



LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

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.

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013
Referencia: BOE-A-2013-13768

TEXTO CONSOLIDADO

Última modificación: 29 de septiembre de 2022

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, estableció en su artículo 92 que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá 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, y así lo incluye entre las funciones de dicha comisión recogidas en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. 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.

La Ley 3/2013, de 4 de junio de 2013, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, agrupa en este organismo las funciones que venían desarrollando diversos organismos reguladores, entre ellos la Comisión Nacional de Energía y recoge, de forma específica para este organismo en su artículo 7.1 d), la función de dictar mediante circular la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo.

La disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 13/2012, de 3 de marzo, dispone que hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada ley así como lo dispuesto en el Real Decreto 949/2002, 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.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, 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

efectuado 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.

El citado Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en sus artículos 16.6 y 20.5, dispone que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de Energía (referencia que en la actualidad debe entenderse efectuada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), establecerá, antes del día 1 de enero de cada año, los costes fijos a retribuir para cada empresa o grupo de empresas para ese año, para las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte y distribución así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo variable que les corresponda.

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución, suministro a tarifa y el coste de compra venta de gas, la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de regasificación y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo, modificaron sustancialmente el sistema de retribución para las actividades de regasificación y almacenamiento hasta entonces aplicado. Asimismo, dichas órdenes determinaron los valores de los costes de explotación fijos y variables, junto con las fórmulas de actualización para años sucesivos.

Por otra parte, el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, reguló un nuevo sistema de retribución de la actividad de transporte de gas natural para estas instalaciones. En particular, su artículo 6 dispone que se devengue una retribución a cuenta a partir del 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio de las instalaciones. Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional segunda la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha remitido un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre la retribución de determinadas actividades reguladas para el año siguiente, que ha sido tenido en cuenta en la elaboración de la presente orden.

Además, el anexo I 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, concreta en su apartado 3 un procedimiento de actualización anual de los derechos de acometida.

Finalmente, de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, en esta orden se regulan las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida.

La presente orden ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Consejo el 19 de diciembre de 2013, 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.

Mediante Acuerdo de 26 de diciembre de 2013, 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 la determinación de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas en vigor a partir del día 1 de enero de 2014, la retribución de las empresas que realizan actividades reguladas, así como

la determinación de los valores unitarios de inversión y costes fijos y variables de explotación de los activos adscritos a dichas actividades reguladas.

2. Asimismo, se establecen para el año 2014 las tarifas de alquiler de contadores y de equipos de teledistribución junto con los derechos de acometida para los suministros con presión de suministro inferior o igual a 4 bar en los términos que señalan respectivamente los anexos II y III de esta orden.

Artículo 2. *Peajes y cánones.*

1. 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 2014 son los establecidos en el anexo I de esta orden.

2. Dichos peajes y cánones han sido establecidos de acuerdo con los criterios previstos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en los artículos 25 y 26 del 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.

Artículo 3. *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 serán del 0,39 por ciento y del 0,140 por ciento respectivamente, aplicables como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones a que hace referencia el artículo 1 de la presente orden y que deberán recaudar las empresas transportistas y distribuidoras.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema correspondiente al año 2014 será de once millones quinientos sesenta y uno mil sesenta euros (11.561.060 €). La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá en la liquidación 14 del año 2014 la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por el Gestor Técnico del Sistema por la aplicación de la cuota establecida en el apartado anterior y su retribución correspondiente al año 2014.

Artículo 4. *Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones.*

1. Los productos de capacidad no podrán modificarse ni cancelarse hasta su finalización. En el caso de productos de capacidad de salida a presiones inferiores a 4 bar de carácter indefinido, y salvo baja del consumidor, solo podrá modificarse la capacidad contratada una vez que haya transcurrido un año desde su contratación o desde su última modificación.

2. Los operadores de redes de transporte y distribución velarán por la correcta aplicación de los peajes y cánones en vigor, determinando en el momento de la contratación el escalón del término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicable a los productos de capacidad de salida desde el PVB al consumidor final en función de su consumo previsto, de acuerdo con lo siguiente:

a) Para productos de capacidad de salida contratados en puntos de suministro a presión superior a 4 bar o a presión igual o inferior a 4 bar y acogidos al peaje 3.5:

– En caso de productos anuales para calcular la previsión de consumo se aplicará un factor de carga de la capacidad contratada que no podrá ser superior al 80 %.

– En el caso de productos de duración inferior al año, se utilizará como previsión de consumo el resultado de multiplicar por 330 el caudal diario contratado.

Una vez finalizado el contrato, si el consumo real observado no corresponde al escalón de peaje aplicado, se procederá a facturar los peajes utilizando el escalón de consumo correspondiente al consumo real. En el caso de productos de capacidad de duración inferior al año, si el consumo real medido multiplicado por 365 y dividido por la duración del contrato no coincide con el escalón del peaje se procederá a refacturar dichos peajes aplicando el escalón de peajes que corresponda al consumo real.

b) En el caso de contratos acogidos a los peajes 3.1 a 3.4 y los acogidos al peaje 3.5 con contrato de duración indefinida y que no hubieran modificado su caudal contratado en los

últimos 12 meses, se considerará el consumo del último año natural disponible, o en su defecto, el consumo de los últimos doce meses o una previsión de consumo en caso de nuevos suministros o modificación de los existentes. En el caso de que el consumo real no coincida con el escalón de peaje que se hubiera aplicado, al año siguiente se reubicará el consumidor en el escalón de peajes correspondiente al consumo real.

c) En el caso de productos de capacidad indefinidos acogidos al peaje 3.5 que modifiquen el caudal contratado se aplicará lo dispuesto en el apartado a), transcurridos doce meses, si el consumo real observado no corresponde al escalón de peaje aplicado, se procederá a facturar los peajes utilizando el escalón de consumo correspondiente al consumo real

d) En aquellos casos en los que el contrato de capacidad finalice en virtud de las causas contempladas en el apartado 16.3 del contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español, si el consumo real observado multiplicado por 365 y dividido por los días del contrato no corresponde al escalón de peaje que se hubiera aplicado, se procederá a facturar de nuevo los peajes de acceso considerando el escalón de consumo que corresponda al consumo real.

e) En los casos en que se haya producido un cambio de comercialización, la refacturación se realizará facturando a cada comercializador los peajes aplicables a su período de facturación

3. El canon de almacenamiento de gas natural licuado (GNL), que se especifica en el anexo I de la orden, se facturará por todo el volumen del gas efectivamente almacenado, excluido el gas talón de los tanques, propiedad de los titulares de las plantas.

4. Toda recaudación en concepto de peajes y cánones será comunicada a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia e incluida en el sistema de liquidaciones, de acuerdo con la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

5. Cualquier disminución de facturación como consecuencia de la incorrecta aplicación de los peajes y cánones de la presente orden, así como de la no aplicación de los apartados anteriores del presente artículo, será soportada por la compañía responsable de su facturación. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia efectuarán el cálculo de las liquidaciones correspondientes sin tener en cuenta dichas disminuciones.

6. Cuando el período de facturación no coincida con un mes natural, los términos fijos de los peajes de transporte y distribución T_{fij}, o el término de reserva de capacidad T_{fe}, regasificación T_{fr} o carga de cisternas T_{fc}, se calcularán multiplicando el valor mensual por el cociente entre el número de días a facturar del mes que entren en el período de facturación y el número de días del mes. Cuando el período de facturación coincida con un mes completo se aplicará directamente el valor publicado.

7. Los peajes incluidos en el anexo I de esta orden están referidos a las condiciones de referencia definidas en el protocolo de detalle PD-01, aprobado mediante Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista. En el caso que por cumplimiento de normativa europea, en las conexiones internacionales se empleen condiciones de referencia diferentes, se procederá a convertir el término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución aplicando el coeficiente correspondiente incluido anexo «J» de la norma ISO 6976.

Artículo 5. *Contratación de capacidad de carga de GNL con destino a plantas satélites.*

(Derogado).

Artículo 6. *Facturación aplicable a las liquidaciones.*

1. A efectos del cálculo de los ingresos liquidables, se computarán los correspondientes por la aplicación de los peajes y cánones y las cuotas destinadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Gestor Técnico del Sistema, a las cantidades de gas suministradas y a las capacidades contratadas.

2. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán inspeccionar las condiciones de facturación de los peajes y cánones.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá a estos efectos establecer planes anuales o semestrales de inspección de las condiciones de facturación de peajes y cánones.

Como resultado de las inspecciones, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

Artículo 7. *Información en la facturación.*

En la facturación de los peajes y cánones se indicarán, con la mayor desagregación posible, las variables que sirvieron de base para el cálculo de la cantidad a cobrar, incluido el valor promedio del poder calorífico superior del gas suministrado durante dicho período, expresado en kWh/m³ (n). En particular, se desglosarán los porcentajes destinados al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 8. *Facturación de períodos con variación de peajes.*

La facturación de peajes y cánones correspondientes a períodos en que haya habido variación de los mismos, se calculará repartiendo el consumo total del período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de ellos, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

Artículo 9. *Telemedida.*

1. Todos los consumidores, ya sean firmes o interrumpibles, con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de telemedida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios. A estos efectos, el consumo anual se determinará según los criterios indicados en el artículo 4 artículo 25 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

2. Las empresas distribuidoras y transportistas notificarán dicha obligación a los usuarios que no dispongan de equipos de telemedida operativos y que superen el umbral establecido en el apartado anterior. Los consumidores que superen por primera vez este límite, deberán instalar equipos con telemedida en el plazo de seis meses, a contar a partir del momento en que se supere el umbral indicado en el apartado anterior. En el caso de nuevos puntos de conexión, las empresas distribuidoras y transportistas verificarán el cumplimiento de esta obligación.

3. Las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas diarias de estos contadores durante al menos cinco años.

4. En el caso de consumidores que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando estos se encuentren fuera de servicio más de treinta días naturales consecutivos, además de la facturación por capacidad contratada y facturación por volumen de sus contratos vigentes, durante el período sin telemedida será aplicada diariamente la fórmula de facturación por capacidad demandada establecida en los artículos 16.3.d) y 26.2.c) de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, aplicando como capacidad máxima demandada diaria, QMd, el consumo promedio durante el periodo sin telemedida multiplicado por 2,5.

Cuando la telemedida se encuentre fuera de servicio por un periodo inferior o igual a 30 días naturales consecutivos, el caudal demandado a facturar durante el periodo afectado se calculará aplicando como capacidad máxima demandada diaria, QMd, el consumo promedio durante el periodo sin telemedida.

Si el consumo promedio calculado fuera superior a la suma de las capacidades contratadas en cada uno de los contratos que, en su caso, pudiera disponer dicho usuario, se considerará que el exceso se ha producido en todos los días del periodo de facturación.

5. Los distribuidores informarán diariamente, con la periodicidad aprobada en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de aplicación, de los consumos telemedidos por cada consumidor especificando para cada día: comercializador vigente, peaje, PCTD/PCDD,

CUPS y consumo, dentro de los plazos correspondientes marcados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de aplicación. Los distribuidores facilitarán el código CNAE de cada consumidor con teled medida.

Antes del 1 de marzo de cada año, los distribuidores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sobre el año de gas anterior detallando los consumidores que no hayan cumplido con la obligación de instalación de teled medida y de aquellos que hubieran tenido inaccesibles los datos de consumo diario durante más de 30 días en el año de gas.

Artículo 10. *Contratos de acceso de duración inferior a un año.*

1. A los contratos de acceso a las instalaciones de regasificación y de transporte y distribución por periodos inferiores a un año se les aplicará lo establecido en este artículo, así como en los artículos 4 y 9.

En el caso de la contratación de capacidad de transporte y distribución, sólo se aplicará lo establecido en el presente artículo si el punto de suministro dispone de equipos de teled medida operativos. En este caso, las capacidades contratadas a plazos menores a un año podrán ser adicionales a capacidades contratadas a plazos superiores a un año en el mismo punto de suministro.

2. El consumo que se produzca en dicho punto de suministro se asignará primeramente a los contratos a plazos superiores hasta que se alcance su capacidad contratada, a partir de la cual el consumo se asignará a los contratos a plazos inferiores.

En particular, se utilizará este criterio para determinar el escalón de peaje de transporte y distribución aplicable a que hace referencia el artículo 4, y para calcular la facturación por los términos variables.

3. El término de reserva de capacidad (Tfrc), el término fijo del peaje de regasificación (Tfr), el término fijo del peaje de conducción (Tfi), el término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas (Tfc) y el término fijo (Tf), así como los términos de inyección (Tvi) y extracción (Tve) del canon de almacenamiento subterráneo aplicables a capacidades de acceso contratadas a plazos inferiores a un año, se calcularán utilizando los coeficientes que se indican en el anexo.

4. A los efectos de lo establecido en los artículos 30 y 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, las diferencias entre el caudal total máximo medido y el caudal total máximo contratado para el conjunto de contratos de acceso, se imputarán al contrato de acceso cuyo término fijo sea mayor.

5. En la formalización de contratos de acceso en puntos de suministro en los que hubiera existido un contrato de acceso, sólo podrán ser de aplicación derechos de alta cuando la nueva contratación suponga una ampliación del caudal máximo en relación al caudal máximo contratado en el pasado, y sea necesaria la prestación por parte del distribuidor de los servicios a que hace referencia el artículo 29 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.

Artículo 11. *Peaje de transporte y distribución interrumpible.*

1. Bajo esta modalidad de contrato, el cliente interrumpirá su consumo de gas ante solicitudes del Gestor Técnico del Sistema en las condiciones que se establecen en el presente artículo.

Para contratar esta modalidad de servicio de acceso, será necesaria la firma de un convenio entre el consumidor, el comercializador en su caso y el Gestor Técnico del Sistema. En el caso de que el consumidor sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico.

Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

- a) Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.
- b) Presión de suministro superior a 4 bar.
- c) Teled medida operativa.
- d) Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Operador del Sistema Eléctrico.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del Gestor Técnico del Sistema, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. A estos efectos, solamente se consideraran las zonas en las que las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.

2. Condiciones de aplicación de la interrumpibilidad:

- a) Período de preaviso de 24 horas.
- b) Duración total máxima de las interrupciones en un año:
 - i. Contrato de interrupción tipo «A»: 5 días.
 - ii. Contrato de interrupción tipo «B»: 10 días.

Las interrupciones anteriores se contabilizarán en el período de doce meses que corresponda al período de adjudicación.

3. Causas de interrupción:

El cliente acogido a este peaje solamente podrá ser interrumpido por los siguientes motivos:

- a) Indisponibilidad o congestión de instalaciones de transporte, almacenamiento, distribución y regasificación del sistema gasista español que tengan como consecuencia una reducción significativa de la capacidad disponible.
- b) Indisponibilidad de gasoductos o conexiones internacionales que tengan como consecuencia reducciones significativas de su capacidad de transporte.
- c) Cierre de terminales de regasificación o terminales de licuefacción origen debidos a inclemencias meteorológicas o causas de fuerza mayor.

Si después de aplicada la interrupción se concluyera que el motivo es imputable a un comercializador, éste abonará al Gestor Técnico del Sistema una cantidad, que tendrá la consideración de ingreso liquidable, equivalente al volumen del gas interrumpido multiplicado por el 5 por ciento del precio de referencia establecido en el apartado 9.6 del Capítulo «Operación Normal del Sistema», de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, aprobadas por Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre. El pago anterior se realizará sin perjuicio de las responsabilidades a que dé lugar la citada interrupción.

4. Criterios para la ejecución de las interrupciones:

- a) La solicitud de interrupción solamente podrá realizarse por parte del Gestor Técnico del Sistema como consecuencia de alguna de las causas señaladas en el apartado anterior y requerirá comunicación previa al Secretario de Estado de Energía. Dicha solicitud implicará la solicitud de declaración de Situación de Operación Excepcional Nivel 1.
- b) El Gestor Técnico del Sistema repartirá el volumen necesario de interrupción entre los diferentes clientes interrumpibles, de acuerdo a los siguientes criterios:

- i. Criterios geográficos.
- ii. Máxima operatividad.
- iii. Mínimo impacto.

c) Siempre que la situación lo permita, los clientes que hayan sido interrumpidos en una ocasión serán interrumpidos en último lugar en la siguiente.

5. Comunicación:

El Gestor Técnico del Sistema comunicará al consumidor, al comercializador, y al titular de las instalaciones a las que se encuentre conectado el consumidor, la solicitud de realizar la interrupción con el plazo de preaviso prefijado.

El incumplimiento de las instrucciones de interrupción impartidas por parte del Gestor Técnico del Sistema por parte de un consumidor acogido a esta modalidad de acceso conllevará la aplicación automática a este cliente del peaje firme correspondiente a sus

características de presión de suministro y volumen de consumo incrementado en un 50 por ciento en todos los términos del peaje, durante los doce meses siguientes a aquél en el que se incumplió la solicitud de interrupción. Asimismo, el incumplimiento supondrá la cancelación automática del convenio.

6. Peajes aplicables:

Los peajes aplicables en esta modalidad de servicio de acceso a las instalaciones de transporte y distribución son los que se indican en el apartado octavo del anexo I de la presente orden. Los consumidores situados en zonas en las que exista necesidad de contratación de accesos interrumpible por razones de seguridad de suministro, podrán solicitar el acceso en condiciones de interrumpibilidad siempre que acepten las condiciones para esta modalidad de acceso y cumplan las condiciones establecidas en el presente artículo.

Artículo 12. *Peaje de exportación por conexiones internacionales.*

1. Al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre se le aplicará el término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución 1.3 vigente multiplicado por un factor 0,7. No se aplicará el término variable.

2. En el caso de contratos de duración inferior a un año, se aplicará lo establecido en el artículo 10 de la orden.

Artículo 13. *Régimen aplicable a los gases manufacturados en el archipiélago canario.*

1. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren gases manufacturados en el archipiélago canario 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 llevó 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 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 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.

Dicho informe cumplirá los requisitos y calendario establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente. Dicho informe se publicará en la web del Gestor Técnico del Sistema, agregando los datos de los que se pudiera deducir información comercial.

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.

Artículo 15. *Adquisición de gas talón y de gas de operación.*

1. Los transportistas adquirirán anualmente el gas natural necesario para su autoconsumo (gas de operación) y para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y de las plantas de regasificación (gas talón). Asimismo, se adquirirá mediante este procedimiento el gas necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica (gas colchón).

2. Antes del 1 de febrero de cada año, los transportistas comunicarán al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas para los doce meses siguientes al mes de julio de cada año. En el caso de que el consumo se produzca en instalaciones dotadas de cogeneración eléctrica que viertan a la red, dicho consumo se reducirá en la parte imputable a la producción eléctrica ofertada. Antes del 15 de febrero, 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 de compras de gas de cada transportista. Tanto el Gestor Técnico del Sistema como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicarán en su página Web dicha información.

Para la adquisición de dicho gas se organizarán una o varias subastas anuales en cuyo caso las reglas se establecerán por resolución del Secretario de Estado de Energía. Igualmente por resolución del Secretario de Estado de Energía se podrá establecer cualquier otro mecanismo transparente y no discriminatorio.

3. El gas destinado a nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte, reconociéndose una retribución financiera. El gas colchón de los almacenamientos subterráneos de la red básica se retribuirá conforme a lo establecido en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, al precio resultante de la subasta o del precio que resulte de cualquier otro mecanismo transparente y no discriminatorio elegido.

4. El gas de operación se valorará al precio resultante de la subasta o el que resulte del mecanismo establecido para su adquisición, y su compra tendrá la consideración de gasto liquidable.

5. En la valoración del gas de operación y del gas talón se incluirá cualquier impuesto o tasa aplicable y no deducible.

Artículo 16. *Retribución financiera del gas para nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación.*

1. Las empresas que adquieran gas para el nivel mínimo de llenado (NMLL) de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación tendrán derecho a una retribución financiera por la tenencia de este gas inmovilizado. El gas habrá de ser adquirido conforme al procedimiento que se establezca.

2. La retribución financiera por el gas de llenado mínimo para los gasoductos de transporte y las plantas de regasificación adquirido por una empresa en el año se calculará aplicando al coste de adquisición una tasa de retribución cuyo valor se determinará para cada año como la media mensual de las Obligaciones del Estado a diez años correspondientes a los doce meses anteriores al mes de noviembre del año anterior, más 350 puntos básicos. El coste de adquisición se calculará multiplicando el precio resultante de la subasta o del mecanismo de adquisición que se establezca por la cantidad adquirida.

3. La retribución financiera por el gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de una instalación se devengará desde el momento de su incorporación a la instalación. La retribución financiera del año de la compra del gas se calculará prorrateando por el número de días desde la fecha de devengo al 31 de diciembre de dicho año. El Gestor Técnico del Sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las cantidades entregadas a cada transportista en cada instalación y la fecha de entrega.

Los pagos correspondientes a las retribuciones financieras de años con la liquidación 14 ya cerrada se liquidarán como pago único en la siguiente liquidación provisional, mientras que en cualquier otro caso esta retribución se integrará en la retribución reconocida para dicho año.

4. El Director General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará semestralmente la retribución financiera a reconocer a cada empresa.

5. El derecho de retribución financiera asociado al gas para el nivel mínimo de llenado de una instalación se transmitirá junto a la instalación en los procesos de compra-venta y cesión de la misma.

La venta, cesión, o utilización del gas para nivel mínimo de llenado para otros fines distintos para los que fue adquirido dará lugar a la pérdida del derecho de su retribución financiera.

Artículo 17. *Coefficientes de mermas en las instalaciones gasistas.*

Los porcentajes de mermas a retener a los usuarios por parte de los titulares de las instalaciones son los siguientes:

a) Mermas de regasificación (Cr): 0,005% del gas descargado en las plantas de regasificación.

b) Mermas de almacenamiento subterráneo (Ca): 0% del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.

c) Mermas de transporte primario (Ct): 0,2% de las entradas de gas a la red de transporte primario (desde conexiones internacionales, yacimientos, plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).

d) Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar (Cr < 4): 1%.

e) Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para redes alimentadas a partir de planta satélite (Cr < 4): 2%.

f) Mermas de distribución a presión superior a 4 bar (Cr > 4): 0,39 %. No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.

Artículo 18. *Precio temporal aplicable a los consumidores sin contrato de suministro.*

(Derogado)

Artículo 19. *Previsiones de demanda eléctrica.*

1. Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.

2. El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema Eléctrico los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el Gestor Técnico del Sistema.

Disposición adicional primera. *Obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad.*

A los efectos del cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad, los comercializadores dispondrán del 1 al 15 de abril para adaptar anualmente su nivel de existencias a lo dispuesto en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Disposición adicional segunda. *Retribución de las actividades reguladas para el año 2014.*

En el anexo IV de la orden figura la cuantía total y el desglose de las retribuciones para el año 2014 de las empresas que realizan actividades reguladas en el sector gasista. A tal efecto se distingue:

- a) Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.
- b) Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte.
- c) Retribución definitiva y provisional en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas que realizan actividades de regasificación.
- d) Retribución definitiva en concepto de amortización y retribución financiera de los activos afectos a la actividad de almacenamiento subterráneo.
- e) Retribución a cuenta de instalaciones de transporte.

Disposición adicional tercera. *Valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento para el año 2014.*

1. En el anexo V, se establecen los valores unitarios de inversión para las instalaciones de transporte puestas en marcha en el año 2014 y valores unitarios de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte para el año 2014.

2. En el anexo VI, se establecen los valores unitarios provisionales de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos para el 2014.

3. En el anexo VII, se establecen los valores unitarios de inversión para las instalaciones de regasificación puestas en marcha en el año 2014 y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación para el año 2014.

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

1. Con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014 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.

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

Término fijo: 3,1592 cent/kWh/día/mes.

Término variable: 0,0500 cent/kWh.

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

Disposición transitoria segunda. *Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso.*

Con efecto desde el 1 de enero de 2014 serán de aplicación los parámetros de la fórmula de cálculo de la tarifa de último recurso incluida en 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:

- Tmbuque: 120.283 m³.
- Cm1 (TUR.1): 2.437 kWh.
- Cm2 (TUR.2): 9.419 kWh.
- fc: 0,36.
- %GNL: 0,60.
- fconv: 6.792 kWh/m³ GNL.
- Emax (TUR.1): 11 GWh/día.
- Emax (TUR.2): 37 GWh/día.
- GNd (TUR.1): 10.551 MWh/día.

- GNd (TUR.2): 34.791 MWh/día.
- Número consumidores TUR.1 (n1): 3.917.513.
- Número consumidores TUR.2 (n2): 3.341.774.

Disposición transitoria tercera. *Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista.*

La renovación de los componentes del Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista, al que hace referencia la norma de gestión técnica del sistema gasista NGTS-12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de las normas o protocolos de gestión del sistema» publicada mediante la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista, se pospone hasta treinta días después de la entrada en vigor de la publicación de la modificación de la citada norma de gestión técnica NGTS-12.

Disposición transitoria cuarta. *Término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite.*

A partir de la entrada en vigor de esta orden, y hasta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia apruebe la metodología para el cálculo de los peajes de gas natural, los coeficientes «C» aplicables al término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicables a los usuarios conectados a redes de distribución alimentadas desde planta satélite son los de la tabla que figura a continuación:

| Escalón de peaje | Coefficiente aplicable |
|------------------|------------------------|
| 3.1 | 0,612 |
| 3.2 | 0,615 |
| 3.3 | 0,616 |
| 3.4 | 0,722 |
| 3.5 | 0,324 |

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden, y, en particular, el artículo 8 de 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.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.*

El apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-3 «Programaciones», incluida en el anexo de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, queda redactado del modo siguiente:

«3.6.1 A los efectos de conseguir una gestión eficiente de las instalaciones y para evitar eventuales situaciones de acaparamiento, el Gestor Técnico del Sistema aplicará a los usuarios los cargos que se calcularán de acuerdo con lo establecido a continuación.

El Gestor Técnico del Sistema determinará diariamente y de forma global para el conjunto de las plantas, las existencias de GNL de cada usuario, calculadas como la media móvil de treinta días (incluyendo el día actual). Se entenderá como un mismo usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

En el caso de que dicho valor supere la energía equivalente a quince veces la capacidad de regasificación contratada, el Gestor Técnico del Sistema aplicará diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, el siguiente cargo diario:

a) Exceso inferior o igual a cuatro días: Dos veces y medio el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

b) Exceso superior a cuatro días: Diez veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

Para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a quince días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite.

Para aquellos usuarios que hayan realizado cargas de buques y hubieran incurrido en desbalance de exceso de GNL, dicho desbalance, será minorado en una cantidad igual a las existencias cargadas en el mes, hasta un valor límite de 300 GWh, priorizando el tramo de precio superior.

Estos pagos serán adicionales al canon diario de almacenamiento de GNL facturado por el titular de la planta de regasificación y tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas a modificar el procedimiento de cálculo anterior en función de la evolución del mercado y la capacidad de almacenamiento.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos incluidos en la red básica de gas.*

El apartado 1 del artículo 6 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos incluidos en la red básica de gas, pasa a estar redactado como sigue:

«1. La Dirección General de Política Energética y Minas, mediante resolución y previo informe de la Comisión Nacional de Energía y del Gestor Técnico del Sistema, fijará la fecha de inclusión en el régimen retributivo y determinará los valores concretos de la inversión reconocida (VI), la tasa de retribución (Tr) y los valores anuales a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento directos e indirectos (COMDn) y (COMIn), a que hace referencia el artículo 2 de la presente orden.

Entre la documentación a anexar a la solicitud de inclusión de la instalación en el régimen retributivo se incluirá la referente a:

a) Informe de características técnicas y parámetros básicos del almacenamiento realizado por empresa independiente de reconocido prestigio, especializada en el análisis de almacenamientos subterráneos de gas natural.

b) Memoria de inversiones en instalaciones incluidas en el anexo II debidamente auditadas.

c) Memoria de inversiones en investigación y exploración realizadas en los cinco años previos a la entrada en vigor de la concesión de explotación de almacenamiento debidamente auditadas.

d) Previsión de costes de operación y mantenimiento anuales, desglosados y clasificados por su naturaleza directa o indirecta, de acuerdo con el formato establecido en el anexo II de la presente orden. Similar desglose podrá exigirse respecto de las empresas contratistas y subcontratistas del concesionario.

e) Acta de puesta en marcha.

f) Concesión de explotación de almacenamiento.

g) Acreditación por parte del solicitante de su cumplimiento de los requisitos legales técnicos, y económicos para actuar como empresa transportista de gas.

h) Declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente recibidas.

Tanto la Dirección General de Política Energética y Minas como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán solicitar la información adicional

que consideren necesaria para verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas.

En particular, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá encargar por sí mismo o requerir para que lo haga en su nombre a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al Gestor Técnico del Sistema y/o al promotor, la realización de auditorías técnicas y económicas independientes para verificar que la documentación suministrada por el promotor refleja una imagen fiel de la realidad, que sus decisiones han estado justificadas por la búsqueda de la solución técnica adecuada, bajo los principios de transparencia, concurrencia y mínimo coste, así como para determinar el valor normal de mercado de aquellos conceptos no contratados bajo fórmulas concurrenciales.

Las empresas adjudicatarias de las auditorías deberán haber acreditado su especialización en las materias a verificar y se podrán establecer limitaciones a las relaciones contractuales pasadas o futuras entre el titular de la instalación a auditar y la empresa auditora.

En caso de que dichas auditorías sean requeridas al promotor o al Gestor Técnico del Sistema, su importe se reconocerá mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas como gasto liquidable y se abonará mediante un pago único.

En caso de que se pongan de manifiesto discrepancias sustanciales, se procederá a la minoración de la inversión declarada por el promotor para ajustarla a la inversión prudente necesaria, sin perjuicio de la aplicación de lo establecido en el título VI o en el artículo 34.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/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.*

El artículo 2 de la Orden ITC/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, pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 2. *Mermas en plantas de regasificación.*

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios los titulares de plantas de regasificación descontarán, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en las instalaciones, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

2. Antes de la finalización del mes «m+3» (siendo «m» el mes en curso) los titulares de la plantas de regasificación calcularán para cada mes «m» y planta el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo de mermas resultante calculado como la diferencia de las mermas reales menos las reconocidas. Los titulares de las plantas repartirán entre los usuarios el saldo del mes «m», comunicándoles dicho valor junto con la información necesaria para reproducir el cálculo, aplicándose los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica que correspondan.

3. En caso de que la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes de mermas en vigor exceda las mermas reales (saldo de mermas negativo), la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra.

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 maniobra. 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 de maniobra que se determine se destinará a gas de operación o gas talón.

5. Anualmente, antes del 1 de abril de cada año, los titulares de las plantas de regasificación calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados en las mismas, y elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica correspondiente.

6. 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.

7. Teniendo en cuenta la información 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 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 mayo de cada año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

8. 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 operador de la instalación dicho error lo antes posible, antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que el operador pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

9. Antes del 1 de junio de cada año, el Gestor Técnico del Sistema publicará los saldos de mermas anuales y comunicará a los usuarios, a los titulares de las plantas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el saldo que les corresponde. Asimismo, publicará en su página web el valor del precio medio del gas de operación del año al que corresponden los saldos de mermas. Este valor se calculará como la media aritmética de los precios mensuales del gas de operación de dicho año. Cuando en un mismo mes del año exista más de un precio de gas de operación, se calculará primero la media aritmética del mes en cuestión y se empleará ésta para el cálculo de la media aritmética anual. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema, relativo al saldo de mermas, se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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 de maniobra, 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.

11. Cuando el saldo de mermas anual en una planta de regasificación sea positivo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará dicho saldo aplicando el precio medio del gas de operación del año al que corresponde el saldo. La cantidad resultante será descontada de la retribución reconocida al titular para el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.

12. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con base en el informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en las plantas de regasificación, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas nuevos coeficientes de mermas reconocidas en estas instalaciones, si así lo considerase necesario.»

Disposición final cuarta. *Modificación de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

El artículo 5 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, queda redactado como sigue:

«Artículo 5. *Incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte.*

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista titular de un punto de entrada a la red de transporte descontará, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes en vigor.

2. Antes de la finalización del mes «m+3», los transportistas calcularán para el mes «m» y para el conjunto de las redes de transporte, el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo resultante calculado como las mermas reales menos las reconocidas. Dicho saldo se repartirá entre los usuarios proporcionalmente a sus entradas de gas al sistema de transporte en el período y les será comunicado junto con la información necesaria para reproducir el cálculo, aplicándose los protocolos de detalle correspondientes de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

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 maniobra. Si fuera positivo, el saldo se cubrirá temporalmente mediante una disminución del volumen de gas de maniobra. 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 maniobra que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.

4. Anualmente, y antes del 1 de abril de cada año, los transportistas comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior calculado como la suma de los saldos mensuales. Los transportistas propondrán también el saldo de mermas anual que corresponda a cada transportista, todo ello de acuerdo con los procedimientos de las Normas de Gestión Técnica que se desarrollen a tal efecto. El saldo anual de mermas de cada transportista será la diferencia entre las mermas reales de sus redes y las mermas retenidas que le correspondan. Las mermas retenidas de cada transportista se calcularán repartiendo la totalidad de las mermas retenidas en la red de transporte de forma proporcional a las entradas de gas a la red de cada transportista en el año considerado.

5. Asimismo, en este plazo, elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante en el conjunto de la red de transporte y en las instalaciones de cada transportista en el año natural anterior, y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica que corresponda.

6. 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.

7. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los transportistas, 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 del sistema de transporte y el reparto entre transportistas. El Gestor elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas ya la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de mayo de cada año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

8. 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 a los transportistas dicho error antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que éstos puedan corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

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 mermas a cuenta del gas de maniobra, mediante la entrega en el AOC de 1/30 parte de dicha cantidad durante 30 días consecutivos a contar desde el séptimo día en que dicho saldo haya sido comunicado a los usuarios.

10. Cuando el saldo de mermas anual de un transportista sea negativo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la mitad de dicho saldo utilizando el precio medio anual del gas de operación durante el año en que dicho saldo se ha generado, publicado por el Gestor Técnico del Sistema. La cantidad resultante incrementará la retribución del transportista, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único. En caso de que el saldo de mermas anual de un transportista sea positivo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la totalidad de dicho saldo utilizando el mismo precio de referencia y la cantidad resultante se descontará de la retribución del transportista en la primera liquidación disponible como un cobro único.

11. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con base en el informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en la red de transporte, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en transporte, si así lo considerase necesario.»

Disposición final quinta. *Revisión de los peajes y cánones.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, los peajes incluidos en el anexo I de la orden serán de aplicación durante el año 2014 a menos que se produzcan causas que incidan en el sistema que aconsejen su modificación.

Disposición final sexta. *Aplicación de la orden.*

Por la Dirección General de Política Energética y Minas se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final séptima. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2014, con la excepción del apartado 10 del artículo 9 que entrará en vigor el 1 de abril de 2014.

Madrid, 27 de diciembre de 2013.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo,
José Manuel Soria López

ANEXO I

Peajes y cánones de los servicios básicos

Primero. *Peaje de regasificación.*

Los términos fijo (Tfr) y variable (Tvr) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación, que se definen en el artículo 30 del 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, serán los siguientes:

Tfr: Término fijo del peaje regasificación: 1,9612 cent/(kWh/día)/mes.

Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0116 cent/kWh.

Segundo. *Peaje de descarga de buques.*

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL 33.978 €/buque.

Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0069 cent/kWh.

*Este peaje estará en vigor hasta que se publiquen nuevos valores de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia conforme a lo dispuesto en el artículo 2 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Tercero. *Peaje de carga de cisternas.*

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisternas del GNL.

Tfc: Término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas: 2,8806 cent/kWh/día/mes.

Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0171 cent/kWh.

A efectos de facturación del término fijo (Tfc), se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30. Este caudal tendrá la consideración de caudal máximo diario nominado en el mes (Qrn) y le será de aplicación el procedimiento de facturación establecido para el peaje de regasificación incluido en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Cuarto. *Peaje de trasvase de GNL a buques.*

a) Servicios de carga en buques a partir de plantas de regasificación para volúmenes superiores a 9.000 m³ de GNL:

Término fijo: 176.841 €/operación.

Término variable: 0,1563 cent/kWh

b) Servicios de carga en buques a partir de plantas de regasificación para volúmenes iguales o inferiores a 9.000 m³ de GNL:

Término fijo: 87.978 €/operación.

Término variable: 0,0521 cent/kWh.

c) Servicio de trasvase de buque a buque sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80 por ciento del valor anterior.

d) Para las operaciones de puesta en frío de buques a partir de plantas de regasificación se aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 71.610 €/operación.

Término variable: 0,1563 cent/kWh.

Se considerará puesta en frío cuando el barco metanero atraque en la planta sin carga alguna de GNL y cargue una cantidad no superior a su talón. En el caso de que se cargue una cantidad de GNL superior se considerará que se realizan dos operaciones diferentes: puesta en frío y transvase de GNL a buque, aplicándose los peajes asociados a cada una de ellas.

En todos los casos anteriores, las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación. Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

Quinto. *Peaje de transporte y distribución firme.*

El peaje de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción. Éste último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

$$PTD = Trc + Tc$$

Donde:

PTD: Peaje de transporte y distribución.

Trc: Término de reserva de capacidad.

Tc: Término de conducción.

1. El término fijo por reserva de capacidad de entrada al Sistema de Transporte y Distribución (Tfe) regulado en el artículo 31 apartado A) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

Tfe: 1,0848 kWh/día/mes.

2. Los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme para consumidores no alimentados mediante planta satélite, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final, regulados en el artículo 31 apartado B) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

| | Término fijo Tfij cent/kwh/día/mes | Término variable Tvij cent/kwh |
|------------------------------|---|---|
| Peaje 1 (P>60 bar) | | |
| 1.1 | 3,4560 | 0,0847 |
| 1.2 | 3,0875 | 0,0682 |
| 1.3 | 2,8657 | 0,0615 |
| Peaje 2 (4 bar < P<= 60 bar) | | |
| 2.1 | 25,3055 | 0,1934 |
| 2.2 | 6,8683 | 0,1543 |
| 2.3 | 4,4971 | 0,1249 |
| 2.4 | 4,1210 | 0,1121 |
| 2.5 | 3,7887 | 0,0983 |
| 2.6 | 3,4848 | 0,0852 |
| Peaje 3 (P<= 4 bar) | | |
| | €/mes | |
| 3.1 | 2,53 | 2,8813 |
| 3.2 | 5,79 | 2,1939 |
| 3.3 | 54,22 | 1,5643 |
| 3.4 | 80,97 | 1,2538 |
| | cent/kwh/día/mes | |
| 3.5 | 5,9258 | 0,1536 |

El peaje 3.5 se aplicará exclusivamente a los consumos superiores a 8 GWh/año.

A efectos de facturar el término fijo (T_{fij}) del peaje 3.5, se aplicará lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el término fijo del peaje del Grupo 1.º

En caso de que se realice consumo nocturno se procederá a restar del caudal máximo medido (Q_{mj}) la siguiente cantidad:

$$(\text{Consumo nocturno mensual} / \text{Consumo total mensual}) * 0,50 * Q_{mj}$$

Se considerará como consumo nocturno el realizado entre las 23:00 y las 07:00 horas. Para tener derecho a este descuento será obligatorio disponer de telemedida operativa y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total.

Sexto. Canon de almacenamiento subterráneo.

Los términos fijo y variable del canon correspondiente al almacenamiento subterráneo, regulados en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los siguientes:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento: 0,0411 cent/kWh/mes.

Tvi: Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,0244 cent/kWh.

Tve: Término de extracción del canon de almacenamiento: 0,0131 cent/kWh.

Séptimo. *Canon de almacenamiento de GNL.*

El término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL será el siguiente:

Tv (cent/MWh/día): 3,2400 cent/MWh/día

Este canon será de aplicación para todo el GNL almacenado por el usuario.

Octavo. *Peaje de transporte y distribución interrumpible.*

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad: El que esté en vigor.

Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Será el resultante de multiplicar el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo «A» y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo «B».

A la facturación del término fijo del término de conducción le será de aplicación lo establecido para el caudal máximo medido en el artículo 31.B del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Noveno. *Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año.*

Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor al año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la presente orden, son los siguientes:

| | Producto intradiario | Producto diario | Producto mensual | Producto trimestral |
|------------|----------------------|-----------------|------------------|---------------------|
| Enero | 0,25 | 0,15 | 2,30 | 1,91 |
| Febrero | 0,22 | 0,13 | 2,00 | |
| Marzo | 0,21 | 0,13 | 1,90 | |
| Abril | 0,16 | 0,09 | 1,40 | 1,21 |
| Mayo | 0,16 | 0,09 | 1,20 | |
| Junio | 0,13 | 0,08 | 1,00 | |
| Julio | 0,14 | 0,08 | 1,20 | 1,08 |
| Agosto | 0,11 | 0,07 | 1,00 | |
| Septiembre | 0,13 | 0,08 | 1,20 | |
| Octubre | 0,15 | 0,09 | 1,30 | 1,36 |
| Noviembre | 0,16 | 0,09 | 1,40 | |
| Diciembre | 0,18 | 0,11 | 1,60 | |

El termino variable Tvij a aplicar es el del peaje correspondiente.

Décimo. *Peaje de Acceso al Punto Virtual de Balance desde red de distribución.*

Término fijo Tfr = 0 €/kWh/día/mes

A estos usuarios les será aplicable toda la normativa de contratación y facturación en vigor, debiéndose emitir las correspondientes facturas, aunque su importe sea cero.

*Este peaje estará en vigor hasta que se publiquen los valores definitivos de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia conforme a lo dispuesto en el artículo 2 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

ANEXO II

Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2014

Los precios sin impuestos de alquiler de contadores y equipos de telemedida, a los usuarios o abonados por parte de las empresas o entidades suministradoras de los mismos serán los siguientes:

1. Contadores:

| Caudal del contador (m ³ /h) | Tarifas del alquiler |
|--|---|
| Hasta 3 m ³ /hora | 0,69 €/mes |
| Hasta 6 m ³ /hora | 1,25 €/mes |
| Superior a 6 m ³ /hora. % por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación | 12,5 por 1.000 del valor medio del contador que se fija a continuación/mes. |

| Caudal del contador (m ³ /hora) | Valor medio del contador € |
|--|----------------------------|
| Hasta 10 | 210,94 |
| Hasta 25 | 388,25 |
| Hasta 40 | 752,96 |
| Hasta 65 | 1.538,20 |
| Hasta 100 | 2.082,40 |
| Hasta 160 | 3.266,30 |
| Hasta 250 | 6.912,62 |

El cobro del alquiler mensual por las entidades propietarias de los aparatos contadores supone la obligación por parte de dichas entidades de realizar por su cuenta el mantenimiento de los mismos.

2. Equipos de telemedida para la transmisión de la información hasta un centro de control remoto:

Equipo para una sola línea: 77,43 €/mes.

Equipo para línea adicional: 14,84 €/mes.

ANEXO III

Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar para el año 2014

1. El solicitante de la acometida abonará a la compañía distribuidora el importe que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Importe (euros)} = 104,19 \cdot (L-6)$$

Siendo «L» la longitud de la acometida en metros. En el caso de cantidades negativas el importe será cero.

A estos efectos se considerará por solicitante la persona física o jurídica que solicite la acometida sin que necesariamente tenga que contratar el nuevo suministro o ampliación.

2. El contratante de un nuevo punto de suministro o consumo, o de la ampliación de uno ya existente deberá abonar a la empresa distribuidora, en el momento de la contratación, el importe recogido en el siguiente cuadro en función de la tarifa o peaje contratado:

| Grupo de Tarifa o Peaje | Consumo anual en Kwh/año | €/ contratante |
|-------------------------|--|----------------|
| 1 | Menor o igual a 5.000. | 106,33 |
| 2 | Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000. | 106,33 |
| 2 | Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000. | 244,38 |
| 3 | Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000. | 488,79 |
| 4/5 | Mayor de 100.000. | 488,79 |

ANEXO IV

Retribución de las actividades reguladas para el año 2014

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

| | Actualización 2014 € | Revisión 2012-2013 € | Total € |
|---|----------------------|----------------------|-------------|
| Naturgas Energía Distribución, S.A. | 184.604.262 | -2.781.123 | 181.823.139 |
| Gas Directo, S.A. | 1.067.728 | 3.322 | 1.071.050 |
| Distribuidora Regional del Gas, S.A. | 10.143.726 | -590.047 | 9.553.679 |
| REDEXIS Gas Distribución, S.A. | 11.021.148 | -253.607 | 10.767.541 |
| Distribución y Comercialización de Gas. | | | |

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

| | Actualización 2014 € | Revisión 2012-2013 € | Total € |
|---------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------|
| Extremadura, S.A. | 11.975.976 | 70.760 | 12.046.736 |
| Gas Aragón, S.A. | 37.286.658 | -1.740.958 | 35.545.700 |
| REDEXIS Gas Baleares, S.A. | 17.195.562 | -275.775 | 16.919.787 |
| Tolosa Gas, S.A. | 946.662 | -1.568 | 945.093 |
| Gas Natural Distribución SDG, S.A. | 677.439.357 | 71.774 | 677.511.131 |
| Gas Natural Andalucía, S.A. | 78.890.770 | -2.247.975 | 76.642.795 |
| Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A. | 39.418.861 | -1.529.900 | 37.888.962 |
| Gas Natural Castilla y León, S.A. | 75.704.186 | -275.866 | 75.428.300 |
| Gas Natural CEGAS, S.A. | 119.598.326 | -4.246.862 | 115.351.464 |
| Gas Galicia SDG, S.A. | 35.009.679 | 573.427 | 35.583.106 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. | 16.273.285 | 33.144 | 16.306.430 |
| Gas Navarra, S.A. | 27.738.635 | 279.105 | 28.017.740 |
| Gas Natural Rioja, S.A. | 14.051.895 | 226.250 | 14.278.144 |
| Gasificadora Canaria, S.A. | 1.071.445 | -81.827 | 989.618 |
| Madrileña Red de Gas, S.A. | 154.643.022 | 922.429 | 155.565.451 |
| TOTAL. | 1.514.081.182 | -11.842.233 | 1.502.238.949 |

2. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte.

| | Retribución anual (€) | Pago único (€) | Total (€) |
|---|------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Enagas, S.A. | 456.088,56 | | 455.088,56 |
| Enagas Transporte, S.A. | 769.617.494,21 | 2.724.803,04 | 772.342.297,25 |
| Enagas Transporte del Norte, S.A.U. | 30.775.187,01 | | 30.775.187,01 |
| Gas Natural Transporte SDG, S.L. | 27.781.297,32 | | 27.781.297,32 |
| Gas Natural CEGAS, S.A. | 3.300.314,01 | -334,93 | 3.299.979,08 |
| Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L. | 4.375.099,26 | | 4.375.099,26 |
| Gas Natural Andalucía SDG, S.A. | 4.437.820,63 | | 4.437.820,63 |
| REDEXIS Gas Transporte, S.L. | 31.768.297,57 | 80.103,30 | 31.848.400,87 |
| Transportista Regional del Gas, S.L. | 14.777.345,41 | 2.596,70 | 14.779.942,11 |
| Gas Aragón, S.A. | 3.891.337,34 | | 3.891.337,34 |
| Gas Extremadura Transportista, S.L. | 7.895.883,11 | 136.215,28 | 8.032.098,39 |
| Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. | 558.984,03 | -446.4465,99 | 112.518,04 |
| Regasificadora del Noroeste, S.A. | 8.847.713,10 | 446.465,99 | 9.294.179,09 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. | 1.852.423,26 | | 1.852.423,26 |
| Total. | 910.335.284,81 | 2.943.383,39 | 913.278.668,20 |

3. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación.

| | Retribución anual (€) | Pago único (€) | Total (€) |
|---|------------------------------|-----------------------|--------------------|
| Enagas Transporte, S.A. | 239.030.269 | 277.262 | 239.307.530 |
| Bahía de Bizkaia Gas, S.L | 38.030.454 | | 38.030.454 |
| Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. | 102.921.954 | -2.725.474 | 100.196.480 |
| Regasificadora del Noroeste, S.A. | 44.360.800 | | 44.360.800 |
| TOTAL | 424.343.476 | -2.448.212 | 421.895.264 |

4. Retribución en concepto de amortización y retribución financiera de las empresas titulares de instalaciones de almacenamiento subterráneo.

| | € |
|-------------------------|------------|
| Enagas Transporte, S.A. | 19.875.450 |

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.

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

| Empresa | Instalación | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|-------------------------------------|---|-----------|------------|------------|------------|------------|
| ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U. | Posición Y-01 de Trampa de Rascadores (Zierbena) del Gto Planta de Bilbao Treto Fase I | | | | 0 | 227.127,02 |
| ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U. | Gto Planta de Bilbao Treto Fase I | | | | 0 | 620.562,35 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Posición de Derivación F-05.1 (Almonte) del Gasoducto DESDOBLAMIENTO ALMONTE -MARISMAS | 81.716,49 | 82.173,66 | 82.602,63 | 83.001,68 | 83.369,06 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Posición Trampa Rascadores Simple 31 (Villar de Amedo (El)) del Gasoducto GASOD. YELA -VILLAR DE ARNEDO. Tramo Norte. Provincia de la Rioja | 0,00 | 244.974,08 | 246.337,26 | 247.615,51 | 248.803,69 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Posición Trampa Rascadores Simple J-04 (Brihuega) del Gasoducto GASOD. YELA -VILLAR DE ARNEDO. Tramo Sur. Provincia de Guadalajara | | 0,00 | 272.566,43 | 273.913,13 | 275.156,82 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición Trampa Rascadores Simple J-04 (Brihuega) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | 0,00 | 272.566,43 | 273.913,13 | 275.156,82 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | ERM G-650 en la posición 43X.00 en el T.M. de Dima | | | 0,00 | 105.588,06 | 104.998,37 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Posición de Derivación 43X.00 (Dima) del Gasoducto GASOD. LEMONA - HARO | | | 0,00 | 152.644,71 | 153.352,82 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | ERM G-650 en la posición M-01 en el T.M. de Almería | | | 0,00 | 105.588,06 | 104.998,37 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva EM G-160 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence | | | | 33.154,69 | 68.212,39 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva EM G-250 para ENCE en la posición A-8.6.A en el T.M. de Huelva del gasoducto Ramal a Ence | | | | 34.591,56 | 70.810,15 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Derivación A-8.6.A (Huelva) en el GASOD. RAMAL ENCE | | | | 0 | 14.562,09 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Modificación Posición de Derivación A-8.6.A (Huelva) en el GASOD. RAMAL ENCE | | | | 0 | 4.981,77 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva ERM G-250 en la posición. M-09 en el T.M. de Moratalla del gasoducto Lorca-Chinchilla | | | | 33.543,33 | 88.709,08 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Modificación Posición de Derivación M-09 (Moratalla) en el GASOD. LORCA-CHINCHILLA | | | | 0 | 82.709,37 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | AMPLIACI-N 3.ª Línea Adicional en la ERM G-100 de la posición K-29 en el T.M. de Santaella del gasoducto Genil-Málaga | | | | 0 | 9.943,48 |

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

| Empresa | Instalación | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---------------------------|--|------|------|------|-----------|--------------|
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | AMPLIACIÓN a ERM G-100 de la ERM G-65 de la posición K-29 en el T.M. de Santaella del gasoducto Genil-Málaga | | | | 0 | 394,66 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Modificación presión ERM G-100 Pos. D10A en el T.M. Llanes del gasoducto Burgos - Santander - Asturias | | | | 0 | 5.172,62 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA Tramo provincia Cuenca | | | | 29.351,46 | 591.298,95 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición Trampa Rascadores Simple K-52 (Zarza de Tajo) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | | | 0 | 267.853,97 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva ERM G-1.000 en la posición T-05A en el T.M. de Valdemorillo del gasoducto Semianillo Suroeste Tramo II | | | | 11.435,33 | 118.367,77 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Derivación T-05A (Valdemorillo) en el GASOD. SEMIANILLO SUROESTE TRAMO II | | | | 0 | 102.919,05 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva ERM G-1.600 en la posición L-07 en el T.M. de Granada del gasoducto Granada - Motril | | | | 12.959,50 | 138.468,81 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Ampliación Posición de Derivación L-07 (Granada) en el GASOD. GRANADA - MOTRIL | | | | 0 | 13.618,19 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva ERM G-650 en la posición 23 en el T.M. de Mediana Aragón del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas | | | | 9.557,83 | 101.514,60 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Modificación Posición de Derivación 23 (Mediana de Aragón) en el GASOD. BARCELONA-VALENCIA-VASCONGADAS | | | | 0 | 48.163,81 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA. Tramo prov Madrid | | | | 35.008,08 | 2.821.016,96 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Derivación Q-01 (Estremera) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | | | 0 | 144.375,19 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva ERM G-100 en la posición Q-03B en el T.M. de Brihuega del gasoducto Zarza de Tajo-Yela | | | | 0 | 75.276,74 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | GASOD. ZARZA DE TAJO -YELA. Tramo prov Guadalajara | | | | 0 | 7.040.245,14 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Seccionamiento Q-02 (Mondéjar) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | | | 0 | 94.983,68 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Seccionamiento Q-03 (Loranca de Tajuña) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | | | 0 | 94.983,68 |

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

| Empresa | Instalación | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|---|---|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Seccionamiento Q-03A (Valfermoso de Tajuña) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | | | 0 | 94.983,68 |
| ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. | Nueva Posición de Derivación Q-03B (Brihuega) en el GASOD. ZARZA DE TAJO - YELA | | | | 0 | 144.375,19 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | ERM de Bullas (G-650) en Pos 008 del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 80.885,71 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | ERM de Calasparra (G-250) en POS 003 del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 70.665,70 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | ERM de Caravaca (G-650) en Pos 005 del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 80.885,71 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | ERM de Cehegín (G-400) en POS 007 del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 75.091,20 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | ERM de Mula (G-250) en Pos 009 del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 70.665,70 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Gasoducto Moratalla Mula (Línea principal) | | | | 0 | 1.107.454,10 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Gasoducto Moratalla Mula (Ramal a Calasparra) | | | | 0 | 59.010,71 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Gasoducto Moratalla Mula (Ramal a Caravaca de la Cruz) | | | | 0 | 97.833,95 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Gasoducto Moratalla Mula (Ramal a Cehegín) | | | | 0 | 24.121,85 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 001. de Seccionamiento (Moratalla) del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 14.119,19 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 002 de Derivación (Calasparra) a Ramal a Calasparra en el Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 003 de Derivación (Calasparra) del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 004 de Derivación (Cehegín) a Ramal a Caravaca en el Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 005 de Derivación (Caravaca de la Cruz) del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 006 de Derivación (Cehegín) a Ramal a Cehegín en el Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 007 de Derivación (Cehegín) del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 008 de Derivación (Bullas) del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Energía Distribución Murcia, S.A. (T) | Pos. 009 de Derivación (Mula) del Gto Moratalla Mula | | | | 0 | 21.461,18 |
| Gas Extremadura Transporte, S.L. | ERM G-250 en Pos MR-MJ-09.1 (Don Benito) del Gto Merida-Don Benito-Miajadas | | | 0,00 | 86.784,41 | 86.269,52 |

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

| Empresa | Instalación | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--------------------------------------|--|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|
| Gas Extremadura Transporte, S.L. | Posición de Derivación MR-MJ-09.1 en Don Benito del Gasoducto Mérida- Don Benito - Miajadas | | | 0,00 | 49.430,87 | 49.660,19 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-650 en Pos HUERGUA-01 (HUERCAL OVERA) del Gto | | | | 4.778,92 | 95.679,25 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-250 en Pos HUERGUA-02 (ALBOX) del Gto | | | | 4.192,92 | 83.635,93 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-650 en Pos HUERGUA-03 (PARTALOA) del Gto | | | | 4.778,92 | 95.679,25 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-160 en Pos HUERGUA-04 (TIJOLA) del Gto | | | | 4.018,75 | 80.509,29 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-250 en Pos HUERGUA-05 (BAZA) del Gto | | | | 4.192,92 | 83.635,93 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-250 en Pos HUERGUA- 05 (BAZA) del Gto | | | | 4.192,92 | 83.635,93 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Gto HUERCAL OVERA - BAZA -GUADIX - Tramo I (Prov Almería) | | | | 43.682,59 | 3.520.025,52 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Gto HUERCAL OVERA - BAZA - GUADIX - Tramo I (Prov Granada) | | | | 10.265,36 | 827.202,30 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición Trampa Rascadores Simple HUERGUA-01 (HUERCAL OVERA) del Gto HUERCAL OVERA - BAZA - GUADIX | | | | 0 | 125.309,81 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición de Derivación HUERGUA-02 (ALBOX) del Gto HUERCAL OVERA - BAZA -GUADIX | | | | 0 | 67.542,88 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición de Derivación HUERGUA-03 (PARTALOA) del Gto HUERCAL OVERA - BAZA - GUADIX | | | | 0 | 67.542,88 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición de Derivación HUERGUA-04 (TIJOLA) del Gto HUERCAL OVERA - BAZA - GUADIX | | | | 0 | 67.542,88 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición de Derivación HUERGUA-05 (BAZA) del Gto HUERCAL OVERA - BAZA - GUADIX | | | | 0 | 67.542,88 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-400 en Pos OLIAL-04 (TEULADA) del Gto OLIVA- ALTEA (Marina Alta) | | | | 0 | 75.091,20 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | ERM G-1000 en Pos OLIAL-05 (CALPE) del Gto OLIVA-ALTEA (Marina Alta) | | | | 0 | 94.169,96 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición de Derivación OLIAL-04 (TEULADA) del Gto OLIVA-ALTEA (Marina Alta) | | | | 0 | 21.461,18 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Posición de Derivación OLIAL-05 (CALPE) del Gto OLIVA-ALTEA (Marina Alta) | | | | 0 | 21.461,18 |
| Redexis Gas Transporte, S.L. | Gto OLIVA-ALTEA (Marina Alta) - Tramo II | | | | 0 | 427.272,15 |
| Transportista Regional del Gas, S.A. | Gto AREVALO - SANCHIDRIAN | | | | 1.053,14 | 98.777,62 |

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

| Empresa | Instalación | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
|--------------------------------------|---|------|------|------|----------|------------|
| Transportista Regional del Gas, S.A. | ERM G-400 en Pos ARESAN-02 (SANCHIDRIAN) del Gto Arevalo - Sanchidrian | | | | 3.409,49 | 75.091,20 |
| Transportista Regional del Gas, S.A. | Gto AREVALO - SANCHIDRIAN | | | | 5.288,52 | 496.028,43 |
| Transportista Regional del Gas, S.A. | Posición de Derivación ARESAN-01 (GUTIERRE MUÑOZ) del Gto AREVALO - SANCHIDRIAN | | | | 0 | 28.266,28 |
| Transportista Regional del Gas, S.A. | Posición Trampa Rascadores Simple ARESAN-02 (SANCHIDRIAN) del Gto AREVALO - SANCHIDRIAN | | | | 0 | 52.441,37 |

ANEXO V

Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte

Primero. *Valores unitarios de referencia de inversión en instalaciones de transporte puestos en servicio en el año 2014.*

a. Gasoductos de transporte primario y secundario.

a.1 Obra lineal en gasoducto de transporte primario:

| | €/ (m*pulgada) |
|-------------|----------------|
| Obra Lineal | 24,66 |

a.2 Obra lineal en gasoducto de transporte secundario:

| Coeficiente corrector | |
|---------------------------------|------|
| Gasoducto transporte secundario | 0,62 |

b. Posición de seccionamiento (tipo S) simultánea en gasoducto de transporte primario.

| Diámetro (pulgada) | € |
|--------------------|-----------|
| 6 | 73.891 |
| 8 | 138.215 |
| 10 | 201.990 |
| 12 | 266.039 |
| 14 | 330.088 |
| 16 | 394.138 |
| 18 | 458.186 |
| 20 | 522.235 |
| 22 | 586.286 |
| 24 | 650.334 |
| 26 | 714.384 |
| 28 | 778.432 |
| 30 | 842.482 |
| 32 | 906.532 |
| 36 | 1.034.629 |
| 40 | 1.162.727 |
| 42 | 1.226.776 |
| 44 | 1.290.826 |
| 48 | 1.418.925 |
| 52 | 1.547.022 |

| Coefficientes correctores | |
|--|------|
| Posición Derivación (Tipo D) | 1,52 |
| Posición Trampa de Rascadores (1) | 2,82 |
| Posiciones posteriores obra lineal (2) | 1,15 |
| Elemento de Transporte secundario | 0,62 |

(1) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de trampa de rascadores.

(2) Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor o transportista al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

c. Estaciones de compresión en gasoductos de transporte primario.

| | Con turbocompresor | Con motor eléctrico |
|--|---------------------------|----------------------------|
| Potencia Instalada menor o igual a 37.284 kW | | |
| Término Fijo (€/E.C.) | 8.030.190 | 2.618.414 |
| Término Variable (€/kW) | 1.124,13 | 1.841,41 |
| Potencia Instalada mayor de 37.284 kW | | |
| Término Fijo (€/E.C.) | 28.144.325 | 22.732.549 |
| Término Variable (€/kW) | 584,63 | 957,67 |

d. Estaciones de regulación y medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario.

| Tipo «G» | €/Unidad |
|-----------------|-----------------|
| 65 | 261.560 |
| 100 | 264.818 |
| 160 | 270.494 |
| 250 | 279.226 |
| 400 | 294.357 |
| 650 | 321.178 |
| 1.000 | 362.100 |
| 1.600 | 441.409 |
| 2.500 | 572.032 |
| 4.000 | 720.614 |
| 6.500 | 869.193 |

| Coefficientes Correctores | |
|------------------------------------|------|
| Estación de Medida | 0,86 |
| EM de Ultrasonido (1) | 1,32 |
| ERM/EM Posteriores (2) | 1,15 |
| Líneas Adicionales en ERM/EM (3) | 0,31 |
| Elementos de Transporte Secundario | 0,97 |

(1) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior.

(2) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (tipo D), o se transforme una posición de seccionamiento (tipo S) existente en posición de derivación (tipo D).

(3) Aplicable a nuevas líneas construidas sobre ERM/EM existentes y puesta en marcha después de 5 años.

e. Centros de mantenimiento.

Precio máximo auditado en € 1.946.838

Segundo. *Fórmula de actualización de los valores unitarios de referencia de inversión en instalaciones de transporte.*

Los valores unitarios para el año «n» se actualizarán anualmente aplicando el siguiente índice de actualización:

$$IAn=1+(IPRI \text{ bienes de equipo} - X)$$

Donde:

IAn : Índice de actualización para el año «n».

IPRI bienes de equipo: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de Precios Industriales, correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

«x»: Coeficiente cuyo valor es 0,005.

Tercero. *Valores unitarios de explotación de instalaciones de transporte para el año 2014.*

a. Gasoductos transporte primario.

| | |
|----------|--------|
| €/m/pulg | 0,4808 |
|----------|--------|

Nota: incluyen los costes de operación de las posiciones asociadas

| Coeficiente corrector | |
|----------------------------------|------|
| Gasoducto transporte secundario. | 0,52 |

b. Estaciones de compresión en gasoductos de transporte primario.

| | Con turbocompresor | Con motor eléctrico |
|--------------------------|--------------------|---------------------|
| Término fijo (€/E.C.) | 154.771 | 623.998 |
| Término variable (€/kWh) | 62,08 | - |

En el caso de estaciones de compresión con motor eléctrico se abonará al titular la totalidad del coste del suministro eléctrico, excluyendo IVA).

c. ERM en gasoductos de transporte primario.

| Tipo «G» | €/ Unidad |
|----------|-----------|
| 65 | 39.701 |
| 100 | 43.201 |
| 160 | 47.746 |
| 250 | 49.815 |
| 400 | 53.299 |
| 650 | 56.777 |
| 1.000 | 67.930 |
| 1.600 | 76.984 |
| 2.500 | 87.093 |
| 4.000 | 109.735 |
| 6.500 | 132.383 |

| Coeficientes correctores | |
|---------------------------------|------|
| Estación de Medida. | 0,75 |
| Elemento Transporte secundario. | 0,76 |

Cuarto. *Fórmula de actualización de los valores unitarios de referencia de costes de operación y mantenimiento (COM) de instalaciones de transporte.*

Los valores unitarios para el año «n» se actualizarán anualmente según el siguiente índice de actualización:

$$IAn=1+(0,2*(IPRI \text{ bienes de equipo} - X) + 0,8*(IPC-y))$$

Donde:

IAn: Índice de actualización para el año n.

IPC: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de precios al consumo.

IPRI bienes de equipo: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y octubre del año n-2, del índice de Precios Industriales, correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

«x» e «y»: Coeficientes cuyos valores serán iguales 0,005 y 0,01 respectivamente.

ANEXO VI

Valores provisionales de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos para el año 2014

Costes de operación y mantenimiento provisionales (directos e indirectos):

Almacenamiento subterráneo Serrablo: 7.772.345,28 €.

Almacenamiento subterráneo Gaviota: 17.698.735,25 €.

ANEXO VII

Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de plantas de regasificación

Primero. *Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2014.*

| | |
|--|-----------|
| Tanques almacenamiento GNL (€/tanque): | 1.655.619 |
| Tanque almacenamiento GNL (€/m ³ GNL): | 13.600519 |
| Capacidad de vaporización Nominal (€/m ³ /h): | 5,08 |
| Cargaderos de cisternas de GNL (€/cargadero): | 42.972 |
| Planta regasificación (€/planta): | 1.256.944 |
| Resto de unidades de Inversión (€): | 0 |

Nota: la capacidad de vaporización nominal se aplica solo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir se excluyen los equipos de reserva de la instalación, independientemente de si tratan de unidades de inversión de vaporizadores de agua de mar o de vaporizadores de combustión sumergida.

Segundo. *Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables para el año 2014.*

| | |
|---|----------|
| kW h regasificados (€/kW h): | 0,000162 |
| kW h cargados en cisternas de GNL (€/kW h): | 0,000194 |
| kW h transvasados a/entre buques de GNL (€/kW h): | 0,000194 |

En el caso de operaciones de puesta en frío la retribución por operación no podrá ser inferior a 35.000 €.

Tercero. *Valores unitarios de referencia de inversión para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa y con puesta en servicio en el año 2014.*

a) Valores Máximos para Actuaciones de Inversión que agrupan las Unidades de Inversión No-Estandarizadas.

El valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, de las Actuaciones de Inversión que agrupan la Unidades de Inversión No-Estandarizadas realizadas (obra civil terrestre y marítima, instalaciones de descarga, interconexiones de gas/GNL, cimentaciones y obra civil asociada al almacenamiento de GNL, sistema de captación de agua, servicios auxiliares, suministro eléctrico y sistemas de gestión y control) se aplicará de acuerdo a los siguientes criterios:

1. El Valor Máximo por nueva planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la planta regasificación.

2. El Valor Máximo por ampliación de tanque es aplicable a cada tanque adicional sobre la configuración original de la planta de regasificación.

3. El Valor Máximo por ampliación de vaporización es aplicable a cada ampliación de vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la planta de regasificación.

| | |
|--|-----------------------|
| Al construir una nueva planta (€) : | 172.814.694 |
| Al construir un nuevo tanque en planta ya construida (€/m ³ GNL): | 193,87 |
| Al construir una ampliación de vaporización en planta ya construida | 100,88 |
| Al construir una ampliación de atraque en planta ya construida: | Según valor auditado. |

b) Valores Unitarios para Unidades de Inversión Estandarizadas.

| | |
|--|---------------------------------|
| Tanque almacenamiento de GNL (€/m ³): | 458,08 |
| Sistema de bombas secundarias (€/m ³ /h): | 3.605,71 |
| Vaporizadores de agua de mar (€/m ³ /h): | 42,94 |
| Vaporizadores de combustión sumergida (€/m ³ /h): | 24,56 |
| Sistema de medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte. | |
| Sistema antorcha/combustor (€/kg/h): | 10,90 |
| Sistema de compresión boil-off para procesado interno planta (€/m ³) | 396,29 |
| Relicador boil-off (€/ Kg/h): | 1,36 |
| Sistema de compresión de boil-off para emisión directa a la red: | valor unitario E.C. transporte. |
| Cargaderos de cisternas de GNL (€/unidad): | 1.785.184,61 |

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.