



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**CARGOS REGULADOS PARA GASODUCTOS
TIPO II SEGÚN SOLICITUD DE LA
TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A.**

DOCUMENTO CREG-083
Diciembre 3 de 2012

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

CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	134
1.1 Descripción de los gasoductos	134
1.2 Desarrollo de la actuación administrativa	135
2. SOLICITUD TARIFARIA.....	137
2.1 Inversión	137
2.1.1 Programa de nuevas inversiones del período tarifario t	138
2.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento	138
2.2.1 Gastos asociados al PNI del período tarifario t	138
2.2.2 Otros gastos de AOM	139
2.3 Demanda de volumen y capacidad	139
2.4 Capacidad máxima de mediano plazo.....	141
3. ANÁLISIS DE LA SOLICITUD TARIFARIA DE LA EMPRESA.....	141
3.1 Inversión	141
3.1.1 Programa de nuevas inversiones, PNI_t	142
3.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM_t	143
3.2.1 Gastos de AOM asociados al PNI_t , AOM_t^{PNI}	143
3.2.2 Otros gastos de AOM asociados al PNI, $OAOM_t^{PNI}$	144
3.3 Demanda de volumen y capacidad	144
3.3.1 Publicación de demandas	144
3.3.2 Evaluación con el factor de utilización (FU).....	146
4. CÁLCULO TARIFARIO.....	148
5. PROPUESTA A LA CREG.....	149

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Análisis en el marco del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009	150
Anexo 2. Producer Price Index, PPI.....	153
Anexo 3. Valoración de inversiones en gasoductos por comparación.....	155
Anexo 4. Reconocimiento de gastos de AOM asociados a nuevas inversiones en el sistema de transporte de gas natural.....	188

CARGOS REGULADOS PARA GASODUCTOS TIPO II SEGÚN SOLICITUD DE LA TRANSPORTADORA DE METANO E.S.P. S.A.

1. ANTECEDENTES

La Transportadora de Metano E.S.P. S.A., en adelante Transmetano, es una empresa dedicada a la actividad de transporte de gas natural. Esta empresa planea construir los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, para los cuales solicitó a la CREG la aprobación de cargos regulados.

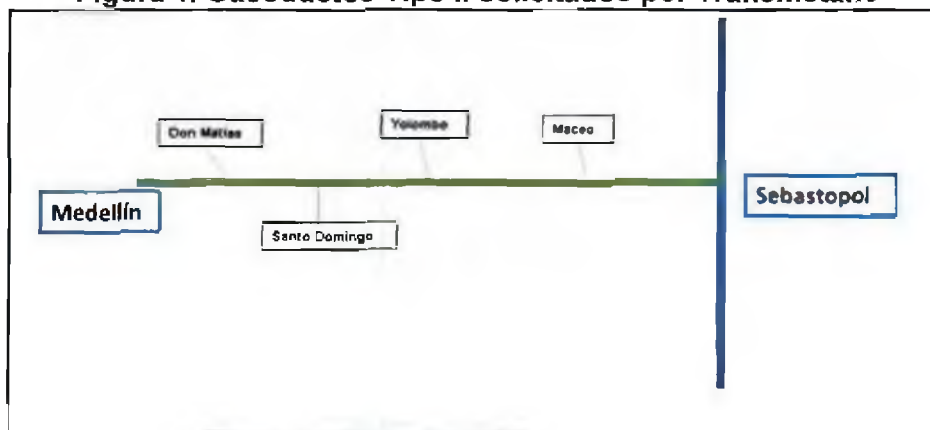
1.1 Descripción de los gasoductos

A continuación se presenta una breve descripción de los gasoductos para los cuales Transmetano solicitó la aprobación de cargos.

Gasoducto Santo Domingo

Este gasoducto conectaría al municipio de Santo Domingo con la línea troncal del Gasoducto Sebastopol – Medellín. Tendría una longitud de 4,3 km y un diámetro de 2,375”¹. En la Figura 1 se esboza el trazado del gasoducto.

Figura 1. Gasoductos Tipo II solicitados por Transmetano



Fuente: Elaboración CREG con base en solicitud tarifaria. La figura no representa escala real

Gasoducto Yolombó

Este gasoducto conectaría al municipio de Yolombó con la línea troncal del Gasoducto Sebastopol – Medellín. Tendría una longitud de 3,9 km y un diámetro de 2,375”². En la Figura 1 se esboza el trazado del gasoducto.

¹ Información tomada del expediente CREG 2011 -0043, el cual contiene toda la información de la actuación administrativa.

² Información tomada del expediente CREG 2011 -0044, el cual contiene toda la información de la actuación administrativa.

✍

Gasoducto Maceo

Este gasoducto conectaría al municipio de Maceo con la línea troncal del Gasoducto Sebastopol – Medellín. Tendría una longitud de 5,9 km y un diámetro de 2,375^{m3}. En la Figura 1 se esboza el trazado del gasoducto.

Gasoducto Don Matías

Este gasoducto conectaría al municipio de Don Matías con la línea troncal del Gasoducto Sebastopol - Medellín. Tendría una longitud de 9,6 km y un diámetro de 2,375^{m4}. En la Figura 1 se esboza el trazado del gasoducto.

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.
- El artículo 25 de la Resolución CREG 126 de 2010 determina las normas aplicables a las extensiones de la red tipo II de transporte, cuya definición se establece en el artículo 22 de la misma resolución.
- Mediante las comunicaciones con radicados CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757, Transmetano presentó a la Comisión la solicitud de aprobación de cargos para los gasoductos de transporte Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, de conformidad con la *metodología*, en particular el artículo 25 de la misma.
- La CREG, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 25 de la *metodología*, mediante las Circulares No. 03, 04, 05 y 06 de 2011 hizo público el contenido de los sobres No. 1 que Transmetano radicó en la CREG como parte de las solicitudes de cargos de los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, respectivamente.
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 25 de la *metodología*, mediante la Circular No. 029 de 2011 la CREG informó el lugar, la fecha y la hora en que se llevaría a cabo la audiencia pública en la que se daría apertura a los sobres de los interesados en prestar el servicio de transporte de gas natural a través de los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías.
- Según lo señalado en la mencionada Circular No. 029 de 2011, el 16 de mayo de 2011, a las 2:00 p.m., se realizó la audiencia pública de apertura de los sobres de los interesados. En dicha audiencia se evidenció que Transmetano fue la única empresa que manifestó interés en los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, como consta en el acta con radicado I-2011-001771.

³ Información tomada del expediente CREG 2011 -0045, el cual contiene toda la información de la actuación administrativa.

⁴ Información tomada del expediente CREG 2011 -0046, el cual contiene toda la información de la actuación administrativa.

- Mediante la comunicación S-2012-00228, la Comisión solicitó a Transmetano la siguiente información para los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías: i) memorias de cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo; ii) tipos de localización (i.e. 'class location'); y iii) derecho de vía compartido con otros ductos.
- Transmetano dio respuesta al oficio S-2012-00228 mediante la comunicación E-2012-007885.
- De acuerdo con lo establecido en el literal b del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante las Circulares No. 027, 028, 029 y 030 de 2012 la Dirección Ejecutiva de la Comisión publicó las demandas esperadas de volumen y capacidad presentadas por Transmetano en sus solicitudes tarifarias.
- Durante el término establecido en el literal c del artículo 9 de la Resolución CREG 126 de 2010, mediante la comunicación E-2012-005137, la Comisión recibió comentarios de Empresas Públicas de Medellín sobre la información de demandas esperadas de volumen y capacidad declaradas por Transmetano para el gasoducto Don Matías, publicadas en la Circular No. 030 de 2012.
- Mediante la comunicación E-2012-007828 Transmetano dio respuesta a las observaciones que hizo Empresas Públicas de Medellín en la comunicación E-2012-005137.
- Mediante la comunicación S-2012-003456, la Comisión solicitó a Transmetano información sobre tipo de conexiones, cruces sísmicos, cruces subfluviales, tipos de suelo, tipos de vegetación, técnicas de manejo de nivel freático, kilómetros del recorrido de los gasoductos en 'terreno extremo', kilómetros del recorrido del gasoducto en localidad clase 4 dentro de poblaciones de más de 50.001 habitantes, kilómetros del recorrido del gasoducto en 'terreno cultivado' y kilómetros del recorrido del gasoducto con dobles juntas.
- Transmetano dio respuesta al oficio S-2012-003456 mediante la comunicación E-2012-009296.

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 que las autoridades 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 Transmetano, y analizadas por la Comisión, cuando fue necesario, se realizó de acuerdo con los índices presentados en el Anexo 2 de este documento.

2. SOLICITUD TARIFARIA

En el sobre No. 2 de las comunicaciones con radicados CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757 y mediante las comunicaciones E-2012-007885 y E-2012-009296, Transmetano reportó la información requerida para el cálculo tarifario de los gasoductos de transporte Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías. A continuación se describe la información reportada por la empresa.

2.1 Inversión

De acuerdo con la *metodología*, para el cálculo tarifario de un sistema de transporte existente 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.

En el caso de los nuevos gasoductos de la red tipo II de transporte, por tratarse de sistemas que no existían para el período tarifario t-1, el transportador sólo debe reportar la información correspondiente a la variable PNI del período tarifario t. En este sentido, a continuación se presenta la información reportada por Transmetano para esta variable.

2.1.1 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 indicar la fecha de entrada en operación de los activos. En la Tabla 1 se presenta la información reportada por Transmetano.

Tabla 1. Programa de nuevas inversiones del período tarifario t, reportado por Transmetano

Tramo o grupo de gasoductos	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total años 1 a 5
	USD de diciembre 31 de 2010					
Santo Domingo	965.000	-	-	-	-	965.000
Yolombó	957.000	-	-	-	-	957.000
Maceo	1.195.550	-	-	-	-	1.195.550
Don Matías	1.613.000	-	-	-	-	1.613.000

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757

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.

En el caso de los nuevos gasoductos de la red tipo II de transporte, por tratarse de sistemas que no existían para el período tarifario t-1, el transportador sólo debe reportar los gastos de AOM asociados a los proyectos del PNI, así como los otros gastos de administración asociados a los mismos (compresión, corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento y valor catastral de los terrenos e inmuebles). En este sentido, a continuación se presenta la información reportada por Transmetano para esta variable.

2.2.1 Gastos asociados al PNI del período tarifario t

En la Tabla 2 se presentan los gastos de AOM declarados por Transmetano y asociados al PNI que proyecta realizar en los gasoductos de transporte para los que solicitó la aprobación de tarifas.

Tabla 2. Gastos de AOM asociados al PNI del período tarifario t, reportados por Transmetano

Tramo o grupo de gasoductos	Santo Domingo	Yolombó	Maceo	Don Matías
Pesos de diciembre de 2010				
Año 1	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 2	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 3	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 4	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 5	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 6	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 7	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 8	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 9	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 10	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 11	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 12	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 13	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 14	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 15	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 16	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 17	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 18	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 19	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 20	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757

2.2.2 Otros gastos de AOM

Con respecto a los otros gastos de AOM, asociados a corridas con raspador inteligente, gas de empaquetamiento, terrenos e inmuebles y compresión, se tiene que en las solicitudes tarifarias de Transmetano los valores asociados a esos conceptos los reportó en cero.

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 3 y en la Tabla 4 se muestran las demandas reportadas por Transmetano en la solicitud tarifaria.

Tabla 3. Demanda esperada de capacidad, reportada por Transmetano

Tramo o grupo de gasoductos	Santo Domingo	Yolombó	Maceo	Don Matías
	kpcd			
Año 1	24	24	21	38
Año 2	28	28	26	47
Año 3	41	41	44	79
Año 4	41	41	53	96
Año 5	41	41	51	92
Año 6	41	41	52	95
Año 7	42	42	54	97
Año 8	43	43	55	100
Año 9	44	44	56	102
Año 10	45	45	57	104
Año 11	46	46	59	107
Año 12	47	47	60	109
Año 13	48	48	61	111
Año 14	48	48	62	113
Año 15	49	49	64	115
Año 16	50	50	65	118
Año 17	51	51	66	120
Año 18	52	52	67	123
Año 19	54	54	69	125
Año 20	55	55	70	128

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757

Tabla 4. Demanda esperada de volumen, reportada por Transmetano

Tramo o grupo de gasoductos	Santo Domingo	Yolombó	Maceo	Don Matías
	kpc			
Año 1	4.380	4.380	3.650	6.935
Año 2	5.110	5.110	4.745	8.760
Año 3	8.760	8.760	9.490	17.155
Año 4	11.315	11.315	14.600	26.280
Año 5	11.680	11.680	14.965	27.010
Año 6	11.680	11.680	15.330	27.740
Año 7	12.045	12.045	15.695	28.470
Año 8	12.410	12.410	16.060	29.200
Año 9	12.775	12.775	16.425	29.930
Año 10	13.140	13.140	16.790	30.295
Año 11	13.505	13.505	17.155	31.025
Año 12	13.870	13.870	17.520	31.755
Año 13	14.235	14.235	17.885	32.485
Año 14	14.235	14.235	18.250	33.215
Año 15	14.600	14.600	18.615	33.580
Año 16	14.600	14.600	18.980	34.310
Año 17	14.965	14.965	19.345	35.040
Año 18	15.330	15.330	19.710	35.770
Año 19	15.695	15.695	20.075	36.500
Año 20	16.060	16.060	20.440	37.230

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757

Nota: Transmetano, en las solicitudes tarifarias la demanda esperada de volumen la reportó en kpcd. Para ponerla en kpc se multiplicó por 385.



2.4 Capacidad máxima de mediano plazo

En la Tabla 5 se presentan las capacidades máximas de mediano plazo, CMMP, reportadas por Transmetano para cada uno los gasoductos de transporte para los que solicitó la aprobación de tarifas.

Tabla 5. Capacidad máxima de mediano plazo, reportada por Transmetano

Tramo o grupo de gasoductos	Santo Domingo	Yolombó	Maceo	Don Matías
	kpcd			
Año 1	70	70	70	140
Año 2	70	70	70	140
Año 3	70	70	70	140
Año 4	70	70	70	140
Año 5	70	70	70	140
Año 6	70	70	70	140
Año 7	70	70	70	140
Año 8	70	70	70	140
Año 9	70	70	70	140
Año 10	70	70	70	140
Año 11	70	70	70	140
Año 12	70	70	70	140
Año 13	70	70	70	140
Año 14	70	70	70	140
Año 15	70	70	70	140
Año 16	70	70	70	140
Año 17	70	70	70	140
Año 18	70	70	70	140
Año 19	70	70	70	140
Año 20	70	70	70	140

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757

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 Programa de nuevas inversiones, PNI_t

La metodología establece lo siguiente con respecto al PNI_t :

"Son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada Año del Período Tarifario y que estén asociados al concepto de confiabilidad en transporte, entendido como las inversiones requeridas para mantener la integridad y seguridad de la infraestructura existente, salvo que por vía regulatoria se adopte una nueva definición del concepto de confiabilidad en transporte. El Programa de Nuevas Inversiones no incluirá las inversiones en Aumento de Capacidad. Para la aplicación de la metodología contenida en la presente Resolución, se entenderá por Programa de Nuevas Inversiones del Período Tarifario lo dispuesto en la Resolución CREG 001 de 2000 y aquellas que la han modificado y complementado".

Mediante concepto S-2010-003760 de fecha 3 de septiembre de 2010 la Comisión aclaró lo siguiente:

"(...) el PNI del Período Tarifario t (PNI_t), esto es, el período tarifario regulado por la Resolución CREG 126 de 2010, debe entenderse en la forma definida por esta Resolución, es decir, como las inversiones que se requieran durante dicho período para mantener la confiabilidad e integridad del sistema existente.

Y en cuanto al PNI del Período Tarifario $t-1$, esto es, el regulado por la Resolución CREG 001 de 2000, debe entenderse como lo definió esa Resolución, vale decir, como al conjunto de inversiones que proyectaba realizar el transportador durante ese período tarifario (PNI_{t-1}).

De acuerdo con lo anterior, para efectos tarifarios se deben considerar aquellas inversiones que se requieran durante el nuevo período tarifario para mantener la confiabilidad e integridad del sistema existente.

Ahora bien, cuando se trata de sistemas independientes de transporte que no existen a la fecha de la solicitud tarifaria, como es el caso de las extensiones de la red tipo II de transporte objeto de la presente solicitud tarifaria, las inversiones asociadas a los mismos pueden ser consideradas como inversiones propias de un programa de nuevas inversiones del período tarifario t . Lo anterior en la medida en que, al no existir, las mismas no pueden ser parte de las inversiones del período tarifario $t-1$, y, al no corresponder a expansiones de un sistema existente, tampoco pueden considerarse como inversiones en aumento de capacidad.

Sobre la base de lo anterior, es de recordar lo señalado en el literal h del artículo 24 de la metodología:

"h) Si dentro de este procedimiento sólo se presenta una solicitud tarifaria o sólo se reciben solicitudes de transportadores que tienen interés económico entre sí, la CREG evaluará la solicitud del agente que presentó los tres sobres de conformidad con el literal a) de este artículo. Este procedimiento se llevará a cabo de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1 de la presente Resolución. Los cargos estarán vigentes por el Período Tarifario; finalizado este período a estos activos se les aplicará la metodología que esté vigente para remunerar la actividad de transporte de gas".

En el Anexo 3 se expone la manera como se dio aplicación a los criterios establecidos en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Al aplicar dichos criterios se obtienen los valores señalados en la Tabla 6, correspondientes a los valores eficientes del programa de nuevas inversiones, PNI_t .

Tabla 6. Valor eficiente del programa de nuevas inversiones del periodo tarifario t , PNI_t

Tramo o grupo de	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total años 1 a 5
USD de diciembre 31 de 2010						
Santo Domingo	757.053	-	-	-	-	757.053
Yolombó	600.200	-	-	-	-	600.200
Maceo	861.392	-	-	-	-	861.392
Don Matías	1.258.812	-	-	-	-	1.258.812

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757 y Análisis CREG

Cabe señalar que con referencia a los kilómetros de recorrido en terreno extremo, Transmetano reportó en la comunicación E-2012-009296 una información que no le permite a esta Comisión concluir que, en los recorridos indicados por la empresa, efectivamente hay terrenos con los atributos indicados en el Anexo 3 de este documento: pendientes iguales o superiores a 30%, y donde el equipo tradicionalmente utilizado en la construcción no puede funcionar normalmente. Esto a menudo requiere el uso de técnicas de tuberías y equipos especiales; la utilización de cables/tornos de anclado; el uso de helicópteros para la entrega del personal, material y a menudo de equipo.

En consecuencia, para los efectos de la caracterización de los ductos y su valoración no se tuvo en cuenta la presencia de terreno extremo.

3.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento, AOM_t

A continuación se presenta la evaluación de los gastos de AOM declarados por Transmetano, con base en los criterios establecidos en la metodología.

3.2.1 Gastos de AOM asociados al PNI_t , AOM_t^{PNI}

De acuerdo con lo analizado en el Anexo 4, el valor medio de gastos de AOM anuales con respecto a la inversión es de 4,07% para compañías que operan en Estados Unidos de América. Se considera que este valor es una referencia adecuada para valorar gastos de AOM en transporte de gas.

Al calcular la relación entre los gastos de AOM indicados en la Tabla 2, expresados en dólares de la fecha base, y los valores de inversión indicados en la Tabla 6, se obtienen valores anuales inferiores al 4,07%. En tal sentido, y para efectos regulatorios, los valores de AOM reportados por Transmetano se consideran eficientes.

Con base en lo anterior, en la Tabla 7 se indican los valores eficientes de los gastos de AOM asociados al PNI del periodo tarifario t , AOM_t^{PNI} .

Tabla 7. Valor eficiente de los gastos de AOM asociados al PNI del período tarifario t , AOM_t^{PNI}

Tramo o grupo de gasoductos	Santo Domingo	Yolombó	Maceo	Don Matías
	Pesos de diciembre de 2010			
Año 1	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 2	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 3	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 4	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 5	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 6	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 7	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 8	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 9	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 10	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 11	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 12	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 13	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 14	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 15	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 16	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 17	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 18	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 19	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000
Año 20	32.000.000	32.000.000	48.000.000	80.000.000

Fuente: CREG E-2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757 y análisis CREG

3.2.2 Otros gastos de AOM asociados al PNI, $OAOM_t^{PNI}$

Como se indicó en la sección 2.2.2, para los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, Transmetano reportó en cero los valores asociados a otros gastos de AOM.

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:

“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 las Circulares No. 027, 028, 029 y 030 de 2012 la Dirección Ejecutiva de la CREG publicó las demandas reportadas por Transmetano.

Mediante la comunicación E-2012-005137, Empresas Públicas de Medellín formuló unas observaciones a las demandas declaradas por Transmetano para el gasoducto Don Matías y hechas públicas en la Circular No. 030 de 2012. Sobre las demandas de los otros gasoductos no se recibieron comentarios.

Empresas Públicas de Medellín en la citada comunicación indicó lo siguiente:

"...a partir de los análisis de mercado que EPM ha realizado en la zona, se encuentra que la demanda potencial es del orden de cinco veces la demanda presentada por el transportador, sin considerar en la misma la posibilidad de desarrollos adicionales que podrían llevarla a crecer hasta ser del orden de 20 veces la presentada en la Circular.

En este orden de ideas, nuestro llamado es a considerar la situación anterior, de forma que a futuro exista la posibilidad de atención de la demanda real y potencial de la zona y que el diseño actual no se limite a la DEV presentada por el transportador para el municipio de Don Matías.

Finalmente y como comentario adicional, llamamos la atención con respecto a la cifra de Demanda Esperada de Capacidad – DEC – en el año 9, la cual no concuerda con la tendencia de proyección presentada por el transportador para dicha variable."

Transmetano respondió lo siguiente frente a las observaciones de EPM, en la comunicación E-2012-007828:

"1. Demanda potencial. En la comunicación recibida, EPM enuncia que la demanda asociada al ramal puede ser entre 5 y 20 veces la demanda presentada por Transmetano.

Respuesta: Sobre este particular, queremos aclarar que estas proyecciones de demanda se construyeron con base en la mejor información disponible al momento de hacer la solicitud y en el marco de lo establecido en la Resolución CREG 126 de 2010.

No obstante lo anterior, valoramos las estimaciones de demanda realizadas por el distribuidor de la zona, el cual tiene un contacto más cercano con el segmento potencial de *demandas domésticas*.

Por lo anterior, en la medida que estos nuevos volúmenes requieran capacidad de transporte, agradecemos al distribuidor elevar esta solicitud a Transmetano, con el fin de evaluar las condiciones de entrega requeridas, plazos y las condiciones comerciales, de acuerdo con lo establecido en el RUT, en lo que trata de solicitudes de capacidad primaria de transporte.

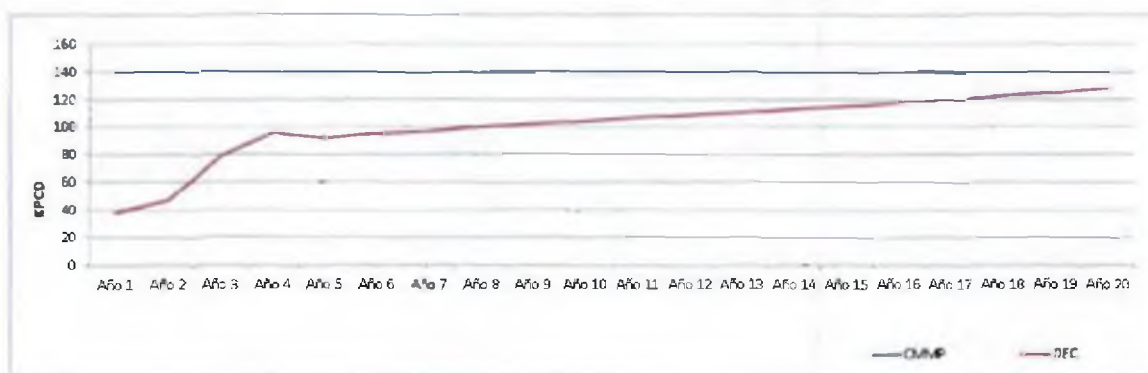
2. DEC Año 9 no concuerda con la proyección de demanda:

Respuesta: Agradecemos mayor explicación a la inquietud planteada ya que después de revisar la información de las Demandas Esperadas de Capacidad y las tendencias de proyección de demanda en el año 9, no encontramos inconsistencia ninguna."

Frente a i) los comentarios de EPM, ii) la respuesta de Transmetano y iii) el análisis de los valores de demanda declarados para el gasoducto Don Matías, esta Comisión no encontró elementos que indiquen inconsistencias en la información declarada por el transportador en su solicitud tarifaria. En el caso de las proyecciones de la demanda esperada de volumen Transmetano sostiene que los valores reportados corresponden con los análisis que han hecho a partir de la información disponible, y en el caso de la aparente inconsistencia en el año 9 del valor de la demanda esperada de capacidad, Transmetano señala que no hay inconsistencia.

Sobre el primer punto esta Comisión encuentra razonable la explicación de Transmetano y no ve cómo reflejar la observación de EPM en la proyección de demanda para que ésta sea más alta. Sobre el segundo punto, la Comisión revisó toda la serie y, como se advierte en la siguiente ilustración, no observa saltos o cambios significativos en ella que sugieran un error en alguno de los datos.

Ilustración 1. CMMP y DEC gasoducto Don Matías



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 período 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 Período 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.”

Teniendo en cuenta que i) no se recibieron comentarios en relación con las proyecciones de demanda presentadas por Transmetano para los gasoductos Santo Domingo, Yolombó y Maceo; ii) que en el caso del gasoducto Don Matías las observaciones no generaron modificaciones; iii) no se tiene conocimiento de la existencia de contratos de transporte para los gasoductos objeto de la solicitud tarifaria; y iv) sobre la base de que el transportador asume el riesgo de demanda, los valores de la variable DEC utilizados para el cálculo corresponden a los de la demanda esperada de capacidad declarada por la empresa en su solicitud tarifaria.

Así mismo, los valores de la variable CME corresponden a los de la capacidad máxima de mediano plazo, CMMP, reportada por la empresa. Al respecto se debe mencionar que como parte de las actuaciones administrativas que condujeron a la aprobación de los cargos para los principales sistemas de transporte de gas del país, la Dirección Ejecutiva de la CREG decretó como prueba, entre otras, realizar auditoría a la información reportada por las empresas sobre la capacidad máxima de mediano plazo. Dadas las dimensiones de los sistemas de transporte objeto de la presente solicitud tarifaria frente a las de los sistemas mencionados, en aplicación de los principios de utilidad, razonabilidad y eficacia en materia probatoria no se consideró útil practicar una prueba similar en este caso. Adicionalmente, los valores reportados por la empresa para el caso objeto de análisis son del orden de magnitud de aquellos obtenidos con base en fórmulas establecidas en un manual disponible en la Comisión⁵.

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 0,64, 0,64, 0,79 y 0,72 para los gasoductos

⁵ Ver *Pipe Line Rules of Thumb, Handbook*. E.W. McAllister, Editor. Fourth Edition. Pag. 266.

Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, respectivamente. Para estos gasoductos 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 no es necesario ajustar las demandas según lo dispuesto en la *metodología*.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 8 se muestran la demanda esperada de capacidad, DEC_t , y la demanda esperada de volumen, DEV_t , para efectos tarifarios.

Tabla 8. Demandas esperadas de capacidad, DEC_t , y de volumen, DEV_t

Año	Santo Domingo		Yolombó		Maceo		Don Matías	
	Demanda esperada de capacidad (KPCD)	Demanda esperada de volumen (KPC - Año)	Demanda esperada de capacidad (KPCD)	Demanda esperada de volumen (KPC - Año)	Demanda esperada de capacidad (KPCD)	Demanda esperada de volumen (KPC - Año)	Demanda esperada de capacidad (KPCD)	Demanda esperada de volumen (KPC - Año)
Año 1	24	4.380	24	4.380	21	3.650	38	6.935
Año 2	28	5.110	28	5.110	26	4.745	47	8.760
Año 3	41	8.790	41	8.760	44	9.490	79	17.155
Año 4	41	11.315	41	11.315	53	14.600	96	26.280
Año 5	41	11.680	41	11.680	51	14.965	92	27.010
Año 6	41	11.680	41	11.680	52	15.330	95	27.740
Año 7	42	12.045	42	12.045	54	15.695	97	28.470
Año 8	43	12.410	43	12.410	55	16.060	100	29.200
Año 9	44	12.775	44	12.775	56	16.425	102	29.930
Año 10	45	13.140	45	13.140	57	16.790	104	30.295
Año 11	46	13.505	46	13.505	59	17.155	107	31.025
Año 12	47	13.870	47	13.870	60	17.520	109	31.755
Año 13	48	14.235	48	14.235	61	17.885	111	32.485
Año 14	48	14.235	48	14.235	62	18.250	113	33.215
Año 15	49	14.600	49	14.600	64	18.615	115	33.580
Año 16	50	14.600	50	14.600	65	18.980	118	34.310
Año 17	51	14.965	51	14.965	66	19.345	120	35.040
Año 18	52	15.330	52	15.330	67	19.710	123	35.770
Año 19	54	15.695	54	15.695	69	20.075	125	36.500
Año 20	55	16.060	55	16.060	70	20.440	128	37.230

Fuente: Transmetano, radicaciones 2011-004754, E-2011-004755, E-2011-004756, E-2011-004757

NOTA: Se considera que el Año 1 corresponde a 2013

4. CÁLCULO TARIFARIO

De acuerdo con lo analizado en la sección anterior y al aplicar el método de cálculo previsto en la *metodología*, se obtienen los cargos que se presentan en la Tabla 9. El cargo equivalente de la pareja 80-20, incluyendo el cargo de AOM, es de 9,47 USD/KPC para el gasoducto Santo Domingo, de 7,75 USD/KPC para el gasoducto Yolombó, de 9,37 USD/KPC para el gasoducto Maceo y de 7,72 USD/KPC para el gasoducto Don Matías (cifras a diciembre de 2010).

Tabla 9. Parejas de cargos fijos y variables y cargo de AOM (cifras a diciembre 31 de 2010)

Transmisionero	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Transmisionero	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Santo Domingo	Cargo Fijo (USD/KPCD-año)	-	534.535	1.077.071	1.346.338	1.615.605	1.884.874	2.154.142	2.288.776	2.423.409	2.477.283	2.531.117	2.584.972	2.638.824	2.692.677	-
	Cargo Variable (USD/Kpc)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CVA (t/año)	11.960	9.568	7.175	5.950	4.724	3.500	2.282	1.794	1.196	0.957	0.716	0.478	0.239	-	-
	Cargo Fijo de AOM (Col \$/KPCD-año)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	818.513.46
Yolombó	Cargo Fijo (USD/KPCD-año)	-	426.957	853.914	1.067.352	1.280.870	1.494.389	1.707.907	1.814.567	1.921.306	1.994.001	2.066.697	2.139.393	2.092.088	2.134.784	-
	Cargo Variable (USD/Kpc)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CVA (t/año)	5.482	7.585	5.689	4.741	3.793	2.844	1.896	1.422	0.946	0.759	0.569	0.375	0.180	-	-
	Cargo Fijo de AOM (Col \$/KPCD-año)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	818.513.46
Maceo	Cargo Fijo (USD/KPCD-año)	-	514.802	1.029.607	1.287.069	1.544.410	1.801.812	2.059.214	2.187.915	2.316.616	2.368.096	2.419.576	2.471.057	2.522.537	2.574.017	-
	Cargo Variable (USD/Kpc)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CVA (t/año)	11.235	8.591	6.743	5.619	4.496	3.372	2.248	1.685	1.124	0.899	0.674	0.450	0.225	-	-
	Cargo Fijo de AOM (Col \$/KPCD-año)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.031.507.89
Don Matías	Cargo Fijo (USD/KPCD-año)	-	415.186	830.372	1.037.965	1.245.557	1.453.150	1.660.743	1.764.940	1.868.336	1.929.855	1.991.373	1.892.852	2.034.411	2.075.929	-
	Cargo Variable (USD/Kpc)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CVA (t/año)	9.043	7.235	5.426	4.522	3.617	2.713	1.809	1.356	0.904	0.723	0.543	0.362	0.181	-	-
	Cargo Fijo de AOM (Col \$/KPCD-año)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	548.772.93

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 9 de este documento, para los gasoductos de transporte Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías.

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 los gasoductos Santo Domingo, Yolombó, Maceo y Don Matías, de propiedad de Transmetano E.S.P. S.A.

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

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

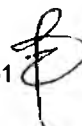
RADICACIÓN:

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 corregulación.		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	CONCLUSIÓN FINAL		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: 1982=100

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.

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



Databases, Tables & 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: WPS80P3200

Seasonally Adjusted

Group: Stage of processing

Item: Capital equipment

Base Date: 198200

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. Valoración de inversiones en gasoductos por comparación

En este anexo se presentan los análisis realizados por la Comisión para valorar inversiones en gasoductos por comparación, con fundamento en lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. El resultado de estos análisis es un modelo de valoración que recoge las principales variables que determinan el costo de un gasoducto.

Aunque estos análisis, y el modelo de valoración resultante, surgieron por la necesidad de profundizar el mecanismo de valoración de gasoductos utilizado en los cargos adoptados mediante las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011, su aplicación es de carácter general para la valoración de gasoductos. Es decir, este modelo de valoración se puede aplicar a cualquier gasoducto para el que se conozcan los valores de las variables requeridas por el modelo.

A continuación se explican los detalles del análisis y el modelo resultante.

a. Selección de la muestra

Entre los criterios considerados para seleccionar el conjunto de ductos que serán utilizados para determinar la eficiencia de la inversión, a través de la comparación con otros ductos, se plantearon los siguientes:

- i) Incluir ductos que hayan sido valorados bajo una metodología de remuneración en que se empleen criterios de eficiencia. En el futuro también se podrían incluir ductos valorados a través de los procesos de competencia a que hace referencia la Resolución CREG 126 de 2010.
- ii) Incluir ductos construidos y en operación, cuya valoración se realizó durante el periodo tarifario regulado por la Resolución CREG 001 de 2000 o una fecha posterior. De esta manera se minimiza la posibilidad de incluir gasoductos construidos bajo tecnologías en desuso, que no sean comparables con las técnicas y costos recientes de construcción de gasoductos.
- iii) Incluir ductos construidos en acero.
- iv) Incluir ductos construidos con diámetros iguales o superiores a 3 pulgadas.

Para aplicar los anteriores criterios se identificaron los ductos valorados por la Comisión durante el periodo tarifario t-1. Al aplicar los anteriores criterios se seleccionaron los ductos relacionados en la Tabla 10:

Tabla 10. Muestra de ductos para valoración de inversiones por comparación

Tipo de ducto	Ducto	Resolución de Cargos	Valor aprobado (USD) [C]
Gasoducto	Chía – Cota	043 de 2002	\$ 3.397.682
Gasoducto	Cota – Calle 80	043 de 2002	\$ 3.931.136
Gasoducto	Calle 80 – La Ramada	043 de 2002	\$ 3.634.901
Gasoducto	La Ramada – Funza – Mosquera	043 de 2002	\$ 2.260.731
Gasoducto	Briceño – Ceramita – Sopó	043 de 2002	\$ 1.140.601

Tipo de ducto	Ducto	Resolución de Cargos	Valor aprobado (USD) [C]
Gasoducto	La Ramada – Río Bogotá	043 de 2002	\$ 440.561
Gasoducto	Cota – Suba	043 de 2002	\$ 443.705
Gasoducto	Mosquera – Madrid	043 de 2002	\$ 1.473.286
Gasoducto	Madrid – Facatativá	043 de 2002	\$ 3.408.051
Gasoducto	Mosquera – Soacha	043 de 2002	\$ 4.895.127
Gasoducto	Leona – Tocancipá	043 de 2002	\$ 357.396
Gasoducto	Tocancipá – Gachancipá	043 de 2002	\$ 690.575
Gasoducto	Chía – Tabio	043 de 2002	\$ 2.055.957
Gasoducto	Tabio – Tenjo	043 de 2002	\$ 990.796
Gasoducto	Talanquera – Bojacá	043 de 2002	\$ 668.787
Gasoducto	Bojacá – Zipacón	043 de 2002	\$ 1.015.566
Gasoducto	Briceño - Leona	043 de 2002	\$ 957.259
Gasoducto	Juan de Acosta - Santa Verónica [A]	070 de 2003	\$ 2.046.248
Gasoducto	Bayunca - Pontezuela [B]	070 de 2003	\$ 1.215.158
Gasoducto	San Pablo	070 de 2003	\$ 822.433
Gasoducto	Ayapel	070 de 2003	\$ 2.598.261
Gasoducto	Caucasia	070 de 2003	\$ 2.132.014
Gasoducto	Variante Buenos Aires - Ibagué	113 de 2011	\$ 50.978
Gasoducto	Coinogas	053 de 2006	\$ 2.749.638
Propanoducto	Galán – Puerto Salgar	099 de 2010	\$ 74.882.023
Propanoducto	Puerto Salgar – Mansilla	099 de 2010	\$ 37.273.315
Poliducto	Galán – Bucaramanga	099 de 2010	\$ 30.409.417
Poliducto	Salgar – Cartago	099 de 2010	\$ 63.532.326
Poliducto	Cartago – Yumbo	099 de 2010	\$ 46.107.313
Gasoducto	Guando – Fusagasugá	041 de 2006	\$ 2.505.184
Gasoducto	Sardinata – Cúcuta	135 de 2009	\$ 7.902.244
Gasoducto	Cali – Popayán	139 de 2008	\$ 15.291.330
Gasoducto	Ariari	021 de 2006	\$ 4.269.881
Gasoducto	Barrancabermeja – Payoa	016 de 2001	\$ 11.171.644
Gasoducto	Gibraltar – Bucaramanga	142 de 2010	\$ 151.405.890

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa – Juan de Acosta

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

[C] Dólares de la fecha base de la respectiva resolución.

Cabe anotar que dentro de los gasoductos identificados hay dos gasoductos que tienen un diámetro inferior a 3 pulgadas, y uno para el cual una porción está construida en polietileno. Según los criterios definidos estos gasoductos no se incluyen en la Tabla 10.

b. Criterios de comparación

A partir de lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, de análisis realizados en la valoración de los cargos adoptados mediante las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011, y de los dictámenes a cargo de los peritos Frank Gregory Lamberson y Frank Hopf⁶, se definieron los siguientes criterios para incorporarlos dentro del método de comparación de los ductos seleccionados en la muestra.

- 1) Tipo de conexión
- 2) Clase de localidad
- 3) Cruces subfluviales
- 4) Cruces sísmicos

⁶ Dictámenes periciales practicados dentro del trámite de los recursos de reposición contra las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011.

- 5) Terreno cultivado
- 6) Terreno extremo
- 7) Topografía
- 8) Tipo de suelo
- 9) Tipo de vegetación
- 10) Técnicas de manejo del nivel freático
- 11) Uniones dobles
- 12) Economías de escala por diámetro
- 13) Economías de escala por longitud

Mediante las comunicaciones que se presentan en la Tabla 11 la Comisión solicitó información sobre los criterios de comparación, para cada uno de los gasoductos que conforman la muestra.

Tabla 11. Solicitudes de información de los criterios de comparación para los ductos de la muestra

Empresa	Radicado CREG solicitud información	Fecha solicitud
TGI S.A. E.S.P.	S-2011-005299	24/nov/2011
	S-2011-005395	12/dic/2011
	S-2011-005878	22/dic/2011
	S-2012-000244	27/ene/2012
	S-2012-000719	28/feb/2012
	S-2012-002319	05/jun/2012
	S-2012-002352	06/jun/2012
	S-2012-002957	16/jul/2012
	S-2012-002984	16/jul/2012
Promigas S.A. E.S.P.	S-2012-003140	30/jul/2012
	S-2011-005298	24/nov/2011
	S-2011-005396	20/dic/2011
	S-2012-000149	20/ene/2012
	S-2012-000667	27/feb/2012
	S-2012-001209	14/mar/2012
	S-2012-002331	07/jun/2012
	S-2012-002989	16/jul/2012
	S-2012-003193	02/ago/2012
Coinogas S.A. E.S.P.	S-2011-005289	25/nov/2011
	S-2011-005394	13/dic/2011
	S-2012-000150	20/ene/2012
	S-2012-002354	06/jun/2012
	S-2012-002985	16/jul/2012
	S-2012-003139	30/jul/2012
Progasur S.A. E.S.P.	S-2011-005830	22/dic/2011
	S-2012-000239	30/ene/2012
	S-2012-001162	09/mar/2012
	S-2012-002332	07/jun/2012
	S-2012-002988	16/jun/2012
	S-2012-003194	02/ago/2012
Transoriente S.A. E.S.P.	S-2011-005877	22/dic/2011
	S-2012-000238	30/ene/2012
	S-2012-001157	13/mar/2012
	S-2012-002320	05/jun/2012
	S-2012-002956	16/jul/2012
Ecopetrol	S-2012-000260	30/ene/2012
	S-2012-000651	27/feb/2012
	S-2012-002355	06/jun/2012
	S-2012-003973	04/sep/2012
Transgastol S.A. E.S.P.	S-2012-000245	27/ene/2012

Empresa	Radicado CREG solicitud información	Fecha solicitud
	S-2012-002353	06/jun/2012
	S-2012-002987	16/jul/2012

A continuación se explica en qué consiste cada uno de los criterios mencionados, los resultados de los dictámenes periciales en relación con los mismos y la forma en que deben aplicarse los resultados para cuantificar la diferencia en costos de construcción entre gasoductos con distintas características.

Tipo de conexión

Este criterio considera que existen diferentes tipos de conexión para los ductos, que se pueden diferenciar en costos de acuerdo con las características y componentes de la conexión. De acuerdo con el dictamen pericial realizado por Frank Hopf para identificar los factores que diferencian los distintos empalmes de infraestructura de transporte, y teniendo en cuenta los factores para cuantificar las diferencias en costos para cada tipo de empalme, cualquier conexión se puede dar como resultado de los siguientes elementos:

- a) Corte en frío (*cold cut*)
- b) Corte con tapping machine (*hot tap*)
- c) Uso de tapón doble (*double stopple*)
- d) Uso de tapón doble y *by pass* (*double stopple and by pass*)

Mediante el radicado CREG E-2012-007508 del día 8 de agosto de 2012 el perito Frank Hopf presentó los costos en dólares de diciembre de 2009 para cada uno de los elementos que constituyen la conexión de un ducto con diámetros entre 4,5 y 42 pulgadas.

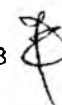
Una vez se conoció el número de conexiones y los elementos que las constituían se procedió a valorarlas de acuerdo con las cifras aportadas en el dictamen pericial realizado por Frank Hopf. De esto se obtuvo por cada ducto un valor en dólares correspondiente al costo asociado a las conexiones.

Para actualizar los costos de las conexiones presentados por el perito Frank Hopf a dólares de la fecha base del ducto sujeto a valoración, se realiza el procedimiento de indexación que se explica en el literal d de este anexo.

Clase de localidad

A mayor densidad poblacional del área atravesada por un ducto se requieren mayores especificaciones técnicas en el diseño y construcción en pro de contar con mayor seguridad tanto en el suministro como para el entorno del derecho de vía del gasoducto. De acuerdo con el primer informe entregado por el perito Frank Gregory Lamberson en relación con este tema (Radicado CREG E-2012-003791 del día 3 de mayo de 2012), los futuros cambios de localidad por incremento de la densidad poblacional deben ser considerados en el diseño y los requerimientos de prueba de los ductos.

Este criterio se clasifica en cuatro tipos de localidad, así:



- a) El área conocida como clase de localidad 1 corresponde al caso base, un área costa afuera, o cualquier área que tiene 10 o menos edificios destinados a ocupación humana, en un área terrestre conocida como Unidad de Clasificación de Localización, UCL, que corresponde a una extensión de área de 200 metros a cada lado de la línea central de cualquier longitud continua de 1,6 km de tubería.
- b) Una clase de localidad tipo 2 corresponde a cualquier UCL que tiene más de 10 pero menos de 46 edificios destinados a ocupación humana.
- c) La clase de localidad 3 corresponde a: i) cualquier UCL que tiene más de 46 edificios destinados a ocupación humana; o ii) un área donde la tubería se encuentre a 90 metros de cualquier edificio o zona exterior bien definida (tal como un parque infantil, área de recreación, teatro exterior o cualquier otro lugar de reunión pública) que esté ocupado por 20 o más personas por lo menos 5 días a la semana durante 10 semanas en cualquier período de 12 meses de duración (los días y semanas no han de ser necesariamente consecutivos).
- d) La clase de localidad 4 corresponde a cualquier UCL en donde prevalecen los edificios con cuatro o más pisos sobre el suelo. Adicionalmente, el perito Frank Gregory Lamberson identificó, como parte del dictamen pericial en el que indica cuáles son las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad (*class location*) que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte, que existen áreas congestionadas de ciudad, que requiere de un equipo independiente para realizar el trabajo.

El trabajo de las áreas congestionadas presenta consideraciones de seguridad que son mucho más exigentes desde el punto de vista de los peatones y el tráfico, por lo tanto normalmente las excavaciones abiertas se cierran al final de cada día o son aseguradas con barricadas. Las instalaciones subterráneas se encuentran frecuentemente con tiempos lentos de instalación.

Mediante la comunicación E-2012-006598, el perito Lamberson aclaró que el multiplicador proporcionado para cuantificar las diferencias en costos de construcción en áreas congestionadas incluye los impactos de la clase de localidad 4. En otras palabras que los multiplicadores del área congestionada y de la clase de localidad 4 no deberían sumarse.

En los radicados CREG E-2012-003791 del día 3 de mayo de 2012, E-2012-006598 del día 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en relación con las diferencias en costos entre las distintas clases de localidad (*class location*) según las definiciones establecidas en normas técnicas aceptadas internacionalmente.

Las diferencias en costo respecto al caso base, que corresponde a la clase de localidad 1, se pueden expresar como un multiplicador mayor a 1 que se aumenta a medida que se incrementa la clase de localidad, lo que lleva a que refleje los mayores costos de construcción de un gasoducto. Estas diferencias en costo entre las distintas clases de localidad fueron presentadas para gasoductos con diámetros entre 4 y 36 pulgadas.



Una vez se conoció el número de kilómetros por clase de localidad para cada ducto de la muestra se procedió a normalizar⁷ el valor aprobado en dólares para cada uno de acuerdo con la proporción de los tipos de localidad 2, 3 y 4, las áreas congestionadas y los multiplicadores que reflejan la diferencia en costos entre diferentes tipos de localidad, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido 100% en un área con localidad tipo 1.

En la Tabla 12 se presentan los multiplicadores para los costos de construcción de las distintas clases de localidad, resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson.

Tabla 12. Multiplicadores por clase de localidad

Diámetro	I	II	III	IV	Congestionada
4	1	1,027	1,027	1,627	2,75
6	1	1,022	1,200	1,231	2,75
8	1	1,035	1,190	1,221	2,75
10	1	1,026	1,193	1,255	2,75
12	1	1,061	1,186	1,335	2,75
16	1	1,086	1,287	1,396	2,75
18	1	1,094	1,294	1,414	2,75
20	1	1,099	1,338	1,496	2,75
24	1	1,097	1,377	1,598	2,75
30	1	1,140	1,386	1,647	2,75
36	1	1,214	1,532	1,792	2,75

Cruces subfluviales

En ocasiones, en el trazado de un ducto es necesario atravesar diversas fuentes de agua como ríos y quebradas, o tierras pantanosas, que implican la utilización de técnicas de construcción especiales para realizar cruces subfluviales, los cuales abarcan cruces húmedos con zanjas, perforaciones horizontales dirigidas y cruces aéreos.

Mediante los radicados CREG E-2012-003859 y E-2012-004032 del 4 y 9 de mayo de 2012, respectivamente, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E-2012-006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se indica que los cruces subfluviales hacen parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en los costos por la utilización de las mencionadas técnicas de construcción para realizar cruces subfluviales se pueden expresar como un multiplicador mayor a 1, dependiendo de la técnica utilizada, lo que lleva a que refleje los mayores costos de construcción de un gasoducto con estas características.

⁷ Debe entenderse como tipificar, esto es ajustar a un tipo o norma, según la Real Academia Española.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en cada tipo de cruce subfluvial para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con las técnicas de cruce subfluvial y los multiplicadores que reflejan los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas de cruce subfluvial.

En la Tabla 13 se presentan los multiplicadores para las distintas técnicas de cruce subfluvial resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson.

Tabla 13. Multiplicadores para cruces subfluviales

Húmedos con zanjias	Perforaciones horizontales dirigidas	Cruces aéreos
1,722	2,486	1,282

Cruces sísmicos

Algunos gasoductos cruzan zonas con fallas geológicas que requieren condiciones especiales de construcción, esto es mayores especificaciones que incrementan el costo de construcción de un gasoducto. Estas especificaciones se conocen como configuración de zanja trapezoidal y en soldadura para "X-70 pipe x .500" pipe".

Mediante los radicados CREG E-2012-003859 y E-2012-004032 del 4 y 9 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E-2012-006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se indica que los cruces sísmicos hacen parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en costos por la construcción de cruces sísmicos se pueden expresar, de acuerdo con el perito, como un multiplicador igual a 1,44 que significa que un gasoducto construido con estas especificaciones es 44% más costoso que uno construido sin cumplir con tales especificaciones.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos con especificaciones de cruce sísmico para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con especificaciones de cruce sísmico y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas de cruce sísmico.

Terreno cultivado

Algunos gasoductos cruzan terrenos cultivados que impactan la construcción de tuberías ya que se requiere la utilización de equipos y técnicas especiales para el manejo del riego, por ejemplo la utilización de baldosas de drenaje.

Mediante los radicados CREG E-2012-006179 y E-2012-006598 de los días 4 y 16 de julio de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que indica que la construcción en terreno cultivado hace parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en costos por la utilización de técnicas de construcción en terrenos cultivados se pueden expresar, de acuerdo con el perito, como un multiplicador igual a 1,1342 que significa que un gasoducto construido en terreno cultivado es 13,42% más costoso.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en terreno cultivado para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en terreno cultivado y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas para terreno cultivado.

Terreno extremo

Se refiere a un terreno con pendientes iguales o superiores a 30%, y donde el equipo tradicionalmente utilizado en la construcción no puede funcionar normalmente. Esto a menudo requiere el uso de técnicas de tuberías y equipos especiales; la utilización de cables/tornos de anclado; el uso de helicópteros para la entrega del personal, material y a menudo de equipo.

Mediante los radicados CREG E-2012-006179 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012 el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que indica que el terreno extremo hace parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Las diferencias en costos por la utilización de técnicas de construcción en terreno extremo se pueden expresar, de acuerdo con el perito, como un multiplicador igual a 3,043 que significa que un gasoducto construido en terreno extremo es 204,3% más costoso.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en terreno extremo para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en terreno extremo y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas para terreno extremo.

Topografía

En el modelo utilizado para valorar gasoductos incluidos en las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011 se adoptó un ajuste lineal para representar la relación entre la

inclinación promedio del trazado de un gasoducto y el costo indexado y expresado en dólares/m-pulgada.

Lo anterior llevó a dar gran representatividad a la inclinación como variable explicativa de los costos de construcción de un gasoducto. En contraste, la Comisión encontró los documentos relacionados en la Tabla 14, que corresponden a artículos de investigación o documentos de otras comisiones de regulación, en los cuales se establece el costo de construcción de gasoductos a partir de dos variables principales, a saber, el diámetro y la longitud del ducto:

Tabla 14. Modelos de estimación de costos de construcción de gasoductos

Título	Autor – Año	Modelos costos de construcción de gasoductos
Using natural gas transmission pipeline costs to estimate hydrogen pipeline costs	Nathan Parker (2004)	$Capex (Longitud, \phi) = [674\phi^2 + 11.754\phi + 234.085] \times Longitud + 405.000$
Eficiencia económica para el servicio de transporte gas natural. Documento de consulta DC/01/DGT/2012 [A]	Comisión Reguladora de Energía (CRE). México. (2012)	$Capex (Longitud, CSA(\phi)) = e^{11.38} \times Longitud^{0.6494} \times CSA(\phi)^{0.5753}$
Eficiencia económica para el servicio de transporte gas natural. Documento de consulta DC/01/DGT/2012 [B]	Comisión Reguladora de Energía (CRE). México. (2012)	$Capex (Longitud, \phi) = e^{\alpha_i} + longitud^{\beta_i}$ <p>con i = diámetro</p>
Historical pipeline construction cost analysis.	Zhenhua Rui; Paul A. Metz; Doug B. Reynolds; Gang Chen; Xiyu Zhou. (2011)	$Capex (Longitud, CSA(\phi)) = e^{7.425} \times CSA(\phi)^{0.491} \times Longitud^{0.81}$
A cost function for the natural gas transmission industry	Yepez (2003)	$Capex (\phi, \tau) = 37563,56 \times \phi^{0.881} \times \tau^{0.559}$

[A] Modelo construido con información de gasoductos mexicanos

[B] Modelo construido con información de Oil&Gas Journal para el periodo 1980-2006

La razón para que los anteriores modelos no incorporen la pendiente como una variable explicativa del costo puede estar dada por la falta de información sobre el perfil de los gasoductos y la pendiente por cada kilómetro. Los documentos indicados no precisan este aspecto.

Si bien como resultado del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson para indicar qué variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vía y clase de localidad (*class location*) son las que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte, no se mencionó la inclinación del terreno, es conveniente incorporar la topografía dentro del análisis dado que: i) los transportadores de gas natural han mencionado en diferentes escenarios que la pendiente incrementa los costos de construcción de un gasoducto solamente cuando ésta tiene una inclinación que supera a la de terrenos tipo A de acuerdo a la metodología; y ii)

en el criterio de Terreno Extremo ya se está incorporando el efecto de la inclinación del terreno para pendientes superiores al 30%.

Por lo anterior se adoptó un multiplicador adicional al terreno extremo asociado a la topografía del trazado del gasoducto. Este multiplicador es una función lineal entre 1 y 3,043, para pendientes entre 5% y 30%. Para valores superiores a 30% se mantiene en 3,043, y para pendientes inferiores a 5% se mantiene en 1, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Multiplicador Topografía} = \begin{cases} 1 & \text{si } \text{Inclinación} \leq 5\% \\ (8,1713 \times \text{Inclinación}) + 0,59144 & \text{si } 5\% < \text{Inclinación} < 30\% \\ 3,043 & \text{si } \text{Inclinación} \geq 30\% \end{cases}$$

Ecuación 1

Se consideran únicamente perfiles con pendientes superiores al 5% en atención a lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Este anexo establece que el terreno tipo A corresponde a aquel con pendientes inferiores al 5%. El hecho de que en este tipo de terreno se consideren las menores pendientes permite que pueda definirse como el tipo de terreno base en la construcción de ductos.

Una vez se estimó la pendiente kilómetro a kilómetro para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en terreno con pendiente mayor al 5% y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción de un ducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido en un terreno tipo A.

Es conveniente indicar en relación con este criterio que los terrenos con inclinaciones mayores al 30% se consideraron cuando la proporción de los mismos era mayor a la reportada para el criterio de Terreno Extremo, tomando como proporción definitiva la diferencia entre las dos proporciones reportadas.

Tipo de suelo

De acuerdo con el informe del perito Frank Gregory Lamberson en el que cuantifica la incidencia promedio en el costo total de un ducto en función de cambios en el tipo de suelo, la construcción depende de las condiciones del terreno sobre el cual se va a construir. En este sentido es diferente construir un gasoducto en suelo arcilloso (caso base) que construirlo en suelo arenoso o rocoso. Estos últimos implican la utilización de técnicas especializadas de construcción que incrementa el costo de construcción del ducto.

Mediante los radicados CREG E-2012-004064 del 10 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E-2012-006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total de un ducto en función de cambios en el tipo de suelo.

Las diferencias en costos por la construcción en suelos arenosos o rocosos se pueden expresar, de acuerdo con el perito Lamberson, como multiplicadores iguales a 1,3 y 1,71 respectivamente, que reflejan que construir ductos sobre estos tipos de suelos es 30% y 71% más costoso que si se realizara sobre suelo arcilloso.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en cada tipo de suelo para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en suelos arenoso y rocoso, y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido en suelo arcilloso.

Tipo de vegetación

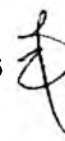
De manera similar al tipo de suelo, el tipo de vegetación afecta la construcción de ductos, dado que para ciertos ambientes se pueden requerir técnicas de preparación del terreno que requieren mayor trabajo. Por ejemplo, construir en selva subtropical puede implicar la remoción de árboles y maleza que no se requeriría en un desierto. Como esta situación hay otras tantas que diferencian la construcción en un tipo de vegetación frente a la construcción en otro, de ahí que se encuentren multiplicadores que van desde 0,99 hasta 2,18, es decir un 1% más económico hasta 118% más costoso.

Mediante los radicados CREG E-2012-004064 del 10 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E-2012-006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total de un gasoducto en función de cambios en el tipo de vegetación.

En la comunicación con radicado CREG E-2012-006598 del 16 de julio de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson aclaró que la variable 7 del dictamen pericial en el que indica otras variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte, es la misma variable denominada 2b en el dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total en función de cambios en el tipo de vegetación.

De acuerdo con lo anterior la variable 7, denominada remoción de árboles y maleza pesados, se utiliza exclusivamente en el tipo de vegetación bosque templado latifoliado, que requiere la remoción y eliminación de maleza, madera y raíces de árboles. Por esta razón sólo se solicitó información sobre el tipo de vegetación de los trazados de los ductos.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos en cada tipo de vegetación para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos en un tipo de vegetación diferente al desierto árido y a la estepa seca, y el multiplicador que refleja los mayores costos de construcción en otro tipo de vegetación.



En la Tabla 15 se presentan los multiplicadores para los distintos tipos de vegetación resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson, y los indicadores normalizado, bajo el supuesto de que el más bajo es la norma, es decir es igual a 1.

Tabla 15. Multiplicadores para tipos de vegetación

Indicador	Tundra	Bosque Templado	Selva Subtropical	Desierto Árido	Estepa Seca	Sabana	Selva Tropical	Tundra Alpina
Lamberson	2,092	1,258	1,719	0,991	0,991	1,053	2,18	1,424
Normalizado	2,111	1,269	1,735	1,000	1,000	1,063	2,200	1,437

Técnicas de manejo del nivel freático

Otro aspecto que argumentan los transportadores impacta directamente en la construcción de gasoductos es el manejo del nivel freático⁸. En el caso de niveles freáticos altos el agua subterránea está cerca a la superficie y hay que aplicar técnicas especiales para garantizar la integridad del ducto. El perito Frank Gregory Lamberson identificó tres tipos de técnicas conocidas como i) sumideros y zanjas; ii) sistema de aspiración; y iii) ataguías. Los multiplicadores de cada una de estas técnicas es mayor que uno dado que implican un mayor costo respecto de aquellos gasoductos que no requieren ninguna técnica de manejo del nivel freático en su construcción.

Mediante los radicados CREG E-2012-004064 del 10 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012 E-2012-006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que cuantificó la incidencia promedio en el costo total de un gasoducto en función de cambios en las técnicas de manejo del nivel freático.

Las diferencias en costos por la utilización de técnicas de manejo del nivel freático se pueden expresar como un multiplicador mayor a 1, dependiendo de la técnica utilizada, lo que lleva a que refleje los mayores costos de construcción de un gasoducto con la utilización de estas técnicas.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos bajo técnicas de manejo del nivel freático para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a normalizar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con las técnicas de manejo del nivel freático y los multiplicadores que reflejan los mayores costos de construcción de un gasoducto bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar técnicas de manejo del nivel freático.

En la Tabla 16 se presentan los multiplicadores para las distintas técnicas de manejo del nivel freático resultantes del dictamen pericial realizado por Frank Gregory Lamberson.

⁸ Por nivel freático se entiende la distancia a la cual se encuentra agua subterránea.

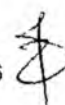


Tabla 16. Multiplicadores para técnicas de manejo del nivel freático

Sumideros y zanjas	Sistema de aspiración	Ataguías
1,649	2,005	1,649

Uniones dobles

La construcción de gasoductos implica que se transporten segmentos de tubo y se vayan soldando a medida que se avanza en el trazado del ducto. En ocasiones se llevan segmentos dobles para minimizar el número de uniones en campo. Esto de acuerdo con el perito genera ahorros del 5,18% aproximadamente en el costo total de construcción, de ahí que el multiplicador sea de 0,948.

Mediante los radicados CREG E-2012-003859 y E-2012-004032 del 4 y 9 de mayo de 2012, E-2012-006009 del 27 de junio de 2012, E-2012-006179, E-2012-006192 y E-2012-006598 del 4 y 16 de julio de 2012, y E-2012-008819 del 14 de septiembre de 2012, el perito Frank Gregory Lamberson presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se indica que las uniones doble hacen parte de las variables diferentes del precio del acero, costo de mano de obra, longitud, diámetro, topografía, derechos de vías y clase de localidad que más inciden en el costo total de construcción de un gasoducto de transporte.

Una vez se conoció el número de kilómetros construidos bajo la técnica de uniones dobles para cada uno de los ductos de la muestra se procedió a modificar el valor aprobado en dólares de acuerdo con la proporción, respecto de la longitud total del ducto, de los kilómetros construidos con especificaciones de uniones dobles y el multiplicador que refleja los diferentes costos de construcción bajo estas características, de tal manera que el ducto fuera equivalente a uno construido sin utilizar la técnica de uniones doble.

Economías de escala por diámetro

Este criterio considera que hay diferencias en los costos de construcción de gasoductos relacionadas con el diámetro del ducto que se está construyendo. Es decir, si se mantienen todos los parámetros constantes en la construcción de un ducto, con excepción del diámetro, los costos medios decrecen en la medida que el diámetro seleccionado para construirlo aumenta.

Mediante los radicados CREG E-2012-004140 del 11 de mayo de 2012, E-2012-004493, E-2012-004494 y E-2012-004495 del 22 de mayo de 2012 y E-2012-006201 del 5 de julio de 2012, el perito Frank Hopf presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se cuantifican las economías de escala por diámetro que se pueden presentar en la construcción de gasoductos. De esta manera se determinan las diferencias porcentuales en costos unitarios para gasoductos de diferentes diámetros.

En la Tabla 17 se presentan los multiplicadores que permiten hacer equivalentes los costos de construcción de ductos que difieren en el diámetro, según el dictamen pericial realizado por Frank Hopf. También se presentan los indicadores normalizados, bajo el supuesto de que el diámetro de 4 pulgadas es igual a 1.

Tabla 17. Multiplicadores para equivalencia en costos por diámetro

Diámetro	Factor de costo relativo a un diámetro de 16"	Factor normalizado relativo a un diámetro de 4"
2"	15,3%	0,614
3"	20,0%	0,803
3,5"	23,5%	0,944
4"	24,90%	1
4,5"	27,9%	1,120
6"	35,30%	1,418
6,625"	38,5%	1,546
8"	46,50%	1,867
8,75"	49,7%	1,996
10"	58,5%	2,349
10,75"	62,3%	2,502
12"	71,3%	2,863
12,75"	75,6%	3,036
14"	85,1%	3,418
16"	100,0%	4,016
18"	115,1%	4,622
20"	130,9%	5,257
22"	147,3%	5,916
24"	162,4%	6,522
26"	184,3%	7,402
28"	184,3%	7,402
30"	223,2%	8,964
32"	244,5%	9,819
34"	264,8%	10,635
36"	287,7%	11,554

Es importante mencionar que de acuerdo con el perito los multiplicadores para hacer el costo equivalente al de un ducto con un diámetro de 16 pulgadas obedecen a la siguiente expresión:

$$\text{Multiplicador}(\varnothing \text{ a } 16") = 0,001\varnothing^2 + 0,042\varnothing + 0,065$$

Ecuación 2

Con el objeto de hacer comparables los ductos de la muestra se utilizaron los multiplicadores presentados por el perito para normalizar el costo total de construcción, según corresponda, expresando todos los ductos en un diámetro equivalente de 4 pulgadas.

Economías de escala por longitud

Este criterio considera que hay costos unitarios decrecientes en la construcción de ductos, relacionadas con la longitud del ducto que se está construyendo. Es decir, si se mantienen todos los parámetros constantes en la construcción de un ducto, con excepción de la longitud, los costos unitarios expresados en dólares/m-pulgada disminuyen en la medida que aumenta la longitud del ducto a construir.

En el dictamen pericial realizado por Frank Hopf se señala que los costos de gasoductos con longitudes menores a 21 kilómetros deben ser ajustados para hacerlos comparables con los de aquellos gasoductos con longitudes superiores a 21 kilómetros. Lo anterior

porque para ductos cortos los costos fijos de construcción ocasionan que el valor en costos unitarios (dólares/m-pulgada) sea considerablemente mayor que en ductos largos.

Mediante los radicados CREG E-2012-004141 y E-2012-004492 del 11 y 22 de mayo de 2012, y E-2012-006200 del 5 de julio de 2012, el perito Frank Hopf presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se cuantifican las economías de escala por longitud que se pueden presentar en la construcción de ductos. De esta manera se determinan las diferencias porcentuales en costos unitarios para ductos de diferentes longitudes.

De acuerdo con lo anterior se encuentran multiplicadores mayores a 1 para ductos menores a 21 kilómetros e iguales a 1 para ductos mayores o iguales a 21 kilómetros, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Multiplicador para ductos cortos} = 1.0 + \left(\frac{(21 - L)}{20} \right) \times 0.45$$

Ecuación 3

Donde L es igual a la longitud total del ducto en kilómetros.

Derecho de vía

Este criterio evalúa si hay o no diferencias en el costo total de construcción de un gasoducto cuando éste comparte derecho de vía con otro gasoducto y/u otra(s) línea(s) de transporte de hidrocarburos, respecto a un gasoducto que no comparte derecho de vía.

Mediante los radicados CREG E-2012-004847 del 30 de mayo de 2012, y E-2012-006672 y E-2012-006693 del 17 de julio de 2012, el perito Frank Hopf presentó los resultados y las aclaraciones correspondientes a su dictamen pericial en el que se cuantifican las diferencias en el costo total de construcción de un gasoducto cuando éste comparte derecho de vía con otro gasoducto y/u otra(s) línea(s) de transporte de hidrocarburos, respecto a un gasoducto que no comparte derecho de vía.

En el dictamen pericial Frank Hopf señala que la metodología de la CREG no requiere compensar por ventajas o desventajas por la instalación de líneas en corredores existentes porque el uso de estos corredores no ha sido obligatorio y no han sido desarrollados en Colombia al punto que estén disponibles significativas ventajas en los costos de construcción de gasoductos. En este sentido no se incorporan multiplicadores asociados al derecho de vía dentro de los criterios de comparación para la valoración de gasoductos.

c. Aplicación de los criterios de comparación

Antes de aplicar los criterios de comparación se utilizaron dos procedimientos para: i) equiparar los diámetros de algunos ductos de la muestra a diámetros para los cuales se cuenta con información de multiplicadores de clase de localidad; y ii) homogeneizar los diámetros de algunos ductos que presentaban diferentes diámetros en su recorrido.

i) Equiparación de diámetros

Los diámetros para los que no se tenían los multiplicadores por tipo de localidad son 3, 14 y 22 pulgadas. Esto implica que el valor aprobado en dólares de los ductos de la Tabla 18 se ajusta de acuerdo con el multiplicador que permite hacerlo equivalente al siguiente diámetro superior para el que se conocen los multiplicadores de clase de localidad.

Tabla 18. Valores modificados por diámetro para la comparación

Ducto	Diámetro inicial	Multiplicador	Valor inicial (USD)	Diámetro final	Valor final (USD)
La Ramada – Río Bogotá	14"	1,175	440.561	16"	517.698
Cota – Suba	14"	1,175	443.705	16"	521.392
Mosquera – Soacha	14"	1,175	4.895.127	16"	5.752.206
San Pablo	3"	1,245	822.433	4"	1.023.929
Ayapel	3"	1,245	2.598.261	4"	3.234.835
Guando - Fusagasugá	3"	1,245	2.505.184	4"	3.118.954
Ariari	3"	1,245	4.269.881	4"	5.316.002

ii) Homogeneización de diámetros

De los ductos de la muestra, la Tabla 19 presenta aquellos que se encontraron con diferentes diámetros a lo largo de su trazado, para los cuales con el fin de aplicar los criterios de comparación fue necesario aplicar un método para homogeneizar el diámetro del ducto.

Tabla 19. Ductos de la muestra con más de un diámetro

Ducto	Valor aprobado USD	Longitud (metros)	Diámetros en el ducto
Briceño – Ceramita – Sopó	1.140.601	3.759	4"-6"-8"
Madrid – Facatativá	3.408.051	12.468	4"-8"-10"
Leona – Tocancipá	357.396	4.391	3"-4"
Puerto Salgar – Mansilla	37.273.315	139.700	6"-8"
Galán – Bucaramanga	30.409.417	95.500	6"-12"
Salgar – Cartago	63.532.326	211.700	6"-8"
Cartago – Yumbo	46.107.313	159.800	6"-8"-10"

Para hacer equivalentes los valores aprobados para estos ductos con diferente diámetro a un valor correspondiente a un solo diámetro se debe seleccionar el diámetro al que deben ser referidos los valores. Para esto se toma en consideración lo establecido por Frank Hopf en el dictamen pericial en el que se cuantifican las economías de escala por diámetro donde se establece como ducto base el correspondiente a 16 pulgadas.

De acuerdo con lo anterior los valores aprobados se van a expresar en valores de un gasoducto de 16 pulgadas.

En principio el valor aprobado se puede expresar en función del valor aprobado en dólares para cada porción de diámetro del ducto, de la siguiente manera:

$$Valor\ aprobado_{(\phi_1, \dots, \phi_n)} = \sum_{i=1}^n \left[m(\phi_i) \times \gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_i) \right]$$

Ecuación 4

Donde:

- n: Es el número de diámetros del ducto
 m: Es el número de metros con el diámetro i
 γ : Es el valor aprobado en dólares/metro para el diámetro i .

La anterior expresión es equivalente a tomar el valor γ para el diámetro de 16 pulgadas y multiplicarlo por el respectivo factor de ajuste de la Tabla 17 para expresarlo en el diámetro i , de la siguiente manera:

$$Valor\ aprobado_{(\phi_1, \dots, \phi_n)} = \sum_{i=1}^n \left[m(\phi_i) \times \gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_{16''}) \times FA_{(\phi_{16''} \rightarrow i)} \right]$$

Ecuación 5

De la anterior expresión se puede encontrar el valor γ (dólares/metro) equivalente para el diámetro de 16 pulgadas como se muestra a continuación:

$$\gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_{16''}) = \frac{Valor\ aprobado_{(\phi_1, \dots, \phi_n)}}{\sum_{i=1}^n [m(\phi_i) \times FA_{(\phi_{16''} \rightarrow i)}]}$$

Ecuación 6

Finalmente, las cifras en dólares equivalentes a un ducto de 16 pulgadas será el resultado de multiplicar el valor γ (dólares/metro) equivalente para el diámetro de 16 pulgadas por la longitud total del ducto.

$$Cifras_{(\phi_{16''})} = \gamma \frac{\text{dólares}}{m} (\phi_{16''}) \times longitud\ total\ ducto$$

Ecuación 7**Tabla 20. Valores finales de los ductos convertidos a 16 pulgadas**

Ducto	Valor aprobado (USD)	Diámetro final	Valor final (USD)
Briceño – Ceramita – Sopó	1.140.601	16"	2.984.426
Madrid – Facatativá	3.408.051	16"	7.036.887
Leona – Tocancipá	357.396	16"	1.520.986
Puerto Salgar – Mansilla	37.273.315	16"	83.205.745
Galán – Bucaramanga	30.409.417	16"	60.227.658
Salgar – Cartago	63.532.326	16"	151.216.845
Cartago – Yumbo	46.107.313	16"	96.643.672

Aplicación de criterios

Una vez se tienen todos los valores aprobados relacionados con diámetros para los cuales se tienen multiplicadores, y en valores equivalentes a un mismo diámetro por

ducto, se procede a aplicar cada uno de los criterios de comparación con el objetivo de encontrar el valor base de cada ducto, que corresponde a un valor en dólares equivalente para un ducto con las siguientes características:

- No tiene conexiones.
- No presenta cruces subfluviales.
- No fue construido con especificaciones de cruce sísmico.
- Fue construido sin utilizar la técnica de uniones doble.
- Fue construido en un terreno que no presenta características de cultivado o extremo.
- El trazado del ducto tiene una pendiente menor a 5%.
- Fue construido en un suelo arcilloso.
- La vegetación del trazado corresponde a desierto árido o estepa seca.
- No se utilizaron técnicas de manejo del nivel freático en la construcción.
- Fue construido con especificaciones de clase de localidad 1
- Corresponde a un ducto con un diámetro de 4 pulgadas.
- La longitud del ducto es superior a 21 kilómetros.

Para descontar el valor en dólares de la fecha base asociado a la(s) conexión(es), obtenido del dictamen pericial realizado por Frank Hopf, se indexan los valores aprobados para cada ducto a dólares de la fecha base de acuerdo con lo establecido en el literal d de este Anexo.

Para aplicar aquellos criterios que tienen subcategorías, o diferentes técnicas de manejo, se estimó la proporción de los kilómetros en los que se presenta cada técnica afectándolas por el respectivo multiplicador, obteniendo de esta manera un multiplicador único para el criterio.

Para ilustrar lo anterior considérese que se desea obtener el multiplicador único para el criterio de técnicas de manejo del nivel freático, y se tiene un gasoducto para el cual en el 20% de la longitud se utilizó la técnica de sumideros y zanjas, en el 10% se utilizó la técnica de sistema de aspiración, y en un 25% se utilizó la técnica de ataguías, el multiplicador único aplicando los valores de la Tabla 16 corresponde a:

$$\text{Multiplicador nivel freático} = (20\% \times 1,649) + (10\% \times 2,005) + (25\% \times 1,649) + (45\% \times 1)$$

$$\text{Multiplicador nivel freático} = 1,393$$

Ecuación 8

Con los multiplicadores únicos por criterio, se afectan los valores aprobados en dólares de la fecha base de los ductos para que queden en valores base de la siguiente manera:

$$\text{Valor aprobado} = VB + \sum_{i=1}^n ((VB \times mult_i) - VB)$$

Ecuación 9

Donde:

VB: Valor base para el ducto.



- $mult_i$: Multiplicador que incrementa el valor base de acuerdo con el efecto del criterio i.
- n : Número de criterios únicos a considerar para comparar el ducto.

La anterior ecuación se puede expresar de la siguiente manera para encontrar el valor base de un ducto a partir del valor aprobado y de los multiplicadores únicos por criterio.

$$VB = \frac{\text{Valor aprobado}}{1 + \sum_{i=1}^n mult_i - n}$$

Ecuación 10

Donde:

- VB : Valor base para el ducto.
- $mult_i$: Multiplicador que incrementa el valor base de acuerdo con el efecto del criterio i.
- n : Número de criterios únicos a considerar para comparar el ducto.

Cuando se han calculado los valores base para todos los ductos de la muestra, expresados en dólares de la fecha base, se procede a calcular el costo unitario de cada ducto (dólares/m-pulgada) dividiendo el valor base sobre 4 pulgadas, que es el diámetro base, y sobre la longitud real del ducto. En este punto son comparables todos los ductos de la muestra, debido a que se han homogeneizado las principales variables que inciden en el costo de construcción de un ducto.

d. Indexación

Desde el punto de vista regulatorio, la valoración de nuevas inversiones en gasoductos se realiza con la mejor información disponible de mercado al momento de la toma de la decisión. Es decir, para la muestra seleccionada presentada en la Tabla 10 se cuenta con valores actualizados a precios de mercado en fechas que van desde febrero de 2001 y hasta junio de 2011.

La clasificación dada en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010 a los costos de los gasoductos consiste en: i) 35% de la inversión total corresponde al costo del acero; ii) 40% corresponde a costos de mano de obra; y iii) 25% corresponde a otros costos. Si bien la metodología establece claramente los porcentajes de asignación de costos de inversión en tuberías con relación al acero, la mano de obra y otros costos, la Comisión solicitó a las siguientes empresas información sobre dichos porcentajes de asignación.

Empresa	Radicado CREG solicitud información	Fecha Solicitud	Radicado CREG envío de información	Fecha Respuesta
TGI S.A. E.S.P.	S-2011-005395; S-2012-000244	12/dic/2011; 30/ene/2012	E-2012-000211; E-2012-000464 E-2012-001409	16/ene/2012 23/ene/2012 21/feb/2012
Promigas S.A. E.S.P.	S-2011-005396	13/dic/2011	E-2012-001060	10/feb/2012
Coinogas S.A. E.S.P.	S-2011-005394	13/dic/2011	E-2012-000187	13/ene/2012
Progasur S.A. E.S.P.	S-2012-000239	30/ene/2012	E-2012-001407	21/feb/2012
Transoriente S.A. E.S.P.	S-2012-000238	30/ene/2012	E-2012-001417	21/feb/2012
Ecopetrol	S-2012-000651	27/feb/2012	E-2012-002481	26/mar/2012

De los análisis de la información reportada por las empresas se encontró que la distribución de costos entre material, mano de obra y otros costos varía de acuerdo con el criterio de la empresa que realiza la asignación, criterio que en ocasiones puede ser subjetivo y así puede no corresponde a características reales de construcción de gasoductos, como por ejemplo el hecho de no asignar valores a otros costos, porque los mismos se incluyen dentro del rubro de materiales o de mano de obra. En este sentido se toma la asignación propuesta en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, ya que de esta manera se maneja un único criterio que reduce la subjetividad en la asignación, y proporciona datos más consistentes con las prácticas internacionales en la construcción de gasoductos⁹.

Teniendo en cuenta lo anterior, la actualización de los costos de los ductos a precios de la fecha base se realizó de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- 1) Segmentación de los costos de construcción de los gasoductos en costos de tuberías, costos de mano de obra y otros costos.
- 2) Actualización a dólares de la fecha base. Considerando que las variaciones en cada componente están dadas por diferentes subyacentes, la aplicación del anterior criterio se realizó de manera independiente para cada costo, de la siguiente manera:
 - *Actualización de los costos de tuberías:* Se tomó el valor de este componente para cada gasoducto en dólares de la fecha de aprobación de cada Resolución particular y se actualizó con base en las variaciones en el precio del acero, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Costo tubería gasoducto} \times \frac{\text{Último precio del acero conocido}}{\text{Precio acero fecha de aprobación}}$$

Ecuación 11

Se debe observar que al momento de la aprobación de cargos de transporte se consideraron, al igual que en esta solicitud tarifaria, los últimos precios del acero conocidos. De acuerdo con lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, para la actualización se utilizaron los precios del acero publicados por www.crugroup.com, presentados a continuación:

Tabla 21. Precios del acero utilizados para la indexación de los costos de las tuberías

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ene	77,56	67,68	103	115	178,82	129,99	147,23	171,15	141,77	152,94	184,95	179,36
Feb	75,41	68,15	104,83	122,77	170,38	131,76	152,11	183,3	139,34	155,33	213,41	184,77
Mar	77,84	73,96	104,57	141,27	169,12	138,32	156,4	207,61	128,42	169,25	217,13	185,9
Abr	77,45	79,32	100,38	140,23	162,2	150,24	160,77	221,16	119,35	188,54	213,83	187,99
May	76,62	90,6	95,87	144,8	156,06	159,69	163,49	250,59	117,85	199,31	202,9	182,36
Jun	76,95	95,12	93,65	146,35	142,9	169,5	162,07	266,17	121,86	187,22	197,09	171,95

⁹ En la página 48 del documento *Natural Gas Pipeline and Storage Infrastructure Projections Through 2030*, publicado el 20 de octubre del año 2009 por The Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) Foundation, Inc. Se observa que para los años 2000 al 2008, los costos asociados a materiales correspondieron aproximadamente al 30%, los asociados a mano de obra representan casi el 38%, mientras que los otros costos incluidos los asociados al derecho de vía en promedio representan el 33%. Estos valores son coherentes con los considerados por la Comisión para la Indexación y demuestran que debe existir una desagregación de los denominados otros costos.

Jul	74,74	94,85	95,01	157,66	126,98	170,23	159,12	274,5	139,03	74	190,04	168,01
Ago	73,19	94,27	95,46	163,32	126,62	166,02	157,53	263,55	150,45	170,04	186,25	167,35
Sep	71,63	97,56	96,87	170,48	135,83	159,01	157,77	249,83	151,19	173,37	189,8	166,21
Oct	69,47	98,34	97,68	169,32	137,26	157,2	159,65	222,14	147,06	168,72	183,6	161,4
Nov	67,39	98,71	98,7	168,87	134,64	155,75	159,96	166,14	140,91	162,24	170,21	
Dic	65,62	99,62	104,17	172,17	132	149,87	162,41	145,56	141,35	168,51	173,38	

Fuente: Tomado de www.cruigroup.com

El valor resultante de aplicar la anterior ecuación está dado en dólares de la última fecha para la cual se conoce el precio del acero. Considerando que las cifras deberían expresarse en dólares de la fecha base, se aplica el PPI de la serie WPSSOP3200, resultando en los siguientes valores.

Tabla 22. Costo indexado correspondiente a las tuberías

Ducto	Costo tuberías (USD fecha base)
Chía – Cota	\$ 1.851.224
Cota – Calle 80	\$ 2.064.555
Calle 80 – La Ramada	\$ 1.908.979
La Ramada – Funza – Mosquera	\$ 735.819
Briceño – Ceramita – Sopó	\$ 1.567.362
La Ramada – Río Bogotá	\$ 231.374
Cota – Suba	\$ 233.025
Mosquera – Madrid	\$ 773.741
Madrid – Facatativá	\$ 2.290.354
Mosquera – Soacha	\$ 1.894.191
Leona – Tocancipá	\$ 653.360
Tocancipá – Gachancipá	\$ 296.646
Chía – Tabio	\$ 869.170
Tabio – Tenjo	\$ 425.610
Talanquera – Bojacá	\$ 217.676
Bojacá – Zipacón	\$ 330.545
Briceño – Leona	\$ 502.734
Juan de Acosta - Santa Verónica [A]	\$ 1.114.897
Bayunca - Pontezuela [B]	\$ 638.177
San Pablo	\$ 431.926
Ayapel	\$ 845.678
Caucasia	\$ 1.119.692
Variante Buenos Aires - Ibagué	\$ 14.389
Coinogas	\$ 1.023.627
Galán – Puerto Salgar	\$ 24.584.177
Puerto Salgar – Mansilla	\$ 27.316.900
Galán – Bucaramanga	\$ 19.773.069
Salgar Cartago	\$ 49.645.315
Cartago – Yumbo	\$ 31.728.645
Guando - Fusagasugá	\$ 810.558
Sardinata - Cúcuta	\$ 2.921.986
Cali – Popayán	\$ 5.221.034
Ariari	\$ 1.586.082
Barrancabermeja – Payoa	\$ 8.069.984
Gibraltar – Bucaramanga	\$ 53.173.640

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa – Juan de Acosta

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

- *Actualización de los costos de mano de obra:* Para esto se realizó el procedimiento definido en el literal b del numeral 2 del anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Con fundamento en lo anterior se obtuvieron los siguientes valores.

Tabla 23. Costo indexado correspondiente a la mano de obra

Ducto	Costo mano de obra (USD fecha base)
Chía – Cota	\$ 2.577.387
Cota – Calle 80	\$ 2.775.462
Calle 80 – La Ramada	\$ 2.566.314
La Ramada – Funza – Mosquera	\$ 1.480.203
Briceño – Ceramita – Sopó	\$ 2.107.066
La Ramada – Río Bogotá	\$ 311.045
Cota – Suba	\$ 313.265
Mosquera – Madrid	\$ 1.040.170
Madrid – Facatativá	\$ 4.607.368
Mosquera – Soacha	\$ 2.812.284
Leona – Tocancipá	\$ 934.514
Tocancipá – Gachancipá	\$ 424.299
Chía – Tabio	\$ 1.346.128
Tabio – Tenjo	\$ 608.759
Talanquera – Bojacá	\$ 437.885
Bojacá – Zipacón	\$ 664.937
Briceño – Leona	\$ 675.844
Juan de Acosta – Santa Verónica [A]	\$ 1.552.227
Bayunca – Pontezuela [B]	\$ 857.926
San Pablo	\$ 580.654
Ayapel	\$ 1.701.199
Caucasia	\$ 1.505.245
Variante Buenos Aires – Ibagué	\$ 20.583
Coinogas	\$ 1.645.549
Galán – Puerto Salgar	\$ 31.378.567
Puerto Salgar – Mansilla	\$ 34.866.540
Galán – Bucaramanga	\$ 25.237.801
Salgar – Cartago	\$ 63.365.915
Cartago – Yumbo	\$ 40.497.569
Guando – Fusagasugá	\$ 1.499.253
Sardinata – Cúcuta	\$ 3.837.023
Cali – Popayán	\$ 7.150.499
Ariari	\$ 2.706.474
Barrancabermeja – Payoa	\$ 9.156.013
Gibraltar – Bucaramanga	\$ 71.784.564

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa – Juan de Acosta

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

- *Actualización de otros costos:* Para actualizar estos costos se utilizó el PPI de la serie WPSSOP3200, según lo señalado en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010. Como resultado se obtuvieron los siguientes valores.

Tabla 24. Costo indexado correspondiente a otros costos

Ducto	Otros costos (USD diciembre 2009)
Chía – Cota	\$ 964.472
Cota – Calle 80	\$ 1.107.125
Calle 80 – La Ramada	\$ 1.023.696

Ducto	Otros costos (USD diciembre 2009)
La Ramada – Funza – Mosquera	\$ 621.583
Briceño – Ceramita – Sopó	\$ 840.503
La Ramada – Río Bogotá	\$ 124.075
Cota – Suba	\$ 124.961
Mosquera – Madrid	\$ 414.921
Madrid – Facatativá	\$ 1.934.776
Mosquera – Soacha	\$ 1.300.526
Leona – Tocancipá	\$ 413.289
Tocancipá – Gachancipá	\$ 187.646
Chía – Tabio	\$ 565.281
Tabio – Tenjo	\$ 269.223
Talanquera – Bojacá	\$ 183.881
Bojacá – Zipacón	\$ 279.227
Briceño – Leona	\$ 269.593
Juan de Acosta – Santa Verónica [A]	\$ 580.851
Bayunca – Pontezuela [B]	\$ 342.225
San Pablo	\$ 231.622
Ayapel	\$ 714.386
Caucasia	\$ 600.439
Variante Buenos Aires – Ibagué	\$ 12.545
Coinogas	\$ 730.517
Galán – Puerto Salgar	\$ 18.720.506
Puerto Salgar – Mansilla	\$ 20.801.436
Galán – Bucaramanga	\$ 15.056.915
Salgar – Cartago	\$ 37.804.211
Cartago – Yumbo	\$ 24.160.918
Guando – Fusagasugá	\$ 674.209
Sardinata – Cúcuta	\$ 1.989.447
Cali – Popayán	\$ 3.849.702
Ariari	\$ 1.147.567
Barrancabermeja – Payoa	\$ 3.159.819
Gibraltar – Bucaramanga	\$ 37.875.505

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa – Juan de Acosta

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

De esta manera los costos totales expresados en dólares de la fecha base, para la muestra seleccionada por la CREG, corresponden a:

Tabla 25. Costo indexado a la última fecha con precio conocido del acero, expresado en USD de la fecha base

Ducto	Costos tuberías	Costo mano de obra	Otros costos	Total
	35%	40%	25%	100%
Chía – Cota	\$ 1.851.224	\$ 2.577.387	\$ 964.472	\$ 5.393.083
Cota – Calle 80	\$ 2.064.555	\$ 2.775.482	\$ 1.107.125	\$ 5.947.143
Calle 80 – La Ramada	\$ 1.908.979	\$ 2.566.314	\$ 1.023.696	\$ 5.498.989
La Ramada – Funza – Mosquera	\$ 735.819	\$ 1.480.203	\$ 621.583	\$ 2.837.605
Briceño – Ceramita – Sopó	\$ 1.567.362	\$ 2.107.066	\$ 840.503	\$ 4.514.930
La Ramada – Río Bogotá	\$ 231.374	\$ 311.045	\$ 124.075	\$ 783.189 [C]
Cota – Suba	\$ 233.025	\$ 313.265	\$ 124.961	\$ 788.778 [C]
Mosquera – Madrid	\$ 773.741	\$ 1.040.170	\$ 414.921	\$ 2.228.832
Madrid – Facatativá	\$ 2.290.354	\$ 4.607.368	\$ 1.934.776	\$ 8.832.498
Mosquera – Soacha	\$ 1.894.191	\$ 2.812.284	\$ 1.300.526	\$ 7.058.756 [C]
Leona – Tocancipá	\$ 653.360	\$ 934.514	\$ 413.289	\$ 2.001.163
Tocancipá – Gachancipá	\$ 296.646	\$ 424.299	\$ 187.646	\$ 908.590

Ducto	Costos tuberías	Costo mano de obra	Otros costos	Total
	35%	40%	25%	100%
Chia – Tabio	\$ 669.170	\$ 1.346.128	\$ 565.281	\$ 2.580.578
Tabio – Tenjo	\$ 425.610	\$ 608.759	\$ 269.223	\$ 1.303.592
Talanquera – Bojacá	\$ 217.676	\$ 437.885	\$ 183.881	\$ 839.442
Bojacá – Zipacón	\$ 330.545	\$ 664.937	\$ 279.227	\$ 1.274.709
Briceño – Leona	\$ 502.734	\$ 675.844	\$ 269.593	\$ 1.448.171
Juan de Acosta – Santa Verónica [A]	\$ 1.114.897	\$ 1.552.227	\$ 580.851	\$ 3.247.975
Bayunca – Pontezuela [B]	\$ 638.177	\$ 857.926	\$ 342.225	\$ 1.838.328
San Pablo	\$ 431.926	\$ 580.654	\$ 231.622	\$ 1.549.031 [C]
Ayapel	\$ 845.678	\$ 1.701.199	\$ 714.386	\$ 4.060.272 [C]
Caucasia	\$ 1.119.692	\$ 1.505.245	\$ 600.439	\$ 3.225.376
Variante Buenos Aires – Ibagué	\$ 14.389	\$ 20.583	\$ 12.545	\$ 47.517
Coinogas	\$ 1.023.627	\$ 1.645.549	\$ 730.517	\$ 3.399.693
Galán – Puerto Salgar	\$ 24.584.177	\$ 31.378.567	\$ 18.720.506	\$ 74.683.249
Puerto Salgar – Mansilla	\$ 27.316.900	\$ 34.866.540	\$ 20.801.436	\$ 82.984.876
Galán – Bucaramanga	\$ 19.773.069	\$ 25.237.801	\$ 15.056.915	\$ 60.067.784
Salgar – Cartago	\$ 49.645.315	\$ 63.365.915	\$ 37.804.211	\$ 150.815.441
Cartago – Yumbo	\$ 31.728.645	\$ 40.497.569	\$ 24.160.918	\$ 96.387.132
Guando – Fusagasugá	\$ 810.558	\$ 1.499.253	\$ 674.209	\$ 3.715.106 [C]
Sardinata – Cúcuta	\$ 2.921.986	\$ 3.837.023	\$ 1.989.447	\$ 8.748.456
Cali – Popayán	\$ 5.221.034	\$ 7.150.499	\$ 3.849.702	\$ 16.221.235
Ariari	\$ 1.586.082	\$ 2.706.474	\$ 1.147.567	\$ 6.772.954 [C]
Barrancabermeja – Payoa	\$ 8.069.984	\$ 9.156.013	\$ 3.159.819	\$ 20.385.816
Gibraltar – Bucaramanga	\$ 53.173.640	\$ 71.784.564	\$ 37.875.505	\$ 162.833.709

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa – Juan de Acosta

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

[C] Valores modificados por el multiplicador de la Tabla 18

Estos valores se utilizan para aplicar los criterios de comparación de acuerdo con lo establecido en el literal c de este anexo para valorar los gasoductos del Programa de Nuevas Inversiones, PNI.

e. Valores homogeneizados e indexados

Como parte del procedimiento de valoración aplicable a cualquier gasoducto, se debe realizar: i) la indexación descrita en el literal anterior; y ii) aplicar los criterios de comparación de acuerdo con lo establecido en el literal c. A continuación se observan las cifras en costos unitarios (dólares/m-pulgada) resultantes de la aplicación de los mencionados procedimientos para las Inversiones en Aumento de Capacidad, IAC, y el Programa de Nuevas Inversiones, PNI.

Tabla 26. Costos unitarios homogeneizados e indexados a la fecha del último precio conocido del acero, expresados en dólares de la fecha base, para los ductos de la muestra seleccionada por la CREG para la comparación

Tipo de ducto	Ducto	Valor aprobado (dólares/m-pulgada)
Gasoducto	Chia – Cota	\$ 23,53
Gasoducto	Cota – Calle 80	\$ 20,03
Gasoducto	Calle 80 – La Ramada	\$ 31,81
Gasoducto	La Ramada – Funza – Mosquera	\$ 9,81
Gasoducto	Briceño – Ceramita – Sopó	\$ 42,75
Gasoducto	La Ramada – Río Bogotá	\$ 28,08
Gasoducto	Cota – Suba	\$ 19,83
Gasoducto	Mosquera – Madrid	\$ 21,23

Tipo de ducto	Ducto	Valor aprobado (dólares/m-pulgada)
Gasoducto	Madrid – Facatativá	\$ 33,87
Gasoducto	Mosquera – Soacha	\$ 22,23
Gasoducto	Leona – Tocancipá	\$ 16,50
Gasoducto	Tocancipá – Gachancipá	\$ 19,31
Gasoducto	Chía – Tabio	\$ 25,12
Gasoducto	Tabio – Tenjo	\$ 11,15
Gasoducto	Talanquera – Bojacá	\$ 20,38
Gasoducto	Bojacá – Zipacón	\$ 16,65
Gasoducto	Briceño – Leona	\$ 28,65
Gasoducto	Juan de Acosta – Santa Verónica [A]	\$ 19,53
Gasoducto	Bayunca – Pontezuela [B]	\$ 22,36
Gasoducto	San Pablo	\$ 21,43
Gasoducto	Ayapel	\$ 20,43
Gasoducto	Caucasia	\$ 25,83
Gasoducto	Variante Buenos Aires – Ibagué	\$ 0,47
Gasoducto	Coinogas	\$ 15,97
Propanoducto	Galán – Puerto Salgar	\$ 27,83
Propanoducto	Puerto Salgar – Mansilla	\$ 30,36
Poliducto	Galán – Bucaramanga	\$ 34,81
Poliducto	Salgar – Cartago	\$ 32,39
Poliducto	Cartago – Yumbo	\$ 31,41
Gasoducto	Guando – Fusagasugá	\$ 11,23
Gasoducto	Sardinata – Cúcuta	\$ 14,80
Gasoducto	Cali – Popayán	\$ 18,76
Gasoducto	Ariari	\$ 25,13
Gasoducto	Barrancabermeja – Payoa	\$ 27,51
Gasoducto	Gibraltar – Bucaramanga	\$ 51,19

[A] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Baranoa – Juan de Acosta

[B] Incluye el gasoducto conocido en la Resolución CREG 070 de 2003 como Bayunca.

f. Determinación de costos eficientes

Antes de determinar los costos eficientes para las inversiones en gasoductos a partir de los costos unitarios presentados en la Tabla 26, se aplicaron pruebas estadísticas con el objetivo de detectar si existen observaciones que influyen indebidamente la estimación de i) el costo unitario medio en dólares/metro-pulgada; y ii) la varianza de los datos.

Inicialmente, para detectar si existen observaciones atípicas se emplean los diagnósticos propuestos por Besley, Kuh y Welch (1980)¹⁰ sobre el modelo lineal con $p = 1$ parámetro, que se representa mediante la expresión:

$$\text{Costo unitario}_i \left(\frac{\text{dólares}}{\text{metro pulgada}} \right) = \mu + \varepsilon_i$$

Ecuación 12

Donde:

Costo unitario_i : Es el costo en dólares por metro por pulgada para el gasoducto i

μ : Es el costo medio en dólares por metro por pulgada.

¹⁰ Besley, Kuh y Welsch (1980) Regression Diagnostics, John Wiley & Sons, New York.

ε_i :

Es una variable aleatoria de media cero y varianza constante σ_ε^2 , e indica la desviación del costo del gasoducto i respecto del costo medio μ .

Los diagnósticos de Besley, Kuh y Welch (1980) permiten detectar qué tan influyente es una observación sobre varios aspectos de la estimación, cuando dicha observación es eliminada (*single row diagnostics*). Los aspectos considerados son:

- El cambio en la estimación de la media: mide la sensibilidad del estimador cuando se elimina una observación y se denota por Dfbetas.

Criterio de decisión: si la magnitud de Dfbetas excede $\frac{2}{\sqrt{n}} = 0,3288$.

- El cambio en la estimación de la varianza del estimador: mide la sensibilidad de la varianza del estimador cuando se elimina una observación y se denota por covRatio.

Criterio de decisión: si $\text{covRatio} < 1 - 3\left(\frac{p}{n}\right) = 0,9189$ o $\text{covRatio} > 1 + 3\left(\frac{p}{n}\right) = 1,0811$.

- El cambio en los valores predichos por el modelo, denotado por Dffits. En este caso coincide Dfbetas, puesto que todos los valores predichos son iguales a $\hat{\mu}$.
- El cambio sobre los residuales 'estudentizados', denotado por Rstudent.

Criterio de decisión: si la magnitud de Rstudent excede a 2.

Una vez se realiza el análisis de observaciones atípicas se puede establecer que las observaciones 5, 23 y 35, correspondiente a los gasoductos Briceño – Ceramita - Sopó, la variante Buenos Aires – Ibagué y Gibraltar – Bucaramanga, parecen ser observaciones atípicas. En la Tabla 27 se presentan resaltadas y subrayadas estas observaciones, según los criterios antes determinados.

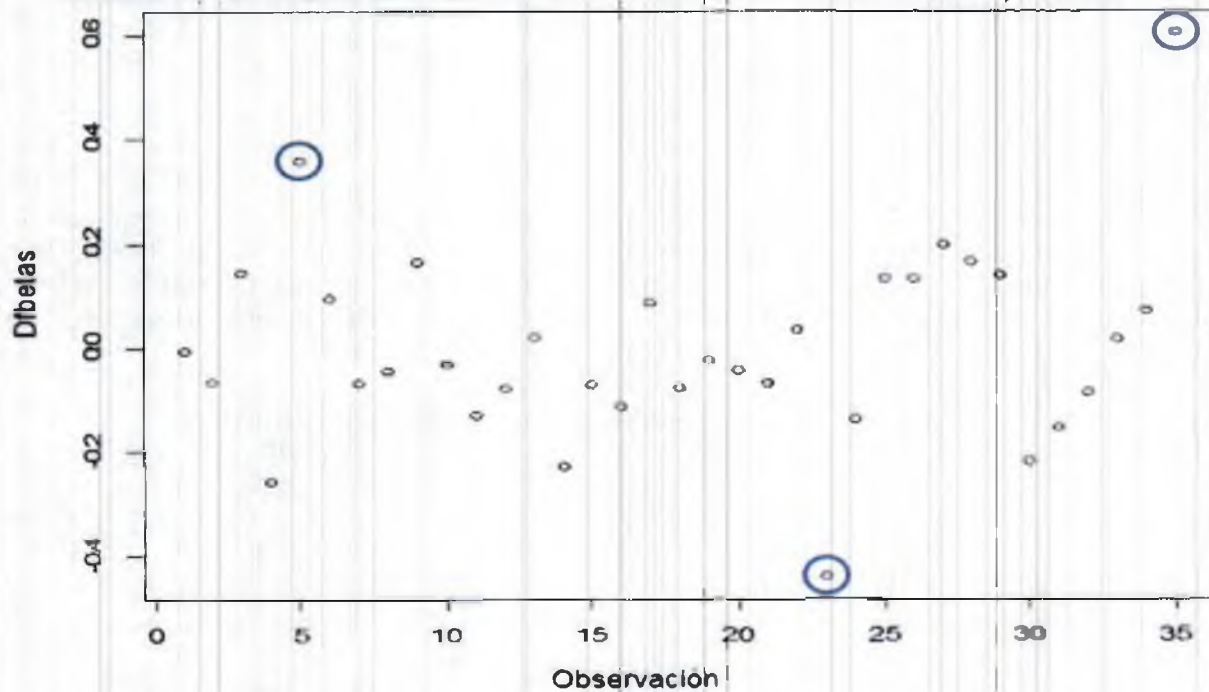
Tabla 27. Análisis de observaciones influénciales y/o atípicas

Observación	Dfbetas	Dffits	CovRatio
1	0,001	0,001	1,061
2	-0,062	-0,062	1,056
3	0,151	0,151	1,036
4	-0,254	-0,254	0,994
5	0,370	0,370	0,929
6	0,083	0,083	1,053
7	-0,066	-0,066	1,056
8	-0,041	-0,041	1,059
9	0,190	0,190	1,023
10	-0,023	-0,023	1,06
11	-0,127	-0,127	1,043
12	-0,076	-0,076	1,054
13	0,029	0,029	1,06
14	-0,228	-0,228	1,007
15	-0,056	-0,056	1,057
16	-0,124	-0,124	1,044
17	0,093	0,093	1,051
18	-0,072	-0,072	1,055

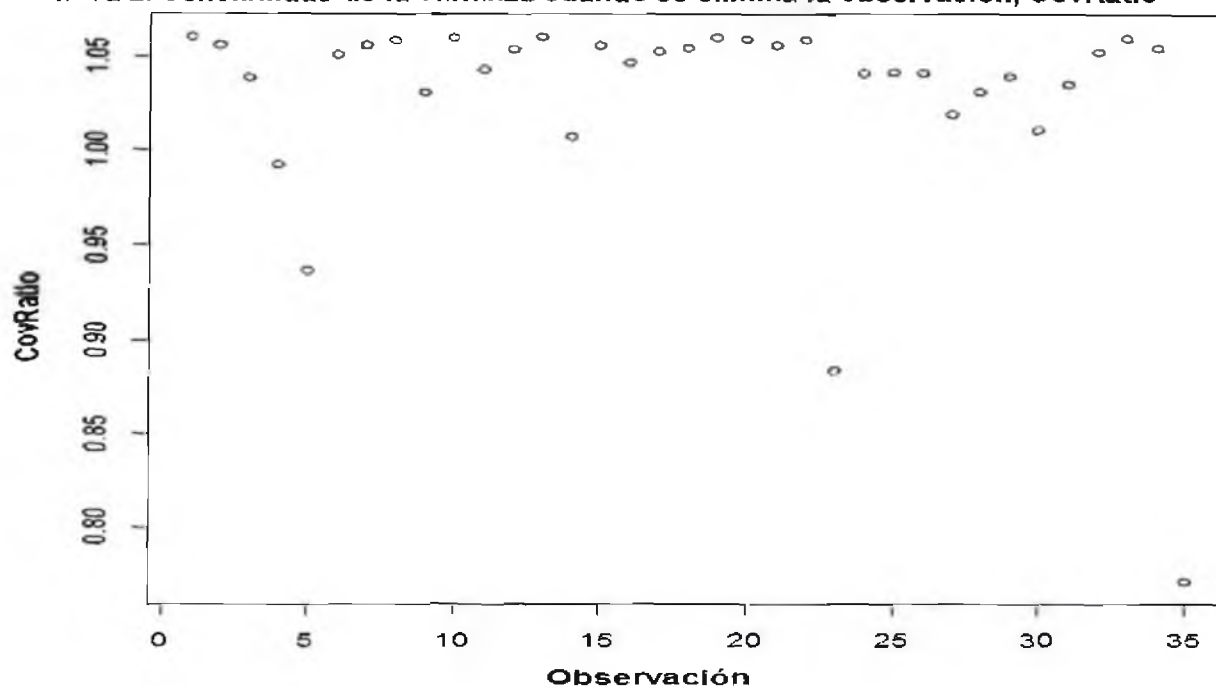
19	-0,021	-0,021	1,06
20	-0,037	-0,037	1,059
21	-0,055	-0,055	1,057
22	0,042	0,042	1,059
23	-0,457	-0,457	0,873
24	-0,137	-0,137	1,041
25	0,078	0,078	1,054
26	0,125	0,125	1,044
27	0,208	0,208	1,015
28	0,162	0,162	1,033
29	0,144	0,144	1,038
30	-0,227	-0,227	1,007
31	-0,159	-0,159	1,034
32	-0,086	-0,086	1,053
33	0,029	0,029	1,06
34	0,072	0,072	1,055
35	0,578	0,578	0,789

En la Gráfica 1, Gráfica 2 y Gráfica 3 se pueden visualizar los resultados anteriores y el cambio sobre los residuales 'estudentizados'. Todos los análisis muestran las mismas observaciones como atípicas.

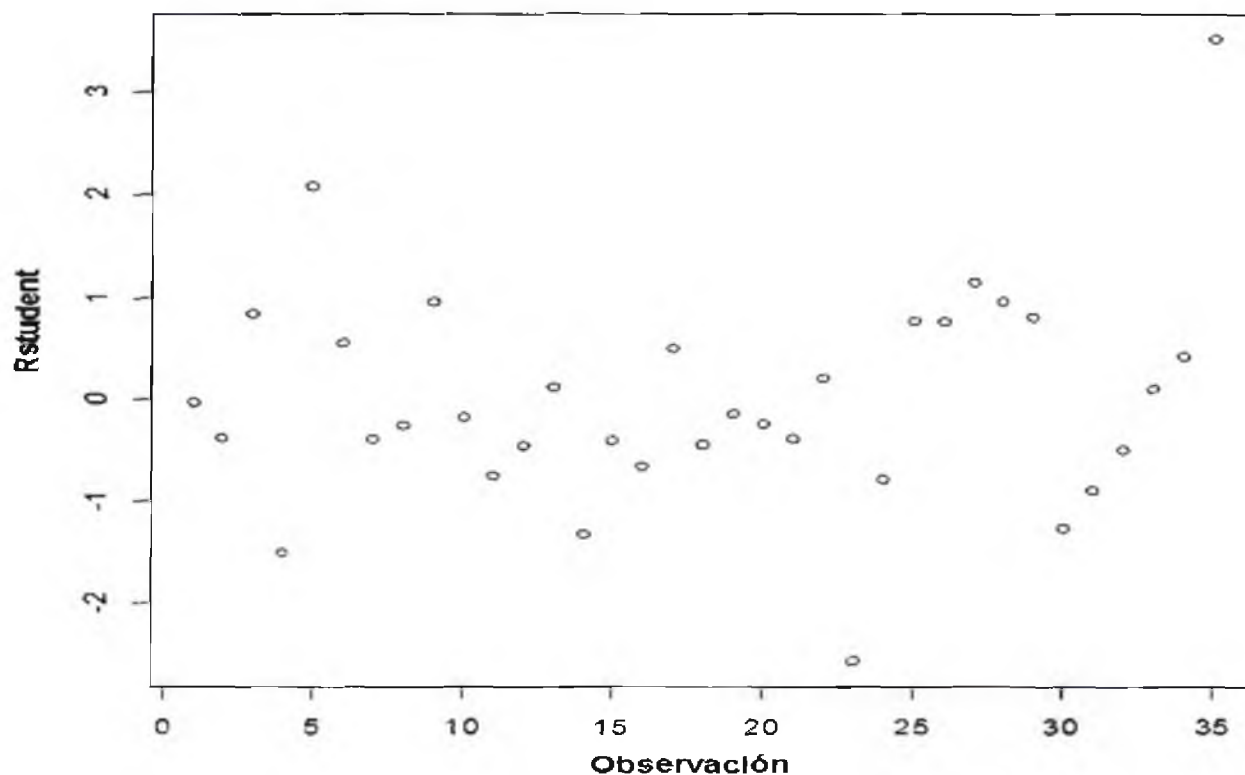
Gráfica 1. Sensibilidad de la media cuando se elimina la observación, Dfbetas



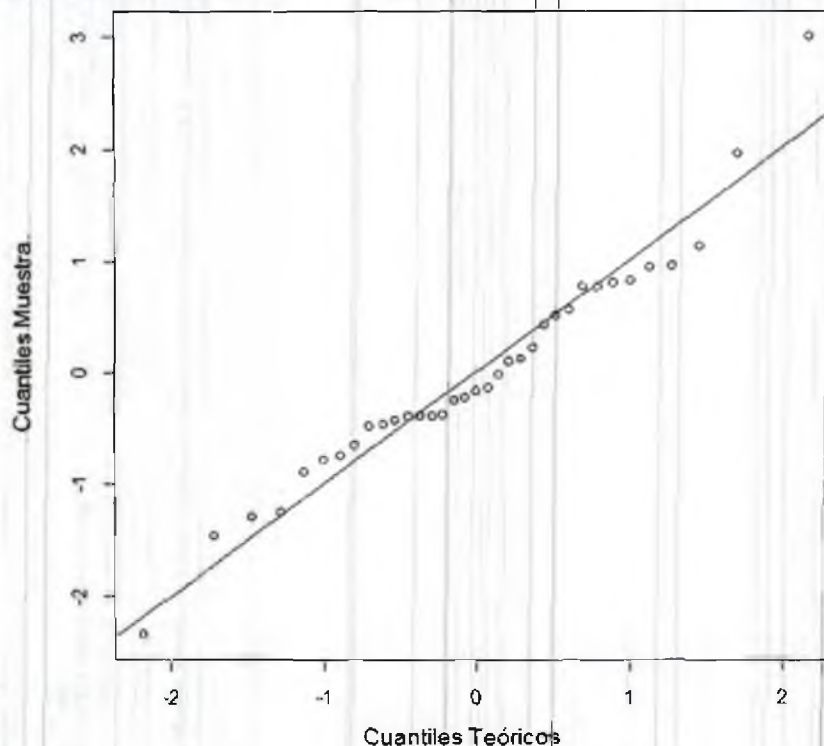
Gráfica 2. Sensibilidad de la varianza cuando se elimina la observación, CovRatio



Gráfica 3. Cambio sobre los residuales 'estudentizados'



Adicional a las medidas anteriores, se obtiene el gráfico cuantil-cuantil de las observaciones bajo el supuesto de normalidad. Dicho gráfico señalará si existen observaciones que puedan causar no normalidad.

Gráfica 4. Cuantil teórico distribución normal vs Cuantil real muestra

Los resultados muestran que hay tres observaciones que pueden estar afectando la normalidad en la distribución. De nuevo las observaciones 5, 23 y 35.

Al aplicar otras pruebas de normalidad como i) Shapiro-Wilk; ii) Jarque-Bera; y iii) Kolmogorov-Smirnov; se concluye que no se puede rechazar que los datos fueron extraídos de una población normal usando un nivel de significancia de 0,05. En la Tabla 28 se resumen los resultados de las pruebas mencionadas.

Tabla 28. Pruebas de normalidad realizadas a la muestra seleccionada

Prueba	Estadístico de prueba	Valor p / Estadístico Teórico
Shapiro-Wilk	$W = 0,9689$	0,4149
Jarque-Bera	$X\text{-squared} = 3,324$	0,189
Kolmogorov-Smirnov	$K\text{-S} = 4,94\%$	23%

Debido a la presencia de datos atípicos en la muestra, para la estimación de los costos eficientes se realiza una estimación robusta para los parámetros de la media y la varianza. De esta manera se adopta un procedimiento conservador, que haga uso de toda la información disponible para que tanto la estimación del costo unitario medio como de la desviación del costo no estén influenciadas por datos atípicos.

No es conveniente utilizar procedimientos basados en la eliminación de los datos atípicos porque pueden estar afectados por una posible subestimación de la varianza del estimador del costo medio, afectando la amplitud del intervalo en el que se encuentran los costos eficientes.

El máximo valor a reconocer para el costo eficiente unitario, para las inversiones en gasoductos, calculado a partir de los costos unitarios presentados en la Tabla 26, se puede representar mediante la siguiente expresión:

$$\text{Costo unitario} = \hat{\mu}_R + \hat{\sigma}_{x,R} = 32,04 \text{ dólares/m - pulgada}$$

Ecuación 13

$$\hat{\mu}_R = \text{Mediana}(X) = 23,06$$

Ecuación 14

$$\hat{\sigma}_{x,R} = c \times \text{MAD}(X) = 8,98$$

Ecuación 15

$$\text{MAD}(X) = \text{Mediana}\{|X_i - \text{Mediana}(X)|\} = 6,06$$

Ecuación 16

Donde:

$\hat{\mu}_R$: Estimación robusta de la media.

$\hat{\sigma}_{x,R}$: Estimación robusta de la desviación estándar.

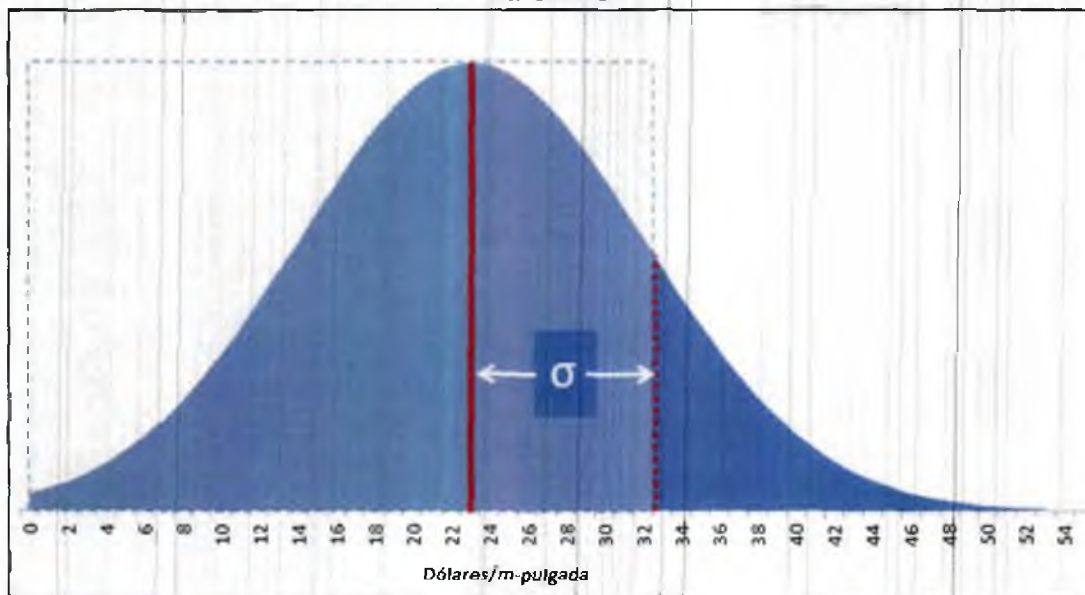
c : Constante de corrección igual a 1,4826.

$\text{MAD}(X)$: Estimador de la desviación estándar de una distribución normal.

Inicialmente bajo este método robusto el valor a reconocer para las inversiones en gasoductos será el mínimo valor entre el costo unitario solicitado por el transportador (después de aplicar los criterios de que trata el literal b de este anexo de la forma establecida en el literal c de este anexo) y el máximo valor para el costo eficiente unitario a reconocer de acuerdo con la Ecuación 13, que corresponde a 32,04 dólares de 2009/m-pulgada para el caso de las IAC y las inversiones en gasoductos del PNI.

De esta manera si se considera que los costos unitarios eficientes siguen una distribución normal con media $\hat{\mu}_R$ y desviación estándar $\hat{\sigma}_{x,R}$, se reconoce como costo eficiente unitario un rango que representa el 84,13% del área bajo la curva de distribución de los costos eficientes reconocidos, como se observa en la Figura 2.

Figura 2. Distribución robusta de costos unitarios reconocidos históricamente por la CREG



Dentro del 15,87% del área bajo la curva no reconocida se encuentran dos de los tres ductos que de acuerdo con los análisis resultan ser datos atípicos, y otros ductos caracterizados principalmente con un perfil que presenta grandes pendientes. En este sentido, con el fin de incorporar dentro de la valoración la mayor incertidumbre que se desprende de ductos construidos en terrenos con altas pendientes, y en línea con lo establecido en el anexo 1 de la Resolución CREG 126 de 2010, se reconoce una mayor amplitud en el rango con el que se define el máximo valor para el costo eficiente unitario a reconocer para las inversiones en gasoductos, de la siguiente manera:

Tabla 29. Máximo Costo eficiente unitario a reconocer por tipo de terreno

Tipo de terreno Res. CREG 126 de 2010	Máximo valor del costo unitario por tipo de terreno
A	$\hat{\mu}_R + \hat{\sigma}_{x,R}$
B	$\hat{\mu}_R + \hat{\sigma}_{x,R}$
C	$\hat{\mu}_R + (2 \times \hat{\sigma}_{x,R})$
D	Max(X)

Donde X corresponde a los costos unitarios homogeneizados e indexados de la muestra seleccionada por la CREG.

El tipo de terreno A, que corresponde a pendientes inferiores al 5%, se considera como el terreno base, que no debe tener mayores costos por concepto de topografía. Para el tipo de terreno B, que corresponde a pendientes iguales o superiores a 5% e inferiores a 12%, los mayores costos asociados a la topografía se incorporan en el multiplicador adicional al terreno extremo que se explicó en el literal b de este anexo.

En el caso de los tipos de terrenos C y D, que corresponden a pendientes i) superiores a 12% e inferiores a 25%, e ii) iguales y superiores a 25%, respectivamente, si bien los mayores costos fueron considerados en el multiplicador adicional al terreno extremo, se evidencia una mayor incertidumbre asociada a esta clase de topografía que hace conveniente permitir mayores rangos al momento de definir el costo eficiente unitario a reconocer por la inversión en un gasoducto.

Es de resaltar que al contrastar los valores aquí mencionados con los costos normalizados que en el pasado se han reconocido a los transportadores que recurrieron las resoluciones CREG 110, 115 y 117 de 2011, se observa que los primeros son iguales o superiores a los segundos.

Finalmente, para la valoración de inversiones en gasoductos se sigue este procedimiento:

1. Se estiman los máximos costos eficientes unitarios a reconocer para los diferentes tipos de terreno de acuerdo con lo establecido en la Tabla 29. Estos costos eficientes unitarios corresponden al valor a reconocer para un ducto base de 4 pulgadas que no presenta características de construcción que impliquen mayores costos de acuerdo con los criterios definidos en el literal b de este anexo.
2. Los máximos costos unitarios eficientes a reconocer para los diferentes tipos de terreno se multiplican por 4 pulgadas (diámetro para el que se estimó el costo eficiente unitario base) y por la longitud del ducto correspondiente a la inversión. De esta manera se obtiene un valor base en dólares para un ducto estándar.
3. Los valores base obtenidos en el numeral anterior, para cada tipo de terreno, se multiplican por los mayores costos de construcción que implican las diferentes características del ducto asociado a la inversión en valoración, lo anterior de acuerdo con los criterios definidos en el literal b de este anexo.

$$Valor\ Reconocido_j = VB_j \times \left[1 + \sum_{i=1}^n mult_i - n \right]$$

Ecuación 17

Donde:

Valor Reconocido_j: Máximo valor a reconocer en el tipo de terreno *j*.

VB: Valor base para el ducto.

mult_i: Multiplicador que incrementa el valor base de acuerdo con el efecto del criterio *i*.

n: Número de criterios únicos a considerar para comparar el ducto.

4. El máximo valor a reconocer para cada tipo de terreno se multiplica por la proporción del ducto, asociado a la inversión que se está valorando, que presenta ese tipo de terreno. Luego se suma el valor en dólares de la(s) conexión(es) que presenta el

ducto, de acuerdo con los valores obtenidos del dictamen pericial realizado por Frank Hopf.

Máximo valor a reconocer por la inversión

$$= \left[\sum_{j=1}^4 (\text{Valor Reconocido}_j \times P_j) \right] + \text{Conexiones}$$

Ecuación 18

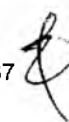
Donde:

Valor Reconocido_j: Máximo valor a reconocer en el tipo de terreno *j*.

P_j: Proporción del gasoducto que presenta tipo de terreno *j*

Conexiones: Valor en dólares asociado a la(s) conexión(es) que se incluyen en el ducto asociado a la inversión que se está valorando. Este valor se obtiene a partir del dictamen pericial realizado por Frank Hopf para este tema.

Considerando el método robusto y los diferentes tipos de terreno de que trata la Resolución CREG 126 de 2010, el valor a reconocer para las inversiones en gasoductos será el mínimo valor entre lo solicitado por el transportador y el máximo valor a reconocer por la inversión, de acuerdo con la expresión del numeral anterior.



Anexo 4. Reconocimiento de gastos de AOM asociados a nuevas inversiones en el sistema de transporte de gas natural

En este anexo se presentan los análisis realizados para evaluar la eficiencia de los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) asociados a las inversiones del programa de nuevas inversiones.

1. Antecedentes

En los numerales 8.4 y 8.5 de la Resolución CREG 126 de 2010 se estableció la metodología para evaluar los gastos de AOM asociados a las nuevas inversiones en sistemas de transporte de gas natural, sean del programa de nuevas inversiones o inversiones en aumento de capacidad:

"8.4 Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a nuevos proyectos. Los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al PNI – AOM_t^{PNI} – y aquellos asociados a las IAC – $AOM_{p,t}^{IAC}$ – se determinarán de la siguiente manera:

8.4.1. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados al PNI – AOM_t^{PNI} . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la CREG los gastos de AOM asociados a los proyectos del Programa de Nuevas Inversiones para cada Año del Horizonte de Proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en el numeral 8.5 de la presente Resolución.
- b) La Comisión evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable AOM_t^{PNI} .

8.4.2. Gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a las IAC – $AOM_{p,t}^{IAC}$. Para la estimación de esta variable se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

- a) El transportador declarará a la CREG los gastos de AOM asociados a cada proyecto de las Inversiones en Aumento de Capacidad, para cada Año del Horizonte de Proyección, por tramo o grupo de gasoductos, exceptuando los gastos a los que se hace referencia en el numeral 8.5 de la presente Resolución.
- b) La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable $AOM_{p,t}^{IAC}$.

8.5. Otros gastos de administración, operación y mantenimiento – $OAOM_t$. Corresponderán a la suma de los gastos en compresión asociada al sistema de transporte – GC_t , corridas con raspador inteligente – GCR_t , Gas de Empaquetamiento – GGE_t – y terrenos e inmuebles – GTI_t , como se dispone a continuación:

8.5.1. Gastos en compresión asociada al sistema de transporte – GC_t . Para la estimación de esta variable se aplicará el siguiente procedimiento:

- a) El transportador reportará a la CREG la estimación de los gastos en compresión asociada al sistema de transporte para cada Año del Horizonte de Proyección. Así

mismo entregará los soportes técnicos de estas estimaciones: justificación de las horas proyectadas de uso de los compresores, copia de las curvas típicas de consumo de combustibles y lubricantes de las máquinas de acuerdo con las especificaciones técnicas dadas por los fabricantes, entre otros. Estos gastos deberán ser expresados en pesos de la Fecha Base.

- b) La CREG evaluará la eficiencia de los gastos indicados en el literal anterior, utilizando la mejor información disponible. Los valores resultantes de esta evaluación corresponderán a la variable GC_i .

(...)"

De acuerdo con la literatura sobre la materia, los modelos más utilizados para evaluar el desempeño de las empresas de transporte de gas por ductos, medido en términos de la eficiencia de los gastos de AOM, son los de frontera estocástica y análisis envolvente de datos. Los principales obstáculos para la utilización de estos modelos radican en el número limitado de empresas de transporte y en la asimetría de información entre el regulador y las empresas.

Las variables utilizadas en la aplicación de dichos modelos de eficiencia son, por un lado los gastos de AOM, y por el otro variables como la longitud de los gasoductos, inversión en activos, ingresos del transportador, capacidad del sistema de transporte o de compresión, cantidad de gas transportado, etc.

Para evitar posibles problemas asociados al tamaño de la muestra, se optó por incluir un conjunto de empresas internacionales, para lo cual fue necesario verificar que las empresas incluidas tuvieran ciertos atributos que las hicieran similares a las empresas locales. De esta manera se pudo comparar la información de las empresas internacionales con la información de las empresas colombianas.

En cuanto a la información de empresas internacionales, la fuente más útil sigue siendo la Federal Energy Regulatory Commission – FERC, ente regulador de la industria de los Estados Unidos de América, por la rigurosidad con que las empresas le deben reportar la información y la cantidad de años para los que está disponible.

2. Gastos de AOM asociados al programa de nuevas inversiones

Para evaluar los gastos de AOM asociados al programa de nuevas inversiones se recopiló información de gastos de AOM, inversiones, longitud de gasoductos y gas transportado de sistemas de transporte de Colombia y de los Estados Unidos de América. Para el caso de las empresas de los Estados Unidos de América se tomó la información de los años 2005 a 2010, con el fin de verificar la consistencia de la información.

A continuación se describe la información consultada en la página web de la FERC, www.ferc.gov, y se explican los criterios utilizados para la selección de la muestra. Es de observar que en la página web de la FERC se encuentra información de empresas que desarrollan, además de la actividad de transporte de gas, las demás actividades de la cadena, como producción, almacenamiento, distribución y comercialización.

Información consultada

En el formato F2_317_GAS_OP_MAINT, gastos de operación y mantenimiento, se presenta el detalle de los gastos por actividad, del cual se pueden extraer las siguientes líneas:

Código	Descripción
9700	TOTAL Production Expenses
17700	TOTAL Natural Gas Storage
20100	TOTAL Transmission Expenses
22900	TOTAL Distribution Expenses
23700	TOTAL Customer Accounts Expenses
24400	TOTAL Customer Service and Information Expenses
25100	TOTAL Sales Expenses
27000	TOTAL Administrative and General Expenses
27100	TOTAL Gas O&M Expenses

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

Como se puede observar, los gastos generales y administrativos de todas las actividades se presentan en una sola línea, por lo que tales gastos deben ser distribuidos entre las diferentes actividades en aquellas empresas integradas verticalmente.

Entrando al detalle de las cuentas de gastos de transmisión (línea 20100), se tiene:

Código	Descripción
17800	3. TRANSMISSION EXPENSES
17900	Operation
18000	850 Operation Supervision and Engineering
18100	851 System Control and Load Dispatching
18200	852 Communication System Expenses
18300	853 Compressor Station Labor and Expenses
18400	854 Gas for Compressor Station Fuel
18500	855 Other Fuel and Power for Compressor Stations
18600	856 Mains Expenses
18700	857 Measuring and Regulating Station Expenses
18800	858 Transmission and Compression of Gas by Others
18900	859 Other Expenses
19000	860 Rents
19100	TOTAL Operation (Total of lines 180 thru 190)
19200	Maintenance
19300	861 Maintenance Supervision and Engineering
19400	862 Maintenance of Structures and Improvements
19500	863 Maintenance of Mains
19600	864 Maintenance of Compressor Station Equipment
19700	865 Maintenance of Measuring and Regulating Station Equipment
19800	866 Maintenance of Communication Equipment
19900	867 Maintenance of Other Equipment
20000	TOTAL Maintenance (Total of lines 193 thru 199)
20100	TOTAL Transmission Expenses (Total of lines 191 and 200)

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

De la anterior información se identificaron los gastos correspondientes a la compresión:

Código	Descripción
18300	853 Compressor Station Labor and Expenses
18400	854 Gas for Compressor Station Fuel
18500	855 Other Fuel and Power for Compressor Stations
18800	858 Transmission and Compression of Gas by Others
19600	864 Maintenance of Compressor Station Equipment

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

En cuanto a la información de inversiones en planta (activos), en el formato F2_204_GAS_PLANT_IN_SRV se presentan los siguientes totales:

Código	Descripción
500	TOTAL Intangible Plant
2700	TOTAL Production and Gathering Plant
3800	TOTAL Products Extraction Plant
5700	TOTAL Underground Storage Plant
6900	TOTAL Other Storage Plant
8100	TOTAL Nat'l Gas Storage and Processing Plant
9200	TOTAL Transmission Plant
10900	TOTAL Distribution Plant
12400	TOTAL General Plant
12900	TOTAL Gas Plant In Service

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

Para la actividad de transporte (línea 9200) se tiene el siguiente desglose:

Código	Descripción
8200	TRANSMISSION PLAN
8300	365.1 Land and Land Rights
8400	365.2 Rights-of-Way
8500	366 Structures and Improvements
8600	367 Mains
8700	368 Compressor Station Equipment
8800	369 Measuring and Regulating Station Equipment
8900	370 Communication Equipment
9000	371 Other Equipment
9200	TOTAL Transmission Plant

Fuente: tomado de www.ferc.gov el día 13 de abril de 2011

En el formato F2_514_TRANS_LINES las empresas reportan las longitudes de los gasoductos, y en el formato F2_520_NAT_GAS las cantidades de gas recibido y entregado en el sistema de transporte. Para el análisis se tomó la información del gas entregado por el transportador.

La información extractada de la página web de la FERC corresponde a gastos de operación y mantenimiento de transporte, inversión en planta de transporte, gas transportado y entregado y longitud de los gasoductos. Esta información está disponible para 135 empresas. Sin embargo, la historia para cada una de ellas no abarca todo el periodo analizado.

Una vez recopilada la información para el rango de años descrito anteriormente, el siguiente paso consistió en definir la muestra de las empresas a considerar en el análisis de los gastos de AOM, tal como se describe en el siguiente aparte.

Criterios de selección de la muestra

Para seleccionar la muestra de empresas se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Las variables previamente mencionadas debían estar disponibles para todos los años del período 2005 a 2010.
- Al menos el 95% de las inversiones en planta total, sin considerar la planta general o administrativa, debía corresponder a inversiones en planta de transporte.
- Las empresas seleccionadas no debían tener inversiones y gastos asociados a compresión, o los mismos debían ser sustraídos de la inversión en planta y de los gastos de AOM.
- Los sistemas de transporte seleccionados debían tener longitudes menores de 4000 km.
- No debían tener tramos *offshore*.

Análisis de la información

Se descartó la utilización de modelos de frontera estocástica y análisis envolvente de datos en la medida en que no fue posible construir modelos consistentes de este tipo. Como alternativa de análisis se utilizó la herramienta diagrama de caja (box plot), la cual se empleó para analizar la distribución de los datos de la muestra internacional, para cada uno de los años con información. Este mecanismo permite definir la distribución general de las variables y establecer los valores atípicos de la muestra de empresas. En la sección 3 de este anexo se presenta una descripción de la metodología diagrama de caja y los resultados de su aplicación.

Con base en los resultados obtenidos con la herramienta diagrama de caja, para la variable AOM/Inversión, se determinó que el valor más consistente en la comparación de las distribuciones es la mediana, la cual tiene un comportamiento homogéneo a través de los seis años analizados. Este es, además, el valor que menos se afecta por los datos atípicos (caso contrario al promedio aritmético). En la siguiente tabla, se resumen los resultados de la herramienta diagrama de caja para la variable AOM/Inversión:

AÑO	Mínimo	Máximo	Primer cuartil (Q1)	Mediana	Tercer Cuartil (Q3)	Promedio
2005	0.0082	0.1697	0.0201	0.0370	0.0632	0.0504
2006	0.0120	0.2293	0.0183	0.0428	0.0807	0.0576
2007	0.0105	0.3011	0.0227	0.0393	0.0771	0.0635
2008	0.0105	0.2015	0.0265	0.0418	0.0733	0.0615
2009	0.0090	0.2921	0.0246	0.0408	0.0701	0.0617
2010	0.0099	0.2618	0.0265	0.0427	0.0670	0.0673

Basándose en los anteriores resultados, se tomó como valor aceptable para la variable Gastos AOM/Inversión en transporte, el promedio de las medianas, es decir el valor de 4.07%. Este valor será el máximo a reconocer para los gastos anuales de AOM con respecto al monto de las inversiones en infraestructura de transporte de gas.

3. Metodología diagrama de caja

¿Qué es el box plot y qué medidas se usan en su construcción?

Es un gráfico representativo de las distribuciones de un conjunto de datos. En su construcción se utilizan cinco medidas descriptivas de la información, a saber: mediana, primer cuartil, tercer cuartil, valor máximo y valor mínimo.

¿Qué información muestra?

Esta presentación visual muestra al mismo tiempo información sobre la tendencia central, dispersión y simetría de los datos de estudio. Además, permite identificar con claridad y de forma individual, observaciones que se alejan de manera poco usual del resto de los datos. A estas observaciones se les conoce como valores atípicos.

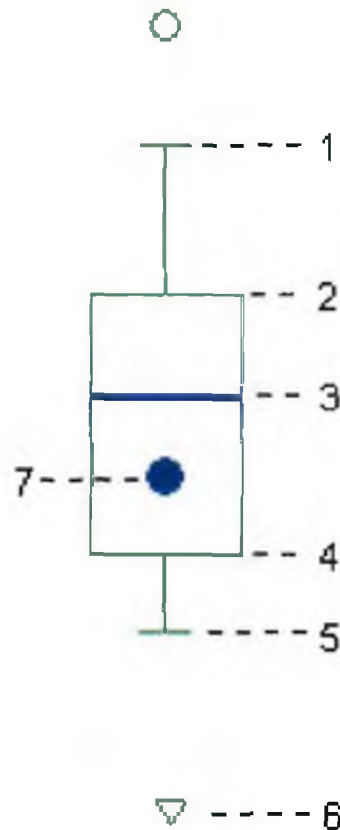
Por su facilidad de construcción e interpretación, permite también comparar a la vez varios grupos de datos sin perder información ni saturarse de ella.

Partes del box plot

El nombre original del gráfico introducido por Jhon Tukey en 1977 es Box and Whisker Plot, es decir, diagrama de caja y bigote. El gráfico consiste en un rectángulo (caja), de cuyos lados se derivan dos segmentos, llamados bigotes. Las partes del box plot se identifican como sigue:

1. Límite superior: es el extremo superior del bigote. Las observaciones por encima de este límite se consideran atípicas.
2. Tercer cuartil (Q3): por debajo de este valor se encuentran como máximo el 75% de las observaciones.
3. Mediana: coincide con el segundo cuartil. Divide a la distribución en dos partes iguales. De este modo, 50% de las observaciones están por debajo de la mediana y 50% está por encima.
4. Primer cuartil (Q1): por debajo de este valor se encuentra como máximo el 25% de las observaciones.
5. Límite inferior: es el extremo inferior del bigote. Las observaciones por debajo de este valor se consideran atípicas.
6. Valores atípicos: observaciones que están apartadas del cuerpo principal de datos.

7. Media aritmética: es lo que tradicionalmente se conoce como promedio. Originalmente no forma parte del box plot. Sin embargo, se considera su inclusión para efectos de comparación.



¿Cómo se interpreta?

Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones a la hora de interpretar el box plot:

- Mientras más larga la caja y los bigotes, más dispersa es la distribución de datos.
- La distancia entre las cinco medidas descritas en el box plot (sin incluir la media aritmética) puede variar. Sin embargo, la cantidad de elementos entre una y otra es aproximadamente la misma. Entre el límite inferior y Q1 hay igual cantidad de observaciones que de Q1 a la mediana, de ésta a Q3 y de Q3 al límite superior. Se considera aproximado porque pudiera haber valores atípicos, en cuyo caso la cantidad de elementos se ve levemente modificada.
- La línea que representa la mediana indica la simetría. Si está relativamente en el centro de la caja la distribución es simétrica. Si por el contrario se acerca al primer o tercer cuartil, la distribución pudiera ser sesgada a la derecha (asimétrica positiva) o sesgada a la izquierda (asimétrica negativa) respectivamente. Esto suele suceder cuando las observaciones tienden a concentrarse más hacia un punto de la escala.

- La mediana puede inclusive coincidir con los cuartiles o con los límites de los bigotes. Esto sucede cuando se concentran muchos datos en un mismo punto. Pudiera ser éste un caso particular de una distribución sesgada o el caso de una distribución muy homogénea.

Sobre la construcción de los límites y los valores atípicos

Tukey (1977) sugiere una regla sencilla para determinar los límites de los bigotes. Tomando en cuenta que el Rango Inter cuartilico (RI) es la diferencia entre el Tercer y el Primer Cuartil, existen límites interiores y límites exteriores. Los primeros son barreras hasta las cuales se "permiten" datos de la muestra, por estar muy cerca del resto. Estos son los límites que definen los extremos de los bigotes. De sobrepasar esta barrera se le considera valor atípico. Los segundos límites indican cuándo un dato se aleja en exceso del resto y, siendo también atípico, se le considera fuera del límite exterior permitido y se dice que es aún más atípico.

Se construyen así:

Límite interior inferior = Límite del bigote inferior = $Q1 - 1,5RI$

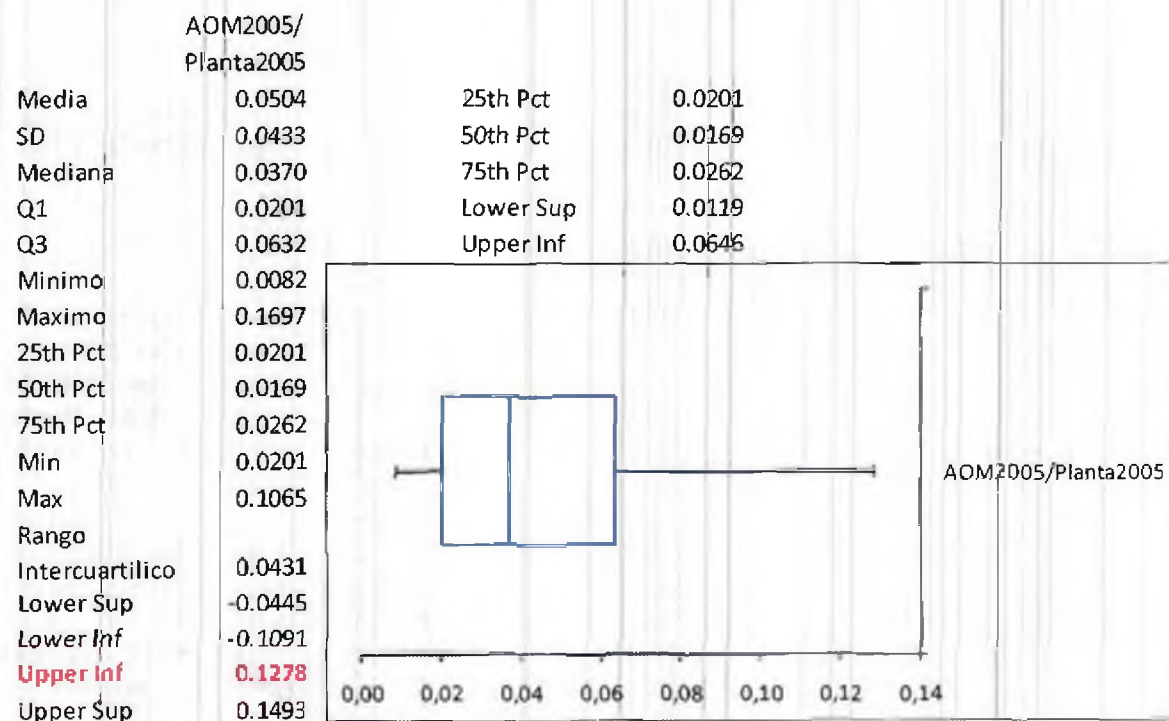
Límite interior superior = Límite del bigote superior = $Q3 + 1,5RI$

Límite exterior inferior = $Q1 - 3RI$

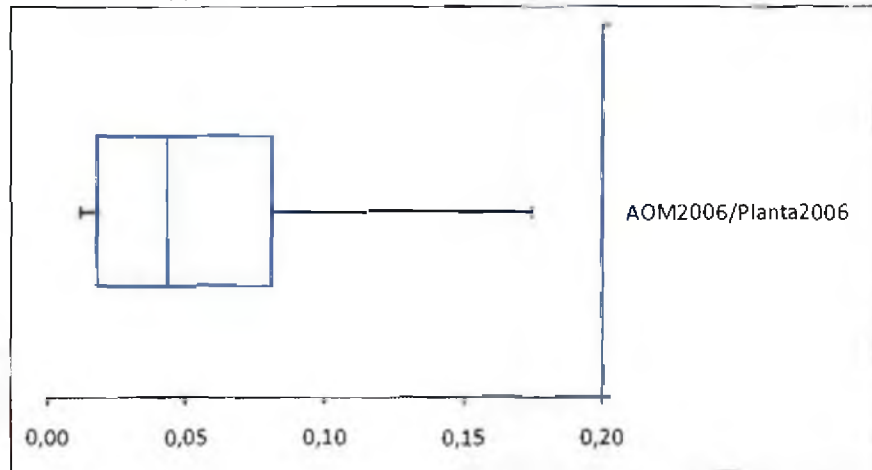
Límite exterior superior = $Q3 + 3RI$

Fuente: http://www.cesma.usb.ve/~npena/estadistica_1/BOXPLOT-ayudaenlinea4.htm

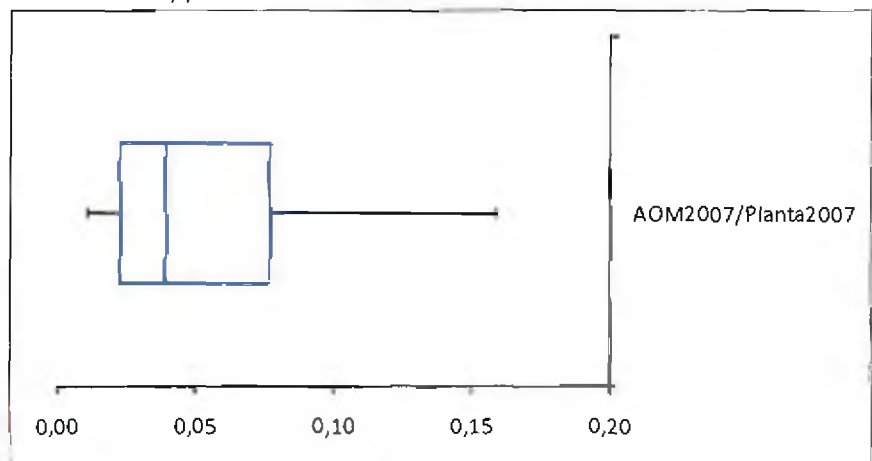
A continuación se presentan los resultados de la aplicación de la herramienta box plot a la variable AOM de transporte sobre la Inversión en planta de transporte:



AOM2006 /Planta20			
Media	0.0576	25th Pct	0.0183
SD	0.0525	50th Pct	0.0246
Mediana	0.0428	75th Pct	0.0379
Q1	0.0183	Lower Sup	0.0063
Q3	0.0807	Upper Inf	0.0936
Minimo	0.0120		
Maximo	0.2293		
25th Pct	0.0183		
50th Pct	0.0246		
75th Pct	0.0379		
Min	0.0183		
Max	0.1486		
Rango			
Intercuartilico	0.0624		
Lower Sup	-0.0753		
Lower Inf	-0.1690		
Upper Inf	0.1743		
Upper Sup	0.2055		



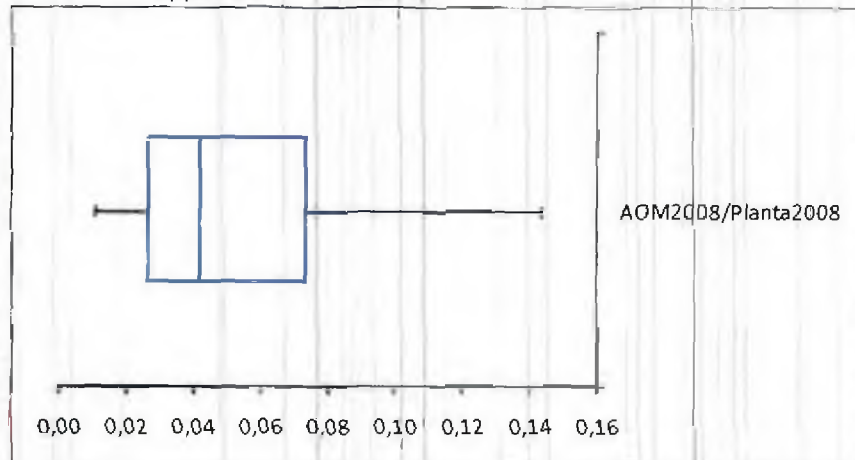
AOM2007/ Planta2007			
Media	0.0635	25th Pct	0.0227
SD	0.0642	50th Pct	0.0167
Mediana	0.0393	75th Pct	0.0378
Q1	0.0227	Lower Sup	0.0121
Q3	0.0771	Upper Inf	0.0817
Minimo	0.0105		
Maximo	0.3011		
25th Pct	0.0227		
50th Pct	0.0167		
75th Pct	0.0378		
Min	0.0121		
Max	0.2240		
Rango			
Intercuartilico	0.0545		
Lower Sup	-0.0591		
Lower Inf	-0.1408		
Upper Inf	0.1588		
Upper Sup	0.1861		



AOM2008/
Planta2008

Media	0.0615	25th Pct	0.0265
SD	0.0499	50th Pct	0.0152
Mediana	0.0418	75th Pct	0.0316
Q1	0.0265	Lower Sup	0.0161
Q3	0.0733	Upper Inf	0.0702

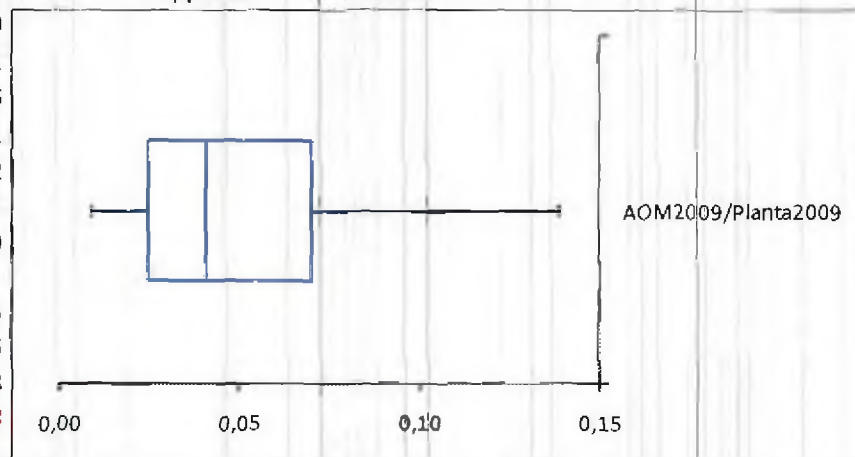
Minimo	0.0105
Maximo	0.2015
25th Pct	0.0265
50th Pct	0.0152
75th Pct	0.0316
Min	0.0161
Max	0.1282
Rango	
Intercuartilico	0.0468
Lower Sup	-0.0437
Lower Inf	-0.1139
Upper Inf	0.1435
Upper Sup	0.1669



AOM2009/
Planta2009

Media	0.0617	25th Pct	0.0246
SD	0.0598	50th Pct	0.0162
Mediana	0.0408	75th Pct	0.0292
Q1	0.0246	Lower Sup	0.0156
Q3	0.0701	Upper Inf	0.0682

Minimo	0.0090
Maximo	0.2921
25th Pct	0.0246
50th Pct	0.0162
75th Pct	0.0292
Min	0.0156
Max	0.2220
Rango	
Intercuartilico	0.0455
Lower Sup	-0.0436
Lower Inf	-0.1118
Upper Inf	0.1383
Upper Sup	0.1611



[Handwritten signature]

AOM2010/
Planta2010

Media	0.0673	25th Pct	0.0265
SD	0.0669	50th Pct	0.0161
Mediana	0.0427	75th Pct	0.0243
Q1	0.0265	Lower Sup	0.0166
Q3	0.0670	Upper Inf	0.0607

Minimo	0.0099
Maximo	0.2618
25th Pct	0.0265
50th Pct	0.0161
75th Pct	0.0243
Min	0.0166
Max	0.1949
Rango	
Intercuartilico	0.0404
Lower Sup	-0.0341
Lower Inf	-0.0948
Upper Inf	0.1276
Upper Sup	0.1479

