

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.

---

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio  
«BOE» núm. 171, de 15 de julio de 2010  
Referencia: BOE-A-2010-11181

---

### TEXTO CONSOLIDADO

#### Última modificación: 18 de diciembre de 2015

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, estableció en su artículo 3 el procedimiento de cálculo de la retribución a la actividad de transporte, mientras que en el artículo 18 detalló la fórmula de cálculo de la retribución a la actividad de distribución. Posteriormente, la disposición final primera de la 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, modificó las fórmulas anteriores introduciendo, entre otros, un procedimiento para estimar la variación del Índice de Precios Industriales (IPRI). Este procedimiento consistía en la aplicación a la previsión del Índice de Precio al Consumo (IPC) la correlación entre los últimos valores disponibles de IPRI e IPC. Esta fórmula se ha demostrado poco representativa en el año 2009 ya que al existir valores de IPC próximos a cero el valor estimado de IPRI se alejó de la realidad. Por lo tanto, se propone reemplazar las previsiones del IPRI e IPC por el último valor disponible del año anterior en el momento de determinar la retribución anual de estas actividades (valor de octubre). Asimismo, con objeto de simplificar los cálculos, se considerará como valor definitivo del IPRI e IPC el valor del mes de octubre, en lugar del valor del mes de diciembre. Por último se establece que los saldos entre las retribuciones calculadas con los valores definitivos y los valores provisionales se incorporen a las retribuciones del año siguiente.

El sistema español de acceso de terceros a las instalaciones gasistas reconoce al titular de las instalaciones por donde circula el gas de los usuarios, la potestad de retener un porcentaje preestablecido del gas circulado en concepto de mermas de la instalación. Dichos porcentajes son el resultado de promedios calculados a partir de valores históricos, sin embargo, se hace necesario establecer un incentivo económico con el objeto de mantener los bajos niveles de mermas actuales y garantizar una utilización eficiente de las instalaciones, reduciendo así el consumo energético asociado a la gestión del sistema gasista.

La aplicación de la tecnología de la informática y las telecomunicaciones en el ámbito del suministro doméstico de gas y de electricidad se ha materializado en el desarrollo de contadores inteligentes con nuevas capacidades de comunicación tanto con las empresas distribuidoras como con los propios consumidores, pudiendo constituirse en una herramienta más de mejora de la eficiencia energética. Sin embargo, su alto coste hace obligado un análisis previo coste-beneficio de su implantación y con este objetivo se da un mandato a la

Comisión Nacional de Energía para la realización de un estudio sobre la utilidad práctica del uso de dichos contadores inteligentes y la ampliación de la obligación de disponer de teled medida, ya que su ejecución afectará tanto al coste del suministro que soporta el consumidor final, como a la gestión técnica de la red y condicionará las relaciones futuras entre consumidores, distribuidores y comercializadores.

La Orden ITC/3520/2009, 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 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, estableció en su artículo 11 las condiciones de aplicación del peaje de acceso interrumpible a las instalaciones gasistas, sin embargo, las fuertes inversiones realizadas en infraestructuras llevan a replantearse las características de este servicio, por lo que se un mandato a la Comisión Nacional de Energía para la realización de un estudio al respecto.

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, establece en su artículo 5.a que para la inclusión definitiva de una instalación de transporte en el régimen retributivo o para la modificación de la retribución de una instalación existente, cuya capacidad hubiera sido ampliada, se requiere la presentación de la autorización administrativa, la aprobación del proyecto de ejecución y el acta de puesta en servicio definitiva. Dada la importancia que este último documento adquiere a la hora de fijar la retribución regulada de las instalaciones y con el fin de disponer de la información más completa posible para su cálculo, se determina que dicha acta incluirá una tabla resumen de las características técnicas más relevantes de la instalación que resultan imprescindibles para el cálculo de su retribución de acuerdo con los criterios establecidos en el citado Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero. Este desarrollo se dicta de acuerdo a la habilitación otorgada a favor del Ministro de Industria, Turismo y Comercio en la disposición final segunda del citado real decreto.

Por otra parte, se procede a incluir en una disposición final ciertas modificaciones de la Orden ITC/3520/2009, 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 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, simplemente con la finalidad de corregir ciertos errores advertidos en la redacción de algunos de sus anexos.

De conformidad con la disposición adicional undécima, apartado tercero.1, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, esta orden ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de Energía y ésta, para la elaboración de su informe, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, ha tenido en consideración las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo de 8 de julio de 2010, 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.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación de ciertos aspectos de la aplicación de los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas y del procedimiento de cálculo de las retribuciones reguladas.

#### **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 la cuenta del saldo de mermas de la planta de regasificación. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios. El exceso de gas que se determine de la cuenta del saldo de mermas de la planta se destinará a gas de operación o gas talón.

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 acumulado como saldo de mermas de la planta de regasificación, un volumen de gas diario equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario repartida proporcionalmente en dichos 30 días, en la planta en cuestión. Además, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta, empleando para ello el precio medio del gas de operación del año al que corresponda el saldo. La cantidad

resultante será adicionada a la retribución reconocida al titular de la planta en el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.

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 adicional primera.** *Acceso interrumpible.*

En un plazo no superior a doce meses desde la entrada en vigor de la presente orden, la Comisión Nacional de Energía realizará un estudio sobre la modalidad de acceso interrumpible que deberá incluir al menos un análisis coste-beneficio, los peajes de aplicación y las condiciones y formas de adjudicación, con el objeto de optimizar la seguridad de suministro del sistema gasista al menor coste.

**Disposición adicional segunda.** *Auditoría de inversiones.*

La Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de doce meses, una propuesta de requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre inversiones de infraestructuras que sean objeto de retribución regulada y sobre los costes anuales de operación y mantenimiento o explotación de las actividades reguladas, a efectos técnicos y retributivos.

**Disposición adicional tercera.** *Mejora de la medición y aplicación de los contadores inteligentes.*

1. Antes del 1 de enero de 2012, la Comisión Nacional de Energía elaborará un estudio sobre la ampliación de la obligación de disponer de equipos de teled medida por parte de los consumidores industriales y sobre la utilización de contadores inteligentes en el ámbito del suministro a consumidores domésticos y comerciales. El estudio incluirá un análisis de los costes y beneficios y una propuesta de implantación, que incluirá al menos umbrales mínimos de consumo, prestaciones de los equipos, compatibilidad con otros contadores, interoperabilidad con equipamientos informáticos y electrónicos domésticos, modalidades de uso (propiedad y arrendamiento) y aplicación de protocolos de comunicación normalizados.

2. Asimismo, dicho estudio incluirá un análisis sobre la conveniencia de la ampliación del número de equipos de medida en los puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución, así como en los puntos de conexión entre distribuciones en cascada. El estudio incluirá una evaluación de los costes y beneficios y una propuesta de implantación, que incluirá al menos umbrales mínimos de consumo y de población de los municipios.

**Disposición adicional cuarta.** *Medidas de simplificación administrativa y racionalización de las solicitudes de información a los agentes del sistema gasista.*

Con anterioridad al 1 de septiembre de 2011, la Comisión Nacional de Energía (CNE) en colaboración con la Dirección General de Política Energética y Minas, las Comunidades Autónomas, la Corporación de Reservas Estratégicas (CORES), la Asociación Española del Gas (SEDIGAS) y el Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS) presentará a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de industria, Turismo y Comercio, una propuesta para simplificar y racionalizar todas las peticiones de información que se realizan a los agentes del sistema gasista en cumplimiento de lo establecido por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y su normativa de desarrollo, tanto por parte de las autoridades y organismos competentes (CNE y CORES) como del GTS y resto de agentes del sistema gasista.

**Disposición adicional quinta.** *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) Merms de regasificación ( $C_r$ ): 0,01 % del gas descargado en las plantas de regasificación.
- b) Merms de almacenamiento subterráneo ( $C_a$ ): 0 % del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.
- c) Merms de transporte primario ( $C_t$ ): 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) Merms de distribución a presión igual o inferior a 4 bar ( $C_r < 4$ ): 1%.
- e) Merms de distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para redes alimentadas a partir de planta satélite ( $C_r < 4$ ): 2%.
- f) Merms de distribución a presión superior a 4 bar ( $C_r > 4$ ): 0,39.

**Disposición derogatoria única.** *Derogación normativa.*

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

**Disposición final primera.** *Modificación de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.*

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. Se modifica el apartado 4 del artículo 3, que pasa a tener la siguiente redacción:

«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, del mes de octubre del año “n-1” publicados por el Instituto Nacional de Estadística.

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 hubiera establecido para el año de puesta en marcha de la instalación.»

Dos. Se modifican las definiciones de los términos  $IPH^D_k$  e  $IPH^P_j$  incluidas en el apartado 1 del artículo 18, que pasan a tener la siguiente redacción:

« $IPH^D_k$  = Semisuma de los valores definitivos del IPC e IPRI del año “k”. Hasta el año 2010 inclusive, se tomarán como valores definitivos los correspondientes a las variaciones interanuales del mes de diciembre del año “k” redondeadas a dos decimales. A partir del año 2011 como valor definitivo del año “k”, se tomará el valor correspondiente al mes de octubre del año “k - 1”.»

« $IPH^P_j$  = Semisuma de los valores provisionales de IPC e IPRI del año “j”. Hasta el año 2010 inclusive, como valores provisionales del año “j” se tomarán las variaciones interanuales redondeadas a dos decimales del índice publicado por el Instituto Nacional de Estadística correspondientes al mes de octubre del año “j - 1”. A partir del año 2011 no se emplearán valores provisionales y se aplicará directamente el valor definitivo reconocido  $IPH^D_k$  .»

Tres. 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 revisará conforme se disponga del valor definitivo o se conozcan cifras más precisas de

demanda y clientes. Las diferencias entre las retribuciones calculadas con los nuevos parámetros y las anteriores se incluirán en las liquidaciones del año "n".»

**Disposición final segunda.** *Modificación de la Orden ITC/3520/2009, 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 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.*

La Orden ITC/3520/2009, 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 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, se modifica en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el párrafo 2.b) del artículo 4 que pasa a tener la siguiente redacción:

«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. Una vez finalizado el contrato, si el consumo real observado no correspondiese al escalón de peaje aplicado, se procederá a refacturar los peajes de acceso aplicando los que correspondan al consumo real.»

Dos. Se modifica el apartado 7 del artículo 9, que queda redactado como sigue:

«7. En el caso de consumidores acogidos al peaje 2.3 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 2.2 bis y el término fijo de su respectivo peaje.»

Tres. Se modifica el apartado 3 del artículo 10, que pasa a tener la siguiente redacción:

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

Cuatro. Se modifica la disposición final cuarta, que pasa a tener la siguiente redacción:

**«Disposición final cuarta.** *Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.*

Se modifica el último párrafo de la disposición adicional segunda 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 queda redactado como sigue:

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá actualizar los valores del anexo V de esta orden siempre que concurran causas que así lo justifiquen.»

Cinco. Se reemplaza la tabla del apartado 1 «Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2010», por la siguiente:

	Actualización 2010 – Euros	Revisión 2008-2009 – Euros	Total – Euros
Naturgas Energía Distribución, S. A.	159.866.221	- 4.260.873	155.605.348
Gas Directo, S. A.	1.523.524	- 248.231	1.275.293
Distribidora Regional del Gas, S. A.	8.061.460	403.143	8.464.603
Endesa Gas Distribución, S. A.	7.883.006	- 1.278.278	6.604.728
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S. A.	10.028.432	- 734.064	9.294.368

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**  
**LEGISLACIÓN CONSOLIDADA**

	Actualización 2010 – Euros	Revisión 2008-2009 – Euros	Total – Euros
Gas Aragón, S. A.	33.092.741	– 2.476.013	30.616.728
Gesa Gas, S. A. U.	17.050.490	– 18.256.239	– 1.205.749
Tolosa Gas, S. A.	1.353.124	788	1.353.912
Gas Natural Distribución SDG, S. A.	792.217.868	– 56.341.281	735.876.587
Gas Natural Andalucía, S. A.	76.693.089	– 4.922.372	71.770.717
Gas Natural Cantabria, S. A.	23.185.204	– 286.207	22.898.997
Gas Natural Castilla-La Mancha, S. A.	34.240.741	– 2.101.561	32.139.180
Gas Natural Castilla y León, S. A.	70.148.014	– 2.913.971	67.234.043
Cegas, S. A.	113.293.374	– 19.466.080	93.827.294
Gas Galicia SDG, S. A.	31.411.094	– 618.443	30.792.651
Gas Natural Murcia SDG, S. A.	16.893.063	– 1.738.895	15.154.168
Gas Navarra, S. A.	25.494.680	– 1.196.453	24.298.227
Gas Natural Rioja, S. A.	13.170.427	– 475.644	12.694.783
Gasificadora Regional Canaria, S. A.	184.050	– 74.279	109.771
Iberdrola Distribución de Gas, S. A.	69.356	8.600	77.956
Sureuropea de Gas	1.508.538	663.902	2.172.440
	1.437.368.496	– 116.312.453	1.321.056.043

Nota: Como consecuencia de la revisión en la tabla anterior de la retribución del año 2010 de Gas Natural Distribución SDG, S. A., procede modificar la retribución reconocida a la misma empresa desde el momento en que ha sido efectiva la escisión de Madrileña Red de Gas, S. A., y publicada en la Orden ITC/1306/2010, de 11 de mayo, por la que se determina la retribución para el año 2010 de la sociedad Madrileña Red de Gas, S. A. asociada a la actividad de distribución de gas natural realizada en determinados municipios de la Comunidad de Madrid.

En consecuencia, y a efectos de liquidaciones, desde el 1 de abril, la retribución reconocida a Gas Natural Distribución SDG, S. A., para el año 2010 es de 665.802.173 euros, resultado de restar a la cantidad de 735.876.587 euros publicada en la columna «Total» de la tabla anterior, la cifra reconocida a Madrileña Red de Gas, S. A., en la Orden ITC/1306/2010, de 11 de mayo.

Seis. Se reemplazan las siguientes retribuciones publicadas en la tabla «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte», del apartado 2 del anexo IV:

- «Cegas: 1.225.746».
- «Gas Natural Transporte SDG, S. A.: 24.006.934».
- «Enagás, S. A.: 661.987.225».
- «Naturgas Energía Distribución, S. A.: 0».
- «Naturgas Energía Transporte, S. A. U.: 24.043.891».
- «Septentrional del Gas, S. A.: 0».
- «Total: 753.532.608».

Siete. Se reemplazan las siguientes retribuciones publicadas en la tabla «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2010» por las siguientes:

- «Bahía Bizkaia Gas, S. L.: 51.419.112».
- «Regasificadora de Sagunto, S. A.: 69.041.621».

Ocho. Se añaden los siguientes pies de página a la tabla «Posición de seccionamiento (Tipo S) simultánea en gasoducto de transporte primario (1)» del anexo V «Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte»:

«(1) 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.

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

Nueve. Se modifican los siguientes pies de página de la tabla «Estaciones de Regulación y Medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario» del anexo V «Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte», que pasan a tener la siguiente redacción:

- «(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).»

Diez. Se reemplaza la tabla correspondiente a los «Gasoductos de transporte primario» del apartado tercero «Valores unitarios de Explotación de Instalaciones de Transporte» del anexo V «Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte», por la que figura a continuación:

	Año de retribución		
	2008	2009	2010
€/m/pulg	0,4584	0,4693	0,4628

Once. Se modifica el título del anexo VII, que pasa a ser «Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento del año 2010 de las plantas de regasificación» y, asimismo, el título del apartado tercero del mismo anexo, que pasa a ser «Valores unitarios de referencia de inversión para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa con puesta en servicio en el año 2010».

Doce. Se reemplazan los siguientes valores publicados en el apartado 1 «Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2010» del anexo VII por los siguientes:

- «Obra civil portuaria y terrestre (€/planta): 1.210.004».
- «Coste variable por kWh cargado en cisternas (€/kWh): 0,000217».
- «Coste por trasvases /puestas en frío (€/kWh): 0,000217».

**Disposición final tercera.** *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/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, se modifica del modo siguiente:

Uno. El artículo 3 que pasa a tener la siguiente redacción:

**«Artículo 3.** *Reconocimiento de inversiones en almacenamientos subterráneos incluidos en la red básica.*

1. La inversión reconocida en cada almacenamiento subterráneo será la inversión prudente necesaria para su puesta en explotación y realizada con posterioridad a la fecha de entrada en vigor de la concesión de explotación del almacenamiento, según lo establecido en el artículo 3 bis.

2. Dicha inversión reconocida se establecerá en la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas a que se hace referencia en el artículo 6.1 de la presente orden y deberá verificarse con la correspondiente auditoría.

3. La inversión reconocida a que hace referencia el apartado 1 se limitará teniendo en cuenta el importe previsto en el programa de inversiones a que hace referencia el artículo 25.1.b) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. No obstante, dicho límite podrá ser actualizado por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

4. A los efectos anteriores, 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 describa el grado de realización técnico económico a fin del año anterior, se detallen y planifiquen las inversiones a realizar, gas colchón y gastos financieros activables y se justifique cualquier desviación respecto de los parámetros considerados para su otorgamiento. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar, rechazar o condicionar dichos planes de inversión, a los efectos de lo señalado en el apartado anterior.

5. Estos planes anuales y plurianuales de inversión recogerán la forma de contratación que vaya a utilizarse para las principales partidas, considerando como tales aquellas que superen un millón de euros incluidas la financiación y los seguros. 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, incluidas la financiación con recursos ajenos y los seguros, cumple con los criterios indicados, y realizará inspecciones sobre el cumplimiento de las obligaciones de los promotores.

La Comisión Nacional de Energía remitirá, al menos anualmente, un informe sobre la labor de supervisión realizada en la que se compararán los importes previstos en el proyecto con los resultantes del procedimiento de contratación.

6. En caso de que se incumpla lo establecido en este artículo, 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 incluye un nuevo artículo 3 bis con la siguiente redacción:

**«Artículo 3 bis.** *Conceptos de inversión retribuíbles por el sistema gasista.*

1. Tendrá la consideración de inversión retribuíble los conceptos que se detallan en el anexo I. No se considerará, a los efectos de inclusión del almacenamiento subterráneo en el régimen retributivo, la inversión efectuada en los gasoductos u otras instalaciones necesarias para la conexión del almacenamiento con el resto de la red básica.

2. Asimismo, tendrá la consideración de inversión retribuíble la realizada en concepto de gas colchón. El gas destinado a tal fin se valorará al precio que resulte de las subastas que se organicen para la adquisición por parte de los transportistas del gas destinado a autoconsumos y mermas en otras instalaciones de la red de transporte.

Finalizada la vida útil total del almacenamiento subterráneo, el valor residual del gas colchón que sea extraíble por medios mecánicos tendrá la consideración de ingreso liquidable del sistema gasista.

3. Las modificaciones de instalaciones existentes sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de la capacidad de inyección, extracción o volumen operativo del almacenamiento.

4. Se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones para reposición de elementos de inmovilizado que hayan finalizado su vida útil o que sea necesario acometer por razones técnicas. El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

5. Con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares.

El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, y podrá hacerse teniendo en cuenta la rentabilidad de los activos incluidos en la cartera del solicitante. El carácter excepcional de la inversión será declarado y justificado en dicha resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

6. De la inversión reconocida se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución, así como las subvenciones percibidas de las Administraciones Públicas.»

Tres. Se modifica el apartado 2 del artículo 6, que pasa a tener el siguiente tenor:

«2. Podrá fijarse un régimen retributivo provisional, a petición del titular de la concesión de explotación del almacenamiento, para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor de la misma y la fecha de inclusión definitiva en el régimen retributivo del sistema gasista o, en su caso, la solicitud de extinción de la concesión de explotación de almacenamiento.

Anualmente, y mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, se determinarán los pagos a realizar al titular de la concesión de explotación del almacenamiento. Estos pagos tendrán la consideración de pago a cuenta sobre las inversiones que corresponda reconocer para el almacenamiento, de acuerdo con lo establecido en la presente orden, y se calcularán teniendo en cuenta los desembolsos realmente efectuados, que deberán acreditarse con la correspondiente auditoría.

La Dirección General de Política Energética y Minas teniendo en cuenta los pagos a cuenta que se realicen, podrá establecer en relación a dichos pagos la constitución a su favor de alguna de las garantías previstas en el artículo 3 del Reglamento de la Caja General de Depósitos, aprobado por Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, pudiéndose presentar como garantía los derechos de cobro devengados y no cobrados a favor del solicitante con cargo a la retribución del Sistema Gasista.»

**Disposición final cuarta.** *Información a incluir en las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte.*

1. Las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte de gas natural, emitidas con posterioridad a la entrada en vigor de la presente orden e incluidas a efectos retributivos en 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 deberán incluir, debidamente completadas, las tablas incluidas en el anexo, formando parte integrante de la propia acta.

2. Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se podrá modificar o ampliar el contenido de dichas tablas.

3. Al objeto de poder utilizarse para su indexación en bases de datos, el Director General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establecerá un sistema de codificación identificativo único para cada una de las instalaciones de transporte y sus características. Para ello, la Comisión Nacional de Energía definirá los campos a partir de las propuestas que le remitan cada uno de los transportistas relativo a su sistema de codificación identificativo de instalaciones.

**Disposición final quinta.** *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 sexta.** *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor a las cero horas del día siguiente a su publicación, con la excepción del nuevo coeficiente de mermas de regasificación que entrará en vigor el 1 de octubre de 2010.

Madrid, 13 de julio de 2010.–El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Miguel Sebastián Gascón.

**ANEXO**

**Tabla resumen a incluir en las actas de puesta en marcha de las instalaciones de transporte**

1.a Obra Lineal.

Identificación del gasoducto	Identificación del Tramo	Provincia	Tipo de Línea (1)	Posición Inicial (3)	Posición Final (3)	Características técnicas			
						Longitud (en metros con dos decimales)	Diámetro Nominal ()	Presión de diseño (bar)	Tipo de Acero (2)

(1) Indicar si se trata de la Línea Principal (LP), un Ramal del Gasoducto (R), o Acometida de un Punto de Suministro (APS).

(2) Indicar la calidad del Acero empleado.

(3) En el supuesto, que el inicio o fin del tramo no sea una posición, se indicará el término municipal y, en su caso, se indicara si coincide con el límite provincial.

1.b Posiciones.

Identificación del gasoducto	Identificación del Tramo	Diámetro Tramo ()	Identificación de la posición	Tipo de Actuación (2)	Ubicación			Características técnicas (1)		
					PK Gasoducto	Municipio	Provincia	Tipo de la posición (S/D/T) (3)	Simultánea/Posterior (4)	Tipo de gasoducto Aguas Abajo (5)
-	-	-			-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-
					-	-	-	-	-	-

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de obra lineal o posiciones deberán mostrarse dos cuadros, uno con las Características técnicas iniciales y otro con las Características técnicas finales.

(2) Indicar si se trata de una posición Nueva o una Modificación/Ampliación de una existente.

(3) Indicar el tipo de Posición: Posición de Seccionamiento (S), Posición de Derivación (D), Posición Trampa Rascadores Simple (TS), Posición Trampa Rascadores Doble (TD).

(4) Indicar si la Posición es Simultánea o Posterior. 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.

(5) Indicar, en los casos que exista una derivación, si el gasoducto aguas debajo de la posición es un Gasoducto de Transporte (GT), una Antena para una Red de Distribución (AD), una Línea Directa (LD) o Acometida de un Punto de Suministro (APS).

2. Estaciones de Compresión.

Identificación de la Estación de ompresión	Ubicación			Características técnicas de los turbocompresores de la EC (1)				
	Identificación de la posición del Gasoducto	Municipio	Provincia	Identificación del Turbo Compresor	Tipo de Actuación (2)	Situación Operativa (3)	Potencia ISO (kW)	Caudal Nominal

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de EC deberán mostrarse dos cuadros, uno con las Características técnicas iniciales y otro con las Características técnicas finales.

(2) Indicar si se trata de un Turbocompresor Nuevo o una Modificación/Ampliación de uno existente.

(3) Indicar la situación operativa del Turbocompresor, en Operación (O) o en Reserva (R).

3. Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida.

**BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO**  
**LEGISLACIÓN CONSOLIDADA**

Identificación de la ERM / EM	Ubicación			Características técnicas de ERM/EM (1)						Características Técnicas Líneas			
	Identificación Posición del Gasoducto	Municipio	Provincia	Tipo de Instalación (2)	Tipo de Actuación (3)	Simultánea / posterior (4)	Tamaño (Tipo G) (5)	Presión entrada (bar)	Presión Salida (bar)	Identificación Línea de la ERM/EM	Tipo de Acción (6)	Situación Operativa (Operación o Reserva)	Caudal de salida por línea (m <sup>3</sup> (n)/h)

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de ERM/EM deberán mostrarse dos cuadros, uno con las Características técnicas iniciales y otro con las Características técnicas finales.

(2) Indicar si se trata de una ERM, una EM o una EM de Ultrasonido (EMUS).

(3) Indicar si se trata de una instalación Nueva o una Modificación/Ampliación de una existente.

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

(5) Para EM de Ultrasonido, se indicará el tamaño equivalente de una EM estándar.

(6) Se identificará si es una línea de la ERM/EM inicial (Inicial), si es una línea Adicional (Adicional) o si es una línea modificada (Modificada).

NOTA: Las nuevas posiciones o modificaciones en la posición donde se ubique la ERM/EM deben incluirse en la tabla de gasoductos y posiciones.

Otras características de las ERM/EM:

a) Sistema de calentamiento, con calderas situadas en otro recinto y cambiadores de calor sobre las líneas de regulación. SI/NO

b) Equipamiento telemático. SI/NO

c) Ubicación dentro de caseta de obra. SI/NO

d) Recinto vallado y dotado, en su caso, de sistemas de seguridad patrimonial (aplicable sólo a casetas y posiciones de válvulas). SI/NO

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.  
Más información en [info@boe.es](mailto:info@boe.es)