

Los puestos de trabajo afectados continuarán subsistentes hasta que se apruebe la relación de puestos de trabajo adaptada a la nueva estructura orgánica.

2. Las actuaciones en curso iniciadas por los órganos de recaudación existentes continuarán siendo desarrolladas por el mismo órgano que las venía desarrollando, en el seno de la correspondiente Dependencia Regional, Dependencia o Administración, salvo que el Jefe de la Dependencia Regional o Jefe de Dependencia las atribuya a otro.

3. Las reglas especiales de delimitación del ámbito competencial contenidas en el apartado Tercero.1.2.2 no serán aplicables a los expedientes en curso a la entrada en vigor de la presente Resolución, que se continuarán tramitando hasta su finalización por los órganos de recaudación que fuesen competentes hasta ese momento.

Disposición derogatoria.

A partir de la entrada en vigor de la presente Resolución quedan derogadas las siguientes normas:

1. Resolución de 5 de marzo de 2004, de la Presidencia de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, sobre organización y atribución de funciones en el ámbito de competencias del Departamento de Recaudación.

2. Resolución de 27 de julio de 2004, de la Presidencia de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, por la que se determinan los órganos competentes para la adopción de las medidas cautelares previstas en el artículo 81 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria, así como para la ratificación de las medidas cautelares previstas en el artículo 146 de la misma Ley que sean adoptadas en el curso de actuaciones de recaudación.

3. La Disposición adicional quinta de la Resolución de 21 de septiembre de 2004, de la Presidencia de la Agencia Estatal de Administración Tributaria, por la que se establece la estructura y organización territorial de la Agencia Estatal de Administración Tributaria.

Disposición final. *Entrada en vigor.*

La presente Resolución entrará en vigor el 1 de enero de 2006.

Madrid, 26 de diciembre de 2005.—El Presidente, Miguel Ángel Fernández Ordóñez.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

21528 *ORDEN ITC/4099/2005, de 27 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.*

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su artículo 15 establece que las actividades reguladas destinadas al suministro de gas natural serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en el citado Real Decreto con cargo a las tarifas, los peajes y cánones.

Los artículos 16.6, 19.2, 20.5, 22.3 y 23 del citado Real Decreto 949/2001, modificado por el Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, hacen referencia a que el Ministro de Eco-

nomía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá antes del 1 de enero de cada año, la retribución respectiva de: los costes fijos de la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte para cada empresa o grupo de empresas para ese año, así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo de la parte variable que les corresponda; los costes de la actividad de gestión de compraventa por los transportistas; los costes de la actividad de distribución que corresponda a cada empresa o grupo de empresas; la actividad de suministro de gas a tarifa a las empresas distribuidoras, y la actividad del Gestor Técnico del Sistema.

Asimismo, los artículos 16 y 20 disponen que el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, podrá establecer fórmulas para la actualización anual de la retribución a las empresas distribuidoras, en base a la variación de las principales magnitudes económicas, un reparto equitativo entre usuarios y distribuidores de las variaciones en la productividad de la actividad, el esfuerzo inversor de la empresa, el coeficiente de expansión de la red, la variación de la demanda, la eficiencia y la mejora de la calidad del servicio. Además, podrá fijar una retribución específica, con carácter limitado en el tiempo, para aquellas instalaciones que permitan el acceso a nuevos núcleos de población, de forma que haga viable el suministro en las zonas por gasificar.

La orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, en desarrollo del Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto, estableció la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2002 y un sistema para el cálculo y actualización de los mismos. Posteriormente la orden ECO/30/2003, de 16 de enero, actualizó las retribuciones para el año 2003 de acuerdo con los principios fijados por el Real Decreto 949/2001 y la propia orden ECO/301/2002.

El 31 de diciembre de 2002 se publicó el 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, estableciendo los derechos de acometida.

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su artículo 1, asigna a este Departamento ministerial la elaboración y ejecución de la política energética del Gobierno. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

Conforme a lo anterior y en la forma que establece el artículo 25 de Real Decreto 949/2001, corresponde al Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para las empresas distribuidoras, y los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

El proyecto de esta orden ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1552/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Economía y Hacienda, ha sido informado por la Dirección General de Política Económica. Finalmente el contenido del proyecto ha sido aprobado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión del día 23 de diciembre de 2005.

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

Artículo 1. Objeto.

Constituye el objeto de esta orden el establecimiento y actualización del régimen retributivo aplicable a las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compraventa de gas destinado al mercado a tarifas, distribución, suministro a tarifas de gas natural y retribución al Gestor Técnico del Sistema y definir los elementos que integran las mismas, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar la adecuada prestación del servicio.

Artículo 2. Actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente orden quedan incluidos en las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural los costes en que se incurra para llevar a cabo el desarrollo, operación y mantenimiento de las instalaciones incluidas en el apartado 1 del artículo 16 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, que se detallan en los apartados siguientes.

1.1. Las instalaciones de regasificación comprenden:

- La obra civil portuaria y terrestre.
- Los tanques de almacenamiento de GNL, incluyendo las instalaciones de descarga y de conexión con los vaporizadores.
- Las instalaciones de vaporización, junto con los gasoductos de conexión con la red de transporte.
- Cargaderos de cisternas, en caso de que existan.

1.2. Las instalaciones de almacenamiento comprenden:

- Las instalaciones de inyección.
- La infraestructura subterránea de almacenamiento.
- Las instalaciones de extracción.
- En su caso, las instalaciones de tratamiento de gas.

1.3. La red de transporte comprende:

- Los gasoductos de transporte primario de gas natural cuya presión máxima de diseño incluida en la autorización de la instalación, sea igual o superior a 60 bar.
- Los gasoductos de transporte secundario cuya presión máxima de diseño incluida en la autorización de la instalación sea inferior a 60 bar y superior a 16 bar.
- Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los comprendidos en el territorio nacional que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en el exterior, con independencia de la presión de diseño.
- Los gasoductos de conexión de los yacimientos y almacenamientos estratégicos y operativos con el sistema gasista, con independencia de la presión de diseño.
- Las estaciones de compresión conectadas a los gasoductos de transporte.
- Las estaciones de regulación y medida conectadas a los gasoductos con entrada a presión superior a 16 bar.
- En su caso, las instalaciones de odorización.
- Aquellas otras instalaciones necesarias para la operación de las instalaciones anteriores.

1.4. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte gasista todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las

instalaciones específicas de regasificación, almacenamiento y de la red de transporte antes definidas.

1.5. A efectos del régimen retributivo no formarán parte de las instalaciones específicas de regasificación, almacenamiento y transporte las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

1.6. En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de regasificación, almacenamiento o de transporte de gas en el régimen retributivo previsto en la presente orden, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 3. Retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. Por orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que se publicará antes del día 1 de enero de cada año, se determinará la retribución reconocida a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte de cada empresa o grupo de empresas «i» para el año «n» de acuerdo con lo dispuesto en la presente orden. La retribución correspondiente a cada empresa o grupo de empresas «i» estará constituida por un término fijo, función del coste acreditado a las instalaciones de acuerdo con lo establecido en la presente orden y, en su caso, por un término variable, función de los kWh regasificados en el año «n», los kWh de GNL destinados a operaciones de trasvase, carga o enfriamiento de buques en el año «n» y los kWh inyectados y/o extraídos en almacenamientos subterráneos en el año «n».

2. La retribución anual de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte reconocida a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n» será calculada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{in} = RF_{2002in} + RINF_{in} + RV_{in} + RV_{Tin}$$

Siendo:

R_{in} : coste de regasificación, almacenamiento y transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n».

RF_{2002in} : coste fijo acreditado a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte con entrada en servicio anterior al 31 de Diciembre de 2001 actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RF_{2002in} = RF_{2002i} \times \prod_{j=2003}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j)$$

Donde:

RF_{2002i} : Corresponde al coste fijo reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año 2002 para las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte con entrada en servicio anterior a 31 de diciembre de 2001.

f_j = Índice de eficiencia para el año «j».

IPH_j : previsión de la variación del índice para el año «j», calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPH_j = (IPC_j + IPRI_j)/2$$

Donde:

IPC_j = previsión de la variación del índice de precios al consumo para el año «j»

IPRI_j = previsión de la variación del índice de precios industriales para el año «j»

RINF_{in}: coste fijo acreditado para el año «n» para el conjunto de las nuevas inversiones, con entrada en explotación entre el 1 de enero de 2002 y el 31 de diciembre del año «n-1», realizadas por la empresa o grupo de empresas «i», se calculará como:

$$RINF_{in} = RINFC_{in} + RIND_{n-1} + \sum_{j=2002}^{j=n-2} [RINF_{Dj} \prod_{k=j+1}^{k=n} (1 + IPH_k \cdot f_k)]$$

Siendo:

RINFC_{in}: coste fijo acreditado para el año «n» al conjunto de las nuevas inversiones autorizadas mediante procedimiento de concurrencia, con entrada en explotación entre el 1 de enero de 2002 y el 31 de diciembre del año «n-1», realizadas por la empresa o grupo de empresas «i».

RIND_{n-1}: coste fijo acreditado para el año «n» de las nuevas inversiones autorizadas de forma directa realizadas por la empresa o grupo de empresas «i» que han entrado en funcionamiento en el año «n-1».

RINF_{Dj}: coste fijo acreditado de las inversiones autorizadas de forma directa y puestas en servicio en el año «j», entre los años 2002 y «n-2», ambos inclusive, por la empresa o grupo de empresas «i».

El resto de términos tienen el significado detallado anteriormente.

RV_{in}: coste variable acreditado a la actividad de regasificación actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RV_{in} = [RV_{2002} \times \prod_{j=2003}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j)] \times kWh_{rin}$$

Siendo:

RV₂₀₀₂: coste variable acreditado a las actividades de regasificación para el año 2002.

kWh_{rin}: kWh regasificados por la empresa o agrupación de empresas «i» en el año «n».

El resto de términos tienen el significado detallado anteriormente.

RVTin: coste variable acreditado a los servicios de trasvase de GNL a buque actualizado al año «n» de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RV_{Tin} = \left[RV_{T2006} \times \prod_{j=2007}^{j=n} (1 + IPH_j \times f_j) \right] \times (kWh_{TPBin} + 0,8 \times kWh_{TBBin})$$

Siendo:

RV_{T2006}: coste variable acreditado a los servicios de trasvase de GNL a buque para el año 2006.

kWh_{TPBin}: kWh de GNL trasvasados de planta a buque o utilizados en puestas en frío de buques por la empresa o agrupación de empresas «i» en el año «n».

kWh_{TBBin}: kWh de GNL trasvasados de buque a buque por la empresa o agrupación de empresas «i» en el año «n».

3. El valor del índice de eficiencia, f_j, se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas, sin experimentar revisiones posteriores, y no será en ningún caso superior a 0,85. Para el año 2006 se fija en 0,85.

4. Para la determinación del coste de regasificación, almacenamiento y transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas «i» en el año «n», R_{in}, 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 de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y la estimación del IPRI.

Artículo 4. Coste total acreditado asociado a las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas mediante procedimiento de concurrencia.

1. El coste acreditado para el año «n» de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte autorizada mediante procedimiento de concurrencia, se calculará conforme a las condiciones de adjudicación del concurso.

2. El coste total acreditado por una empresa «i» en un año «n» para el conjunto de sus instalaciones adjudicadas mediante procedimiento de concurrencia (RINC_{in}) se calculará como agregación de los costes de las citadas instalaciones actualizados según las condiciones de resolución del procedimiento de concurrencia.

Artículo 5. Coste total acreditado asociado a las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa.

1. Con carácter general la retribución correspondiente a cada instalación de regasificación y transporte autorizada de forma directa será fijada de acuerdo con los valores unitarios de inversión, valores unitarios de explotación y parámetros fijados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía con criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios.

2. La retribución correspondiente a cada instalación de regasificación o transporte autorizada de forma directa (RIND_n), se calculará de la forma siguiente:

$$RIND_n = CIT(n) + CET(n)$$

Siendo:

CIT(n): costes anuales de inversión.

CET(n): costes anuales de explotación.

3. Para determinar el valor de la inversión de las instalaciones de regasificación o transporte de gas, se utilizarán los valores unitarios de referencia y sus correspondientes actualizaciones de acuerdo con lo establecido en el Anexo II de la presente orden.

El coste anual de inversión [CIT(n)] de una instalación de regasificación o transporte autorizada de forma directa se calculará como suma de la amortización y la retribución del valor de la inversión conforme lo establecido en el Anexo III de la presente orden.

4. El coste anual de explotación de una instalación de regasificación o transporte [CET(n)] autorizada de forma directa incluirá los costes de operación y manteni-

miento de las instalaciones, los costes de estructura y cualquier otro coste necesario para desarrollar las actividades de regasificación o transporte.

5. Para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características técnicas singulares, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, fijará la retribución específica correspondiente, de acuerdo con los principios establecidos anteriormente. Idéntica consideración tendrán aquellas inversiones que impliquen modificaciones de instalaciones existentes siempre que ello suponga un aumento de la capacidad de regasificación, almacenamiento y transporte de esa instalación y la obra civil portuaria y terrestre de las plantas de regasificación.

El coste anual de explotación asociado a las actividades de regasificación y transporte se calculará de acuerdo con las fórmulas y valores unitarios establecidos en el Anexo IV de la presente orden.

6. En el caso de instalaciones de regasificación, el coste anual fijo inicial, $[RIND_n]$ será el resultado de descontar al coste total $[RID_n]$ el resultado de multiplicar el coste variable unitario acreditado a la actividad de regasificación actualizado al año «n» (RV_{2002n}) por la capacidad de diseño anual de regasificación de la instalación afectada de un coeficiente de 0,75. En años posteriores esta retribución se actualizará tal como se determina en el artículo 3.

7. En el caso de instalaciones con carácter técnico especial o modificación de las existentes, el valor de la inversión y de los costes de explotación se calculará de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 12, 13 y 16.

Artículo 6. *Costes acreditados de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte que hayan finalizado su vida útil o sean objeto de cierre.*

1. Los costes acreditados de las instalaciones que hayan sido objeto de cierre se deducirán de la retribución, calculando los costes correspondientes a dichas instalaciones por el procedimiento utilizado para determinar su retribución inicial.

En el caso de instalaciones otorgadas mediante procedimiento de concurrencia el coste de éstas, cuando hayan finalizado su vida útil o sean objeto de cierre, se deducirá en la retribución, calculando los costes correspondientes a dichas instalaciones conforme a las bases de adjudicación del concurso.

2. Para las instalaciones que hayan finalizado su vida útil pero continúen operativas, a efectos de su retribución se considerarán exclusivamente como costes acreditados de la instalación, el coste de explotación más el 50% de los costes de retribución de la inversión $R(n)$ calculados por el procedimiento utilizado para determinar dichos costes a las nuevas inversiones otorgadas por autorización directa de acuerdo con el procedimiento establecido en los Anexos III y IV de la presente orden.

3. En ambos casos, las cantidades a retraer tendrán en cuenta las actualizaciones anuales que hayan sufrido desde la fecha en que se calculó la retribución.

Artículo 7. *Inclusión de nuevas instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación en el régimen retributivo.*

El titular de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la inclusión en el régimen retributivo de una nueva instalación o ampliación de una existente, acompañando a la solicitud la documentación que en cada caso se determina en la presente orden.

La Dirección General de Política Energética y Minas solicitará informe una vez recibida la documentación anterior al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el artículo 2 de la presente orden.

Una vez recibidos los citados informes la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la oportuna Resolución de inclusión en el Régimen económico en la que se indicarán los costes reconocidos y la fecha de inclusión.

Artículo 8. *Documentación a incluir en las solicitudes de inclusión de plantas de regasificación.*

Acompañando a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo deberá enviarse la siguiente documentación:

Características técnicas de la instalación.
Inversión realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, en cada uno de los siguientes elementos:

Cada uno de los tanques de almacenamiento, que incluirá la obra civil y las instalaciones necesarias para la descarga y conducción de gas natural licuado (GNL) hasta los tanques y de estos a los vaporizadores, incluidas las instalaciones de seguridad relacionadas con la antorcha.

Instalaciones de regasificación, que incluirán los vaporizadores y todas las instalaciones necesarias entre la entrada del vaporizador y la/s válvula/s de conexión con la red de transporte.

Obra civil portuaria y terrestre, que comprenderá todas las inversiones necesarias para el acondicionamiento de los terrenos, atraques, puerto, emisión y captación de agua, etc. con la excepción de la obra civil necesaria de las instalaciones de regasificación y tanques de almacenamiento.

Cargaderos de cisternas de GNL.

Acta de puesta en servicio definitiva expedida por la Administración competente.

Certificado de explotación comercial, que recogerá la capacidad de emisión y la capacidad útil de los tanques de GNL, expedida por la Administración competente.

Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

Artículo 9. *Forma de cálculo de los costes reconocidos en plantas de regasificación.*

Con independencia de las inversiones realizadas, los costes reconocidos se calcularán de acuerdo con las tablas de valores unitarios incluidas en la presente orden con las puntualizaciones siguientes:

Se reconocerá como valor de la inversión en tanques el resultado de multiplicar el valor unitario reconocido por la capacidad útil del tanque, entendiéndose como tal el volumen máximo de GNL que puede extraerse e inyectarse en el tanque en un proceso normal de operación, en ningún caso esta cifra podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación. Dicha capacidad útil deberá especificarse en el certificado de explotación comercial.

Se reconocerá como valor de la inversión en regasificación, el resultado de multiplicar el valor unitario reconocido, por la capacidad de emisión de la planta sin incluir vaporizadores de reserva. La capacidad de emisión deberá estar recogida en el certificado de explotación comercial y será la emisión media en un periodo continuado de 100 horas de funcionamiento y, en ningún caso podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación.

La obra civil portuaria y terrestre se valorará de acuerdo con los resultados de la auditoría hasta el máximo recogido en el Anexo II de la presente orden.

En caso de existencia de estaciones de regulación en el recinto de la planta de regasificación, éstas se incluirán como instalaciones de transporte, valorándose de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.

Artículo 10. Documentación a incluir en las solicitudes de inclusión de instalaciones de transporte.

Acompañando a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo deberá enviarse la siguiente documentación:

Características técnicas de la instalación.

Inversión realizada debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, para cada gasoducto, estación de compresión y estación de regulación y medida.

Acta de puesta en servicio definitiva.

Declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos concedidos o medidas de efecto equivalente.

Artículo 11. Forma de cálculo de los costes reconocidos en instalaciones de transporte.

Se incluirán en el régimen retributivo como instalaciones de transporte exclusivamente las siguientes:

Gasoductos.

Estaciones de Compresión.

Estaciones de Regulación y Medida. (ERM)

No se incluirán en el régimen retributivo:

Los gasoductos para suministro a un único consumidor, incluyendo en este caso las estaciones de regulación y medida correspondientes asociadas.

Modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.).

Cualquier otra inversión que no suponga un incremento de la capacidad de transporte.

Se consideran incluidas en los costes unitarios:

Las posiciones de derivación de gasoductos.

Las inversiones en instalaciones complementarias (instalación de teletransmisión y control, instalaciones eléctricas, de agua, centros de mantenimiento, equipos de medida, protección, odorización, etc.).

Las instalaciones de medida en las estaciones de regulación y medida.

Con independencia de las inversiones realizadas, los costes reconocidos se calcularán de acuerdo con los valores unitarios incluidos en el Anexo II de la presente orden, con las puntualizaciones siguientes:

Se reconocerá como valor de la inversión en gasoductos por todos los conceptos el resultado de multiplicar la longitud del tubo, que deberá reflejarse en el acta de puesta en servicio, por los valores unitarios reconocidos.

En el caso de ERM los valores unitarios incluyen los equipos de telemedida capaces de determinar tanto la calidad del gas como todos los parámetros necesarios para el cálculo en unidades energéticas (kWh) del gas transportado, y sistema de calentamiento cuando sea necesario.

La fecha de inclusión en el régimen retributivo será la correspondiente al acta de puesta en servicio definitiva.

Artículo 12. Instalaciones con características técnicas especiales.

Bajo este epígrafe solo se considerarán las correspondientes a los almacenamientos subterráneos de gas natural y aquellas otras de regasificación y/o transporte que por sus características técnicas, y no por razones económicas, requieran un tratamiento específico.

En todo caso, la calificación como instalación con características técnicas especiales, salvo en el caso de almacenamientos subterráneos, deberá solicitarse junto con la autorización administrativa previa. En dicha autorización se recogerán los criterios para su valoración.

El valor de la inversión para el cálculo del coste acreditado será el que corresponda a la inversión realmente efectuada que deberá acreditarse con la correspondiente auditoría.

Asimismo, los costes de explotación deberán justificarse en base a criterios y parámetros comúnmente aplicados en instalaciones de características similares.

Artículo 13. Modificación de instalaciones existentes.

Las modificaciones de instalaciones existentes, sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de la capacidad de transporte, de regasificación o de almacenamiento.

En el caso de modificaciones que supongan aumento de capacidad, en adelante ampliaciones, el valor de la inversión para el cálculo del coste acreditado será el que corresponda a la inversión realmente efectuada, que deberá justificarse con la correspondiente auditoría. En ningún caso dicho valor podrá ser superior al que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II.

Los costes anuales de explotación de las ampliaciones se calcularán multiplicando los establecidos en el Anexo IV de la presente orden por el factor de eficiencia (fi) recogido en el artículo 3.º y por el cociente entre la inversión real y la que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II de esta orden a la instalación existente.

Artículo 14. Retribución de estaciones de regulación y medida.

Los valores unitarios de las Estaciones de Regulación y Medida incluidos en el Anexo II corresponden a instalaciones con las siguientes características:

Presión de entrada 80 o 72 bar.

Presión de salida: 16 bar.

Doble línea de regulación y medida, con el mismo equipamiento en cada una de ellas, por lo general una en operación y la otra de reserva. Los colectores están preparados para instalación futura de tercera línea, de iguales características a las anteriores.

Sistema de calentamiento, con calderas situadas en otro recinto y cambiadores de calor sobre las líneas de regulación.

Equipamiento telemático.

Ubicación dentro de caseta de obra.

Recinto de caseta y, en su caso, de posición de válvulas, vallado y dotado, en su caso, de sistemas de seguridad patrimonial.

Caudal a la salida de la ERM será igual a $1,6 \cdot (\text{valor numérico que acompaña a } G) \cdot \text{presión de salida (17 bar)}$.

En caso de estaciones de medida, diseñadas y construidas de acuerdo con los estándares anteriores se valorarán según los valores unitarios definidos para las Estaciones de Regulación y medida equivalentes, corregidos por un coeficiente de ajuste de 0,76.

Las instalaciones de regulación y/o medida y/o de control de caudal o presión de gas, incluyendo instalaciones compactas que por cualquier motivo, no se ajusten a las características anteriores se retribuirán de acuerdo a los costes reales auditados. En ningún caso dicho valor podrá ser superior al que correspondería aplicando los valores unitarios establecidos en el Anexo II.

Artículo 15. *Retribución al servicio de trasvase de GNL a buques.*

Los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación o de puesta en frío de barcos, recibirán una retribución equivalente a la que se encuentre en vigor como retribución variable de regasificación. La retribución del trasvase de buque a buque será del 80% de dicho valor.

Artículo 16. *Almacenamientos subterráneos de gas natural.*

Los criterios para determinar el coste total acreditado de un almacenamiento subterráneo deberán recogerse en la correspondiente concesión de explotación a que hace referencia el Capítulo III, del título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. La Dirección General de Política Energética y Minas previo informe de la Comisión Nacional de Energía, fijará la fecha de inclusión en el régimen retributivo y determinará los valores concretos del coste acreditado.

La forma de cálculo de los costes acreditados será la recogida en el artículo 5 de la presente orden con las puntualizaciones siguientes:

La inversión definitiva será la realmente realizada para el desarrollo de la explotación del almacenamiento, con posterioridad al otorgamiento de la concesión administrativa de explotación y deberá justificarse con la correspondiente auditoría.

El titular de una concesión de explotación de un almacenamiento subterráneo podrá además solicitar que se reconozcan como inversión en investigación y explotación las inversiones realizadas en relación con almacenamientos subterráneos de gas natural en cualquier zona del territorio nacional realizadas en los cinco años anteriores a la fecha de otorgamiento de concesión de explotación. Estos costes en ningún caso podrán superar el 50% de la inversión definitiva definida en el párrafo anterior y deberán justificarse con la correspondiente auditoría.

Podrá fijarse un régimen retributivo provisional, a petición del titular, para el periodo comprendido entre el otorgamiento de la concesión de explotación y la fecha de acta de puesta en servicio definitiva, periodo que no podrá exceder de tres años. En este periodo se reconocerán las inversiones realmente efectuadas y unos costes de operación en función de la utilización del almacenamiento.

La tasa de retribución de las inversiones será igual a la que corresponda con carácter general para instalaciones de transporte y la vida útil se fija en 20 años.

Los costes de explotación tendrán dos términos uno fijo con carácter anual y otro variable en función del gas inyectado y/o extraído. La parte fija no será superior al 50% de los costes totales de explotación.

Artículo 17. *Retribución provisional de instalaciones con fecha de puesta en servicio en el año «n».*

Las empresas transportistas propietarias de instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, que entren en funcionamiento con posterioridad al 1 de noviembre del año n-1 y que no han sido por tanto incluidas en el coste acreditado del año «n», podrán solicitar a

la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento de una retribución provisional, que tendrá el carácter de ingreso a cuenta de su retribución definitiva, correspondiente a los costes de explotación, calculados de acuerdo con lo establecido en el Anexo IV de la presente orden, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) Estar en posesión del acta de puesta en servicio definitiva, expedida por la Administración competente para su autorización.

b) Haber sido incluidas expresamente por la empresa solicitante en la previsión de nuevas instalaciones a que hace referencia el artículo 30 de la presente orden.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá indicando expresamente la fecha a partir de la cual se reconoce en dicha retribución provisional.

A efectos de aplicación en el sistema de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural, del coste acreditado que finalmente se reconozca para la instalación, serán tenidos en cuenta, para minorarlos, en su caso, los importes ya percibidos por el titular en concepto de retribución provisional como ingreso a cuenta.

Artículo 18. *Coste acreditado a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte en el año 2006 y su retribución total.*

1. En el Anexo I de la presente orden se establece la cuantía total de los costes fijos de regasificación, almacenamiento y transporte acreditados para 2006 a cada empresa que realiza estas actividades.

Asimismo en dicho Anexo I de la presente orden se establece el coste variable acreditado a la actividad de regasificación para el año 2006.

2. La agregación del total de las retribuciones correspondientes a cada empresa o grupo de empresas calculadas de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 3, 4, 5 y 6 de la presente orden, determinará la retribución total de estas.

Artículo 19. *Retribución anual de la actividad de gestión de compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas realizada por los transportistas.*

La retribución anual de la actividad de gestión de compra-venta de gas destinado al mercado a tarifa se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RGCV} = (\text{RCV} + \text{RMT} + \text{RFE})$$

Siendo:

RCV: Coste total específico por compra-venta de gas destinada al mercado a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RCV} = C_i \times \text{Cmp} \times \text{kWh}_{cf}$$

Siendo:

C_i = Coeficiente que se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas. Este coeficiente se establece para el año 2006 igual a 0,0005.

Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

kWh_{cf} = kWh de gas suministrados al consumidor final con destino al mercado a tarifa.

RMT: Coste total de las mermas de gas destinado al mercado a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RMT} = [(C_r \times \text{kWh}_r) + (C_a \times \text{kWh}_a) + (C_t \times \text{kWh}_t)] \times \text{Cmp}$$

Siendo:

C_r , C_a , C_t = porcentajes de mermas de regasificación, almacenamiento y transporte de gas respectivamente que serán los fijados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para 2006 serán igual a 0,45%, 2,11% y 0,35% respectivamente.

Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

kWh_r = kWh de gas (GNL) descargados en planta de regasificación con destino al mercado a tarifas.

kWh_a = kWh de gas (GN) inyectados en los almacenamientos subterráneos con destino al mercado a tarifas.

kWh_t = kWh de gas (GN) introducidos en el sistema de transporte con destino al mercado a tarifas.

RFE: Coste total específico por financiación de existencias de gas destinado al mercado a tarifas calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{RFE} = C_x \times i \times \text{Cmp} \times \text{kWh}_{cf}$$

Siendo:

C_x = Coeficiente que se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas. Este coeficiente se establece para el año 2006 igual a 0,218.

i = coste del dinero que se fijará cada año en función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos. Para el año 2006 se establece en el 2,66 %

Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

kWh_{cf} = kWh de gas suministrados al consumidor final con destino al mercado a tarifas.

A efectos de liquidaciones, se deberán utilizar los términos recogidos en el Anexo II de la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector del gas natural.

Artículo 20. *Actividad de distribución.*

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente orden quedan incluidos como costes de la actividad de distribución de gas natural los costes en que se incurra para llevar a cabo el desarrollo, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

2. Las instalaciones de distribución comprenderán, además de la red de gasoductos de distribución con presión máxima de diseño incluida en la autorización de la instalación igual o inferior a 16 bar, las plantas satélites que suministren a una red de distribución y todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, y demás elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento, incluyendo las líneas de conexión con la red de transporte y las instalaciones asociadas.

No formarán parte de las instalaciones específicas de distribución a efectos del régimen retributivo las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

Artículo 21. *Retribución de la actividad de distribución.*

La retribución de la actividad de distribución se establecerá para el conjunto de las instalaciones de cada

empresa distribuidora, excluidas las acometidas, atendiendo a los siguientes criterios:

- El consumo y el volumen de gas vehiculado.
- Inversiones y amortizaciones realizadas en instalaciones de distribución.
- Costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, aplicando criterios de mejora y eficiencia.
- Características de las zonas de distribución.
- Seguridad y calidad del servicio.
- Otros costes necesarios para desarrollar la actividad de distribución.

Los ingresos correspondientes a los derechos de acometidas serán facturados directamente por las empresas distribuidoras y no se incluirán en los costes reconocidos por la actividad de distribución ni estarán sujetos al régimen de liquidaciones.

Asimismo, se establecerá por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro y la consecución de reducciones adicionales de pérdidas de gas respecto a las que sean predeterminadas, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas de gas de cada año.

Artículo 22. *Actualización de la actividad de distribución.*

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:

$$\text{RD}_n = \text{RD}_{n-1} \times [1 + \text{IPH}_n \times 0,85] \times (1 + \Delta A_{cl<4} \times F_{cl<4} + \Delta A_{D<4} \times F_{D<4} + \Delta A_{D>4} \times F_{D>4})$$

Siendo:

RD_{n-1} = el coste de distribución correspondiente al año anterior, revisado de acuerdo con el apartado 4.

$\Delta A_{cl<4}$ = 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 en que se determina la retribución y el valor medio del año anterior.

$F_{cl<4}$ = factor de ponderación y eficiencia de captación de consumidores en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar. El valor de este factor para el año 2006 se fija en 0,426.

$\Delta A_{D<4}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar calculada como cociente entre la prevista para el año de cálculo y la real del año anterior.

$F_{D<4}$ = factor de ponderación y eficiencia de la demanda total en redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar. El valor de este factor para el año 2006 se fija en 0,142.

$\Delta A_{D>4}$ = variación de demanda total de gas en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar, calculada como cociente entre la prevista para el año de cálculo y la real del año anterior.

$F_{D>4}$ = factor de ponderación y eficiencia de la demanda en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar. El valor de este factor para el año 2006 se fija en 0,142.

2. Los factores de ponderación y eficiencia de captación de consumidores, de la demanda en redes con presión de diseño comprendida entre 4 bar y 60 bar e inferior o igual a 4 bar se establecerán anualmente, en función de la evolución de la demanda, de las mejoras de productividad y de la evolución económica, cuando se efectúe la revisión anual de las tarifas de gas.

3. A partir de la cifra RD_n se obtendrá la retribución media unitaria por cada nuevo consumidor, por cada nuevo kWh suministrado a presiones menores o iguales a 4 bar y por cada nuevo kWh suministrado a presiones entre 4 y 60 bar.

El incremento de retribución de cada compañía distribuidora se calculará multiplicando las retribuciones unitarias medias anteriores por el aumento de ventas y consumidores de cada una de ellas.

4. Para el cálculo de la retribución correspondiente al año «n», el valor de la retribución del año «n-1» (RD_{n-1}), se recalculará sustituyendo las previsiones de demanda por los valores reales utilizados para el cálculo de la actualización del año «n».

Las posibles desviaciones que se pongan de manifiesto al efectuar el recálculo anterior se tendrán en cuenta a nivel empresa en las liquidaciones correspondientes al año «n».

5. Por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, se establecerá antes del día 1 de enero de cada año la retribución que corresponde percibir a cada empresa distribuidora, tomando como base la retribución global calculada de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores.

6. En el Anexo V de la presente orden se establece la retribución global de los costes totales de distribución para el año 2006 así como la de cada empresa que realiza esta actividad.

Artículo 23. *Inclusión de nuevas empresas de distribución en el régimen retributivo.*

La inclusión de una nueva empresa de distribución en el régimen retributivo requerirá la solicitud por parte de la misma a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañando a la misma:

1. Memoria de actividad en la que se hará constar la previsión de consumidores y consumos en los primeros 5 años de funcionamiento, plan de inversiones, zona geográfica de actuación (superficie y n.º de habitantes) y cuenta de resultados provisional.

2. Resolución de autorización administrativa.

3. Actas de puesta en servicio o certificación de la Comunidad Autónoma correspondiente de puesta en gas de las instalaciones.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la inclusión en el régimen retributivo con indicación expresa de la fecha de inclusión en el mismo y la retribución anual reconocida.

La retribución anual inicial se determinará aplicando los valores unitarios, a que hace referencia el apartado 3 del artículo 22, a la previsión de consumidores y consumos correspondientes al primer año de funcionamiento. En el segundo año de funcionamiento se procederá a ajustar la Retribución inicial de acuerdo con las cifras reales de demanda.

Artículo 24. *Retribución específica de instalaciones de distribución.*

Uno. Las empresas distribuidoras que hayan suscrito convenios con la Comunidad Autónoma correspondiente para acometer la gasificación de núcleos de población que no dispongan de gas natural, podrán solicitar una retribución específica a la Dirección General de Política Energética y Minas para las instalaciones de conexión. Igualmente se podrá solicitar dicha retribución para reemplazar plantas satélites existentes de gas natural licuado (GNL) por una conexión con la red de gasoductos.

Para acogerse a dicha retribución se deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Que exista convenio suscrito con la Comunidad Autónoma.

b) Que la retribución por la actividad de distribución y de suministro a tarifa junto con las aportaciones comprometidas de fondos públicos para la construcción de las instalaciones de distribución sean suficientes para asegurar la rentabilidad del proyecto de distribución.

c) Que la situación del núcleo requiera inversiones en instalaciones de conexión con la red gasista existente que hagan económicamente inviable el proyecto.

d) Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año 2006 o en el año 2007.

Dos. Las solicitudes de retribución específica de distribución deberán realizarse con anterioridad al 30 de abril del año en curso, comprendiendo las solicitudes realizadas en el año 2006 aquellas instalaciones cuya construcción se vayan a iniciar en ese año o en el año siguiente, acompañando la solicitud de la siguiente documentación:

Descripción técnica de la instalación.

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

Estudio del mercado potencial en un horizonte de 30 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.

Análisis de inversión de la gasificación del núcleo de población sin la instalación de conexión (horizonte de 30 años). En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución.

Análisis de inversión de la gasificación del núcleo de población incluyendo la inversión en la instalación de conexión (horizonte de 30 años) En dicho análisis se deberá incluir, en su caso, las aportaciones de fondos públicos para las instalaciones de distribución y de conexión.

Aportaciones de Fondos Públicos.

Cuantificación de la retribución solicitada.

Convenio con la Comunidad Autónoma.

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 el soporte que esta indique.

Tres. Los convenios suscritos entre la empresa distribuidora y la Comunidad Autónoma deberán recoger de forma individualizada los núcleos de población a gasificar, las instalaciones necesarias, las aportaciones de la Comunidad Autónoma en su caso (desglosando las aportaciones destinadas a la instalación de conexión y a la de distribución), y la retribución específica necesaria, así como el calendario de ejecución de los proyectos.

Cuatro. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá conjuntamente las solicitudes recibidas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y de acuerdo con los siguientes criterios:

Las solicitudes se valorarán en función directa a la aportación comprometida por la Comunidad Autónoma y/u otros entes de carácter público, para cada una de ellas, y en función inversa a la aportación específica solicitada.

Se primarán aquellos proyectos cuya inversión repercuta en un mayor número de consumidores y se penalizarán aquellos cuya inversión por consumidor sea muy elevada.

La retribución específica para un proyecto no podrá exceder en ningún caso del 10% de la cantidad disponible

para la retribución específica anual para el conjunto de sector.

Para determinar la cuantía de la retribución específica, se tendrá en cuenta el incremento debido a la aplicación del sistema general desarrollado en la presente orden Ministerial para la retribución de las empresas distribuidoras, la aportación de otros Organismos y una rentabilidad equivalente a la utilizada en instalaciones de transporte.

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

Retribución específica necesaria para asegurar una rentabilidad del proyecto equivalente a la utilizada para las instalaciones de transporte.

Retribución específica necesaria de forma que esta más la aportación de la Comunidad Autónoma y de otros fondos públicos para la inversión en conexión no supere el 85% de la inversión en conexión.

La retribución específica se otorgará en un único pago, una vez que se acredite la puesta en servicio de la instalación y la aportación de la Comunidad Autónoma, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas y se integrará en la retribución acreditada en vigor de la empresa distribuidora, una vez que esta acredite el cumplimiento de los requisitos que se establezcan en la citada Resolución, incluyendo la correspondiente acta de puesta en marcha de las instalaciones.

Para el año 2006, la retribución específica anual para el conjunto del sector no podrá superar en ningún caso la siguiente cantidad:

$$RD_n = 23.000.000 \text{ €} - \text{RTS}$$

RD: Retribución específica de distribución máxima asignada para el año 2006.

RTS: Retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en el año n-1, más la retribución correspondiente a nuevas instalaciones de transporte secundario en los años n-2 y n-3 que no se hubiesen deducido de la cantidad total asignada a la retribución específica en los años n-1 y n-2.

Artículo 25. Municipios con retribución específica acreditada.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la orden Ministerial ECO/31/2004 por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, con fecha de 1 de febrero de 2005, el Director General de Política Energética y Minas dictó Resolución estableciendo los municipios con derecho a recibir dicha retribución específica para las instalaciones de conexión, iniciados en el año 2004.

Las empresas distribuidoras que durante el año 2005 han enviado al Ministerio el acta de puesta en servicio de las instalaciones de conexión de los municipios, junto con la retribución acreditada por este concepto, se enumeran a continuación:

	Retribución específica (€)
Meridional de Gas, S.A.U.	
Los Barrios	173.205
Medina Sidonia	223.500
El Puerto de Santa María	378.900
Torredonjimeno	191.910
Torre del Campo	200.500

	Retribución específica (€)
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	
Iscar	134.400
Mojados	121.500
Pedrajas de San Esteban	238.500
Gas Natural SDG, S.A.	
Alhaurín de la Torre	3.077.900
Lorca	1.723.250
Alhama de Murcia	374.320
Torres de la Alameda	132.760
Sant Pere de Vilamajor	92.450
Gas Galicia SDG, S.A.	
Bayona	385.660
Gondomar	447.550
Vilanova de Arousa	398.870
Cambados	324.070
Naturcorp Redes, S.A.U.	
Oviedo-Olloniego/Tudela Veguín	414.310
Total	9.033.605

De acuerdo con el citado artículo 22 de la orden ECO/31/2004, la retribución específica se incluirá en el régimen retributivo en el año siguiente al de su puesta en servicio. Dicha retribución ha sido incluida en la cifra de retribución total que se incluye en el Anexo V de la presente orden.

En el caso de aquellas instalaciones de conexión que tengan asignada retribución específica por la Resolución de 1 de febrero de 2005 y cuya puesta en servicio se lleve a cabo durante el año 2006, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará las correspondientes Resoluciones de inclusión en el sistema de liquidaciones del año en curso, una vez se acrediten los requisitos establecidos.

Artículo 26. Actividad de suministro a tarifas.

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente orden quedan incluidos como costes de la actividad de suministro de gas natural a tarifa los costes en que incurren los distribuidores necesarios para atender a los consumidores a tarifa.

2. Estos costes comprenderán los costes propios de suministro, las mermas de gas en las redes de distribución para atender estos suministros y el coste del capital circulante derivado de la financiación entre el pago y el cobro de la materia prima.

3. No están incluidos los costes correspondientes a los equipos de medida, a las acometidas, a las inspecciones y cualquier otro no estrictamente necesario para el suministro a tarifa. Estos costes serán cobrados directamente por los distribuidores a los consumidores y no están sujetos al procedimiento de liquidaciones.

Artículo 27. Retribución de la actividad de suministro a tarifas.

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá antes del día 1 de enero de cada año, la retribución que corresponda percibir a las empresas distribuidoras por la actividad de suministro de gas a tarifa.

2. La retribución de la actividad de suministro a tarifas de gas se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RS_n = RAS_n + RMD_n + RCI_n$$

Siendo:

RAS_n: coste específico por la actividad de atención a los clientes a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RAS_n = (CS_{n-1<4} \times kWh_{cn<4} + CS_{n-1>4} \times kWh_{cn>4}) \times [1 + IPH_n \times 0,85]$$

Siendo:

CS_{n-1<4} = coeficiente de suministro a presión de diseño igual o inferior a 4 bar expresado en €/kWh. Para 2006 este coeficiente será igual a 0,002061 €/kWh.

kWh_{cn<4} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas para consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.

CS_{n-1>4} = coeficiente de suministro a presión de diseño superior a 4 bar expresado en €/kWh. Para 2006 este coeficiente será igual a 0,000292 €/kWh.

kWh_{cn>4} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas para consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea superior a 4 bar.

IPH_n tiene el significado ya definido en los puntos anteriores de la presente orden.

RMD_n: coste de las mermas de gas en las redes de distribución que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RMD_n = [C_{r<4} \times kWh_{cn<4} + C_{r>4} \times kWh_{cn>4}] \times Cmp$$

Siendo:

C_{r<4}, C_{r>4} = porcentajes de mermas de distribución de gas en redes a presión inferior o igual a 4 bar y superior a 4 bar respectivamente que serán los fijados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para 2006 serán igual a 1% y 0,39% respectivamente.

En el caso de las distribuciones suministradas a partir de plantas satélites de gas natural licuado (GNL) o mediante gas manufacturado a partir de propano, el coeficiente de mermas de distribución a presión ≤ 4 bar, C_{r<4}, es del 2%.

No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.

kWh_{cn<4} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.

kWh_{cn>4} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas, de los consumidores conectados a gasoductos, cuya presión de diseño sea superior a 4 bar.

Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinada al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

RCI_n: coste específico por las necesidades financieras derivadas de la diferencia entre el pago de la materia prima y el cobro al cliente a tarifas que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RCI_n = C_z \times i \times Cmp \times kWh_{cn}$$

Siendo:

C_z = Coeficiente que se fijará anualmente al efectuar la revisión anual de las tarifas de gas. Este coeficiente se establece para el año 2006 igual a 0,04.

i = coste del dinero que se fijará cada año en función del Euribor a tres meses del año anterior más 0,5 puntos. Para el año 2006 se establece en el 2,66%

Cmp = Coste unitario en vigor de la materia prima destinado al mercado a tarifas expresado en €/kWh.

kWh_{cn} = kWh de gas suministrados al mercado regulado a tarifas. 3. A efectos de liquidaciones, se deberán utilizar los términos recogidos en el Anexo II de la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector del gas natural.

Artículo 28. *Retribución de la actividad del Gestor Técnico del Sistema.*

1. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará antes del 1 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibir al Gestor Técnico del Sistema, por el ejercicio de esta actividad. Este coste se incluirá como un coste a retribuir de las actividades reguladas y estará sometido al procedimiento de liquidación.

2. A estos efectos el Gestor Técnico del Sistema, comunicará, antes del 1 de diciembre de cada año, al Ministerio de Economía, los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes que, a su criterio, estime necesarios para el desarrollo de su actividad, en los términos del artículo 24.3 del Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto.

Artículo 29. *Retribución a empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.*

A efectos del reconocimiento de la retribución por este concepto y de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 949/2001 y con la información remitida por la empresa se establece que para el año 2006 el coste diferencial unitario provisional correspondiente a la actividad de distribución de gases manufacturados diferentes al gas natural licuado en territorios extrapeninsulares se establece en 0,0199070 €/KWh.

Anualmente la empresa presentará una Memoria auditada con los costes reales de compra de materia prima en que se ha incurrido durante el ejercicio y se analizará la diferencia entre el precio mensual de adquisición del propano declarado por el beneficiario y el valor del coste de la materia prima empleado para la elaboración del precio máximo mensual del GLP canalizado.

Para realizarlo se comparará la media de los meses disponibles del año con el valor medio de los últimos treinta y seis meses, pudiéndose reconocer un coste diferencial unitario definitivo inferior en el caso de que se observe una divergencia superior al 10%

Artículo 30. *Obligaciones de información de las empresas titulares de instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y gestión del sistema.*

1. A fin de determinar los costes reconocidos a cada instalación y la retribución correspondiente, las empresas transportistas comunicarán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, antes de 1 de noviembre de cada año, los datos técnicos y económicos referentes a nuevas instalaciones puestas en servicio, ampliaciones, modificaciones, transmisiones y cierres correspondientes a los últimos doce meses. Con objeto de determinar las tarifas y peajes, deberán asimismo enviar una relación de las instalaciones cuya puesta en servicio esté prevista en los doce meses siguientes indicando los datos anteriores y la fecha prevista de la entrada en servicio.

2. Con objeto de determinar las tarifas, peajes y cánones de cada año, todas las empresas o agrupaciones de empresas sometidas al proceso de liquidaciones debe-

rán remitir al Gestor Técnico de Sistema y a la Comisión Nacional de Energía, antes del día 15 de octubre de cada año, los datos relativos a la previsión de demanda de cierre del ejercicio así como las del año siguiente, especificando, entre otros, el consumo y número de consumidores suministrados, la capacidad contratada, las ventas y consumidores incorporados, todo ello por nivel de presión, tipo de suministro y rango de volumen, desagregados para el mercado regulado y para el mercado liberalizado.

El Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, antes del día 1 de noviembre de cada año, los datos de demanda recibidos de las empresas debidamente integrados para el conjunto del sector.

3. Las empresas transportistas y distribuidoras de gas deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, debidamente auditadas, antes del 30 de junio de cada año los estados financieros, las cuentas anuales y el informe de gestión referidos al ejercicio anterior, así como la desagregación de las cuentas anuales por actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, gestión de compra-venta de gas, distribución y suministro a tarifa, indicando los criterios utilizados.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de empresas cualquier otra información necesaria para poder determinar los peajes, cánones o tarifas, así como para fijar la retribución de las actividades reguladas de cada año.

Artículo 31. *Facturación y cobro de la retribución.*

La facturación y cobro de la retribución de las actividades reguladas en la presente orden se realizará de conformidad con el procedimiento de liquidaciones establecido en el Capítulo V del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y desarrollado por la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

Artículo 32. *Instalaciones de seguridad anteriores a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.*

El tratamiento recogido en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para las instalaciones destinadas a dotar de la adecuada seguridad al sistema que hubieran sido objeto de concesión, está incluido en el cálculo de la retribución de las actividades de regasificación, transporte y almacenamiento desarrollado en la presente orden.

Disposición adicional primera. *Gasoductos de Transporte secundario.*

1. Los titulares de de gasoductos con presión de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar que hayan obtenido la autorización de ejecución de las instalaciones con anterioridad al 20 de enero de 2004, podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que, en el cálculo de la retribución correspondiente a la citada instalación, se apliquen los valores unitarios de referencia obtenidos mediante la siguiente fórmula:

$$C = C_{>60 \text{ bar}}$$

Siendo $C_{>60 \text{ bar}}$ el correspondiente valor unitario de referencia de inversión y de costes de explotación para gasoductos de transporte de acuerdo con las características y fecha de puesta en servicio de la instalación.

2. En el caso de que la Dirección General de la Política Energética y Minas haya dictado Resolución de inclusión en el régimen retributivo para una instalación que se encuentre en el caso descrito en el apartado 1, el titular de la misma podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas una revisión de la citada Resolución para que se aplique la metodología de cálculo prevista en el apartado anterior.

3. En todos los casos el solicitante deberá aportar la documentación justificativa de que se cumplen los requisitos establecidos en esta disposición adicional.

Disposición adicional segunda. *Estaciones de Regulación y Medida con presión de entrada inferior a 60 bar.*

1. Los titulares de estaciones de regulación y medida con presión de entrada de diseño inferior a 60 bar que hayan obtenido la autorización de ejecución de las instalaciones con anterioridad al 20 de enero de 2004 podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que, en el cálculo de la retribución correspondiente a la citada instalación, se apliquen los valores unitarios de referencia obtenidos mediante la siguiente fórmula:

$$C = C_{>60 \text{ bar}}$$

Siendo $C_{>60 \text{ bar}}$ el correspondiente valor unitario de referencia de valores de inversión y costes de explotación para Estaciones de Regulación y Medida ($P > 60$) que le corresponda de acuerdo con las características y fecha de puesta en servicio de la instalación.

2. En el caso de que la Dirección General de la Política Energética y Minas haya dictado Resolución de inclusión en el régimen retributivo para una instalación que se encuentre en el caso descrito en el apartado 1, el titular de la misma podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas una revisión de la citada Resolución para que se aplique la metodología de cálculo prevista en el apartado anterior.

3. En todos los casos el solicitante deberá aportar la documentación justificativa de que se cumplen los requisitos establecidos en esta disposición adicional.

Disposición transitoria primera. *Coste del almacenamiento buques durante el Plan Invernal de gas natural licuado con destino al mercado regulado.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar Resolución de reconocimiento de retribución al Gestor Técnico del Sistema para cubrir los costes de almacenamiento de gas natural licuado en buques con destino al mercado regulado, tal como se detalla en el Plan Invernal, aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 28 de noviembre de 2005.

Para dictar la anterior Resolución, el Gestor Técnico del Sistema deberá enviar a la Dirección General de Política Energética y Minas la información suficiente para acreditar los costes reales incurridos.

A efectos de imputación de costes al mercado regulado, para el cálculo de las tarifas reguladas, se han previsto 8.500.000 € en este concepto.

Disposición transitoria segunda. *Compra del gas natural durante 2006, con destino al nivel mínimo de llenado de los tanques de las plantas de regasificación y de la red de transporte.*

Durante el año 2006, los transportistas titulares de plantas de regasificación adquirirán el gas natural necesario correspondiente al nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y el nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación. Estos adquirirán dicho gas al transportista responsable del suministro a tarifa durante el período comprendido entre el 1 de junio al 30 de septiembre de 2006, al precio del Coste de la Materia Prima en vigor en el momento de realizar la compra.

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar una resolución reconociendo el coste acreditado por la retribución financiera correspondiente a la inversión realizada, valorada al tipo referencia de «Obligaciones del Estado a 10 años más 3%».

Disposición transitoria tercera. *Telemedida.*

La empresa distribuidora o transportista «i» que el 1 de marzo de 2006 tenga consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año sin equipos de telemedida en funcionamiento, verán reducida su retribución fija acreditada para el período de liquidación «t» (RF_{it} , definida en la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación), en la siguiente cantidad:

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

D_{it}^* = Consumo en el período «t» de los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año del distribuidor «i» que no están siendo telemedidos.

R_i = Retribución anual acreditada del distribuidor o transportista «i» para el año 2005 y establecida en el Anexo V, columna «(1) + (2)», de la orden ITC/102/2005, de 28 de enero.

D_i = Demanda total para el año 2005, del distribuidor o transportista «i». En el caso de que no se disponga de cifra de cierre definitiva se tomará la mejor aproximación.
j = año en curso.

Este importe será calculado mensualmente por la Comisión Nacional de Energía y las cantidades de traídas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.

Disposición transitoria cuarta. *Retribución por los consumos industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2.*

A efectos de realizar las liquidaciones mensuales, la Comisión Nacional de Energía reducirá la retribución fija

acreditada para el período «t» (RF_{it} , definida en la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación), de las empresas distribuidoras con consumidores industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2, en la siguiente cantidad:

$$D_{it}^* \times \frac{R_i}{D_i} \times \frac{1}{(2010 - j + 1)}$$

Donde:

D_{it}^* = Cantidad de gas natural (consumido en el período de liquidación «t» por parte de los consumidores industriales del distribuidor «i» suministrados a presiones menores o iguales a 4 bar a los que se les aplica la tarifa o el peaje del grupo 2.

R_i = Retribución anual acreditada del distribuidor «i» para el año 2005 y establecida en el Anexo V, columna «(1) + (2)», de la orden ITC/102/2005, de 28 de enero.

D_i = Demanda total para el año 2005, del distribuidor «i». En el caso de que no se disponga de cifra de cierre definitiva se tomará la mejor aproximación.

j = año en curso.

Las cantidades de traídas serán consideradas como ingresos liquidables del sistema.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

A la entrada en vigor de la presente orden, queda derogada cualquier disposición de igual o inferior rango, en cuanto se oponga a lo establecido en la presente orden.

Disposición final primera. *Habilitación para la aplicación de la orden.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la presente orden.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2006.

Madrid, 27 de diciembre de 2005.

MONTILLA AGUILE

ANEXO I

Coste acreditado a las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

1. Coste fijo acreditado a cada empresa o grupo de empresas en 2006 (RF_{2004i}) en euros:

TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS, S.L.	1.320.562
GAS DE EUSKADI TRANSPORTE, S.A.U.	10.790.415
GAS NATURAL TRANSPORTE, S.L..	18.459.062
ENAGAS, S.A.	521.297.450
INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA, S.L.	649.913
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	134.600
BAHÍA BIZKAIA GAS, S.L.	42.350.957
TOTAL	595.002.959

2. Coste variable acreditado para el año 2006 (RV₂₀₀₆) = 0,000267 €/kWh regasificado.

ANEXO II

Valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa.

1. Plantas de regasificación

Plantas de regasificación	
Tanques (€/m ³)	566,11
Capacidad nominal de regasificación (€/m ³ /h)	212,44
	€/unidad
Cargaderos de cisternas	1.747.473
Obra civil portuaria y terrestre. Se valorará de forma particular con un valor máximo de:	52.424.188

2. Instalaciones de transporte

Gasoducto ($P \geq 60$ bar)	
Diámetro (pulgada)	€/m/pulgada
6	32,54
8	28,46
10	25,89
12	23,30
14	22,20
16	21,11
18	20,27
20	18,98
22	18,03
24	17,24
26	17,43
28	17,43
30	17,26
32	19,24
36	19,60
40	20,12
42	20,40
44	21,42
48	22,14
52	21,99

En caso de gasoductos con presión de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar, los valores unitarios (C) se calcularán mediante la fórmula:

$$C = 0,52 * C_{> 60 \text{ bar}}$$

Siendo $C_{> 60}$ los valores de la tabla anterior.

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	
T. Variable	1.058,56 €/HP instalado
T. Fijo	3.528.552 €/Estación

Estación de Regulación y Medida (P > 60 bar)	
	€/Unidad
G-65	237.590
G-100	257.953
G-160	285.107
G-250	298.683
G-400	319.049
G-650	339.413
G-1000	407.296
G-1600	461.602
G-2500	522.695
G-4000	658.461
G-6500	794.226

En caso de estaciones de regulación y medida con presión de entrada inferior a 60 bar, los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,75 * C_{> 60}$$

Siendo $C_{> 60}$ los valores de la tabla anterior.

Índice de actualización

El índice de actualización para el año «n» de los valores unitarios de inversión en las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,75 el IPH. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y de la estimación del IPRI.

ANEXO III

Cálculo de la retribución de las nuevas inversiones de regasificación, almacenamiento y transporte autorizadas de forma directa.

1. Los costes anuales de inversión de una instalación de regasificación, almacenamiento o transporte autorizada de forma directa para el año «n», puesta en servicio el año «n-1» se calculará como:

$$\text{CIT (n)} = \text{A (n)} + \text{R (n)}$$

Siendo:

— **A (n)**: coste anual de amortización, que se calculará de la siguiente forma:

$$\text{A (n)} = \text{VAI(n)}/\text{VU}$$

Donde:

- **VAI(n)**: valor de la inversión en el año «n», que se calculará aplicando los valores Unitarios del Anexo II a las unidades físicas de la nueva instalación, descontando las ayudas públicas recibidas.
- **VU**: vida útil de las instalaciones. La vida útil será la siguiente:

	AÑOS
PLANTAS DE REGASIFICACION:	
Obra civil portuaria y terrestre	50
Tanques de almacenamiento	20
Instalaciones de regasificación	10
Cargaderos de cisternas	20
GASODUCTOS:	
Gasoductos	30
Estaciones de compresión	20
Instalaciones de regulación y medida	30

— **R (n)**: coste anual de retribución de la inversión, que se calculará como:

$$\text{R(n)} = \text{VAI (n)} * \text{Tr}_n$$

Siendo:

Tr_n : la tasa de retribución de la inversión del año «n».

2. Para aquellas instalaciones autorizadas de forma directa que posean características singulares, la Dirección General de Política Energética y Minas fijará una valoración específica, así como su vida útil.
3. La tasa de retribución de la inversión anual (Tr_n) a aplicar será la media anual de las obligaciones del Estado a diez años o tipo de interés que lo sustituya, más el 1,5 por 100. Para el año 2006, este tipo de interés se fija en el 5,01 %.

ANEXO IV

Valores unitarios de referencia de los costes de explotación de las nuevas instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte de adjudicación directa.

Plantas de regasificación	
Tanques (€) :	$2.102.308 + 17,269953 * V$
Donde V = Capacidad del tanque expresada en m ³	
Capacidad nominal de Regasificación (€/m ³ /h)	6,46
Cargaderos de cisternas (€/unidad)	54.566
Obra civil portuaria y terrestre (€/unidad)	1.596.070

ESTACIONES DE COMPRESION	
T. Variable (€/HP instalado)	59,09
T. Fijo (€/Estación)	197.120

Gasoducto ($P \geq 60$ bar)	
€/m/pulgadas	0,6460

En caso de gasoductos con presión de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar, los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,52 * C_{> 60 \text{ bar}}$$

Siendo $C_{> 60}$ los valores de la tabla anterior.

Estación de Regulación y Medida $P \geq 60$ bar	
	€/unidad
G-65	7.774
G-100	8.458
G-160	9.348
G-250	9.753
G-400	10.435
G-650	11.117
G-1000	13.300
G-1600	15.073
G-2500	17.052
G-4000	21.485
G-6500	25.919

En caso de Estaciones de Regulación y Medida con presión de entrada inferior a 60 bar, los valores unitarios (C) se calcularán por la fórmula:

$$C = 0,75 * C_{> 60}$$

Siendo $C_{> 60}$ los valores de la tabla anterior.

INDICE DE ACTUALIZACIÓN

El índice de actualización para el año «n» de los valores unitarios de explotación en las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte indicadas, es el resultado de multiplicar por 0,85 el IPH. Para los años «n-1» y «n», cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año «n», se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año «n» y de la estimación del IPRI.

ANEXO V**Coste acreditado para la actividad de distribución en el año 2006****(Euros)**

	ACTUALIZACION 2006	DESVIOS	RETRIBUCION ESPECÍFICA	RETRIBUCION TOTAL RECONOCIDA 2006
Naturcorp Redes, S.A.	99.341.132	-1.297.214	414.310	98.458.228
Gas Directo, S.A.	1.199.805	-111.707	-	1.088.098
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	5.559.633	292.523	494.400	6.346.556
Meridional del Gas, S.A.U.	3.483.979	-201.300	1.168.065	4.450.744
Gas Alicante, S.A.U.	1.574.614	-36.651	-	1.537.963
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	7.045.047	-11.125	-	7.033.922
Gas Aragón, S.A.	25.850.295	774.940	-	26.625.235
Gesa Gas, S.A.U.	25.305.704	1.383.923	-	26.689.627
Bilbogas, S.A.	9.815.477	69.450	-	9.884.927
Gas Natural de Alava, S.A.	13.027.854	-140.017	-	12.887.837
Gas Hernani, S.A.	1.056.470	27.542	-	1.084.012
Gas Pasaia, S.A.	593.486	1.101	-	594.587
Gas Tolosa, S.A.	1.158.378	16.988	-	1.175.366
Gas Natural Distribución, S.A.	773.049.310	-7.965.497	5.400.680	770.484.493
Gas Andalucía, S.A.	52.447.800	-1.677.848	-	50.769.952
Gas Cantabria, S.A.	17.407.370	-271.123	-	17.136.247
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	23.664.133	-87.139	-	23.576.994
Gas Castilla y León, S.A.	56.617.877	-1.003.452	-	55.614.425
CEGAS, S.A.	69.600.419	-879.288	-	68.721.131
Gas La Coruña, S.A.	3.792.026	-194.174	-	3.597.852
Gas Galicia, S.A.	20.516.407	-221.489	1.556.150	21.851.068
Gas Murcia, S.A.	10.266.456	-316.129	-	9.950.327
Gas Navarra, S.A.	20.620.090	-284.781	-	20.335.309
Gas Rioja, S.A.	10.515.762	-124.929	-	10.390.833
Gas y Servicios Mérida, S.L.	954.188	-15.280	-	938.908
TOTAL	1.254.463.712	- 12.272.676	9.033.605	1.251.224.641