



LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 315, de 31 de diciembre de 2008
Referencia: BOE-A-2008-21010

TEXTO CONSOLIDADO

Última modificación: 22 de abril de 2011

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos establece, en su artículo 92, que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros, estableciendo los valores concretos de dichos peajes o un sistema de determinación y actualización automática de los mismos.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado de gas natural, recoge en su artículo 25 los criterios para la determinación de tarifas peajes y cánones, y señala que se seguirán los objetivos de retribuir las actividades reguladas, asignar de forma equitativa los costes, incentivar el uso eficiente del gas natural y del sistema gasista, y no producir distorsiones sobre el mercado.

En aplicación de la citada disposición, la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, estableció los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008.

Por otra parte, la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, estableció la tarifa de suministro de último recurso de gas natural, que incluye de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Asimismo, esta orden dispone que los precios máximos de último recurso se modificarán trimestralmente en función de las variaciones del coste de la materia, calculadas en función de cotizaciones internacionales, y cada vez que se actualicen los peajes y cánones de acceso a las instalaciones.

La Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, establece que la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de la tarifa de último recurso, dos meses antes de la fecha prevista para cada revisión tarifaria. En cumplimiento de lo anterior, la Comisión Nacional de Energía evacuó informe de fecha 27 de noviembre de 2008.

La Disposición adicional segunda del 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, establece que la Comisión Nacional de Energía remitirá informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las retribución de determinadas actividades reguladas para el año siguiente, antes del 15 de noviembre de cada año. En cumplimiento de lo anterior, la Comisión Nacional de Energía evacuó informe de fecha 27 de noviembre de 2008.

La presente orden establece igualmente determinados aspectos relativos a las actividades reguladas, como la regulación de las mermas de transporte, y la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo. Asimismo, la presente orden dispone cuestiones referentes al régimen económico de las actividades reguladas.

El proyecto de orden ha sido sometido a informe de la Comisión Nacional de Energía, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante acuerdo de 22 de diciembre de 2008, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

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

Artículo 1. *Objeto.*

La presente orden tiene por objeto determinar los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas a partir del día 1 de enero del 2009, la tarifa de último recurso y determinados aspectos del relativos a las actividades reguladas del sector del gas natural.

Artículo 2. *Peajes y cánones.*

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 son los contenidos en el anexo I de esta orden.

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 el artículo 25 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. Asimismo, han sido calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 26 del real decreto citado.

Artículo 3. *Cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema.*

1. La cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema será del 0,42 por ciento, aplicable como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones a que se hace referencia en el artículo 1 de la presente orden, y que deberán recaudar las empresas transportistas y distribuidoras.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la retribución del Gestor Técnico del Sistema correspondiente al año 2009 será de 11.206.248 €. La Comisión Nacional de Energía incluirá en la liquidación 14 del año 2009 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 2009.

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

1. La capacidad de acceso contratada a plazos superiores a un año sólo podrá reducirse transcurrido un año después de haber efectuado la reserva de capacidad inicial o de haber realizado cualquier modificación sobre la misma, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.3, del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

2. Las empresas distribuidoras y transportistas velarán por la correcta aplicación de los peajes y cánones que correspondan según la regulación en vigor.

Las empresas transportistas y distribuidoras determinarán el escalón de peaje de transporte y distribución aplicable a cada consumidor según su consumo anual, de acuerdo con lo siguiente:

a) En el caso de contratos de acceso de duración superior o igual a un año, se considerará el consumo del último año natural disponible, o en su defecto el consumo de los últimos doce meses.

En el caso de nuevos contratos de acceso, o de que se modifique la capacidad contratada, se considerará una previsión de consumo. El factor de carga del consumo previsto en relación a la capacidad contratada no superará 0,8. Al cabo de 12 meses, si el consumo real observado no corresponde al escalón de peaje que se hubiera aplicado, se procederá a refacturar los peajes de acceso considerando el escalón de consumo que corresponda al consumo real.

b) En el caso de contratos de duración inferior a un año el escalón de peaje aplicable será el resultado de multiplicar el caudal diario contratado por 330 días.

3. El canon de almacenamiento de GNL que se especifica en el anexo I se facturará por todo el volumen del gas efectivamente almacenado.

4. Toda recaudación en concepto de peajes y cánones será comunicada a la Comisión Nacional de Energía 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 Energía efectuará el cálculo de las liquidaciones correspondientes sin tener en cuenta dichas disminuciones.

Artículo 5. 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 Energía y al Gestor Técnico del Sistema, a las cantidades de gas suministradas y a las capacidades contratadas.

2. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o la Comisión Nacional de Energía 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 Energía podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

Artículo 6. 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 Energía.

Artículo 7. Facturación de periodos 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 8. Contratos anteriores.

1. A los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual igual o superior a 200.000 kWh/año, les serán de aplicación los peajes del anexo I apartado quinto, punto 2 (peajes «2.bis»).

2. Dichos peajes convergerán de forma lineal con los correspondientes del Grupo 3 en el periodo que finaliza el 1 de enero de 2015. A partir de esta fecha, a estos consumidores se les aplicará el peaje correspondiente a su presión de suministro.

Artículo 9. Telemedida.

1. Todos los consumidores 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 4.3.

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, de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 4.3. 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 5 años. En el caso de que se contrate el acceso al punto de conexión mediante modalidades de contratación que estén relacionadas con el consumo nocturno/diurno las empresas distribuidoras y transportistas deberán custodiar las lecturas horarias de los contadores con telemedida.

4. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500.000 kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos, podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo aplicable a los peajes del Grupo 1.

5. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5, 2.6, y que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio por un período superior a un mes, serán facturados por el peaje 2.4.

6. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 2.5 bis y 2.6 bis, y que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio por un período superior a un mes, serán facturados por el peaje 2.4 bis.

7. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje.

8. En el caso de consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis, que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2bis y el término fijo de su respectivo peaje.

9. En los casos de consumidores acogidos a los peajes 3.4 y 3.5 que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 3.1 y el término fijo de su respectivo peaje.

10. En los casos descritos en los apartados 5, 6, 7, 8 y 9, se aplicará el método de facturación correspondiente a los consumidores del peaje 1, establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, con la siguiente particularidad: el caudal máximo diario medido (Qm) empleado para calcular la facturación correspondiente al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución se calculará dividiendo su consumo medido mensual por cinco días o su prorrateo en los casos que corresponda.

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 el presente artículo.

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 telemedida 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 exclusivamente entre los meses de abril y septiembre, ambos incluidos.

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 4.3, y para calcular la facturación por los términos variables.

3. El término de reserva de capacidad (T_{fr}), el término fijo del peaje de regasificación (T_{fr}), y el término fijo del peaje de conducción (T_{fi}) aplicables a capacidades de acceso contratadas a plazos inferiores a un año, se calcularán utilizando los coeficientes que se indican en el anexo I.

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) Telemedida 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 Energía, determinará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad, en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales del sistema gasista.

2. Condiciones de aplicación de la interrumpibilidad:

- a) Período de preaviso de 24 horas.
- b) Duración total máxima de las interrupciones en un año:

Contrato de interrupción tipo «A»: 5 días.
Contrato de interrupción tipo «B»: 10 días.

Las interrupciones anteriores se contabilizarán en un año natural. En el caso de contratos firmados con posterioridad al uno de enero de cada año, el número de días de interrupción al año se prorrateará en función de la duración del contrato en el año natural.

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: 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 General de Energía. Dicha solicitud implicará la solicitud de declaración de Situación de Operación Excepcional Nivel 1.

El Gestor Técnico del Sistema repartirá el volumen necesario de interrupción entre los diferentes clientes interrumpibles, de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Criterios geográficos.
- b) Máxima operatividad.
- c) Mínimo impacto.

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 12 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: A partir del 1 de octubre de 2009 y hasta el 1 de octubre de 2010 los peajes aplicables en esta modalidad de servicio de acceso a las instalaciones de transporte y distribución son los que se indican en el anexo I, apartado noveno 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 tránsito internacional.*

1. Este peaje será de aplicación por el acceso a las redes de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional y con origen en otra conexión internacional, o en una planta de regasificación. El contrato de acceso deberá indicar expresamente el punto de entrada, el de salida y el caudal contratado. En la utilización de este peaje los usuarios deberán programar caudales diarios de entrada y salida dentro del margen permitido por el almacenamiento operativo establecido por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto para el peaje de transporte y distribución. Los peajes de transporte y distribución aplicables se calcularán según lo establecido en el apartado octavo del anexo I, considerando el escalón 1.3.

2. La ejecución de operaciones de tránsito habrá de ser compatible con la operación del sistema gasista, requerirá la viabilidad previa del Gestor Técnico del Sistema, y será programada y nominada por los usuarios de acuerdo a lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

3. Este peaje incluye el almacenamiento operativo necesario para realizar la operación de transporte de gas natural, y no incluye servicios diferentes al transporte de gas natural, como la regasificación.

4. En el caso de contratos de duración inferior a un año, se aplicará lo establecido en el artículo 11 de la presente orden.

5. Las operaciones de transporte desde el almacenamiento para la operación comercial de la red de transporte «AOC» hasta cualquier conexión internacional devengarán el correspondiente término de conducción del peaje de transporte y distribución del escalón 1.3. En el caso de operaciones de transporte desde una conexión internacional hasta el «AOC» devengarán el término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución. Estas operaciones no serán consideradas como operaciones de tránsito internacional, requerirán la viabilidad previa del Gestor Técnico del Sistema, y serán programadas y nominadas por los usuarios de acuerdo a lo establecido en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

El titular de la conexión internacional será el responsable de contratar y facturar el término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución, en caso de entrada de gas en el sistema español y el término de conducción en caso de salida.

Artículo 13. *Término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicable a usuarios suministrados mediante planta satélite de gas natural licuado.*

En el caso de suministro de gas natural mediante redes de distribución suministradas desde una planta satélite de gas natural licuado, se procederá a multiplicar todos los conceptos del término de conducción establecido en el anexo I que correspondan a cada usuario por el factor **0,8**.

Disposición adicional primera. *Tarifa de último recurso.*

1. En aplicación de lo dispuesto en los apartados 3 y 4 del artículo 2 de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, los términos fijos y variables de las tarifas de último recurso aplicables desde las cero horas del día 1 de enero de 2009 que son los recogidos en el anexo II de la presente orden.

2. En aplicación de lo establecido en el artículo 3.2 del real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso de gas natural, el precio a pagar al comercializador de último recurso por los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato de suministro en vigor con un comercializador será el precio máximo de último recurso aplicable a los consumidores del grupo T.1. En cualquier caso, el importe facturado no podrá ser inferior al término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor.

Disposición adicional segunda. *Retribución específica de instalaciones de distribución.*

1. Las empresas distribuidoras podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas, una retribución específica para acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural.

La retribución específica será asignada a las instalaciones de conexión con la red de gasoductos existente. Igualmente, se podrá solicitar dicha retribución para reemplazar plantas satélite existentes de gas natural licuado (GNL) por una conexión con la red de gasoductos.

2. Para acceder a retribución específica de instalaciones de conexión para la distribución de gas natural se deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Que exista un convenio o acuerdo con la Comunidad Autónoma, o con el organismo que tenga las competencias en la materia, para la gasificación del núcleo de población. En el convenio deberán figurar de forma individualizada los núcleos de población a gasificar y, en su caso, las aportaciones de la Comunidad Autónoma (desglosando las aportaciones destinadas a la instalación de conexión y a la red de distribución).

Se considerará cumplido este requisito en los casos en que la empresa distribuidora disponga de autorización administrativa para la ejecución de las instalaciones para la gasificación del núcleo de población, o cuando la empresa sea beneficiaria de alguna subvención otorgada por la Comunidad Autónoma para la gasificación del núcleo de población.

b) Que la retribución por la actividad de distribución, teniendo en cuenta las aportaciones comprometidas de fondos públicos para la construcción de las instalaciones de distribución, sea suficiente para asegurar la rentabilidad del proyecto de distribución sin considerar la instalación de conexión.

c) Que la situación del núcleo requiera inversiones en la instalación de conexión con la red gasista existente que hagan económicamente inviable el proyecto. En el caso de plantas satélite de G.N.L., se deberán considerar factores tales como el coste de sustitución de la planta satélite por una conexión con la red de gasoductos, la mejora de la seguridad de suministro, la seguridad y los aspectos medioambientales.

d) Que la construcción de las instalaciones se inicie antes del final del año siguiente al de la convocatoria. Además, la construcción de las instalaciones deberá concluir antes de que transcurran 18 meses desde la fecha en que dicte la resolución de asignación de la retribución específica.

3. Las solicitudes de retribución específica de distribución deberán realizarse con anterioridad al 30 de abril de cada año, acompañando la solicitud de la siguiente documentación:

a) Descripción técnica de la instalación.

b) Presupuesto de inversiones, desglosando la correspondiente a la retribución específica solicitada.

c) Puntos de consumo y demanda prevista para cada nivel de presión en un horizonte de treinta años, justificando aquellos casos en que se prevea un fuerte crecimiento de la población en el núcleo respecto a la población censada en la actualidad.

d) Análisis de inversión del proyecto de gasificación del núcleo de población sin la instalación de conexión (horizonte de treinta años). En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución.

e) Análisis de inversión del proyecto de gasificación del núcleo de población incluyendo la inversión en la instalación de conexión (horizonte de treinta años). En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución y de conexión.

f) Aportaciones de fondos públicos.

g) Cuantificación de la retribución solicitada.

h) Documentación acreditativa del cumplimiento de algunos de los requisitos establecidos en el apartado 1.a de este artículo.

Con el fin de homogeneizar la información de los diferentes proyectos, la Dirección General de Política Energética y Minas establecerá formatos estándares para el análisis de inversión y de mercado de los diferentes proyectos, debiéndose proporcionar en la forma que se indique.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá conjuntamente las solicitudes recibidas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía. La retribución específica se asignará hasta agotar, en su caso, la cantidad disponible en cada año de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Se asignarán entre 0 y 100 puntos en función del porcentaje de cofinanciación con fondos públicos de las instalaciones de conexión. Este porcentaje se ponderará por el complementario a 100 del índice de gasificación de cada comunidad autónoma. A estos efectos se utilizará el índice de gasificación de las Comunidades Autónomas publicado en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

b) Se asignarán entre 0 y 100 puntos en función de la retribución específica solicitada en relación al número de puntos de suministro previstos.

En el caso de sustitución de plantas satélite de GNL existentes se tomará el número de puntos de suministro del año anterior al de la solicitud. En el caso de nuevas zonas a gasificar, se tomará el número de puntos de suministro previstos a los tres años desde la puesta en marcha.

Para la asignación de las puntuaciones de valoración, se podrá ignorar el efecto de aquellos proyectos que presenten valores extremos.

4. La retribución específica otorgada para cada proyecto no podrá sobrepasar en ningún caso la menor de las siguientes cantidades:

a) La retribución específica para un proyecto no podrá exceder en ningún caso del 10% de la cantidad disponible de retribución específica anual para el conjunto de sector.

b) La retribución específica necesaria para asegurar una rentabilidad suficiente. Se considerará como rentabilidad suficiente el coste de capital medio ponderado de referencia.

c) La retribución específica necesaria de forma que ésta más la aportación de la comunidad autónoma y de otros fondos públicos para la inversión en conexión no supere el 85 por ciento de la inversión en conexión.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá en la resolución los criterios de minoración de la retribución específica en aquellos casos en que las cuantías de la inversión realizada o las subvenciones otorgadas difieran de las declaradas por la empresa en su solicitud.

La Comisión Nacional de Energía integrará la retribución específica otorgada en la retribución reconocida de cada empresa distribuidora una vez se haya acreditado ante dicha comisión el cumplimiento de las condiciones establecidas. Para ello las empresas distribuidoras deberán aportar a la Comisión Nacional de Energía la siguiente documentación:

a) Autorización administrativa para la ejecución de las instalaciones y licencia de obras.

b) Acta de Puesta en Servicio o Certificación de la Comunidad Autónoma correspondiente a la puesta en gas de las instalaciones objeto de la retribución específica.

c) Certificación de la Comunidad Autónoma, o ente público del desembolso de la ayuda.

d) Auditoría de la inversión objeto de la retribución específica otorgada.

e) Cualquier información adicional a solicitud de la Comisión Nacional de Energía.

6. Para el año 2009, la retribución específica anual para el conjunto del sector no podrá superar en ningún caso la siguiente cantidad:

a) RDn = 23.000.000 € -RTS.

b) RDn: Retribución específica de distribución máxima asignada para el año 2009.

c) RTS: Retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año n-1, más la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario que no se hubiesen deducido de la cantidad total asignada a la retribución específica en los años anteriores.

7. De la totalidad de la cantidad designada en el apartado siete, se reservará un máximo de 5.000.000 € para las instalaciones de conexión de las redes de distribución con la red de gasoductos de núcleos de población situados en el ámbito territorial del archipiélago canario.

Esta retribución específica podrá destinarse, además de a las instalaciones de conexión de gas natural, a las instalaciones necesarias para la distribución de gas manufacturado, siempre que tanto el gas suministrado, como las propias instalaciones de distribución sean compatibles con el gas natural y la autorización esté condicionada a la transformación de las mismas para su funcionamiento con gas natural cuando este combustible esté disponible. En ningún caso se incluirán las plantas satélite de aire propanado.

La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá en la resolución de inclusión la forma y condicionantes para la liquidación de la retribución correspondiente a las instalaciones de distribución.

Si la retribución específica obtenida por los proyectos presentados en el archipiélago canario no alcanzase la retribución máxima reservada, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá utilizar el monto remanente para otorgar retribución específica a los proyectos presentados en el resto del territorio nacional que cumplan los requisitos establecidos en la presente orden.

Disposición adicional tercera. *Adquisición de gas talón y gas de operación.*

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).

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 Energía, el programa mensual de compras de gas de cada transportista. Tanto el Gestor Técnico del Sistema como la Comisión Nacional de Energía publicarán en su página web dicha información.

Para la adquisición de dicho gas se organizará una subasta anual, cuyas reglas se establecerán por resolución de la Secretaría General de Energía.

El gas destinado a nivel mínimo de llenado se retribuirá como inversión necesaria para la actividad de transporte. El gas destinado a autoconsumo se valorará al precio resultante de la subasta y su compra tendrá la consideración de gasto liquidable.

Disposición adicional cuarta. *Retribución de determinadas actividades reguladas para el año 2009.*

Se delega en el titular de la Dirección General de Política Energética y Minas la competencia para establecer la retribución fija y los parámetros concretos para determinar la retribución variable de las actividades reguladas del sector de gas natural a que hacen referencia los artículos 16.6, y 20.5 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Disposición adicional quinta. *Plan de acción [2008-2012].*

La cuantía con cargo a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas destinada a la financiación del Plan de acción [2008-2012], aprobado el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 20 de julio de 2007 y por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012», aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003, no excederá, para el año 2009, de 57.000.000 €. Esta cuantía será distribuida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con carácter objetivo de acuerdo con el citado plan y será liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos.

A estos efectos, se considerará el importe incluido en el párrafo anterior como una retribución regulada a incluir en el sistema de liquidaciones. Los pagos que resulten de la aplicación de lo dispuesto en la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, se ingresarán en la cuenta en régimen de depósito, que la Comisión Nacional de Energía designe al efecto.

Se faculta a la Comisión Nacional de Energía para modificar los coeficientes de reparto al objeto de recaudar exactamente la cantidad establecida. Los posibles intereses que pueda generar dicha cuenta se tendrán en consideración para el mismo fin para el año siguiente.

Disposición adicional sexta. *Merms en las instalaciones de transporte de la red básica.*

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, se descontará, en concepto de merms por pérdidas y diferencias de medición en la red básica, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes estándar que se indican a continuación:

Cr = 0,05% del gas descargado en las plantas de regasificación.

Ca = 0% del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.

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).

2. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, en función de las merms reales observadas en cada una de las instalaciones.

3. En caso de que la cantidad total de gas descontado por concepto de merms exceda de las merms reales observadas en el conjunto de instalaciones de la red básica, la diferencia permanecerá bajo el control del Gestor Técnico del Sistema en la cuenta del balance residual del sistema denominada cuenta de gas de maniobra. En caso de que la cantidad retenida fuera inferior a las merms reales, la diferencia producirá una disminución del saldo de la cuenta de gas de maniobra.

4. En caso de que el gas de maniobra en las instalaciones de transporte de la red básica supere los 300 GWh, el Gestor Técnico del Sistema comunicará a los usuarios y a las empresas transportistas que los coeficientes de merms que deberán aplicarse durante los tres meses naturales siguientes serán la mitad de los indicados en el apartado 1. Quince días antes del final de cada periodo trimestral, en caso de que el gas de maniobra continúe superando los 300 GWh, el Gestor Técnico del Sistema comunicará que se aplicarán coeficientes de merms reducidos durante un periodo adicional de tres meses.

A estos efectos el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el saldo diario de la cuenta de balance residual del sistema, desagregando la partida de gas de maniobra.

Disposición adicional séptima. *Reconocimiento de inversiones en almacenamientos subterráneos.*

1. Se reconocen, con carácter definitivo, las inversiones en almacenamientos subterráneos que se detallan en el anexo III de la presente orden. En dicho anexo III se incluyen los valores de los parámetros definidos en el artículo 2 de 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, que son necesarios para el cálculo de la retribución por concepto de costes de inversión.

Durante 30 años a partir del 1 de enero de 2010, la retribución de las inversiones titularidad de Enagás, S.A. se minorará en una treintava parte de la diferencia entre la retribución provisional de estas inversiones, percibida por Enagás, S.A. durante los años 2007 y 2008, y la retribución definitiva que le corresponda en aplicación de los parámetros indicados en el anexo III, de acuerdo con lo dispuesto en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.

2. A partir de la fecha de entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, y sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo tercero de esta orden, según lo dispuesto en la Disposición transitoria única del Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre, los ingresos obtenidos por Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. Y Murphy Oil Spain, S. A. por el uso de las instalaciones afectas al almacenamiento subterráneo Gaviota, tienen la consideración de ingresos liquidables. En particular, las cantidades cobradas a Enagás, S.A. por el uso de los

almacenamientos subterráneos tienen la consideración de ingresos liquidables, así como los ingresos por la venta de condensados.

Asimismo, a partir de dicha fecha, los costes incurridos por la empresa Enagás, S.A. asociados a la utilización del almacenamiento Gaviota tienen la consideración de costes liquidables.

La Comisión Nacional de Energía tomará en consideración dichos ingresos y costes liquidables para el cálculo de las liquidaciones.

3. Antes del 31 de marzo de cada año, los titulares de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo Gaviota, enviarán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía la información, debidamente auditada, sobre ventas de condensados durante el año anterior, que tendrán la consideración de ingresos liquidables de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria única del Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre, como incentivo para la gestión eficiente de las instalaciones se reconoce un coste liquidable a favor de los titulares del almacenamiento subterráneo por un importe igual al 10 por ciento de los ingresos obtenidos por la venta de los citados condensados. La Comisión Nacional de Energía los tendrá en cuenta en la realización de las liquidaciones.

4. De acuerdo con la disposición adicional quinta de 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, la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de retribución por costes de operación y mantenimiento fijos y variables de los almacenamientos subterráneos Gaviota y Serrablo.

Los costes reconocidos por operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos Gaviota y Serrablo no incluirán gastos por la provisión de costes de desmantelamiento de las instalaciones.

5. Sin perjuicio de aquellos casos en que los títulos concesionales establezcan obligaciones superiores, los costes de desmantelamiento de los almacenamientos subterráneos de Gaviota y Serrablo se financiarán con arreglo a las siguientes consideraciones:

a) Los titulares aportarán una cantidad igual a la dotación acumulada por costes de desmantelamiento a fecha de entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio. Esta cantidad se capitalizará hasta la fecha de desmantelamiento utilizando el rendimiento medio anual de las Obligaciones del Estado a 10 años.

b) Los titulares aportarán una cantidad igual a la diferencia entre el gas colchón reconocido y el extraído en el momento del desmantelamiento, valorado a su valor de mercado en ese momento.

Este volumen no será superior a la diferencia entre el gas colchón reconocido y el gas inyectado con este fin. A estos efectos, los titulares de los almacenamientos aportarán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía información acreditativa y los contratos de cesión de gas colchón y las correspondientes facturas, en el plazo de 3 meses.

c) En su caso, el resto de los costes de desmantelamiento serán cubiertos con cargo a los ingresos del sistema gasista por peajes y cánones.

Disposición adicional octava. Costes por tránsitos por Portugal.

1. A efectos del cálculo de la retribución de los años 2009 y posteriores, se reduce el coste fijo acreditado por la actividad de transporte de Enagás, S.A. en la cantidad, actualizada hasta el año 2009, de 9.433.359 €, que corresponde al concepto de «costes por transporte de gas natural por instalaciones portuguesas».

2. En un plazo no superior a 15 días naturales, Enagás, S.A. acreditará ante la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía los cobros y pagos realizados desde el 19 de febrero de 2002 por tránsitos internacionales a través de gasoductos españoles con destino a Portugal, y por tránsitos a través de gasoductos portugueses, mediante la presentación de contratos y facturas. Asimismo, se acreditarán los

flujos físicos de gas asociados y los valores netos contables de inversión a 31 de diciembre de 2008, de los activos relacionados con dichos tránsitos.

3. Enagás, S.A. procederá a liberar la capacidad reservada a su nombre en las conexiones internacionales con Portugal en Tui y Badajoz, y publicará en su página web la nueva capacidad disponible.

4. En un plazo no superior a 6 meses, el Ministro de Industria Turismo y Comercio procederá a adecuar el marco retributivo con objeto de asegurar la recuperación de los valores netos pendientes de amortizar a 1 de enero de 2009. A estos efectos, los ingresos percibidos por este concepto a partir del 1 de enero de 2009 por parte de Enagás, S.A. tienen carácter de ingreso provisional a cuenta de la retribución definitiva.

Disposición adicional novena. *Asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos.*

De acuerdo con lo dispuesto en la disposición final tercera de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, se procede a la modificación del número de días de almacenamiento correspondientes a cada categoría de reservas de acuerdo con la evolución de la demanda en relación con la capacidad de almacenamiento disponible, que pasan a ser los siguientes:

1. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a 10 días de ventas o consumos firmes en el año anterior realizados por los comercializadores o consumidores directos en mercado y destinados al almacenamiento de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.

2. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a 8 días de las ventas/consumos totales en el año anterior realizados por los comercializadores/consumidores directos en mercado.

3. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará una parte equivalente a 30 días del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyos consumos anuales correspondan a los de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas máximas de último recurso T1 y T2.

4. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos no se reservará capacidad alguna destinada a almacenar «gas de maniobra».

Disposición adicional décima. *Solicitud de retribución definitiva.*

Aquellas instalaciones cuya fecha de puesta en marcha sea anterior al día 1 de diciembre de 2007, que no hayan solicitado su inclusión en el régimen retributivo de forma definitiva junto su auditoría correspondiente antes del 1 de junio del año 2009 verán reducida su retribución provisional en un cincuenta por ciento a partir del día 1 de enero de 2010.

Disposición adicional undécima. *Régimen transitorio de los gases manufacturados en los territorios insulares.*

1. En aplicación de lo dispuesto en la Disposición transitoria vigésima «Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares», de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, las compensaciones por suministro de aire propanado se mantendrán vigentes **como máximo durante un año** a partir de la autorización administrativa previa del gasoducto de transporte desde el que se vaya a suministrar cada planta de aire propanado.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas determinará las plantas que corresponden a cada gasoducto de transporte, a partir de la información sobre la ubicación geográfica y modo de conexión con la red de transporte que facilitarán las empresas distribuidoras en el plazo de 2 meses.

2. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren aire propanado será de 0,023326 €/kWh.

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.

No obstante lo anterior, se mantiene en aplicación lo dispuesto en la Disposición transitoria segunda «Peaje temporal para usuarios de la tarifa para materia prima (PA)» de la orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre.*

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, queda modificada como sigue:

Uno. El apartado 4 del artículo 3 queda redactado del siguiente modo:

«4. Para la determinación del coste de transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n», Rin, se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, de los años anteriores, que se encuentren disponibles en el momento de cálculo. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste del transporte del año «n», se emplearán valores provisionales de IPC e IPRI. Como valores provisionales, se tomarán el objetivo de IPC del Banco Central Europeo, y un valor de IPRI calculado aplicando a este valor provisional de IPC la relación entre los valores de IPRI e IPC de octubre de cada año.

Los valores definitivos de IPC e IPRI se utilizarán a los únicos efectos de calcular las retribuciones que se determinen con posterioridad al momento en que se conozcan estos valores. En ningún caso se modificarán de forma retroactiva las retribuciones ya reconocidas por la actividad de transporte que se hubieran determinado con anterioridad al momento en que se conozcan los valores definitivos de IPC e IPRI.

Para evitar que la retribución de las instalaciones dependa del momento de su inclusión en el régimen retributivo, al incluir instalaciones en el régimen retributivo, los valores unitarios a utilizar para calcular la retribución serán los que se hubieran establecido para el año de puesta en marcha de la instalación.»

Dos. Se suprime el apartado 8 del artículo 18.

Tres. Se modifica el apartado 1 del artículo 18, que queda con la siguiente redacción:

«1. La retribución global de la actividad de distribución se actualizará anualmente en función del IPH y considerando el crecimiento de la actividad afectado de unos factores de eficiencia. Dicho cálculo se realizará atendiendo a la siguiente fórmula:

$$RD_n = RD_{2006} \cdot \prod_{k=2007}^{n-2} \left[(1 + f \cdot IPH^D_k) \cdot (1 + \Delta A_{c < 4 k} \cdot F_{c < 4} + \Delta A_{D < 4 k} \cdot F_{D < 4} + \Delta A_{D > 4 k} \cdot F_{D > 4}) \right] \cdot \prod_{j=n-1}^n \left[(1 + f \cdot IPH^P_j) \cdot (1 + \Delta A_{c < 4 j} \cdot F_{c < 4} + \Delta A_{D < 4 j} \cdot F_{D < 4} + \Delta A_{D > 4 j} \cdot F_{D > 4}) \right]$$

Donde:

RD_{2006} = retribución definitiva del año 2006, resultado de actualizar en función de las cifras definitivas de ventas y clientes la retribución publicada en el anejo V de la Orden ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

f = factor de eficiencia en relación al IPH. Su valor se fija en 0,85.

IPH_k^p = semisuma de los valores definitivos del IPC e IPRI del año «k».

$\Delta A_{cl<4k}$ = variación del número de consumidores conectados en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, calculada como cociente entre el número medio para el año «k» y el valor medio del año «k-1».

$F_{cl<4}$ = factor de ponderación y eficiencia de captación de consumidores en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar. Su valor se fija en 0,426.

$\Delta A_{D<4k}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, calculada como cociente entre la demanda del año «k» y la del año «k-1».

$F_{D<4}$ = factor de ponderación y eficiencia de la demanda total en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar. Su valor se fija en 0,142.

$\Delta A_{cl>4k}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar, calculada como cociente entre la demanda del año «k» y la del año «k-1».

$FD_{>4}$ = factor de ponderación y eficiencia de la demanda en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar. Su valor se fija en 0,142.

IPH_j^p = semisuma de los valores provisionales de IPC e IPRI del año «j». Como valores provisionales, se tomarán el objetivo de IPC del Banco Central Europeo, y un valor de IPRI calculado aplicando a este valor provisional de IPC la relación entre los valores de IPRI e IPC de octubre del año «j».

$\Delta A_{cl<4kj}$ = variación del número de consumidores conectados en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, calculada como cociente entre el número medio previsto para el año «j» y el correspondiente del año «j-1».

$\Delta A_{D<4j}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, calculada como cociente entre la demanda prevista para el año «j» y la correspondiente del año «j-1».

$\Delta A_{cl>4j}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar, calculada como cociente entre la demanda prevista del año «j» y la correspondiente del año «j-1».

Cuatro. Se modifica el apartado 5 del artículo 18, que queda con la siguiente redacción:

«5. La retribución de la actividad de distribución de cada año se actualizará conforme se disponga de previsiones más exactas o se conozcan las cifras definitivas de demanda y clientes. Estas actualizaciones se incluirán en las liquidaciones del año “n”.»

Disposición final segunda. *Modificación de 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.*

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, queda modificada como sigue:

Uno. Se añade un nuevo apartado 8 en el artículo 3, con la siguiente redacción:

«8. La inversión reconocida a que hace referencia el apartado 1 se limitará a los costes prudentes que sean necesarios para el desarrollo del almacenamiento subterráneo. A estos efectos, los promotores de almacenamientos subterráneos deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía, antes del 1 de marzo de cada año, planes anuales y plurianuales de inversión en que se detallen las inversiones a realizar con un presupuesto y un cronograma de las mismas. Se detallarán las características técnicas de las instalaciones, el gas colchón inyectado y las capacidades de almacenamiento e inyección/extracción disponibles. Cualquier desviación de costes o de plazos de ejecución en relación a los considerados para la planificación de estas infraestructuras deberá ser convenientemente justificada. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá rechazar o condicionar dichos planes de inversión.»

En estos planes anuales y plurianuales de inversión deberá figurar la forma de contratación que vaya a utilizarse para las principales partidas de inversión, considerando como tales aquellas que superen un millón de euros. Salvo en aquellos casos en los que se justifique la imposibilidad, se utilizarán formas de contratación que favorezcan la concurrencia, la transparencia y el mínimo coste. La Comisión Nacional de Energía supervisará que la contratación de las principales partidas de inversión cumple con los criterios indicados, y realizará inspecciones sobre el cumplimiento de las obligaciones de los promotores.

En caso de que se incumpla lo establecido en este apartado, o del incumplimiento por parte del promotor de los planes anuales y plurianuales de inversión, se estará a lo dispuesto en el capítulo V del título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sin perjuicio de lo establecido en el título VI de dicha Ley.»

Dos. Se modifica el artículo 6, añadiendo un nuevo apartado 3 al final del mismo, con la siguiente redacción:

«3. Los pagos a cuenta realizados por concepto de retribución provisional se descontarán de la retribución definitiva que se reconozca por la actividad de almacenamiento subterráneo actualizados mediante una tasa que haga que la rentabilidad del proyecto quede inalterada.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos.*

1. Se modifica la Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos, suprimiendo la obligación de envío de información mensual de las cantidades vendidas. Los formularios de remisión de información quedan modificados como se indica a continuación:

Uno. Se elimina el apartado I.1.2.A) «Remisión de datos de instalaciones individuales» del anexo I.1.

Dos. Se elimina el campo «CANTIDADES_RED» de la tabla 4 del apartado 1.1.2.B) del anexo I.1.

Tres. Se elimina el campo «CANTIDADES» de la tabla 5 del apartado 1.1.2.8) del anexo I.1.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas actualizará en consecuencia los anexos de la citada orden y los publicará en su página web.

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

El 1 de julio de 2009 se procederá a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones establecidos en la presente orden, en caso de que se prevean desviaciones significativas en el saldo entre costes e ingresos del sistema gasista para el año 2009.

Disposición final quinta. *Modificación del apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica NGTS-3 «Programaciones», aprobada por la Orden ITC/3126/2005, de cinco de octubre.*

1. Se modifica el apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica NGTS-3 «Programaciones», aprobado por la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista y modificado posteriormente por Resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de Gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle, que queda redactado en los siguientes términos:

«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 30 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 el valor mayor de 300 GWh o de la energía equivalente a 8 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:

Exceso inferior o igual a medio día: dos veces y media el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

Exceso superior a medio día: doce veces el canon de almacenamiento de GNL en vigor.

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.

El Gestor Técnico del Sistema podrá dar consignas de operación diferentes a las nominaciones de los usuarios para facilitar la descarga de buques en las plantas de regasificación, lo que quedará reflejado en la cuenta de Balance Residual del Sistema (BRS-2, definido en protocolo de detalle PD-11).

Con independencia de lo anterior, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en cada momento. El Gestor Técnico del Sistema podrá denegar las programaciones de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema.»

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.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2009, a excepción de la Disposición final quinta que entrará en vigor el 1 de julio de 2009, y de los artículos 4.3, 9.5, 9.6, 9.7, 9.8 y 9.8 que entrarán en vigor el 1 de marzo de 2009.

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

ANEXO I

Peajes y cánones de los servicios básicos

Primero. *Peaje de regasificación.*

Los términos fijo (T_{fr}) y variable (T_{vr}) 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: 1,4348 cent/(kWh/día)/mes.

Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0085 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.

Plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 22.600 €/buque.
Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0045 cent/kWh.

Planta de Mugardos, Bilbao y Barcelona:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 11.300 €/buque.
Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0023 cent/kWh.

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 carga de GNL en cisternas: 2,1075 cent/kWh/día/mes.
Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0124 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.

Cuarto. Peaje de trasvase de GNL a buques.

A los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 139.223 €/operación.
Término variable: 0,123050 cent/kWh.

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.

$$P_{TD} = T_{rc} + T_c$$

Donde:

P_{TD} : Peaje de transporte y distribución.

T_{rc} : Término de reserva de capacidad.

T_c : Término de conducción.

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

T_{fe} : Término fijo de reserva de capacidad. T_{rc} : 0,7936 cent/(kWh/día)/mes.

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 T_{fij} cent/kwh/día/mes	Término variable T_{vij} cent/kwh
	€/mes	
	cent/kwh/día/mes	
Peaje 1 ($P > 60$ bar)		
1.1	2,5287	0,0619
1.2	2,2591	0,0499
1.3	2,0968	0,0450
Peaje 2 ($4 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)		
2.1	18,5154	0,1415
2.2	5,0254	0,1129
2.3	3,2904	0,0914
2.4	3,0153	0,0820
2.5	2,7720	0,0719
2.6	2,5498	0,0624
Peaje 3 ($P \leq 4$ bar)		
3.1	2,12	2,4816
3.2	4,75	1,8585
3.3	39,69	1,1445
3.4	59,25	0,9174
3.5	4,3357	0,1123

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°, restándose del caudal máximo medido (Q_{mj}) la siguiente cantidad:

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

Se considerará como consumo nocturno el total del consumo realizado en el mes entre las 23:00 y las 07:00. 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.

2. Términos del peaje de transporte y distribución aplicables a los clientes a los que hace referencia el artículo 8 de la presente orden.

Peaje 2 bis ($P \leq 4$ bar)	Término fijo T_{fij} cent/kwh/día/mes	Término variable T_{vij} cent/kwh
2.1 bis	19,15	0,1462
2.2 bis	7,60	0,1708
2.3 bis	5,77	0,1605
2.4 bis	4,46	0,1213
2.5 bis	5,03	0,1302
2.6 bis	4,77	0,1166

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: 0,04030 cent/kWh/mes.

Tvi: Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,02392 cent/kWh.

Tve: Término de extracción del canon de almacenamiento: 0,01288 cent/kWh.

Séptimo. Canon de almacenamiento de GNL.

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

T_v (cent/MWh/día): 2,576 cent/MWh/día.

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

Octavo. Peaje de tránsito internacional.

Los peajes aplicables a los tránsitos internacionales se calcularán aplicando a los peajes de transporte y distribución ordinarios los coeficientes que se indican en la tabla siguiente, en función de los puntos de entrada y de salida.

Punto de entrada	Punto de salida				
	Portugal-Badajoz	Portugal-Galicia	Larrau	Irún	Tarifa
Cartagena	1,000	1,000	1,000	1,000	0,650
Huelva	0,650	1,000	1,000	1,000	0,650
Sagunto	1,000	1,000	0,650	1,000	0,650
Bilbao	1,000	1,000	0,650	0,650	1,000
Barcelona	1,000	1,000	0,650	1,000	1,000
Mugaros	0,650	0,650	1,000	1,000	1,000
Tarifa	0,650	1,000	1,000	1,000	1,000
Portugal Badajoz			1,000	1,000	0,650
Portugal-Galicia			1,000	1,000	1,000
Larrau	1,000	1,000			1,000
Irún	1,000	1,000			1,000

Noveno. 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:

Peaje	Término fijo T _{fj}		Término variable T _{vij}	
	Tipo A cent/kWh/día/me s	Tipo B cents/kWh/día/m es	Tipo A cent/kWh	Tipo B cent/kWh
<i>Peaje 1 Int (P > 60 bar)</i>				
4.1 Consumo inferior o igual a 200 GWh/año.	0,316089	0,252871	0,103887	0,071647
4.2 Consumo superior a 200 GWh/año e igual o inferior a 1.000 GWh/año.	0,282387	0,225910	0,083665	0,057700
4.3 Consumo superior a 1000 GWh/año.	0,262104	0,209683	0,075338	0,051957
<i>Peaje 2 Int (4 bar < P ≤ 60 bar)</i>				
4.4 Consumo superior a 5 GWh/año e igual o inferior a 30 GWh/año.	0,411306	0,329045	0,153254	0,105692
4.5 Consumo superior a 30 GWh/año e igual o inferior a 100 GWh/año.	0,376912	0,301529	0,137393	0,094754
4.6 Consumo superior a 100 GWh/año e igual o inferior a 500 GWh/año.	0,346500	0,277200	0,120343	0,082995
4.7 Consumo superior a 500 GWh/año.	0,318731	0,254985	0,104482	0,072057

Décimo. Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a 12 meses.

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 a un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la presente orden son los siguientes:

	Peaje diario	Peaje mensual
Enero	0,10	2,00
Febrero	0,10	2,00
Marzo	0,10	2,00
Abril	0,03	0,50
Mayo	0,03	0,50
Junio	0,03	0,50
Julio	0,03	0,50
Agosto	0,03	0,50
Septiembre	0,03	0,50
Octubre	0,10	2,00
Noviembre	0,10	2,00
Diciembre	0,10	2,00

El término variable (T_{vij}) a aplicar es el del peaje correspondiente.

ANEXO II
Tarifa de último recurso

Nivel de consumo de referencia		Término fijo Tfi €/cliente/mes	Término variable Tvi cent/kWh
T.1	Consumo inferior o igual 5.000 kWh/año.	2,46	5,684901
T.2	Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.	5,52	4,961824
T.3	Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.	43,94	4,181407
T.4	Consumo superior a 100.000 kWh/año.	65,51	3,920614

ANEXO III

Inclusión definitiva en el régimen retributivo de determinadas instalaciones afectas a la actividad de almacenamiento subterráneo

Empresa	Inversión	Inicio Amortización	Vida útil (VU)	Valor Reconocido (VI) Euros
Enagás.	Investigación 2001.	1 de enero de 2007.	11	10.328.889
Enagás.	Investigación 2003.	1 de enero de 2007.	11	13.910.691
Enagás.	Instalaciones Serrablo 1995.	1 de enero de 2007.	10	2.980.824
Enagás.	Instalaciones Serrablo 2002.	1 de enero de 2007.	10	406.415
Enagás.	Instalaciones Serrablo 2003.	1 de enero de 2007.	10	7.840.185
Enagás.	Instalaciones Serrablo 2004.	1 de enero de 2007.	10	10.058.317
Enagás.	Instalaciones Serrablo 2005.	1 de enero de 2007.	10	549.695
Enagás.	Gas colchón Serrablo.	1 de enero de 2007.	20	7.571.801
Enagás.	Gas colchón Gaviota.	1 de enero de 2007.	20	49.501.871
RIPSA.	Instalaciones Gaviota.	3 de julio de 2007.	11,5	66.230.388
Murphy.	Instalaciones Gaviota.	3 de julio de 2007.	11,5	14.538.378

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.