gas Natural CEGAS, S.A.	742.584,12	1.694.527,16	<b>2.437.111,28</b>
Enagas Transporte, S.A.	264.316.324,64	227.397.696,90	<b>491.714.021,54</b>
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	9.781.981,04	11.071.082,94	<b>20.853.063,98</b>
Gas Natural Andalucía S.A.	102.464,94	2.750.590,77	<b>2.853.055,72</b>
Redexis Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.259.803,16	1.872.837,08	<b>3.132.640,23</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.805.391,66	3.271.311,44	<b>5.076.703,10</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	121.791,27	5.358.094,78	<b>5.479.886,05</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	369.564,69	0,00	<b>369.564,69</b>
Regasificadora del Noroeste, S.A.	3.865.158,65	2.141.698,09	<b>6.006.856,74</b>
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	0,00	1.341.545,93	<b>1.341.545,93</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	11.519.550,53	1.791.835,76	<b>13.311.386,29</b>
Gas Navarra, S.A.	0,00	946.289,22	<b>946.289,22</b>
Redexis Gas, S.A.	5.611.395,18	13.019.900,54	<b>18.631.295,72</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	1.290.748,34	22.272.977,52	<b>23.563.725,86</b>
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>300.786.758,21</b>	<b>294.930.388,13</b>	<b>595.717.146,34</b>

h. Cantidad total a reconocer:

[Euros]	Total 2016 Instalaciones pem anterior 1 de enero de 2008	Total 2016 Instalaciones pem posterior 1 de enero de 2008	Total 2016	Total 2015	Total 2014	Total
Gas Natural CEGAS, S.A.	1.271.847,32	2.290.945,74	3.562.793,06	23.751,04	-11.021,78	<b>3.575.522,32</b>
Enagas Transporte, S.A.	389.131.005,81	296.840.799,84	685.971.805,65	23.401.701,78	4.189.811,52	<b>713.563.318,95</b>
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	13.292.939,73	14.497.909,16	27.790.848,89	826.506,62	74.280,61	<b>28.691.636,13</b>
Gas Natural Andalucía S.A.	136.569,76	3.715.444,70	3.852.014,47	125.348,97	11.907,02	<b>3.989.270,46</b>
Redexis Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.630.432,20	2.645.573,87	4.276.006,06	136.168,52	12.100,14	<b>4.424.274,73</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.607.705,69	4.353.181,21	6.960.886,90	213.316,14	35.491,59	<b>7.209.694,63</b>
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	157.571,42	6.968.694,18	7.126.265,60	4.022.532,26	6.864,99	<b>11.155.662,85</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	521.326,41	0,00	521.326,41	16.089,92	1.322,92	<b>538.739,25</b>
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.255.917,63	2.752.853,79	8.008.771,42	276.096,61	32.468,82	<b>8.317.336,85</b>
Transportista Regional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Redexis Gas Transporte, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Gas Energía distribución Murcia, S.A.	0,00	1.899.105,87	1.899.105,87	61.318,40	4.752,39	<b>1.965.176,65</b>
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	16.434.819,90	2.334.552,30	18.769.372,20	331.313,44	-8.681,27	<b>19.092.004,38</b>
Gas Navarra, S.A.	0,00	1.347.456,54	1.347.456,54	37.918,75	1.009,30	<b>1.386.384,59</b>
Redexis Gas, S.A.	8.450.241,25	18.238.310,82	26.688.552,07	762.756,34	26.792,92	<b>27.478.101,33</b>
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	1.734.978,26	28.082.813,93	29.817.792,19	1.104.507,23	116.306,55	<b>31.038.605,98</b>
<b>TOTAL TRANSPORTE</b>	<b>440.625.355,37</b>	<b>385.967.641,95</b>	<b>826.592.997,32</b>	<b>31.339.326,05</b>	<b>4.493.405,72</b>	<b>862.425.729,09</b>

## 3. Retribución de las empresas titulares de instalaciones de regasificación.

## a. Revisión de la retribución por continuidad de suministro 2015:

	2014 MWh	2015 MWh
Volumen de gas emitido	99.938.108,992	125.716.574,030
Incremento		25,7944295%

RCS <sub>n-1</sub> (2014)	48.211.976
fi	0,97
Incr. Demanda	25,7944295%
RCS <sub>n</sub> (2015)	58.828.541

## b. Revisión de la retribución total por continuidad de suministro 2015:

[Euros]	Reparto RCS 2015	Reparto RCS 2015 en la Orden IET/389/2015	Diferencia (a reconocer 2015)
ENAGAS Transporte, S.A.U.	33.649.400,12	28.773.475,26	4.875.924,86
ENAGAS Transporte, S.A.U. El Musel	0,00	0,00	0,00
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	8.396.979,18	7.180.225,26	1.216.753,92
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	10.012.116,46	8.561.323,06	1.450.793,40
Regasificadora del Noroeste, S.A.	6.770.044,98	5.789.039,95	981.005,03
Total	58.828.540,74	50.304.064,53	8.524.476,21

## c. Actualización de la retribución por continuidad de suministro 2016:

	2014 MWh	2015 MWh	2016 MWh
Volumen de gas emitido	99.938.108,992	125.716.574,030	127.212.430,691
Incremento		25,7944295%	1,1898643%

RCS <sub>n-1</sub> (2015)	58.828.541
fi	0,97
Incr. Demanda	1,1898643%
RCS <sub>n</sub> (2016)	57.742.665,00

## d. Retribución por continuidad de suministro 2016.

	Valor de reposición (€)	coeficiente de reparto $\alpha$ [%]	Reparto RCS 2016 (€)
ENAGAS Transporte, S.A.U. (resto actividades)	1.760.940.984,93	57,19911%	33.028.288,89
ENAGAS Transporte, S.A.U. (El Musel)	0,00	0,00000%	0,00
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	439.430.858,45	14,27365%	8.241.985,09
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	523.954.250,60	17,01915%	9.827.309,66
Regasificadora del Noroeste, S.A.	354.290.110,07	11,50810%	6.645.081,36
<b>Total</b>	<b>3.078.616.204,06</b>	<b>100,000000%</b>	<b>57.742.665,00</b>

## e. Corrección por cambio tasa de retribución financiera de la retribución por disponibilidad 2014 y 2015.

[Euros]	Liquidación 2015 por cambio TR en RD 2015	Liquidación 2014 por cambio TR en RD 2014	Total
ENAGAS Transporte, S.A.U. resto actividades	3.917.318,33	900.261,52	<b>4.817.579,85</b>
ENAGAS Transporte, S.A.U. El Musel	1.909.722,96	395.548,10	<b>2.305.271,06</b>
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	546.022,43	121.984,49	<b>668.006,92</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	1.801.118,90	413.523,58	<b>2.214.642,47</b>
Regasificadora del Noroeste, S.A.	1.011.870,48	227.463,74	<b>1.239.334,22</b>
<b>TOTAL REGASIFICACIÓN</b>	<b>9.186.053,10</b>	<b>2.058.781,43</b>	<b>11.244.834,53</b>

## f. Retribución por disponibilidad 2016.

[Euros]	RD 2016
ENAGAS Transporte, S.A.U. resto actividades	191.284.585,82
ENAGAS Transporte, S.A.U. El Musel	23.605.524,58
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	40.358.035,86
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	76.630.073,36
Regasificadora del Noroeste, S.A.	37.520.069,64
<b>TOTAL REGASIFICACIÓN</b>	<b>369.398.289,25</b>

## g. Cantidad total a reconocer.

[Euros]	Total 2016	Total 2015	Total 2014	TOTAL
ENAGAS Transporte, S.A.U. resto actividades	224.312.874,71	8.793.243,19	900.261,52	<b>234.006.379,42</b>
ENAGAS Transporte, S.A.U. El Musel	23.605.524,58	6.074.267,76	9.765.773,90	<b>39.445.566,24</b>
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	48.600.020,95	1.762.776,35	121.984,49	<b>50.484.781,79</b>
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	86.457.383,02	3.251.912,30	413.523,58	<b>90.122.818,89</b>
Regasificadora del Noroeste, S.A.	44.165.151,00	1.992.875,51	227.463,74	<b>46.385.490,25</b>
<b>TOTAL REGASIFICACIÓN</b>	<b>427.140.954,25</b>	<b>21.875.075,11</b>	<b>11.429.007,23</b>	<b>460.445.036,59</b>

## 4. Retribución de las empresas titulares de instalaciones de almacenamiento subterráneo básico.

## a. Revisión del reparto de la retribución por continuidad de suministro 2014

[Euros]	RCS 2014 prorrateado	RCS 2014 prorrateado Orden IET/2355/2014	Diferencia a reconocer (a incluir 2014)
Enagas Transporte, S.A.U.	2.693.601,99	3.184.468,27	-490.866,29
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	490.866,29	0,00	490.866,29
<b>TOTAL</b>	<b>3.184.468,28</b>	<b>3.184.468,27</b>	<b>0,00</b>

## b. Revisión de la retribución por continuidad de suministro 2015

	2014 MWh	2015 MWh
Volumen gas almacenado 01/11	28.779.150	25.711.828
Incremento		-10,658140%

RCS <sub>n-1</sub> (2014)	6.457.394,00
fi	0,97
Incr. Demanda	-10,658140%
RCS <sub>n</sub> (2015)	5.596.081,25

## c. Revisión de la retribución total por continuidad de suministro 2015 y corrección del reparto de la retribución por continuidad de suministro 2015

[Euros]	RCS 2015	RCS 2016 en Orden IET/2445/2014	Diferencia a reconocer (a incluir 2015)
Enagas Transporte, S.A.U.	4.733.479,59	6.048.835,00	-1.315.355,41
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	862.601,66		862.601,66

## d. Actualización de la retribución por continuidad de suministro 2016

	2014 MWh	2015 MWh	2016 MWh
Volumen gas almacenado 01/11	28.779.150	25.711.828	28.706.944
Incremento		-10,658140%	11,648787%

RCS <sub>n-1</sub> (2015)	5.596.081,25
fi	0,97
Incr. Demanda	11,648787%
RCS <sub>n</sub> (2016)	6.060.518,15

## e. Retribución por continuidad de suministro 2016

	Valor de reposición [€]	coeficiente de reparto $\alpha$ [%]	Reparto RCS 2016 [€]
Enagas Transporte, S.A.U.	292.443.058,41	84,58561%	5.126.326,38
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	53.293.114,34	15,41439%	934.191,77
<b>TOTAL</b>	<b>345.736.172,75</b>	<b>100,00000%</b>	<b>6.060.518,15</b>

## f. Corrección por cambio tasa de retribución financiera de la retribución por disponibilidad 2014 y 2015.

[Euros]	Liquidación 2015 por cambio TR en RD 2015	Liquidación 2014 por cambio TR en RD 2014	Total
Enagas Transporte, S.A.U.	420.340,40	101.834,52	522.174,92

## g. Retribución por disponibilidad 2016.

[Euros]	RD 2016 sin COM provisionales
Enagas Transporte, S.A.U.	28.091.118,21
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.305.955,01
<b>TOTAL AASS</b>	<b>33.397.073,22</b>

## h. Retribución provisional por costes de operación y mantenimiento.

[Euros]	COM provisionales
Almacenamiento Subterráneo Serrablo	7.772.345,28
Almacenamiento Subterráneo Gaviota	17.698.735,25
Almacenamiento Subterráneo Yela	4.003.944,90
Almacenamiento Subterráneo Marismas	821.666,54
<b>TOTAL</b>	<b>30.296.691,97</b>

i. Costes provisionales de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento Subterráneo Castor derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

Año 2016: 15.718.229 €.

j. Resumen retribuciones año 2016.

[Euros]	RD 2016 por inversión	RD 2016 por Costes de Operación y mantenimiento	COM provisionales Castor	RCS 2016	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008	Derecho cobro RD-Ley 13/2014	TOTAL 2016
Enagas Transporte, S.A.U.	28.091.118,21	29.475.025,43	15.718.229,00	5.126.326,38	-705.329,00	0,00	<b>77.705.370,02</b>
ESCAL UGS, S.L.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	<b>0,00</b>
Titulares Derecho cobro RD-Ley 13/2014						80.664.720,00	<b>80.664.720,00</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.305.955,01	821.666,54	0,00	934.191,77	0,00	0,00	<b>7.061.813,32</b>
<b>TOTAL AASS</b>	<b>33.397.073,22</b>	<b>30.296.691,97</b>	<b>15.718.229,00</b>	<b>6.060.518,15</b>	<b>-705.329,00</b>	<b>80.664.720,00</b>	<b>165.431.903,34</b>

k. Cantidad total a reconocer.

[Euros]	Total 2016	Total 2015	Total 2014	TOTAL
Enagas Transporte, S.A.U.	77.705.370,02	-895.015,01	-389.031,77	<b>76.421.323,24</b>
ESCAL UGS, S.L.	0,00	0,00	4.561.868,37	<b>4.561.868,37</b>
Titulares Derecho cobro RD-Ley 13/2014	80.664.720,00	0,00	0,00	<b>80.664.720,00</b>
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	7.061.813,32	862.601,66	490.866,29	<b>8.415.281,27</b>
<b>TOTAL AASS</b>	<b>165.431.903,34</b>	<b>-32.413,35</b>	<b>4.663.702,89</b>	<b>170.063.192,88</b>

5. Retribución a cuenta de instalaciones de transporte.

La inclusión de una instalación de conexión de transporte a distribución en el listado de retribución a cuenta no presupone el cobro de la retribución definitiva, en aplicación del artículo 12.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. Estas retribuciones han sido incluidas en la tabla del apartado 2.g del presente anexo.

Titular	Instalación	Fecha pem	2015	2016
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Gasoducto Ramal a La Mariña Lucense (Ribadeo-Viveiro)	17/12/2014	1.946.718,89	1.920.751,66
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-001 Ribadeo del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	84.360,51	82.946,17
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-002 Ribadeo del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-003 Barreiros del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-004 Foz del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-005 Burela del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-006 Cervo del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-007 Cervo (Ind Alcoa) del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-008 Xove del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	45.470,91	44.708,57
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	POS-009 Viveiro del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	84.360,51	82.946,17
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-100 en POS-002 Ribadeo del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	65.507,51	65.058,20
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-160 en POS-003 Barreiros del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	70.530,61	70.071,68
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-100 en POS-004 Foz del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	65.507,51	65.058,20
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-160 en POS-005 Burela del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	70.530,61	70.071,68
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-160 en POS-006 Cervo del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	70.530,61	70.071,68
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-400 en POS-007A Cervo (Ind Alcoa) del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	78.093,67	77.594,25
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	EM G-1000 en POS-007B Cervo (Ind Alcoa) del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	77.178,27	76.649,91
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-65 en POS-008 Xove del Ramal a La Mariña Lucense	17/12/2014	61.733,07	61.289,29
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Gasoducto Ramal a La Mariña Lucense (Ribadeo-Viveiro)	12/01/2015	52.008,95	277.607,20
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Gasoducto Ramal a La Mariña Lucense (Ribadeo-Viveiro)	12/01/2015	0,00	0,00
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	Gasoducto Ramal a La Mariña Lucense (Ribadeo-Viveiro)	12/01/2015	47.109,46	251.455,27
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM G-100 en POS-009 Viveiro del Ramal a La Mariña Lucense	16/03/2015	32.400,75	65.507,51
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Ampliación tercera línea ERP-03-28 Juneda Subirats-Manresa-Lleida	03/03/2015	0,00	7.455,76
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	109.966,54	1.076.104,86
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición SANSON -02 de Trampa rascadores en Palma de Mallorca en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	0,00	43.233,54
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición de derivación SONALCU-01 en Sta. Mª de Camí en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	0,00	23.303,18
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición de derivación SONALCU-02 en Consell en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	0,00	23.303,18
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición de derivación SONALCU-03 en Inca en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	0,00	23.303,18
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición de derivación SONALCU-04 en Sa Pola en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	0,00	23.303,18
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición de Trampa rascadores SONALCU-05 en Alcudia en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	0,00	43.233,54
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en posición SONALCU-01 en Sta. Mª de Camí en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	24.907,50	73.335,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en Posición SONALCU-02 en Consell en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	24.907,50	73.335,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en Posición SONALCU-03 en Inca en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	24.907,50	73.335,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en Posición SONALCU-04 en Sa Pola en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	24.907,50	73.335,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en Posición SONALCU-05 en Alcudia en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	24.907,50	73.335,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	EM G-2500 en Posición SONALCU-05 en Alcudia en Gasoducto Son Reus-Inca-Alcudia	25/06/2015	32.659,88	106.758,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Gasoducto Cas Tresorer - Manacor - Felanitx	30/11/2015	5.340,66	313.574,28
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición SANSON-01 de Trampa de rascadores en Palma de Mallorca en Gasoducto Cas Tresorer - Manacor - Felanitx	30/11/2015	0,00	84.360,51
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	Posición de derivación CASFEL-01 en Palma de Mallorca en Gasoducto Cas Tresorer - Manacor - Felanitx	30/11/2015	0,00	45.470,91
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en posición CASFEL-01 (salida 49,5 bar) en Palma de Mallorca en Gasoducto Cas Tresorer - Manacor - Felanitx	30/11/2015	4.151,25	73.335,13
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	ERM G-250 en posición CASFEL-01 (salida 16 bar) en Palma de Mallorca en Gasoducto Cas Tresorer - Manacor - Felanitx	30/11/2015	4.151,25	73.335,13
ENAGAS Transporte, S.A.	Estación de compresión Euskadour	30/11/2015	51.999,83	2.965.420,62