



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**CARGOS REGULADOS PARA EL  
GASODUCTO FLOREÑA – YOPAL, SEGÚN  
SOLICITUD DE COINOGAS S.A. E.S.P.**

**DOCUMENTO CREG-081**

**Diciembre 3 de 2012**

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS**

*BAA*

## CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	7
1.1 Descripción del sistema de transporte de Coinogas.....	7
1.2 Desarrollo de la actuación administrativa .....	8
2. SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA .....	10
2.1 Inversión .....	10
2.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1.....	11
2.1.2 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 .....	11
2.1.3 Inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1 ....	11
2.1.4 Inversiones en activos no disponibles para la operación.....	11
2.1.5 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t .....	11
2.1.6 Inversiones en aumento de capacidad del período tarifario t .....	12
2.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento .....	12
2.2.1 Gastos registrados en la contabilidad del período tarifario t-1 .....	12
2.2.2 Gastos asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t .....	13
2.2.3 Otros gastos de AOM .....	13
2.2.3.1 Gas de empaquetamiento .....	13
2.3 Demanda de volumen y capacidad .....	13
2.4 Capacidad máxima de mediano plazo.....	14
2.5 Tramos y grupos de ductos para efectos tarifarios.....	15
3. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA.....	15
3.1 Inversión .....	15
3.1.1 Inversión existente, $IE_t$ .....	15
3.1.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1, $IE_{t-1}$ .....	17
3.1.2 Programa de nuevas inversiones, $PNI_t$ .....	18
3.1.3 Inversiones en aumento de capacidad, $IAC_t$ .....	18
3.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM .....	18
3.2.1 Gastos de AOM asociados a inversión existente, $AOM_t$ .....	18
3.2.2 Gastos de AOM para nuevos proyectos.....	21
3.2.3 Otros gastos de AOM, $OAOM_t$ .....	22
3.2.3.1 Gastos asociados al gas de empaquetamiento, $GGE_t$ .....	22
3.3 Demanda de volumen y capacidad .....	23
3.3.1 Publicación de demandas .....	23
3.3.2 Evaluación con el factor de utilización (FU).....	24
4. CÁLCULO TARIFARIO.....	26
5. PROPUESTA A LA CREG.....	26

## LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 .....	27
Anexo 2. Producer Price Index, PPI.....	30
Anexo 3 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOMg, reportados por Coinogas para el gasoducto Floreña – Yopal.....	32
Anexo 4. Conceptos a excluir de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOMg, reportados por Coinogas para el gasoducto Floreña – Yopal .....	35
Anexo 5. Precio para valorar el gas de empaquetamiento, PGEt.....	36
Anexo 6. Gastos de AOM para el horizonte de proyección, AOM <sub>t</sub> .....	38

## CARGOS REGULADOS PARA EL GASODUCTO FLOREÑA – YOPAL, SEGÚN SOLICITUD DE COINOGAS S.A. E.S.P. S.A. E.S.P

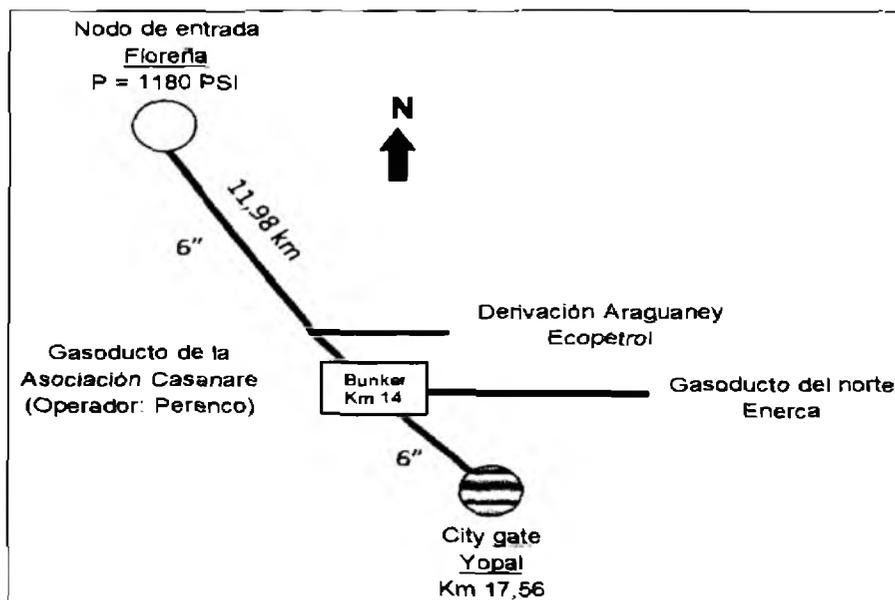
### 1. ANTECEDENTES

Coinogas S.A. E.S.P, en adelante Coinogas, es el agente transportador del gasoducto Floreña – Yopal, autorizado por Perenco Colombia Limited para adelantar la actuación administrativa de solicitud de cargos regulados ante la Comisión. Perenco Colombia Limited participa en la producción petrolera de la Asociación Casanare, propietaria del gasoducto Floreña – Yopal, en conjunto con Ecopetrol, Hocol S.A. y Homcol Cayman Inc.

De acuerdo con la solicitud tarifaria, con radicado CREG E-2011-008569, el gasoducto Floreña – Yopal se encuentra dentro del plan de masificación de gas del Casanare, con el cual se garantiza el suministro de gas natural a Yopal y los principales municipios del norte de Casanare, como Paz de Ariporo, Pore, Hato Corozal y Nunchia, tanto en sus áreas urbanas como rurales, beneficiando una población aproximada de 250.000 habitantes. Yopal se abastece de gas natural de los campos de producción de Floreña. Este suministro viene desde 2006 cuando entró en operación el gasoducto.

#### 1.1 Descripción del sistema de transporte de Coinogas

El gasoducto Floreña – Yopal tiene una longitud de 17,56 km y transcurre alternadamente sobre terrenos planos y quebrados, compartiendo parcialmente en algunos sectores el derecho de vía de otros proyectos lineales como son el Oleoducto Floreña – Pauto Sur, el acueducto de Yopal y algunos corredores viales. El trazado del gasoducto comienza en las afueras de las instalaciones del EPF Floreña y finaliza en el city gate Yopal. A continuación se representa la configuración del sistema.



Fuente: Solicitud de cargos Coinogas, radicado CREG E-2011-008569

## 1.2 Desarrollo de la actuación administrativa

- Mediante la Resolución CREG 126 de 2010, en adelante la *metodología*, se adoptaron los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictaron otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2011-008569, de fecha 9 de septiembre del año 2011, Coinogas presentó a la Comisión la solicitud de aprobación de cargos regulados para el gasoducto de transporte Floreña – Yopal, de conformidad con la *metodología*.
- La CREG, mediante la comunicación S-2011-004227 de fecha 3 de octubre de 2011, solicitó a Coinogas que complementara la información reportada en la solicitud de cargos. Coinogas dio respuesta con las comunicaciones con radicados CREG E-2011-009805 y E-2012-009989 de los días 14 y 20 de octubre de 2011, respectivamente.
- Mediante Auto de fecha 27 de octubre de 2011 se dio inicio a la actuación administrativa para la aprobación de los cargos regulados para el gasoducto de transporte Floreña – Yopal.
- En cumplimiento del párrafo 1 del artículo 31 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante comunicación S-2011-004882 de fecha 27 de octubre de 2011 la Comisión remitió a Coinogas el resumen de la solicitud de cargos.
- De conformidad con lo dispuesto en el párrafo 1 del artículo 31 de la Resolución CREG 126 de 2010, y en concordancia con los artículos 15 y 16 del Código Contencioso Administrativo, mediante comunicación con radicado CREG E-2011-010616 de fecha 4 de noviembre de 2011 Coinogas reportó el extracto de la publicación del resumen de la solicitud de cargos.
- Mediante Auto de fecha 6 de febrero de 2012 se decretaron las siguientes pruebas:
  - i) Tener como prueba la solicitud allegada por Coinogas, todos sus anexos y la información complementaria que solicite la CREG en cumplimiento de su deber legal.
  - ii) Practicar una auditoría a la información reportada por Coinogas, según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010.
  - iii) Practicar una auditoría a la información reportada por Coinogas en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010 relacionada con la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) y el gas de empaquetamiento.
- Mediante las comunicaciones CREG S-2012-001525, S-2012-001954 y S-2012-002247, de fechas 12 de abril, 8 de mayo y 1 de junio de 2012, la Comisión remitió a Coinogas, para sus comentarios, los informes de auditoría a la información reportada por Coinogas según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, presentados por la empresa Páez & Asociados Cía. Ltda.
- Coinogas presentó aclaraciones y comentarios a los informes de auditoría a la información reportada según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante las comunicaciones E-2012-003370, E-

2012-004479 y E-2012-005341 de fechas 23 de abril, 18 de mayo y 13 de junio del año 2012.

- Mediante las comunicaciones CREG S-2012-001518 y S-2012-002008, de fechas 13 de abril y 8 de mayo de 2012, la Comisión envió a Coinogas los informes de auditoría a la información relacionada con la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) y el gas de empaquetamiento, declarada por Coinogas en su solicitud tarifaria, presentados por la empresa Divisa Ltda.
- Coinogas, mediante la comunicación E-2012-003338 del día 23 de abril del año 2012, manifestó estar de acuerdo con el primer informe de auditoría a la información relacionada con la Capacidad Máxima de Mediano Plazo (CMMP) y el gas de empaquetamiento. Sobre el informe final Coinogas no presentó comentarios.
- De acuerdo con lo establecido en el literal b) del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante la Circular No. 038 del 5 de julio de 2012 la Dirección Ejecutiva de la Comisión publicó las demandas esperadas de volumen y capacidad presentadas por Coinogas en su solicitud tarifaria.
- Durante el término establecido en el literal c) del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante la comunicación con radicado E-2012-007094 del día 27 de julio del 2012 la Comisión recibió preguntas y comentarios relacionados con la información de demandas esperadas de volumen y capacidad declaradas por Coinogas y publicadas en la Circular No. 038 de 2012.
- Mediante la comunicación con radicado CREG S-2012-003734 de fecha 29 de agosto de 2012 la Comisión remitió a Coinogas los comentarios y preguntas a las demandas esperadas de volumen y de capacidad declaradas por Coinogas y publicadas en la Circular No. 038 de 2012.
- Coinogas respondió los comentarios y preguntas a las demandas esperadas de volumen y de capacidad, mediante la comunicación con radicado E-2012-008780 de fecha 13 de septiembre del 2012.

Cabe anotar que en desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

En el Anexo 1., se presentan las respuestas al cuestionario de la Superintendencia de Industria y Comercio. La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados.

La indexación a dólares de la fecha base (diciembre de 2010 para este caso) de las cifras presentadas por Coinogas, y analizadas por la Comisión, o extraídas de las resoluciones de aprobación de cargos del período tarifario t-1, cuando fue necesaria, se realizó de acuerdo con los índices presentados en el Anexo 2 de este documento.

## 2. SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

De acuerdo con lo establecido en el literal a) del artículo 30 de la Resolución CREG 126 de 2010, para el caso de los sistemas de transporte cuyos cargos hubieran estado vigentes por cinco o más años al momento de la entrada en vigencia de dicha resolución, los agentes debían presentar a la CREG una solicitud de aprobación de cargos. Adicionalmente, de conformidad con lo señalado en el parágrafo del mismo artículo, la empresa debía solicitar aprobación de cargos al menos para los tramos y grupos de gasoductos definidos en las resoluciones particulares de cargos aplicados en el período tarifario t-1.

En ese sentido, Coinogas reportó la información para el cálculo tarifario de gasoducto de transporte Floreña – Yopal, cuyos cargos fueron definidos en la Resolución CREG 053 de 2006. A continuación se describe la información reportada por la empresa.

### 2.1 Inversión

De acuerdo con la *metodología* el transportador debe reportar los valores y descripción de las siguientes variables de inversión:

**IE del período tarifario t-1:** valor de la inversión existente para el período tarifario t-1, expresado en dólares de la fecha base.

**PNI del período tarifario t-1:** valores eficientes de los activos del programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1 que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Estos valores se expresarán en dólares de la fecha base.

**IFPNI del período tarifario t-1:** valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1. Este valor se expresará en dólares de la fecha base.

**INO:** valor de las inversiones reconocidas en  $IE_{t-1}$  que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Este valor se expresará en dólares de la fecha base.

**PNI del período tarifario t:** programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el período t, expresado en dólares de la fecha base.

**IAC del período tarifario t:** inversiones en aumento de capacidad que el transportador prevé desarrollar en cada año del período tarifario t. Estos proyectos corresponderán únicamente a 'loops' y compresores orientados a atender nueva demanda prevista durante el horizonte de proyección.

A continuación se indica la información reportada por Coinogas para cada variable.

### 2.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1

La *metodología* establece que la empresa debe reportar el valor de la inversión existente al momento de la anterior aprobación tarifaria, la cual se realizó con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000. En la Tabla 1 se presenta la información reportada por la empresa para el gasoducto Floreña – Yopal.

**Tabla 1. Valor de la inversión existente en el período tarifario t-1, reportado por Coinogas**

Tramo o grupo de gasoductos	Inversión de revisión tarifaria t-1 (USD de t-1)	Inversión de revisión tarifaria t-1 (USD de diciembre 31 de 2010)
<b>TOTAL</b>	<b>2.749.638</b>	<b>2.988.572</b>
<b>Inversión reconocida en la Resolución CREG 053 de 2006</b>		
	(USD de diciembre 31 de 2005)	
Total Res. CREG 053 de 2006	2.749.638	2.988.572
Gasoducto Floreña - Yopal	2.749.638	2.988.572

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-008989

### 2.1.2 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t-1

La *metodología* señala que la empresa debe reportar el valor de las inversiones del PNI del período tarifario t-1. Estas inversiones corresponden al programa de nuevas inversiones aprobado con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000. Para el gasoducto Floreña – Yopal en la Resolución CREG 053 de 2006 no se aprobó programa de nuevas inversiones para el período tarifario t-1.

### 2.1.3 Inversiones ejecutadas por fuera del PNI del período tarifario t-1

Coinogas, en la solicitud tarifaria del 9 de septiembre de 2011 con radicado CREG E-2011-008569, manifestó que no se ha realizado ningún tipo de inversión para el gasoducto Floreña – Yopal desde la pasada aprobación de cargos. En concordancia con lo anterior Coinogas no reportó un valor para esta variable.

### 2.1.4 Inversiones en activos no disponibles para la operación

La *metodología* establece que la empresa debe reportar el valor de las inversiones existentes del período tarifario t-1 que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del período tarifario t. Coinogas no reportó un valor para esta variable en la solicitud tarifaria.

### 2.1.5 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t

La *metodología* dispone que la empresa debe reportar el programa de nuevas inversiones que proyecta realizar durante el período tarifario t, expresado en dólares de la fecha base e indicando la fecha de entrada en operación de los activos. Coinogas no reportó un valor para esta variable en la solicitud tarifaria.

## 2.1.6 Inversiones en aumento de capacidad del período tarifario t

La *metodología* establece que "el transportador reportará a la CREG las Inversiones en Aumento de Capacidad que proyecta realizar durante el Período Tarifario t, expresado en dólares de la Fecha Base. Así mismo deberá declarar la fecha de entrada en operación de estos activos". Coinogas no reportó un valor para esta variable en la solicitud tarifaria.

## 2.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento

La *metodología* dispone que el transportador debe declarar los gastos de AOM registrados en su contabilidad para cada año del período tarifario t-1, los asociados a los proyectos del PNI y de las IAC, así como otros gastos de administración, operación y mantenimiento, como los gastos en compresión asociada al sistema de transporte, los correspondientes a las corridas con raspador inteligente, el gas de empaquetamiento y el valor catastral de los terrenos e inmuebles.

### 2.2.1 Gastos registrados en la contabilidad del período tarifario t-1

De acuerdo con la *metodología*, la empresa debe declarar a la CREG los gastos de AOM registrados en su contabilidad para cada año del período tarifario t-1. Estos gastos se deben desagregar por tramo o grupo de gasoductos y deben estar expresados en pesos de la fecha base. En la Tabla 2 se resumen los gastos de AOM declarados por Coinogas presentados en el Anexo 3.

**Tabla 2. Gastos registrados en la contabilidad, AOMg, reportados por Coinogas**

Pesos de diciembre de 2010					
2006	2007	2008	2009	2010	2011 (1)
<b>Coinogas (Total Cuentas 5 y 7)</b>					
69.067.049	227.495.834	1.375.299.398	793.571.161	1.851.234.035	597.866.519

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

(1) Información con corte a agosto de 2011

La metodología tarifaria también establece que para el cálculo de los gastos de AOM se excluirán los conceptos indicados en el literal b) del artículo 8.1 de la Resolución CREG 126 de 2010, cuyos valores fueron declarados por Coinogas, según se indica en el Anexo 4 y se resume en la Tabla 3

**Tabla 3. Conceptos a excluir de los gastos AOMg. reportados por Coinogas**

Pesos de diciembre de 2010					
2006	2007	2008	2009	2010	2011 (1)
<b>Floreña - Yopal (Total a Excluir)</b>					
12.261.233	30.660.319	72.300.236	133.191.693	522.651.198	275.107.932

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

(1) Información con corte a agosto de 2011

## 2.2.2 Gastos asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t

De conformidad con la Resolución CREG 126 de 2010, la empresa debe declarar los gastos de AOM asociados al PNI y a las IAC del período tarifario t. En la medida en que Coinogas no prevé ejecutar inversiones correspondientes al PNI y a las IAC del período tarifario t, la empresa no reportó gastos de AOM asociados a dichas inversiones.

## 2.2.3 Otros gastos de AOM

Coinogas, en la solicitud tarifaria, no presentó gastos de AOM asociados a compresión, terrenos e inmuebles, y a corridas con raspador. Los otros gastos de administración, operación y mantenimiento reportados por la empresa corresponden a gas de empaquetamiento.

### 2.2.3.1 Gas de empaquetamiento

Para la estimación de estos gastos Coinogas reportó a la CREG el gas de empaquetamiento, expresado en MBTU, según se indica en la Tabla 4.

**Tabla 4. Gas de empaquetamiento, reportado por Coinogas**

Floreña - Yopal			
Año 1	1.027	Año 11	1.027
Año 2	1.027	Año 12	1.027
Año 3	1.027	Año 13	1.027
Año 4	1.027	Año 14	1.027
Año 5	1.027	Año 15	1.027
Año 6	1.027	Año 16	1.027
Año 7	1.027	Año 17	1.027
Año 8	1.027	Año 18	1.027
Año 9	1.027	Año 19	1.027
Año 10	1.027	Año 20	1.027

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

(1) Información con corte a agosto de 2011

## 2.3 Demanda de volumen y capacidad

En el artículo 9 de la *metodología* se establece que el transportador debe reportar las demandas esperadas de capacidad y de volumen para cada tramo o grupo de gasoductos, sin considerar las demandas de los proyectos que forman parte de las IAC. En la Tabla 5 y en la Tabla 6 se muestran las demandas reportadas por Coinogas en la solicitud tarifaria.

**Tabla 5. Demanda esperada de capacidad, reportada por Coinogas**

Floreña - Yopal			
	kpcd		kpcd
Año 1	7.318	Año 11	9.145
Año 2	7.847	Año 12	9.183
Año 3	8.877	Año 13	9.221
Año 4	8.908	Año 14	9.260
Año 5	8.940	Año 15	9.301
Año 6	8.972	Año 16	9.342
Año 7	9.005	Año 17	9.384
Año 8	9.039	Año 18	9.428
Año 9	9.073	Año 19	9.472
Año 10	9.109	Año 20	9.518

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

**Tabla 6. Demanda esperada de volumen, reportada por Coinogas**

Floreña - Yopal			
	kpc		kpc
Año 1	2.095.029	Año 11	2.998.010
Año 2	2.409.667	Año 12	3.010.348
Año 3	2.639.547	Año 13	3.022.994
Año 4	2.649.673	Año 14	3.035.956
Año 5	2.660.052	Año 15	3.049.243
Año 6	2.940.691	Año 16	3.062.861
Año 7	2.951.596	Año 17	3.076.820
Año 8	2.962.773	Año 18	3.091.128
Año 9	2.974.230	Año 19	3.105.794
Año 10	2.985.973	Año 20	3.120.826

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

## 2.4 Capacidad máxima de mediano plazo

Para efectos de calcular el factor de utilización de que trata el artículo 3 de la *metodología*, el transportador debe reportar la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, y las demandas esperadas desde el inicio de la vida útil normativa de cada tramo o grupo de gasoductos.

En la Tabla 7 se muestran las cifras de CMMP reportadas por Coinogas para efectos de calcular el factor de utilización del gasoducto Floreña - Yopal.

**Tabla 7. Capacidad máxima de mediano plazo, reportada por Coinogas**

Floreña - Yopal			
	kpod		kpod
Año 1	16.161	Año 11	16.161
Año 2	16.161	Año 12	16.161
Año 3	16.161	Año 13	16.161
Año 4	16.161	Año 14	16.161
Año 5	16.161	Año 15	16.161
Año 6	16.161	Año 16	16.161
Año 7	16.161	Año 17	16.161
Año 8	16.161	Año 18	16.161
Año 9	16.161	Año 19	16.161
Año 10	16.161	Año 20	16.161

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

## 2.5 Tramos y grupos de ductos para efectos tarifarios

De acuerdo con la *metodología* el transportador debe someter a consideración de la Comisión, para efectos del cálculo de cargos regulados, por lo menos los tramos de ductos o grupo de ductos estipulados en las resoluciones de cargos vigentes. Para el caso de objeto de análisis, se encuentra vigente la Resolución CREG 053 de 2006, mediante la cual se establecieron los cargos para el gasoducto Floreña - Yopal. Coinogas reportó la información pertinente para este gasoducto.

## 3. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA

### 3.1 Inversión

Respecto del análisis de las inversiones conviene advertir que la valoración de las mismas, en el marco de la aprobación de los cargos regulados de transporte de gas, incluye todos los costos eficientes en los que incurre el agente para instalar y poner en operación un activo. Así, para el caso de gasoductos se reconoce un valor global que se expresa en dólares por metro por pulgada de gasoducto instalado (i.e. USD/m-pulg.), y para el caso de las estaciones de compresión se reconoce un valor global que se expresa en dólares por unidad de potencia instalada (i.e. USD/HP).

De acuerdo con lo anterior, la CREG reconoce un valor eficiente de inversiones durante la vida útil normativa de un activo, siempre y cuando esté instalado y disponible para la operación. Conforme a la *metodología*, una vez termina la vida útil normativa del activo, la empresa tiene la opción de reponerlo o continuar operándolo. En otras palabras, la *metodología* no contempla el reconocimiento de inversiones complementarias sobre los valores de las inversiones que se han reconocido o inversiones redundantes (en 'stand by') por confiabilidad. Los valores reconocidos por la regulación deben ser suficientes para que el inversionista realice las adecuaciones que se requieren en los gasoductos para que los mismos operen durante la vida útil normativa.

#### 3.1.1 Inversión existente, $IE_t$

En la *metodología* se define la inversión existente en los siguientes términos:

**"Inversión Existente:** Es el valor eficiente de los activos necesarios para la prestación del servicio de transporte de gas natural que fue reconocido en la última aprobación o revisión de cargos, más el valor de las inversiones eficientes ejecutadas con posterioridad a dicha aprobación o revisión que no fueron previstas en el Programa de Nuevas Inversiones de ese Período Tarifario, actualizados a la Fecha Base. De estos valores se excluye el correspondiente a los activos que no se encuentran en operación al momento de la solicitud tarifaria".

En el artículo 5 de la metodología se establece la siguiente ecuación para determinar la inversión existente:

(...)

$$IE_t = IE_{t-1} + PNI_{t-1} + IFPNI_{t-1} - INO_t$$

Donde:

$IE_t$ : Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base.

$IE_{t-1}$ : Valor de la Inversión Existente para el Período Tarifario  $t - 1$ , expresado en dólares de la Fecha Base.

$PNI_{t-1}$ : Valores eficientes de los activos del Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario  $t - 1$  que estén instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Estos valores se expresarán en dólares de la Fecha Base.

$IFPNI_{t-1}$ : Valor eficiente de las inversiones que fueron ejecutadas y no estaban incluidas en el Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario  $t - 1$ . Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base.

$INO_t$ : Valor de las inversiones reconocidas en  $IE_{t-1}$  que están asociadas a activos distintos a aquellos instalados y disponibles para la operación al inicio del Período Tarifario  $t$ . Este valor se expresará en dólares de la Fecha Base.

Para la estimación de las variables de esta ecuación se tendrán en cuenta los siguientes elementos:

- a) Para expresar estas variables en dólares de la Fecha Base, la CREG utilizará el PPI.
- b) Para la estimación de la variable  $IFPNI_{t-1}$  el transportador deberá reportar a la CREG los valores eficientes de los activos respectivos y las fechas de entrada en operación de los mismos. La CREG evaluará la eficiencia de los gasoductos teniendo en cuenta su Factor de Utilización y el Factor de Utilización Normativo, cuando aplique.

La CREG determinará el valor eficiente de estas inversiones a partir de costos eficientes de otros activos comparables, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Anexo 1 de la presente Resolución, u otros criterios de evaluación de que disponga.

De conformidad con lo establecido en el artículo 108 de la Ley 142 de 1994, de existir discrepancia sobre la valoración eficiente de las inversiones correspondientes a la variable  $IFPNI_{t-1}$  la Comisión decidirá sobre el decreto y práctica del dictamen pericial que haya solicitado el transportador así como los aspectos sobre los cuales debe pronunciarse el perito, para lo cual se tendrán en cuenta los criterios generales contenidos en esta

metodología y los demás que la Comisión estime pertinentes. Lo anterior sin perjuicio de las demás pruebas que la Dirección Ejecutiva de la Comisión decida decretar.

c) Bajo ninguna circunstancia se incluirá en el monto de las Inversiones Existentes aquellos activos propios de la operación retirados del servicio. En todo caso, dichos retiros deberán ser reportados de conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 4.4.4 del RUT, o aquellas que lo modifiquen o complementen, sin perjuicio de que la CREG pueda considerarlos retirados con base en información que tenga disponible. Estos retiros podrán ocasionar ajustes a los cargos vigentes durante el Período Tarifario respectivo si la CREG lo considera necesario.

d) La Comisión podrá realizar auditorías para verificar el inventario de los activos que se encuentren en operación y que sean reportados por el transportador en su solicitud tarifaria.

**Parágrafo.** Se excluirán de la Inversión Existente los terrenos e inmuebles relacionados con sedes administrativas, bodegas y talleres. Dichos terrenos e inmuebles se remunerarán como un gasto de AOM.”.

De acuerdo con las anteriores disposiciones es necesario determinar las variables  $IE_{t-1}$ ,  $PNI_{t-1}$ ,  $IFPNI_{t-1}$  e  $INO_t$ . Teniendo en cuenta que Coinogas no reportó valor alguno para las variables PNI del período tarifario t, IFPNI del período tarifario t e INO del período tarifario t-1, a continuación se analiza únicamente la variable IE del período tarifario t.

### 3.1.1.1 Inversión existente en el período tarifario t-1, $IE_{t-1}$

De acuerdo con la metodología, el período tarifario t-1 corresponde al "Período Tarifario regulado por la Resolución CREG 001 de 2000 y aquellas que la han modificado y complementado". En ese sentido, la variable  $IE_{t-1}$  se determina a partir del valor de las inversiones existentes al momento de realizar la aprobación tarifaria con base en la metodología de la Resolución CREG 001 de 2000, el cual fue reconocido en la respectiva resolución de cargos. Para el caso del gasoducto Floreña – Yopal se trata de la Resolución CREG 053 de 2006. En la Tabla 8 se indican los valores de la inversión existente en el período tarifario t-1, aprobados en la resolución mencionada anteriormente.

<b>Tabla 8. Valor de la inversión existente reconocido en el período tarifario t-1</b>		
<b>Tramo o grupo de gasoductos</b>	<b>Inversión de revisión tarifaria t-1</b>	<b>Inversión de revisión tarifaria t-1</b>
	(USD de t-1)	(USD de diciembre 31 de 2010) [1]
<b>TOTAL</b>	<b>2.749.638</b>	<b>2.988.572</b>
<b>Inversión reconocida en la Resolución CREG 053 de 2006</b>		
	(USD de diciembre 31 de 2005)	
<b>Total Res. CREG 053 de 2006</b>	<b>2.749.638</b>	<b>2.988.572</b>
<b>Gasoducto Floreña - Yopal</b>	<b>2.749.638</b>	<b>2.988.572</b>

Fuente: Resolución CREG 053 de 2006

[1] Se utiliza PPI de la serie ID WPSSOP320: PPI de dic. de 2010 = 157,6. PPI de dic. de 2005 = 145

Es de observar que las cifras presentadas en la Tabla 1 coinciden con los valores presentados en la Tabla 8. Es decir, los valores reportados por Coinogas en la solicitud tarifaria coinciden con las cifras aprobadas por la CREG anteriormente. En este sentido se considera que la variable  $IE_{t-1}$  equivale a USD 2.988.572 (cifras a diciembre de 2010).

Con base en el anterior análisis, en la Tabla 9 se muestran los valores eficientes para la inversión existente para el período tarifario t,  $IE_t$ , para el sistema de transporte de propiedad de Coinogas El valor total de la variable  $IE_t$  es de USD 2.988.572 (cifras a diciembre de 2010) que coincide con la cifra solicitada por Coinogas

**Tabla 9. Valores eficientes de inversión existente,  $IE_t$**

Tramo o grupo de gasoductos	Entrada en Operación	$IE_{t-1}$	$PNI_{t-1}$	IFPNI <sub>t-1</sub>	INO <sub>t-1</sub>	$IE_t$
	Año					
		A	B	C	D	A + B + C - D
<b>Total</b>		<b>2.988.572</b>	-	-	-	<b>2.988.572</b>
Gasoducto Floreña - Yopal	2006	2.988.572	-	-	-	<b>2.988.572</b>

Fuentes: COINOGAS, Radicación CREG E-2011-008569; Resolución CREG 053 de 2006; análisis CREG

### 3.1.2 Programa de nuevas inversiones, $PNI_t$

Coinogas no presentó información correspondiente a un programa de nuevas inversiones del periodo t. Por esta razón, el valor a considerar en la variable  $PNI_t$  es igual a cero para el sistema de transporte objeto de la solicitud de cargos.

### 3.1.3 Inversiones en aumento de capacidad, $IAC_t$

Coinogas no presentó información correspondiente a inversiones en aumento de capacidad. Por esta razón, el valor a considerar en la variable  $PNI_t$  es igual a cero para el sistema de transporte objeto de la solicitud de cargos.

## 3.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM

A continuación se presenta la evaluación de los gastos de AOM declarados por Coinogas, con base en los criterios establecidos en la Resolución CREG 126 de 2010.

### 3.2.1 Gastos de AOM asociados a inversión existente, $AOM_t$

La metodología establece que para la inversión existente la CREG estima los gastos de AOM para el horizonte de proyección ( $AOM_t$ ) así:

$$AOM_t = \frac{AOMr_{t-1} + AOMg_{t-1}}{2}$$

Donde:

$AOM_t$ : Gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección.

$AOMg_{t-1}$ : Gastos contables de administración, operación y mantenimiento declarados por el transportador para el período tarifario t-1.

$AOMr_{t-1}$ : Gastos de administración, operación y mantenimiento reconocidos en el anterior período tarifario, t-1.

*BHH*

## A. Gastos AOM<sub>t-1</sub>

De conformidad con la metodología, Coinogas declaró los gastos de AOM registrados en su contabilidad durante el período tarifario t-1, según la desagregación dada en el formato del anexo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010 y los siguientes conceptos (ver Anexo 3 y Anexo 4):

- 1) Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- 2) Asociados con los servicios prestados a otros agentes.
- 3) Asociados a activos de conexión de otro agente o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión.
- 4) Asociados con servicios prestados a terceros.
- 5) Asociados con la remuneración de la inversión de activos de terceros.
- 6) Asociados con la reposición de activos.
- 7) Impuesto de renta.
- 8) Pensiones de jubilación ya reconocidas.
- 9) Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.
- 10) Todos los gastos que no representan erogaciones en efectivo como depreciaciones y amortizaciones, distintas a las amortizaciones de gastos diferidos relacionadas con la prestación del servicio de transporte.
- 11) Multas y penalizaciones.
- 12) Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte.
- 13) Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente.
- 14) Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida no incluidos en los cargos de transporte del Período Tarifario t-1.

El valor de la variable AOM<sub>t-1</sub> se obtiene como el promedio aritmético de los valores resultantes de restar los conceptos 1) a 14), indicados antes, a los gastos de AOM declarados en el formato del anexo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010. De acuerdo con la metodología, los gastos mencionados corresponden a los registrados en la contabilidad del transportador durante el período tarifario t-1.

A los valores declarados por Coinogas, indicados en el Anexo 3 y el Anexo 4 del presente documento, se les realizó auditoría contable según lo establecido en el auto de pruebas del 6 de febrero de 2012. En el desarrollo de la auditoría, el auditor contable ajustó las cifras declaradas por Coinogas de tal manera que cumplieran con los criterios de la metodología. Los informes presentados por la empresa auditora fueron trasladados a Coinogas mediante las comunicaciones S-2012-001525, S-2012-001954 y S-2012-002247, de fechas 12 de abril, 8 de mayo y 1 de junio de 2012, respectivamente. Coinogas presentó comentarios a los informes de auditoría a la información reportada según el formato del anexo 2 y el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010 mediante las comunicaciones E-2012-003370, E-2012-004479 y E-2012-005341 de fechas 23 de abril, 18 de mayo y 13 de junio del año 2012. Sin embargo, en la misma comunicación E-2012-005341 Coinogas solicitó promediar para 5 años los gastos de AOM presentados, dado que la información auditada por la empresa Páez & Asociados Cía. Ltda., corresponde al periodo septiembre de 2006 hasta agosto de 2011.

Adicionalmente, el auditor propuso un mecanismo de indexación. Con relación al mecanismo de indexación se tiene lo siguiente:

- a) Los registros contables que se auditaron están en cifras en pesos corrientes.
- b) Para efectos tarifarios se requieren cifras expresadas en pesos de la fecha base.
- c) Para expresar las cifras en pesos de la fecha base el auditor utilizó el índice de precios al consumidor, IPC. Este índice se aplicó a las cifras con fechas anteriores y posteriores a la fecha base. Esto implica que las cifras posteriores a la fecha base disminuyen al aplicar el IPC.

Desde el punto de vista regulatorio el mecanismo de indexación utilizado por el auditor está en concordancia con la actualización de que trata el numeral 19.2 de la Resolución CREG 126 de 2010.

Considerando que el cálculo del  $AOM_{t-1}$  hace referencia al período tarifario t-1, el cual para el caso de Coinogas coincide con los períodos de registros contables, no se requiere completar, o estimar, información de tipo contable y se propone de acuerdo con lo propuesto por el auditor trabajar con la información real de la empresa que corresponde a la de un período de cinco años.

Con base en lo anterior, en el Tabla 10 se muestran las cifras auditadas para efectos de calcular el  $AOM_{t-1}$ . Estas cifras corresponden a los gastos de AOM según las cuentas presentadas en el anexo 2 de la de la Resolución CREG 126 de 2010. En la Tabla 11 se muestran las cifras auditadas de los conceptos 1 a 14 indicados anteriormente. Estas cifras corresponden a los conceptos indicados en el formato 5 del anexo 5 de la Resolución CREG 126 de 2010.

**Tabla 10. Gastos de AOM auditados correspondientes al Anexo 2 de la Resolución CREG 126 de 2010**

Tramo o grupo de gasoductos	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	Pesos de diciembre de 2010					
Floreña - Yopal	70.736.658	226.890.500	1.312.802.499	701.372.705	1.923.070.023	532.900.796
<b>Total</b>	<b>70.736.658</b>	<b>226.890.500</b>	<b>1.312.802.499</b>	<b>701.372.705</b>	<b>1.923.070.023</b>	<b>532.900.796</b>

Fuente: Páez y Asociados Auditores y Consultores, radicado CREG E-2012-005497

Información auditada para el periodo septiembre de 2006 hasta agosto de 2011

**Tabla 11. Valor total de los conceptos a excluir de los gastos de AOM Auditados**

Tramo o grupo de gasoductos	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	Pesos de diciembre de 2010					
Floreña - Yopal	12.052.238	29.416.817	61.723.218	102.343.012	498.030.509	260.934.931
<b>Total</b>	<b>12.052.238</b>	<b>29.416.817</b>	<b>61.723.218</b>	<b>102.343.012</b>	<b>498.030.509</b>	<b>260.934.931</b>

Fuente: Páez y Asociados Auditores y Consultores, radicado CREG E-2012-005497

Información auditada para el periodo septiembre de 2006 hasta agosto de 2011

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Tabla 12 se muestran las cifras obtenidas de restar los conceptos 1 a 14 Tabla 11 a los AOM auditados Tabla 10, y se muestra el promedio aritmético de estas cifras que corresponde a la variable  $AOMg_{t-1}$  para el gasoducto Floreña – Yopal.

**Tabla 12. Valores de  $AOMg_{t-1}$**

Tramo o grupo de gasoductos	2006	2007	2008	2009	2010	2011	$AOMg_{t-1}$
Pesos de diciembre de 2010							
Floreña - Yopal	58.684.421	197.473.683	1.251.079.281	599.029.693	1.425.039.514	271.965.865	<b>760.654.491</b>
<b>Total</b>	<b>58.684.421</b>	<b>197.473.683</b>	<b>1.251.079.281</b>	<b>599.029.693</b>	<b>1.425.039.514</b>	<b>271.965.865</b>	<b>760.654.491</b>

Fuente: Páez y Asociados Auditores y Consultores, radicado CREG E-2012-005497

Información auditada para el período septiembre de 2008 hasta agosto de 2011

## B. Gastos $AOMr_{t-1}$

Para determinar estos gastos es necesario recurrir a los anexos de las resoluciones mediante las cuales se aprobaron los cargos regulados en la anterior aprobación tarifaria. Para el sistema de Coinogas, objeto de la presente aprobación de cargos, se trata de la Resolución CREG 053 de 2006. De acuerdo con la *metodología*, los valores del  $AOMr_{t-1}$  no deben incluir gastos en compresión ni en corridas con raspador inteligente. La *metodología* también establece que el  $AOMr_{t-1}$  se obtiene como el promedio aritmético de los gastos de AOM reconocidos mediante resolución en el anterior período tarifario.

En Tabla 13 se muestran las cifras obtenidas de la respectiva resolución y el valor del  $AOMr_{t-1}$ .

**Tabla 13. Valores de  $AOMr_{t-1}$**

Tramo o grupo de gasoductos	2006	2007	2008	2009	2010	2011	$AOMr_{t-1}$
Col. 5 de diciembre de 2010							
Floreña - Yopal	299.224.475	299.224.475	299.224.475	299.224.475	299.224.475	299.224.475	<b>299.224.475</b>
<b>Total</b>	<b>299.224.475</b>						

Fuente: Resolución CREG 053 de 2006.

## C. Gastos $AOM_t$

A partir de las cifras del Tabla 12 y de la Tabla 13 se calculan los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección,  $AOM_t$ . En el Anexo 6 se muestran las cifras para el  $AOM_t$ .

### 3.2.2 Gastos de AOM para nuevos proyectos

Como ya se mencionó, en la medida en que Coinogas no prevé ejecutar inversiones correspondientes al PNI y a las IAC del período tarifario  $t$ , la empresa no reportó gastos de AOM asociados a dichas inversiones. Por lo anterior no se reconocen gastos de AOM para nuevos proyectos.

### 3.2.3 Otros gastos de AOM, OAOM<sub>t</sub>

De acuerdo con el numeral 8.5 de la Resolución CREG 126 de 2010, estos gastos comprenden: i) gastos en compresión asociada al sistema de transporte, GC<sub>t</sub>; ii) gastos en corridas con raspador inteligente, GCR<sub>t</sub>; iii) gastos asociados al gas de empaquetamiento, GGE<sub>t</sub>; y iv) terrenos e inmuebles, GTI<sub>t</sub>.

Es de observar que en el gasoducto Floreña – Yopal no se han instalado estaciones de compresión, ni se solicitaron gastos asociados a terrenos e inmuebles o a corridas con raspador inteligente. Por esta razón las variables GC<sub>t</sub>, GCR<sub>t</sub> y GTI<sub>t</sub> tienen un valor igual a cero.

#### 3.2.3.1 Gastos asociados al gas de empaquetamiento, GGE<sub>t</sub>

La *metodología* establece que el transportador debe reportar la cantidad de gas de empaquetamiento y la Comisión debe establecer el valor de este gas. Coinogas reportó a la CREG el gas de empaquetamiento para su sistema de transporte, expresado en MBTU, y adjuntó los soportes del cálculo.

Con respecto al gas de empaquetamiento, mediante el auto de pruebas del 6 de febrero de 2012, la Dirección Ejecutiva de la CREG decretó como prueba, entre otras, realizar auditoría a la información reportada por Coinogas sobre el cálculo del gas de empaquetamiento. Dentro del alcance de esta auditoría estaba previsto que el auditor propusiera y realizara ajustes a la información reportada por Coinogas.

Mediante comunicación S-2012-002008 del día 8 de mayo de 2012 la CREG le trasladó a Coinogas el informe final presentado por la empresa auditora. En este informe el auditor presenta las cifras revisadas del gas de empaquetamiento. Frente a estas cifras Coinogas no presentó comentarios.

Con base en lo anterior se propone utilizar los valores de gas de empaquetamiento presentados en el informe final de auditoría con radicado E-2012-003993 de fecha 8 de mayo de 2012. En la Tabla 14 se muestran estos valores para el sistema de transporte de Coinogas.

**Tabla 14. Gas de empaquetamiento – QGE<sub>t</sub>**  
Floreña - Yopal

Año 1	1.060,00	Año 11	1.060,00
Año 2	1.060,00	Año 12	1.060,00
Año 3	1.060,00	Año 13	1.060,00
Año 4	1.060,00	Año 14	1.060,00
Año 5	1.060,00	Año 15	1.060,00
Año 6	1.060,00	Año 16	1.060,00
Año 7	1.060,00	Año 17	1.060,00
Año 8	1.060,00	Año 18	1.060,00
Año 9	1.060,00	Año 19	1.060,00
Año 10	1.060,00	Año 20	1.060,00

Fuente: Divisa Ingenieros Asociados Ltda.

Radicación CREG E-2012-003993

Una vez establecidas las cantidades de gas de empaquetamiento, es necesario proceder a valorarlas. El precio para valorar el gas de empaquetamiento correspondiente al período tarifario  $t$ ,  $PGE_t$ , equivale a USD 7,74 por MBTU (cifras a diciembre 31 de 2010). El cálculo de este precio se detalla en el Anexo 5.

Con base en lo establecido en los literales c y d del numeral 8.5.3. de la Resolución CREG 126 de 2010 se estimó el valor del gas de empaquetamiento,  $VGE_t$ , y se determinaron los gastos asociados al gas de empaquetamiento para el horizonte de proyección,  $GGE_t$ , los cuales se presentan en la Tabla 15. Estas cifras fueron estimadas utilizando la TRM de la fecha base<sup>1</sup> y la tasa  $Tkc$ , de acuerdo con el artículo 10 de la Resolución CREG 126 de 2010.

**Tabla 15. Gastos de AOM asociados al gas de empaquetamiento,  $GGE_t$**

Floreña - Yopal			
	$QGE_t - MBTU$	$VGE_t - MBTU$	$GGE_t - MBTU$
Año 1	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 2	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 3	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 4	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 5	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 6	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 7	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 8	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 9	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 10	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 11	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 12	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 13	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 14	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 15	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 16	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 17	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 18	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 19	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86
Año 20	1.060,00	8.203,34	2.295.553,86

Fuente: Divisa Ingenieros Asociados Ltda. Radicación CREG E-2012-003993  
Elaboración CREG

### 3.3 Demanda de volumen y capacidad

En el artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece el procedimiento para determinar la demanda eficiente. Este procedimiento comprende: i) publicación de demandas; y ii) evaluación con el factor de utilización (FU). A continuación se describe el desarrollo de este procedimiento.

#### 3.3.1 Publicación de demandas

La metodología establece que:

<sup>1</sup> Tomado el 4 de noviembre de la página <http://www.superfinanciera.gov.co>

"b) Una vez se inicie el trámite administrativo tendiente a resolver la solicitud tarifaria, el Director Ejecutivo de la CREG publicará, mediante circular, las Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen reportadas por el transportador, así como la capacidad total contratada declarada por el agente.

c) Durante los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la circular de la CREG, los terceros interesados podrán enviar preguntas y comentarios a la CREG en relación con las proyecciones de demanda del transportador. De estas preguntas y comentarios se dará traslado al transportador para que, en un término máximo de quince (15) días hábiles siguientes al recibo, responda las preguntas y se pronuncie sobre los comentarios, en documento que deberá presentar a la CREG dentro de este último plazo.

d) La CREG analizará la información mencionada en los literales a) y c) de este numeral, la confrontará con la disponible en la Comisión y podrá exigir explicaciones al transportador, de acuerdo con los elementos de juicio que tenga a su disposición.

(...)"

De acuerdo con lo anterior, mediante la Circular No. 038 de julio 5 de 2012 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó las demandas reportadas por Coinogas. Se recibieron comentarios por parte de terceros interesados los cuales fueron respondidos por Coinogas mediante la comunicación con radicado E-2012-008780 de fecha 13 de septiembre del 2012.

Teniendo en cuenta los comentarios de los interesados y las respuestas de Coinogas frente a los mismos, no se considera necesario ajustar o solicitar el ajuste de las proyecciones presentadas por Coinogas.

### 3.3.2 Evaluación con el factor de utilización (FU)

En el literal e) del artículo 9 de la *metodología* se establece que "... no se admitirán Demandas Esperadas de Capacidad y de Volumen inferiores a aquellas que resulten de aplicar el Factor de Utilización Normativo que se define en el numeral 9.1 de la presente Resolución". De acuerdo con el artículo 3 de la *metodología* el factor de utilización se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$FU_x = \frac{\sum_d^e DMC + \sum_{e+1}^{VUN} DEC}{\sum_d^e CM + \sum_{e+1}^{VUN} CME}$$

Donde:

$FU_x$ : Factor de Utilización para el tramo o grupo de gasoductos  $x$ .

$DMC$ : Demanda Máxima de Capacidad real, reportada por el transportador, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $d$  y el Año  $e$ . En caso de que el transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible.

$DEC$ : Demanda Esperada de Capacidad, para cada uno de los años del período comprendido entre el Año  $e + 1$  y el Año  $VUN$ .

$CM$ : Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los Años del período comprendido entre el Año  $d$  y el Año  $e$ . En caso de que el

transportador no reporte esta información, la Comisión tendrá en cuenta la mejor información disponible.

- CME:** Es el máximo volumen de gas transportable en un día de gas, para cada uno de los Años del periodo comprendido entre el Año  $e + 1$  y el Año  $VUN$ , calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto, así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente Resolución.
- d:** Es el primer Año de la Vida Útil Normativa del tramo o grupo de gasoductos  $x$ . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o *Loops*, la variable  $d$  corresponderá al primer Año de la Vida Útil Normativa de la última expansión.
- e:** Es el último Año del Periodo Tarifario  $t - 1$ .
- VUN:** Es la Vida Útil Normativa del tramo o grupo de gasoductos  $x$ . En caso de que se haya ampliado la capacidad de ese tramo o grupo de gasoductos, a través de compresores o *Loops*, la variable  $VUN$  corresponderá a la Vida Útil Normativa de la última expansión.”

Con base en los valores CM+CME y DMC+DEC reportados por Coinogas en la solicitud tarifaria se calcula el factor de utilización aplicando la anterior ecuación. Sobre la CMMP cabe anotar que a los valores reportados por Coinogas (Tabla 7) se les realizó auditoría técnica según lo establecido en el artículo segundo del auto de pruebas del 6 de febrero de 2012. En su informe final el auditor indicó<sup>2</sup>:

“La empresa llevo a cabo verificaciones y ajustes atendiendo las sugerencias y recomendaciones de la auditoría, mediante los cuales se confirman los valores correspondientes al cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo consignados en el Formato 7. Demandas de capacidad y volumen aportado al Expediente 2011-0078, así: 16,161 KPCD durante todo el horizonte de proyección considerado (enero de 2011 a diciembre de 2030)”

Los informes de la auditoría fueron enviados a Coinogas por parte de la CREG, mediante los oficios S-2012-001518 y S-2012-002008, de fechas 13 de abril y 8 de mayo de 2012. Coinogas no se presentaron comentarios a los informes.

Con base en lo anterior se aplica la fórmula del artículo 3 de la Resolución CREG 126 de 2010 y se obtiene un factor de utilización de 0,57 para el gasoducto Floreña – Yopal. Este valor es superior al factor de utilización normativo de 0,4 aplicable a gasoductos con diámetros inferiores a 16 pulgadas, según se establece en el numeral 9.1.2 de la metodología, razón por la cual es necesario ajustar las demandas según lo dispuesto en la metodología.

En la Tabla 16 se muestran la demanda esperada de capacidad,  $DEC_t$ , y la demanda esperada de volumen,  $DEV_t$ , para efectos tarifarios.

<sup>2</sup> Radicación CREG E-2010-006342.

**Tabla 16. Demandas esperadas de capacidad, DEC<sub>t</sub>, y de volumen, DEV<sub>t</sub>**

Año	Floreña - Yopal	
	Demanda esperada de capacidad (KPCD)	Demanda esperada de volumen (KPC)
Año 1	7.318	2.095.029
Año 2	7.847	2.409.667
Año 3	8.877	2.639.547
Año 4	8.908	2.649.673
Año 5	8.940	2.660.052
Año 6	8.972	2.940.691
Año 7	9.005	2.951.596
Año 8	9.039	2.962.773
Año 9	9.073	2.974.230
Año 10	9.109	2.985.973
Año 11	9.145	2.998.010
Año 12	9.183	3.010.348
Año 13	9.221	3.022.994
Año 14	9.260	3.035.956
Año 15	9.301	3.049.243
Año 16	9.342	3.062.861
Año 17	9.384	3.076.820
Año 18	9.428	3.091.128
Año 19	9.472	3.105.794
Año 20	9.518	3.120.826

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

NOTA: Se considera que el Año 1 corresponde a 2012

#### 4. CÁLCULO TARIFARIO

De acuerdo con lo analizado y propuesto en la sección anterior, y al aplicar el método de cálculo previsto en la metodología, se obtienen los cargos que se indican en la Tabla 17. El cargo equivalente de la pareja 80-20, incluyendo el cargo de AOM, es de 0,252 USD/KPC para el gasoducto Floreña – Yopal (cifras a diciembre de 2010). El cargo vigente es de 0,284 USD/KPC (cifras a diciembre de 2010), de tal forma que el nuevo cargo es 11,08% inferior al cargo vigente.

**Tabla 17. Parejas de cargos fijos y variables y cargo de AOM (cifras a diciembre 31 de 2010)**

COINOGAS	Áf	0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,85	0,9	0,92	0,94	0,96	0,98	1
		Áv	1	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,15	0,1	0,08	0,06	0,04	0,02
Floreña - Yopal	Cargo Fijo (USD/KPCD-año)														
	CFI (L/A)	-	11,034	22,068	27,585	33,101	38,618	44,135	46,894	49,652	50,756	51,859	52,962	54,066	55,169
	Cargo Variable (USD/KPC)														
	CVI (L/A)	0,206	0,185	0,123	0,103	0,082	0,062	0,041	0,031	0,021	0,016	0,012	0,008	0,004	-
	Cargo Fijo de AOM (Col. \$/KPCD-año)														61,430,31

Cálculo CREG

#### 5. PROPUESTA A LA CREG

Con base en el anterior análisis se propone a la CREG adoptar los cargos indicados en la Tabla 17 de este documento, para el sistema de transporte de gas de Coinogas.

### Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 5° del Decreto 2897 de 2010, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 2897 de 2010.

La CREG efectuó el análisis correspondiente, encontrando que no se hace necesaria su remisión a la Superintendencia de Industria y Comercio para los fines antes anotados. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el acto administrativo que se anexa al presente documento es una aplicación de la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010.

A continuación se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

#### **SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO, SIC**

#### **CUESTIONARIO EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS**

**OBJETO PROYECTO DE REGULACIÓN:** Por la cual se establecen los cargos regulados para el sistema de transporte de Coinogas S.A. E.S.P.

**No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:**

---

**COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE:** COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

**RADICACIÓN:**

---

**Bogotá, D.C.** \_\_\_\_\_

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
-----	---------------------------------------	----	----	-------------	---------------

1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X	El acto administrativo constituye una aplicación de la metodología general aprobada mediante Resolución CREG 126 de 2010.  Aprueba cargos aplicables a los gasoductos objeto de la solicitud tarifaria.		
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X			
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X			
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X			
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X			
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X			
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X			
1.6.1	Para nueva empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X			
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X			
2ª.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X			
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X			
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X			
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X			
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X			
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X			

2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3ª.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:		X		
3.1	Genera un régimen de autorregulación o correulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	<b>CONCLUSIÓN FINAL</b>		x	El acto administrativo constituye una aplicación de la metodología general aprobada mediante Resolución CREG 126 de 2010.  Aprueba cargos aplicables a los gasoductos objeto de la solicitud tarifaria.	

Anexo 2. Producer Price Index, PPI

 UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR  
 BUREAU OF LABOR STATISTICS  
[Home](#) ▾ [Subject Areas](#) ▾ [Databases & Tools](#) ▾ [Publications](#) ▾ [Economic Releases](#) ▾

## Databases, Tables & Calculators by Subject

Change Output Options:

From:  To:



include graphs

Data extracted on: November 21, 2012 (4:19:41 PM)

### Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPU0531  
 Not Seasonally Adjusted  
 Group: Fuels and related products and power  
 Item: Natural gas  
 Base Date: 198200

Download:  [.xls](#)

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2002	99.3	78.9	95.9	131.3	125.5	117.7	112.6	114.9	120.9	134.6	167.5	171.1	122.5
2003	193.5	216.5	330.1	201.9	211.2	237.4	219.4	195.4	202.4	184.1	181.2	200.6	214.5
2004	242.3	231.2	208.1	218.7	241.4	270.7	257.5	249.8	212.8	222.1	306.7	289.5	245.9
2005	252.4	253.2	257.4	298.2	278.2	260.5	296.0	316.0	417.3	492.7	486.4	416.0	335.4
2006	403.4	317.6	283.6	277.4	275.8	240.9	241.7	284.0	263.4	176.6	292.9	307.0	280.3
2007	241.7	295.5	298.1	288.4	301.9	304.7	274.0	241.3	216.8	248.6	282.3	292.1	273.8
2008	293.4	332.4	362.7	384.0	437.0	449.5	489.9	355.7	306.9	257.0	217.2	242.0	344.0
2009	229.4	175.9	146.8	138.7	135.6	140.2	151.5	147.8	123.3	154.0	181.5	195.1	160.0
2010	244.4	231.2	204.3	168.8	175.8	178.0	195.4	194.3	157.7	159.6	143.9	176.7	185.8
2011	179.6	183.0	165.0	178.6	182.4	183.9	184.0	182.5	167.1	158.4	148.3	144.4	171.4
2012	132.4	115.3	104.7	92.3	89.4	102.1	114.2(P)	126.8(P)	114.6(P)	125.5(P)			

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

*BHT*

## Anexo 2. Producer Price Index, PPI (cont.)

 UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR  
 BUREAU OF LABOR STATISTICS  
[Home](#) ▾ [Subject Areas](#) ▾ [Databases & Tools](#) ▾ [Publications](#) ▾ [Economic Releases](#) ▾ [Beta](#) ▾

## Databases, Tables &amp; Calculators by Subject

Change Output Options:

From: 1995 ▾

To: 2012 ▾

 include graphs

Data extracted on: November 22, 2012 (8:14:45 AM)

## Producer Price Index-Commodities

Series Id: WPSSOP3200  
 Seasonally Adjusted  
 Group: Stage of processing  
 Item: Capital equipment  
 Base Date: 199200

Download:  .xls

Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1995	135.6	135.8	135.9	136.2	136.5	136.6	136.9	137.0	136.8	137.6	138.0	138.0
1996	138.0	138.1	138.1	138.2	138.3	138.4	138.4	138.6	138.4	138.5	138.3	138.4
1997	138.7	138.6	138.6	138.5	138.2	138.3	138.2	138.2	138.2	138.0	137.8	137.7
1998	137.7	137.7	137.8	137.6	137.4	137.4	137.5	137.3	137.5	137.6	137.7	137.5
1999	137.6(R)	137.7(R)	137.6(R)	137.7(R)	137.7(R)	137.5(R)	137.4(R)	137.4(R)	137.4(R)	137.8(R)	137.9(R)	138.0(R)
2000	138.2	138.3	138.4	138.5	138.8	138.8	139.0	139.0	139.3	139.1	139.4	139.5
2001	139.8	139.3	139.6	139.8	139.7	139.8	140.2	140.1	140.2	139.3	139.4	139.6
2002	139.4	139.5	139.4	139.3	139.2	139.3	138.8	138.7	139.0	139.2	139.0	138.8
2003	139.0	139.0	139.8	139.1	139.2	139.3	139.4	139.7	139.6	140.0	140.0	139.9
2004	140.2	139.9	140.4	140.6	141.0	141.6	141.4	141.9	142.1	142.6	142.8	143.3
2005	143.7	143.7	144.1	144.5	144.9	144.6	145.1	145.1	145.3	145.2	145.0	145.0
2006	145.5	146.0	146.3	146.6	146.9	147.1	146.4	147.1	147.5	146.9	148.3	148.3
2007	148.6	149.0	149.1	149.2	149.4	149.5	149.8	149.8	149.8	150.3	150.7	150.5
2008	151.1	151.7	151.8	152.6	153.0	153.2	154.0	154.7	155.2	156.6	156.5	157.0
2009	157.1	157.0	157.0	157.0	156.7	157.2	156.8	157.3	157.0	156.7	157.1	157.0
2010	157.2	157.2	157.2	157.3	157.6	157.5	157.8	158.0	158.2	157.6	157.5	157.6
2011	158.1	158.5	158.9	159.4	159.5	160.1	160.6	160.6	161.0	160.9	160.9	161.3
2012	161.8	162.2	162.4	162.7	162.8	163.1	163.5(P)	163.8(P)	163.7(P)	163.2(P)		

R : Revised

P : Preliminary. All indexes are subject to revision four months after original publication.

### Anexo 3 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOMg, reportados por Coinogas para el gasoducto Floreña – Yopal

CUENTA	NOMBRE DE LA CUENTA	Pesos Corrientes					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011 (1)
Floreña – Yopal							
<b>5</b>	<b>GASTOS</b>	<b>10.077.196</b>	<b>72.518.177</b>	<b>116.909.095</b>	<b>158.035.522</b>	<b>159.431.156</b>	<b>54.250.885</b>
5101	SUELDOS Y SALARIOS	2.819.604	11.121.968	15.455.334	17.429.039	56.719.282	
5102	CONTRIBUCIONES IMPUTADAS	0	0	0	0	0	159.735
510204	GASTOS MEDICOS Y DROGAS	0	0	0	0	0	159.735
5103	CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	520.566	2.142.790	2.654.984	3.140.786	6.268.579	8.928.509
510302	APORTES A CAJAS DE COMPENSACION FAMILIAR	86.233	367.156	386.712	482.866	960.922	1.385.336
510303	COTIZACIONES A SEGURIDAD SOCIAL EN SALUD	172.466	784.541	821.618	1.053.071	2.146.059	2.959.961
510305	COTIZACIONES A RIESGOS PROFESIONALES	11.253	42.608	420.575	110.854	131.794	412.429
510307	COTIZACIONES A ENTIDADES ADMINISTRADORAS DEL REGIMEN DE AHORRO INDIVIDUAL	250.614	948.486	1.026.079	1.493.995	3.029.804	4.170.782
5104	APORTES SOBRE LA NOMINA	107.791	407.951	483.389	650.012	1.262.395	1.728.134
5111	GENERALES	6.180.321	53.011.752	94.748.568	120.563.722	74.950.301	38.838.909
511106	ESTUDIOS Y PROYECTOS	0	0	10.639.764	26.424.011	0	0
511111	COMISIONES, HONORARIOS Y SERVICIOS	2.742.684	50.767.223	76.510.893	84.556.826	51.134.636	28.152.983
511114	MATERIALES Y SUMINISTROS	806.040	983.174	2.509.776	3.386.298	6.750.019	4.334.271
511115	MANTENIMIENTO	958.143	0	0	325.006	0	116.879
511116	REPARACIONES	0	0	0	0	205.000	247.200
511117	SERVICIOS PUBLICOS	0	0	1.660.243	2.139.235	13.278.222	4.577.770
511119	VIATICOS Y GASTOS DE VIAJE	690.821	0	1.540.293	1.226.252	0	0
511120	PUBLICIDAD Y PROPAGANDA	0	0	0	0	1.727.417	0
511121	IMPRESIONES, PUBLICACIONES, SUSCRIPCIONES Y AFILIACIONES	815.079	794.419	0	0	0	0
511122	FOTOCOPIAS	0	96.492	175.769	135.595	268.870	103.974
511123	COMUNICACIONES Y TRANSPORTE	143.003	0	0	0	0	0
511133	SEGURIDAD INDUSTRIAL	0	0	1.259.723	0	1.144.000	1.283.723
511146	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	0	0	203.776	86.400	0	0
511149	SERVICIOS DE ASEO, CAFETERIA, RESTAURANTES Y LAVANDERIA	0	0	203.113	326.811	296.600	22.110
511155	ELEMENTOS DE ASEO, LAVANDERIA Y CAFETERIA	24.552	18.763	45.217	1.957.288	145.537	0
511190	OTROS GASTOS GENERALES	0	351.681	0	0	0	0
5120	IMPUESTOS CONTRIBUCIONES Y TASAS	448.914	5.833.716	3.566.820	16.251.964	20.230.599	4.595.598
512004	CONTRIBUCION A LAS SUPERINTENDENCIAS	0	0	734.575	1.077.162	2.490.697	76.441
512005	CONTRIBUCION A LAS COMISIONES DE REGULACION	0	0	0	852.348		817.981
512009	INDUSTRIA Y COMERCIO	0	3.931.060	0	7.334.815	8.164.000	0
512010	TASAS	0	0	0	0	245.000	0
512011	IMPUESTOS SOBRE VEHICULOS AUTOMOTORES	0	0	0	1.359.689	3.806.400	0
512024	GRAVAMENES A LOS MOVIMIENTOS FINANCIEROS	448.914	1.902.656	2.832.245	5.164.708	4.399.502	3.701.175

CUENTA	NOMBRE DE LA CUENTA	Pesos Corrientes					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011 (1)
<b>Floreña – Yopal</b>							
512025	IMPUESTO DE TIMBRE	0	0	0	463.241	0	0
512090	OTROS IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES	0	0	0	0	1.125.000	0
<b>7</b>	<b>COSTOS DE PRODUCCION</b>	<b>58.989.853</b>	<b>154.977.657</b>	<b>1.258.390.303</b>	<b>635.535.640</b>	<b>1.691.802.879</b>	<b>543.615.634</b>
<b>7505</b>	<b>SERVICIOS PERSONALES</b>	<b>38.516.641</b>	<b>92.856.663</b>	<b>119.178.789</b>	<b>211.077.282</b>	<b>154.900.521</b>	<b>305.860.912</b>
750501	SUELDOS DE PERSONAL	23.027.364	55.765.735	63.041.390	92.624.522	0	194.886.308
750503	HORAS EXTRAS Y FESTIVAS	0	0	286.780	9.279.304	9.993.165	13.620.620
750505	COSTOS DE REPRESENTACION	302.821	431.533	8.627.038	21.209.014	32.265.337	18.679.345
750513	PRIMA DE VACACIONES	0	0	0	1.054.214	3.246.964	2.346.556
750515	PRIMAS EXTRAS LEGALES	0	0	0	1.744.903	5.374.281	3.883.958
750518	VACACIONES	960.289	2.325.431	2.668.325	4.423.362	4.814.392	3.890.156
750520	BONIFICACIONES	0	566.598	0	0	500.000	0
750522	SUBSIDIO DE ALIMENTACION	0	0	0	2.051.511	6.364.726	4.244.562
750523	AUXILIO DE TRANSPORTE	0	188.051	982.065	1.953.799	2.954.663	2.436.542
750524	CESANTIAS	2.005.265	4.994.851	5.911.216	8.919.827	10.029.429	7.972.365
750525	INTERESES A LAS CESANTIAS	77.014	376.868	637.097	1.064.023	1.181.611	938.169
750529	INDEMNIZACIONES	0	0	0	0	4.190.460	0
750530	CAPACITACION, BIENESTAR SOCIAL Y ESTIMULOS	0	0	841.920	4.374.682	11.378.000	2.311.481
750531	DOTACION Y SUMINISTRO A TRABAJADORES	0	360.414	1.508.416	3.809.718	3.456.790	3.990.082
750535	APORTES A CAJAS DE COMPENSACION FAMILIAR	906.723	2.189.834	2.559.541	4.225.320	4.582.157	3.745.054
750536	APORTES AL ICBF	680.042	1.672.973	1.919.654	3.146.917	3.409.939	3.403.740
750537	APORTES A SEGURIDAD SOCIAL	1.813.444	4.649.064	5.438.766	9.524.068	12.005.382	9.451.111
750538	APORTES AL SENA	453.361	1.115.315	1.279.770	2.097.948	2.273.292	1.856.374
750541	COSTOS MEDICOS Y DROGAS	0	0	740.323	1.254.995	506.100	1.911.949
750544	RIESGOS PROFESIONALES	1.172.016	2.738.119	2.783.228	5.559.389	6.908.029	5.601.090
750547	VIATICOS	59.884	752.669	35.525	0	0	0
750548	GASTOS DE VIAJE	2.417.993	3.343.764	6.667.634	11.370.947	5.842.595	1.735.216
750552	PRIMA DE SERVICIOS	2.005.265	4.902.675	5.571.473	8.967.473	10.029.429	7.855.291
750568	COTIZACIONES A SOCIEDADES ADMINISTRADORAS DEL REGIMEN DE AHORRO INDIVIDUAL	2.635.162	6.482.768	7.678.626	12.421.346	13.593.780	11.100.941
<b>7510</b>	<b>GENERALES</b>	<b>7.587.471</b>	<b>13.927.513</b>	<b>28.484.673</b>	<b>104.248.885</b>	<b>214.101.182</b>	<b>52.311.305</b>
751024	IMPRESIONES Y PUBLICACIONES	0	0	0	0	1.528.500	582.326
751025	FOTOCOPIAS, UTILES DE ESCRITORIO Y PAPELERIA	123.660	1.238.415	2.269.106	4.016.635	2.974.093	2.018.378
751026	COMUNICACIONES	277.740	916.813	5.447.358	12.623.865	11.259.614	0
751036	SEGURIDAD INDUSTRIAL	0	21.032	89.454	3.672.707	0	1.104.870
751037	TRANSPORTE, FLETES Y ACARREOS	7.186.070	11.751.252	20.678.755	83.935.678	198.338.975	48.605.731
<b>7540</b>	<b>ORDENES Y CONTRATOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACION</b>	<b>203.605</b>	<b>2.394.288</b>	<b>1.100.167.030</b>	<b>266.024.686</b>	<b>1.236.500.163</b>	<b>105.531.222</b>
754001	MANTENIMIENTO DE CONSTRUCCIONES Y EDIFICACIONES	0	354.124	0	0	0	0

CUENTA	NOMBRE DE LA CUENTA	Pesos Corrientes					
		2006	2007	2008	2009	2010	2011 (1)
<b>Floreña - Yopal</b>							
754002	MANTENIMIENTO MAQUINARIA Y EQUIPO	0	0	0	1.589.016	7.350.440	677.216
754003	MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE OFICINA	0	0	422.593	103.176	0	243.109
754004	MANTENIMIENTO DE EQUIPO COMPUTACION Y COMUNICACIÓN	0	0	0	0	301.600	517.970
754005	MANTENIMIENTO EQUIPO DE TRANSPORTE, TRACCION Y ELEVACION	203.605	1.626.547	390.113	2.429.609	515.000	871.568
754006	MANTENIMIENTO TERRENOS	0	413.617	221.929.958	237.215.939	499.666.784	0
754007	MANTENIMIENTO LINEAS, REDES Y DUCTOS	0	0	875.738.576	0	728.666.339	103.221.359
754008	MANTENIMIENTO DE PLANTAS	0	0	992.594	24.686.945	0	0
754090	OTROS CONTRATOS DE MANTEMIENTO Y REPARACIONES	0	0	693.195	0	0	0
7542	HONORARIOS	5.284.397	30.418.783	0	980.176	1.340.000	1.665.529
754207	ASESORIA TECNICA	5.284.397	26.877.542	0	980.176	1.340.000	1.665.529
754290	OTROS	0	3.541.240	0	0	0	0
7545	SERVICIOS PÚBLICOS	275.549	3.612.231	2.776.866	586.813	0	7.724.771
7550	OTROS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	5.901.623	10.046.652	6.284.343	11.403.000	15.499.584	13.153.309
755001	REPUESTOS PARA VEHICULOS	143.721	158.648	758.344	1.782.615	3.530.356	1.674.574
755002	LLANTAS Y NEUMATICOS	0	0	0	1.673.382	0	740.235
755004	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES	2.049.159	5.471.215	5.389.188	7.640.605	11.969.228	8.388.253
755005	MATERIALES PARA CONSTRUCCION	3.708.742	4.416.789	0	0	0	0
755006	MATERIALES PARA LABORATORIO	0	0	0	306.398	0	2.350.246
755090	OTROS COSTOS	0	0	136.812	0	0	0
7560	SEGUROS	1.220.567	1.677.333	1.498.602	41.214.798	67.501.749	53.964.828
756002	DE CUMPLIMIENTO	634.393	0	84.289	291.204	1.226.785	0
756004	DE VIDA COLECTIVA	0	0	0	1.367.849	3.952.964	0
756008	DE FLOTA Y EQUIPO DE TRANSPORTE	0	1.677.333	1.414.313	1.523.173	11.403.984	1.121.943
756009	DE RESPONSABILIDAD CIVIL Y EXTRA CONTRACTUAL	586.174	0	0	38.032.572	50.918.016	52.842.885
7565	IMPUESTOS	0	44.195	0	0	1.177.600	0
756505	DE VEHICULOS	0	44.195	0	0	1.177.600	0
7570	ORDENES Y CONTRATOS POR OTROS SERVICIOS	0	0	0	0	782.080	3.403.758
757001	ASEO	0	0	0	0	0	828.558
757002	VIGILANCIA	0	0	0	0	782.080	554.163
757090	OTROS CONTRATOS	0	0	0	0	0	2.021.037
<b>Total cuentas 5 y 7 - Pesos Diciembre 2010</b>		<b>69.067.049</b>	<b>227.495.834</b>	<b>1.375.299.398</b>	<b>793.571.161</b>	<b>1.851.234.035</b>	<b>597.866.519</b>

Fuente: Coinogas, radicación CREG E-2011-009989.

(1) Información con corte a agosto de 2011.

**Anexo 4. Conceptos a excluir de los gastos de administración, operación y mantenimiento, AOMg, reportados por Coinogas para el gasoducto Floreña – Yopal**

Concepto [1]	Periodo Tarifario t-1					
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pesos de diciembre 2010						
Gastos asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.	208.995	1.243.502	11.419.576	39.117.878	33.964.200	31.060.694
Gastos asociados con los servicios prestados a otros agentes.						
Gastos asociados a activos de conexión de otro agente o activos de conexión de usuarios siempre y cuando estos activos no estén en la base de inversión.						
Gastos asociados con servicios prestados a terceros.			18.242.062	7.670.260	27.768.629	14.390.584
Gastos asociados con la remuneración de la inversión de activos de terceros.						
Gastos asociados con la reposición de activos.						
Impuesto de renta.	5.824.310	12.250.992	13.565.436	29.272.196	35.739.000	
Pensiones de jubilación ya reconocidas.						
Erogaciones asociadas con los costos de la inversión en infraestructura, tales como arrendamiento de infraestructura de transporte de gas, entre otras, y en general todo lo relacionado con actividades diferentes a la de la prestación del servicio de transporte de gas natural.	6.227.928	15.776.525	21.206.788	35.620.200	425.179.369	229.656.654
Todos los gastos que no representan erogaciones en efectivo como depreciaciones y amortizaciones, distintas a las amortizaciones de gastos diferidos relacionadas con la prestación del servicio de transporte.			7.866.374			
Multas y penalizaciones.		1.389.299		21.511.159		
Gastos por concepto de compresión asociada al sistema de transporte.						
Gastos por concepto de corridas con raspador inteligente.						
Gastos de AOM asociados a puntos de entrada y salida no incluidos en los cargos de transporte del Periodo Tarifario						
Gastos que la comisión encuentre que no están asociados a la actividad e transporte de gas natural						
<b>Total</b>	<b>12.261.233</b>	<b>30.660.319</b>	<b>72.300.236</b>	<b>133.181.683</b>	<b>522.651.198</b>	<b>275.107.932</b>

Fuente: Coinogas, radicado CREG E-2011-009989

### Anexo 5. Precio para valorar el gas de empaquetamiento, PGEt

En el numeral 8.5.3 de la Resolución CREG 126 de 2010 se establece una metodología para valorar el gas de empaquetamiento incorporando precios de mercado, como se indica a continuación:

“La CREG calculará el precio para valorar el Gas de Empaquetamiento –  $PGE_t$  – utilizando la siguiente ecuación:

$$PGE_t = \frac{1}{QT_s + QT_r} \times \left[ \sum_{s=1}^i (P_s \times Q_s) + \sum_{r=1}^j (P_r \times Q_r) \right]$$

Donde:

$PGE_t$ : Precio para valorar el Gas de Empaquetamiento correspondiente al Período Tarifario  $t$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU.

$QT_s$ : Suma de las cantidades de gas natural contratadas en firme a través de las  $i$  subastas. Esta cifra se expresará en MBTUD.

$QT_r$ : Suma de las cantidades de gas natural contratadas en firme y provenientes de los  $j$  campos de producción. Se tomará como referencia la información de contratos más reciente reportada por los productores a la autoridad competente. Esta cifra se expresará en MBTUD.

$P_s$ : Precio resultante de la subasta  $s$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU. Cuando en una subasta haya múltiples productos y múltiples precios,  $P_s$  será el resultado de ponderar los precios resultantes de la subasta por las cantidades de cada producto.

$Q_s$ : Cantidad de gas natural contratada en la subasta  $s$ , expresada en MBTUD.

$P_r$ : Precio regulado del campo  $r$ , expresado en dólares de la Fecha Base por MBTU, vigente al momento de la aprobación de los cargos regulados de transporte.

$Q_r$ : Cantidad de gas natural proveniente del campo  $r$ , contratada en firme y expresada en MBTUD. Se tomará como referencia la información de contratos más reciente reportada por los productores a la autoridad competente.

$s$ : Subasta realizada en el marco de la Resolución CREG 095 de 2008, o aquellas que la modifiquen o complementen.

$r$ : Campo de producción de gas natural con precio regulado.

$i$ : Número de subastas realizadas en el marco de la Resolución CREG 095 de 2008 o aquellas que la modifiquen o complementen, durante los tres (3) años anteriores a la aprobación de los cargos regulados de transporte.

$j$ : Número de campos de producción de gas natural con precio regulado.

Los precios se actualizarán a la Fecha Base utilizando el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a gas natural, reportado por la Oficina de

Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPU0531). Para estos efectos se tomarán los índices disponibles al momento de efectuar el cálculo."

Para aplicar esta metodología, y a la fecha de elaboración de este documento, en los archivos de la Comisión se dispone de la siguiente información:

Qr = 617.900 MBTUD (Suma de contratos de La Guajira para el mes de Octubre de 2012)  
 Pr = 6,0399 USD/MBTU (octubre 2012)  
 Pr = 8,5 USD/MBTU (fecha base) [indexado con serie ID: WPU0531 disponible noviembre 21 de 2012, ver Anexo 2.

Producto	QS	PS (Octubre 2012)	PS (Fecha base) [1]
1	25,71	3,49	4,91
2	27,20	3,47	4,89
3	21,24	3,53	4,98
4	15,30	2,50	3,52
5	10,10	3,60	5,07
6	16,76	3,60	5,07
7	33,43	3,57	5,02
8	5,00	3,38	4,76
9	6,00	3,66	5,15
10	10,00	5,10	7,18

[1] indexado con serie ID: WPU0531 disponible noviembre 21 de 2012, ver Anexo 2

Al aplicar la fórmula de la *metodología* se obtiene que el precio del gas,  $PGE_t$ , es de 7,74 USD/MBTU (cifras de la fecha base)

**Anexo 6. Gastos de AOM para el horizonte de proyección, AOM,**

Año	Floreña - Yopal
	Pesos de diciembre de 2010
Año 1	529.939.483
Año 2	529.939.483
Año 3	529.939.483
Año 4	529.939.483
Año 5	529.939.483
Año 6	529.939.483
Año 7	529.939.483
Año 8	529.939.483
Año 9	529.939.483
Año 10	529.939.483
Año 11	529.939.483
Año 12	529.939.483
Año 13	529.939.483
Año 14	529.939.483
Año 15	529.939.483
Año 16	529.939.483
Año 17	529.939.483
Año 18	529.939.483
Año 19	529.939.483
Año 20	529.939.483

Fuente: Cálculos CREG